

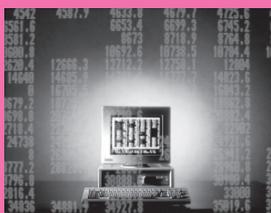
ГЛАВНЫЙ ЭНЕРГЕТИК

**ПРОИЗВОДСТВЕННО-ТЕХНИЧЕСКИЙ
ЖУРНАЛ**



**МАРТ
2004**

СОДЕРЖАНИЕ



НОВОСТИ ЭНЕРГЕТИКИ

4

ТЕМА НОМЕРА: КАЧЕСТВО ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

15

СЕРТИФИКАЦИЯ – ЭФФЕКТИВНЫЙ СПОСОБ ОБЕСПЕЧЕНИЯ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ	15
ПОКАЗАТЕЛИ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ	19
ОПРЕДЕЛЕНИЕ НЕУСТОЙКИ ЗА ПОНИЖЕННОЕ КАЧЕСТВО ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ	26

ЭЛЕКТРОХОЗЯЙСТВО

30

ВНУТРИЦЕХОВОЕ РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ	30
ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫЕ СЧЕТЧИКИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ	40
КОНТРОЛЬ ЭЛЕКТРОМАГНИТНОЙ ОБСТАНОВКИ НА ПРЕДПРИЯТИЯХ	44
МЕТОДИКА ИЗМЕРЕНИЯ СОПРОТИВЛЕНИЯ ИЗОЛЯЦИИ	48

ТЕПЛОСНАБЖЕНИЕ

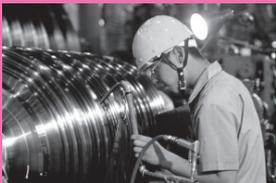
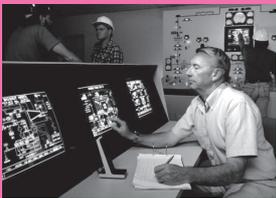
54

ТЕПЛОВАЯ ИЗОЛЯЦИЯ ПРОМЫШЛЕННОГО ОБОРУДОВАНИЯ	54
ПАР И ПАРОВЫЕ КОТЛЫ	59
ПЕРЕВОД КОТЛОВ ТИПА ДКВР НА ВОДОГРЕЙНЫЙ РЕЖИМ РАБОТЫ	61

ВОЗДУХОСНАБЖЕНИЕ

64

ВОЗДУШНЫЕ КОМПРЕССОРЫ – СТОИМОСТЬ ЖИЗНЕННОГО ЦИКЛА	64
---	----



ПОТЕРИ ПРЕДПРИЯТИЯ ПРИ НИЗКОМ
КАЧЕСТВЕ ВОЗДУХА

68

ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ

71

ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ В ПРОМЫШЛЕННОСТИ
ЯПОНИИ

71

ОХРАНА ТРУДА

75

МЕРЫ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ВЫПОЛНЕНИИ
ОТДЕЛЬНЫХ РАБОТ

75

ОБМЕН ОПЫТОМ

85

ДААЗ ВЫХОДИТ НА ФОРЭМ

85

СТРАНИЦА ГОСЭНЕРГОНАДЗОРА

87

ПРАВА И ОБЯЗАННОСТИ ИНСПЕКТОРОВ
ГОСЭНЕРГОНАДЗОРА РФ

87

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

90

ПРАВИЛА УСТРОЙСТВА И БЕЗОПАСНОЙ
ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ КОТЛОВ
И ЭЛЕКТРОКОТЕЛЬНЫХ

90

КРОССВОРД

96

ТРУБОПРОВОД В ЗАВТРА

В 2003 году платежи топливно-энергетического комплекса России в бюджеты всех уровней превысили 700 млрд. рублей. По словам министра энергетики Игоря Юсуфова, в этом году планируется увеличить поступления на 20–22 процента. Столь успешное развитие российского ТЭК подтверждает прогнозы наших и зарубежных аналитиков, что к 2009 году Россия станет лидером на мировом рынке топливно-энергетических ресурсов (ТЭР). Анализ, проведенный в Минэнерго, свидетельствует о том, что в прошлом году в России наблюдался рост уровня добычи и потребления топливно-энергетических ресурсов. Он стал рекордным для отечественной нефтяной промышленности.

Впервые добыча нефти с газовым конденсатом составила 421 млн. тонн, что на 42 млн. тонн больше, чем в 2002 году. Стабильный прирост показателей наблюдался в добыче и переработке природного и попутного газа. По предварительным оценкам министерства, эти показатели в 2003 году достигли 616,4 млрд. кубометров, превысив результаты 2002 года на 21 млрд. кубометров. Одновременно на 107,4 процента выросло производство угля. По подсчетам аналитиков Минэнерго, оно достигло 274 млн. тонн. Юсуфов считает, что объем добычи нефти в России в 2004 году вырастет на 6–8 процентов, а ее экспорт – на 5 процентов. Кроме того, в этом году планируется подписа-



ние международных соглашений о транзите нефти и газа через территорию государств – участников СНГ. К более долгосрочным планам относится завершение строительства “прямых” газо- и нефтепроводов, по которым будут осуществляться поставки “голубого” и “черного” топлива на рынки Европы и США.

СОВЕТ ФЕДЕРАЦИИ НА БЛИЖАЙШЕМ ЗАСЕДАНИИ РАССМОТРИТ ЗАКОНОПРОЕКТ “О ТЕПЛОСНАБЖЕНИИ В РФ”

Совет Федерации на ближайшем заседании рассмотрит проект закона “О теплоснабжении в РФ”, сообщил глава комиссии по естественным монополиям СФ Михаил Одинцов.

“В данном случае палата выступает с законодательной инициативой. Законопроект устанавливает правовые основы организации, функционирования и развития теплоснабжения на территории России”, – отметил сенатор.

По его словам, действие данного закона в случае его одобрения Госдумой и Правительством РФ будет распространяться на производство, передачу, распределение и продажу теплоэнергии и теплоносителя, за исключением производства для собственного потребления.

“Предметом регулирования данного закона являются гражданско-правовые отношения,

которые складываются в теплоснабжении, и отношения, связанные с регулированием деятельности по организации и функционированию теплоснабжения”, – добавил М. Одинцов.

Он подчеркнул, что целью данного закона является обеспечение производителем доступного, качественного, надежного теплоснабжения при минимальном воздействии на окружающую среду, соблюдение принципов энергетической и экономической эффективности. В законопроекте дается определение таких понятий, как “теплоснабжение”, “централизованное теплоснабжение”, “децентрализованное теплоснабжение”, “теплофикация”, “тепловая энергия” и ряда других.

Документ также, по словам М. Одинцова, будет регламентировать и порядок отключения потребителя от системы централизованного теплоснабжения. В



соответствии с этим и статьями законопроекта теплоснабжающая организация будет вправе ограничить отпуск тепловой энергии (вплоть до полного отключения) в случае, если потребитель более чем три месяца не оплачивал или оплачивал не полностью теплоэнергию.

“Теплоснабжающая организация, в свою очередь, имеет право прервать теплоснабжение, предварительно уведомив потребителя не менее чем за 10 дней – в случае, если потреби-

тель превысил права, данные ему условиями присоединения, или не выполнил взятые на себя обязательства, либо воспрепятствовал доступу теплоснабжающей организации к приборам учета для их проверки, замены и тому подобное”, – разъяснил сенатор.

Он также отметил, что законопроект предусматривает ответственность как юридических, так и физических лиц. Мера ответственности в сфере теплоснабжения будет регулировать-

ся специальным договором. При этом юридические и физические лица, виновные в повреждении или хищении оборудования, систем теплоснабжения, либо самовольном подключении к теплосетям и хищении теплоэнергии, несут уголовную и административную ответственность в соответствии с действующим законодательством РФ.

Сенатор также обратил внимание на то, что в документе предусмотрен и порядок регулирования тарифов теплоснабже-

ния. Его суть сводится к обеспечению единства тарифного регулирования, разумной политики в области тарифообразования на природный газ, а главное, защиты потребителей от неоправданного завышения цен.

“После того, как законопроект в качестве законодательной инициативы будет поддержан Советом Федерации, мы направим его на обсуждение в нижнюю палату парламента и правительство”, – заключил М. Одинцов.

НА СВОБОДНОМ РЫНКЕ КИЛОВАТТЫ ДЕШЕВЛЕ



Минувший год стал, по сути, стартовым для реформы российской электроэнергетики. Еще в апреле появилось новое законодательство, делающее эту реформу возможной в принципе. К осени правительство определило будущих участников конкурентного рынка производства электроэнергии.

Это – 10 так называемых оптовогенерирующих компаний, каждая из которых объединяет несколько электростанций. Причем формируются эти компании по экстерриториальному принципу, то есть электростанция в Сибири может войти в одну оптовую компанию с электростанцией на Урале или в европейской части. 6 из 10 таких компаний объединяют тепловые электростанции и 4 – гидроэлектростанции. По экспертным оценкам, сегодня на долю всех электростанций, вошедших в эти 10 оптовогенерирующих компаний, прихо-

дится около 40 процентов всей производимой в стране электроэнергии. Но пока эта “десятка” только формируется.

Практически вся электроэнергия в России продается через так называемый федеральный рынок энергии и мощности, сокращенно – ФОРЭМ. Все правила и тарифы на этом рынке устанавливает государство. Это – регулируемый рынок электроэнергии. Однако с 1 ноября прошлого года в России впервые появился сектор продажи электроэнергии по свободным ценам. Его называют рынком “5–15”, имея в виду, что здесь производители могут продавать от 5 до 15 процентов производимой ими электроэнергии. Пока – не больше. Но доля этого свободного рынка по мере продвижения реформы отрасли будет постепенно увеличиваться и со временем станет доминирующей.

Итак, рынок “5–15” существует в стране уже 2,5 месяца. В первый день торгов, 1 ноября, на нем было продано электроэнергии в объеме, равном примерно 1 проценту от ее общего потребления. Как эта доля менялась в последующие два с половиной месяца?

Как отмечают аналитики, с 1 ноября объемы стали стремительно увеличиваться. И к концу

года они достигли уже 2 процентов от продаваемой электроэнергии в целом. А к середине января уже примерно 4 процента энергии продается через рынок “5–15”.

13 января был зафиксирован максимум, когда объем реализованной энергии достиг 4 процентов от общего объема потребления в европейской части России и на Урале.

А как за это же время изменились тарифы на этом свободном рынке? Они снизились. В ноябре тарифы на этом рынке были ниже, чем на ФОРЭМе, примерно на 10 процентов, а сегодня – уже на 20 процентов. К концу декабря средняя цена на этом рынке снизилась примерно на 5 процентов по сравнению с ценами в ноябре, что свидетельствует о динамике превышения предложения над спросом в этом сегменте за счет выхода на него концерна “Росэнергоатом”.

“Росэнергоатом” – это государственная компания, контролирующая 10 атомных электростанций России. В целом их доля в производстве в стране электроэнергии составляет примерно 18 процентов, а ее себестоимость здесь – одна из самых низких в отрасли.

Однако, судя по последним сообщениям, сегодня предложение

(Окончание на с. 6)

(Начало на с. 5)

ние электроэнергии на рынке "5-15" значительно превышает спрос на нее, из-за чего и тарифы здесь упали. Почему спрос так мал? Неужели более дешевая энергия никому не нужна?

По мнению экспертов, действительно, такой дисбаланс существует. Предложение примерно в два раза превышает спрос. Но они не видят здесь ничего удивительного, так как сейчас, особенно по сравнению с прошлым годом, в России не так холодно. Во-вторых, не все участники имеют доступ к этому рынку. И они по-прежнему покупают электроэнергию на ФОРЭМ.

Некоторые эксперты считают, что наиболее важная причина – техническая неподготовлен-

ность потребителей. Многие из них наверняка до сих пор не успели установить системы коммерческого учета, которые бы отвечали требованиям свободного рынка.

Одна из крупных компаний, например, уже получившая доступ к торгам на рынке "5-15", заявила: чтобы переключиться на этот рынок полностью, ей потребуется от 1,5 до 2 лет. Таким образом, выход на оптовый рынок – не мгновенный процесс.

Можно ли хотя бы очень приблизительно оценить, какая именно часть от всех российских потребителей электроэнергии уже имеет доступ на свободный рынок?

К сожалению, официальных данных пока нет. По оценкам экспертов, доступ к этому рынку

сегодня имеют 10–15 процентов потребителей. Этот показатель, конечно, будет увеличиваться. К концу года к этому рынку будут иметь доступ около 30–40 процентов всех потребителей.

Если сегодня на долю свободного рынка электроэнергии приходится 4% от общего ее потребления, то возможно ли, что до конца 2004 года он приблизится к установленным границам – 15 процентам?

Эксперты полагают, что более реально достижение этой границы в 15% только к середине следующего 2005 года. Это ведь конкурентный рынок, и цены на нем будут меняться. И когда на этом рынке будет расти спрос, то это вовсе не означает, что будут и дальше снижаться цены. Скорее наоборот.

КРУПНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ УРАЛА СОБИРАЮТСЯ ЗАКУПАТЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЮ НА КОНКУРЕНТОМ РЫНКЕ

Первой о подобном шаге заявила Уральская горно-металлургическая компания. Сейчас ведется кампания по подписанию договоров с участниками оптового рынка. Предполагается, что сначала опробуют новшество ОАО «Уралэлектромедь» и ОАО «СУМЗ»: с марта эти предприятия будут приобретать до 10% потребляемой электроэнергии в секторе свободной торговли, в мае к ним присоединятся остальные подразделения концерна. Предприятия компании

внедрили системы коммерческого учета, которые соответствуют правилам конкурентного сектора, поэтому заводы получили возможность выйти на конкурентный рынок энергии. На свободном оптовом рынке электроэнергии предприятия УГМК, в том числе и «Гайский ГОК», будут работать через сбытовую компанию ЗАО «Энергопромышленная компания». В настоящее время предприятия холдинга приобретают необходимые ресурсы у региональных АО-энерго.



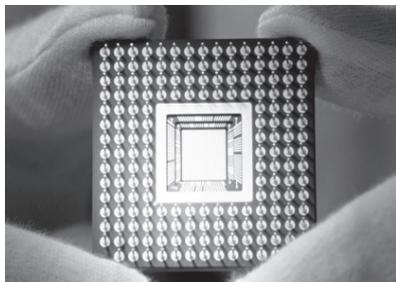
МЫ ОБОГНАЛИ АМЕРИКУ. ПО ЦЕНАМ НА БЕНЗИН

Московская топливная ассоциация сообщила о том, что цены на бензин в России теперь практически соответствуют ценам США. Там галлон хорошего бензина стоит 1,5–2 долл., у нас – примерно 11–14 руб. за литр горючего. В Москве за бензин нелучшего качества, Аи-92, людям отнюдь не американского достатка приходится платить

не меньше 12 руб. за литр. На розничные цены оказывают влияние многие факторы, в том числе арендная плата за землю, на которой размещаются автозаправки (она существенно выросла), и акцизы, и всевозможные платежи, устанавливаемые местной властью. Все эти расходы и сказываются на стоимости бензина.



КУТОВОЙ УЧИТСЯ СМОТРЕТЬ НА ТРИ ГОДА ВПЕРЕД



Председатель Федеральной энергетической комиссии (ФЭК) Георгий Кутовой на заседании расширенного правления пообещал, что в этом году тарифы на услуги естественных монополий корректироваться не будут. Более того, ФЭК намерена ужесточить свои правила и со следующего года

устанавливать тарифы для монополистов не на один, а на три года. Глава ФЭК также предложил вывести инвестиционную составляющую из графика на электроэнергию, тогда достройку энергетических объектов будет финансировать не потребитель, а частный инвестор.

ФЭК УТВЕРДИЛА ОДНОСТАВОЧНЫЙ ТАРИФ ДЛЯ УЧАСТНИКОВ ОПТОВОГО ЭНЕРГОРЫНКА



Федеральная энергетическая комиссия (ФЭК) России приняла постановление, утверждающее с 1 января текущего года одноставочный тариф оптового рынка электроэнергии, сообщил руководитель пресс-службы ФЭК Николай Зайцев.

По его словам, “в отличие от двуставочного энерготарифа, который предусматривает отдельную плату за потребленную электроэнергию и отдельно за мощность, одноставочный тариф предусматривает только

одну плату покупателя за полную стоимость электроэнергии, выработанную поставщиком, с учетом мощности.”

“Постановление предусматривает тарифы для поставщиков оптового рынка и цены на электроэнергию и мощность для покупателей оптового рынка, которые устанавливаются отдельно для каждого месяца – на январь, февраль и на март”, – сообщил он.

Н. Зайцев отметил также, что постановлением ФЭК устанавливается также максимальный тариф на электроэнергию с учетом мощности для поставщиков и покупателей, по которому будет рассчитываться сектор отклонения оптового рынка. В частности, для января установлен тариф в размере – 704,6 руб./МВт·ч, для февраля – 764,83 руб./МВт·ч, для марта – 765,1 руб./МВт·ч.

Как заявили в некоммерческом партнерстве “Администратор торговой системы” (НП АТС), “введение одноставочного тарифа и тарифа на максимальную мощность позволит улучшить и упростить процедуру расчетов в свободном секторе оптового рынка электроэнергии”.

“Теперь оба сектора оптового рынка (свободный и регулируемый) будут жить по одним

правилам и легче будет сравнивать их экономическую эффективность”, – отметили в НП АТС.

Представитель партнерства сообщил, что пока тарифы устанавливались только на три месяца и, как ожидается, через три месяца ФЭК разработает методику расчетов этих энерготарифов.

Ранее председатель правления некоммерческого партнерства “Администратор торговой системы” (НП АТС) Дмитрий Пономарев высказывал претензии к ФЭК России в связи с отсутствием ряда нормативных документов, необходимых для полноценного развития свободного сектора оптового рынка электроэнергии, в частности, ранее отсутствовали нормативные документы ФЭК по одноставочному тарифу и по расчетам в секторе отклонения оптового рынка.

Между тем в концерне “Росэнергоатом” сообщили, что “введение в действие одноставочного тарифа для атомной энергетики фактически приведет к снижению энерготарифа для АЭС, из-за выпадения инвестиционной составляющей в тарифе, а это, в свою очередь, не позволит атомщикам реализовать в полной мере инвестиционную программу”.

ПРОМЫШЛЕННИКОВ УСТРОИЛА КОНФИГУРАЦИЯ ТГК

Промышленные холдинги, купившие акции энергетических компаний, согласились с предложенной РАО «ЕЭС России» конфигурацией территориальных генерирующих компаний. В ответ на специальный запрос Минэкономразвития большинство из них написало о поддержке предложенной менеджерами энергохолдинга.

В результате реформы региональные энергокомпании будут разделены по видам бизнеса – на генерацию, сети и сбыт. В стратегии развития РАО «ЕЭС России» (план «5 + 5») сказано, что крупнейшие электростанции будут объединены в 10 оптовых генерирующих компаний (ОГК), а остальные генерирующие активы – в территориальные генкомпании (ТГК). Их конфигурацию должен утвердить совет директоров РАО «ЕЭС России». В ноябре предварительную схему одобрило правление энергохолдинга. Менеджмент РАО «ЕЭС России» предлагает объединить в 14 ТГК станции соседних регионов (за исключением изолированных энергосистем, АО-энерго Дальнего Востока и Калининградской области).

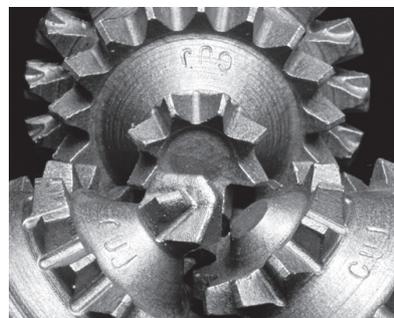
Минэкономразвития решило обсудить этот план с миноритарными акционерами РАО «ЕЭС России» и его региональных «дочек». В январе первый заместитель министра экономического развития Андрей Шаронов написал письмо крупнейшим миноритариям, в котором просил до 30 января высказать замечания и предложения по поводу предложений РАО «ЕЭС России». По словам чиновника Минэкономразвития, письмо отправили в семь компаний – «Евразхолдингу», группе МДМ, ЮКОСу, «Базэлу», «Комплексным энергетическим системам» (КЭС), «ЛУКОЙЛу» и ЕСН. Он говорит, что все, кро-

ме двух последних, прислали ответы.

Чиновник Минэкономразвития утверждает, что больше всех планом недоволен ЮКОС. Источник, близкий к нефтяной компании, рассказывает, что ЮКОС настаивает на экстерриториальном принципе – чтобы в одну ТГК можно было объединять не только станции соседних регионов. Нефтяникам принадлежат пакеты акций в четырех региональных энергосистемах, которые, по плану менеджмента РАО «ЕЭС России», будут разнесены по трем ТГК.

Остальные инвесторы против предложенной компоновки ТГК не возражают. КЭС считает, что она имеет очевидные преимущества (единая топливная и клиентская база, снижение управленческих затрат, эффективное управление режимами). КЭС повезло больше, чем ЮКОСу. Три из четырех энергокомпаний, где у КЭС есть акции, – «Комиэнерго», «Свердловэнерго» и «Пермэнерго» – предлагается объединить в Уральскую ТГК. По словам руководителя Департамента по связям с общественностью КЭС Ольги Киселевой, КЭС предлагает не реструктурировать «Комиэнерго», а оставить его вертикально-интегрированным холдингом, так как энергосистема «практически является изолированной».

Группа МДМ, по словам чиновника Минэкономразвития, настаивает на том, чтобы ТГК создавались путем соучреждения. В таком случае реструктуризация АО-энерго состоится быстрее, чем по базовому варианту. Впрочем, чиновник отмечает, что у МДМ есть претензии по конфигурации ТГК. Группа категорически против раздела активов «Кузбассэнерго» на две ТГК, хотя и не указала этого в



письме. «МДМ пока незачем волноваться: в основном им принадлежат акции дальневосточных АО-энерго, а их судьба еще под вопросом. Возможно, их вообще оставят вертикальноинтегрированными», – рассуждает аналитик Brunswick UBS Федор Трегубенко.

«Евразхолдинг», как утверждает чиновник, допускает соучреждение, если есть такая возможность и желание акционеров. А вот директор «Базэла» и член совета директоров РАО «ЕЭС России» Дэвид Джеованис считает эту схему рискованной для акционеров РАО. А в письме «Базэл» предположил, что предложенная конфигурация составлена в интересах отдельных финансово-промышленных групп, а не в целом отрасли.

Андрей Шаронов заявил, что Минэкономразвития хочет обсудить все предложения с инвесторами. После этого они будут вынесены на правительственную комиссию по реформе электроэнергетики, а затем – на совет директоров РАО «ЕЭС России». Причем, по мнению Шаронова, «никто не предложил конфигурацию ТГК лучше. И наименее уязвимыми являются первоначальные предложения (формирование ТГК по базовому варианту и по территориальному принципу), возможно, с некоторыми корректировками», – резюмирует Шаронов.

РАО “ЕЭС РОССИИ” ПРЕДЛАГАЕТ ОБЪЕДИНИТЬ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ ЭЛЕКТРОСЕТИ АО-ЭНЕРГО В ПЯТЬ МРСК



РАО “ЕЭС России” предлагает создать на территории России пять межрегиональных распределительных сетевых компаний (МРСК), сообщили в энергохолдинге.

По словам представителя РАО “ЕЭС”, правление энергохолдинга, которое недавно обсуждало этот вопрос, решило объединить в МРСК распределительные сети АО-энерго центральной части РФ и Юга, Урала и Поволжья, а на территории Дальнего Востока, Сибири и Северо-Запада создать по одной МРСК.

“Вопрос территориальной сопряженности для МРСК не яв-

ляется безусловным приоритетом, – пояснил он. – Распределительные сети требуют укрупнения не столько для технологии бизнеса, сколько для бизнеса с точки зрения капитализации и инвестиционной привлекательности. При этом логичнее, чтобы в МРСК вошли либо целые объединенные энергосистемы (ОЭС), либо пограничные.”

Стратегия РАО “ЕЭС” (программа “5+5”) предполагает, что созданные в ходе реорганизации АО-энерго распределительные сетевые компании на этапе их межрегиональной интеграции будут объединены в несколько холдинговых компаний, имеющих достаточную величину активов и рыночную капитализацию.

В стратегии определено лишь максимальное количество создаваемых МРСК (до пяти) по территориям ОЭС и не оговаривается их конфигурация.

“С одной стороны, есть стратегия, в которой написано что МРСК должно быть до пяти. В то же время их не должно быть две, потому что должна быть конкуренция по качеству управления. Выбирали между тремя,

четырьмя и пятью – решили пять”, – так прокомментировал обсуждение на правлении этого вопроса собеседник агентства.

Основным же критерием объединения, по его словам, является максимальное укрупнение распределительных сетей для получения высокой капитализации, чтобы была возможность привлечения средств с финансовых рынков.

Компоновку МРСК и принципы управления ими обсудит комитет РАО “ЕЭС” по стратегии и реформированию.

Еще раньше правление сочло целесообразной передачу акций МРСК в доверительное управление Федеральной сетевой компанией с некоторыми ограничениями – в частности, ФСК не вправе будет их продавать или передавать в залог. На сайте ФСК поясняется, что такое решение было принято для построения централизованного управления распределительным сетевым комплексом, обеспечения его надежности, эффективного функционирования и развития, повышения капитализации МРСК.

МАГНИТ УДАЛЯЕТ НАКИПЬ



В Ставропольском государственном аграрном университете изобрели новый оригинальный аппарат для магнитной очистки воды. Чтобы в паровых котлах и

охлаждающих системах не образовывалась накипь, воду обычно обрабатывают дорогими реагентами. Но можно избавляться от накипи дешевле, пропуская воду через магнитное поле.

В этом случае соли жесткости не откладываются на стенках в виде накипи, а опускаются на дно котла в виде шлама, который легко удалить.

Ставропольские ученые расположили силовые магнитные потоки не перпендикулярно обрабатываемому потоку, как это делается в известных установках

с небольшим диаметром трубы, а направили их параллельно движению воды. В результате удалось сделать аппарат с таким же рабочим сечением, как и у магистрального трубопровода, то есть с высокой способностью пропускать воду. Если установить такой прибор в котельных, то можно намного продлить срок службы водогрейных и паровых котлов. И обойдется это в десятки раз дешевле, чем обработка воды реагентами, предотвращающими образование накипи.

МОСЭНЕРГО СЭКОНОМИЛО 220 МЛН. РУБ. ЗА СЧЕТ ПОКУПОК НА ОПТОВОМ ЭНЕРГОРЫНКЕ

ОАО «Мосэнерго» в 2003 году сэкономило около 220 млн. рублей за счет покупки электроэнергии на оптовом рынке и оптимизации топливного баланса компании, сообщает пресс-служба энергокомпании.

Всего в 2003 году «Мосэнерго» приобрело на оптовом рынке 2 857,8 млн. кВт·ч электроэнергии, что на 305,9 млн. кВт·ч меньше по сравнению с предыдущим годом.

Как сообщалось ранее, в марте текущего года ОАО «Мосэнерго» планирует начать торговлю в свободном секторе оптового рынка электроэнергии на основании договора о присоеди-

нении к торговой системе этого рынка.

«Участие в конкурентном рынке позволит снизить затраты энергокомпании, так как коммерческая цена электроэнергии в настоящее время ниже, чем тарифы регулируемого сектора рынка. Кроме того, «Мосэнерго» получит возможность покупать электроэнергию максимально оперативно», – говорится в пресс-релизе столичной компании.

В настоящее время проводятся согласительные корпоративные процедуры для вступления «Мосэнерго» в члены некоммерческого партнерства «Адми-



нистратор торговой системы» (НП АТС). Членство в НП «АТС» предоставит энергокомпании возможность влиять на формирование правил торговли в регулируемом и конкурентном секторах оптового рынка электроэнергии, считают эксперты «Мосэнерго».

«DANFOSS» ИДЕТ В ПОДМОСКОВЬЕ

Датский концерн «Danfoss», производитель энергосберегающего оборудования, намерен построить завод в Подмоскowie. Инвестиции в завод могут превысить 13 млн. долл. Как считают эксперты, строительство предприятия позволит датской компании получить дополнительные конкурентные преимущества.

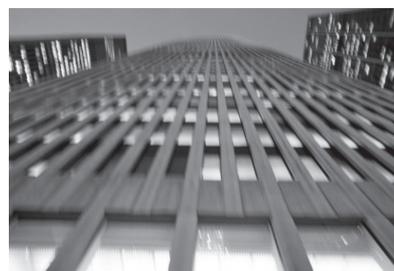
«Danfoss» – датский концерн, производящий системы теплоснабжения, отопления, водоснабжения, а также промышленные установки. Компания объединяет 53 завода в 21 стране. Выручка компании в 2002 году превысила 2 млрд. евро.

«Danfoss» работает в России уже не первый год: еще в 1993 году концерн основал в России «дочку» – ЗАО «Данфосс», которая занималась продажами оборудования.

Теперь компания собирается переместить производство поближе к покупателю. Как заявил вчера заместитель министра экономики Московской области

Цырен Цагадаев, датская компания собирается построить завод по производству систем центрального отопления в Истринском районе области. По его словам, этот инвестиционный проект будет на 100% финансироваться за счет датской компании. Чиновник пообещал, что общий объем инвестиций в строительство и запуск производства составит около 400 млн. руб.

Представитель ЗАО «Данфосс» подтвердил, что компания планирует развернуть производство в России. По его словам, площадка для завода подобрана и строительство может начаться уже весной. Однако собеседник отказался сообщить подробности проекта, пояснив, что его подготовка еще не завершена. Он указывает, что поставки компанией оборудования в России быстро растут и «Danfoss» посчитал целесообразным разместить производство непосредственно здесь. Представитель компании говорит, что «Danfoss» уже имеет небольшие производ-



ства в Москве и Санкт-Петербурге, на которых производятся отдельные комплектующие для производимого компанией оборудования. Теперь же принято решение о размещении многопрофильного производства в Подмоскowie. «Мы рассчитываем, что потребление энергосберегающих технологий будет расти и наша продукция будет пользоваться спросом», – говорит он.

Редактор журнала по системам тепло- и водоснабжения «АкваТерм» Илья Плохих считает, что размещение производства в России позволит компании снизить себестоимость и цену про-

(Окончание на с. 11)

(Начало на с. 10)

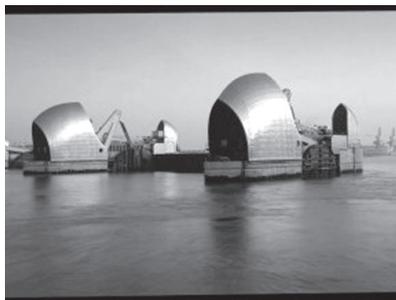
дукции и завоевать дополнительные рынки сбыта. По его словам, российские производители пока не могут конкурировать с иностранцами по качеству, а теперь им сложнее будет соперничать и по цене.

Чиновник столичного строи-

комплекса на условиях анонимности заявил, что считает решение “Danfoss” правильным. Он напоминает, что московские власти рекомендуют строителям отдавать предпочтение отечественному оборудованию. Так что “Danfoss”, построив завод в России, “убьет сразу двух зайцев – превратит свою продукцию

в отечественную, а также сможет добиться существенного выигрыша в цене”, поясняет собеседник. Он напоминает, что в свое время так же поступил производитель лифтов – “Otis”, построивший завод в Санкт-Петербурге. “Он стал отечественным производителем и выиграл рынок”, – заключил строитель.

В РАЙОНАХ ПОЯВЯТСЯ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ



Как и у любого мегаполиса, у Москвы нет собственных сельхозугодий, металла, топлива... Все приходится покупать. Нет и своего электричества. При этом аппетиты столицы неуклонно растут – тока она потребляет больше, чем любой субъект Федерации.

И вот случилось то, что можно назвать своего рода энергетической революцией: столица наконец-то решила выработать собственный ток, а для этого – строить муниципальные электростанции. Как рассказал руководитель комплекса городского хозяйства Петр Аксенов, первые 15 производителей электричества появятся уже в этом году на базе тепловых

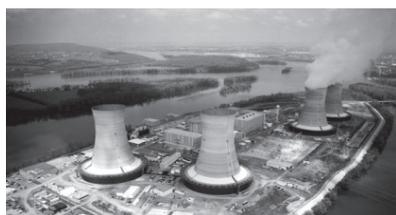
станций, которые оснастят газотурбинными или парогазовыми установками.

Электричество станет своего рода побочным продуктом от производства тепла. Одна из таких станций – в районе Строгино – обеспечит энергоемкую работу по прокладке четырехкилометрового туннеля Краснопресненской магистрали, а когда стройка окончится – освободившийся ток пойдет в дома. В перспективе подобная электростанция будет почти у каждого района. Очевидно, “свой” ток дешевле, поэтому и тарифы на электроэнергию в Москве, по идее, должны упасть. Впрочем, время покажет... Кстати, городу уже не хватает и тепловых мощностей, поэтому в нынешнем году будут построены еще три теплостанции, еще для двух заложат фундамент.

Столица позаботилась о том, чтобы привести свое энергетическое хозяйство в порядок, в конце 90-х тепловые и электросети основательно износились и аварии стали происходить все чаще и чаще. Большин-

ство труб и кабелей с тех пор заменили. Результат очевиден: в этом отопительном сезоне аварий, которые бы приводили к отключению от света и тепла домов и районов, по словам П. Аксенова, на 80 процентов меньше, чем в предыдущем. Теперь внедряют новые полимерные тепловые трубы с дистанционной системой контроля за протечками, которые позволяют не отключать горячую воду для профилактики на три летние недели. В прошлом году без отключения обошлись в Южном Бутове, Люблине и Пенягине. Грядущим летом, как пообещал Аксенов, в число “счастливых” районов попадут Строгино, Куркино, Лианозово и Измайлово. Правда, пока это коснется только отдельных кварталов. Ну а чтобы горожане не транжирили блага цивилизации, а сэкономили тепло и воду, решено к 1 сентября 2005 года установить во всех домах полный набор счетчиков: на холодную воду (ими оснастили уже больше половины зданий), горячую и на тепло в батареях.

“БАЛТИКА” ВВЕЛА В ЭКСПЛУАТАЦИЮ ГАЗОТУРБИННУЮ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЮ



ПК “Балтика” ввела в эксплуатацию газотурбинную электростанцию стоимостью 7,5 млн. долл. для своего завода в Ростове-на-Дону. Электростанция мощностью 7,5 мегаватт полностью обеспечит

потребности ростовского завода “Балтика” в электроэнергию и на 60% – в паре. До этого компания построила электростанцию для своего головного завода в Санкт-Петербурге.

ГОСУДАРСТВО ХОЧЕТ ВЫРУЧИТЬ 5 МИЛЛИАРДОВ ДОЛЛАРОВ ЗА ГЕНЕРИРУЮЩИЕ КОМПАНИИ

Один из самых интригующих моментов реформы электроэнергетики – продажа активов оптовых генерирующих компаний (ОГК) – приобрела реальные очертания. Министерство энергетики поддержало вариант создания ОГК, при котором государство хорошо заработает на продаже генерирующих компаний, а у покупателей не останется возможности приобрести активы государства по заниженной цене. Согласно концепции Минэнерго, все электростанции, которые войдут в оптовые генерирующие компании, должны быть первоначально сведены в единое предприятие (дочернее по отношению к РАО “ЕЭС”), после чего правительство произведет опе-

рациональное выделение ОГК с пропорциональным разделением акций между всеми акционерами РАО “ЕЭС”. При этом 52% акций новой структуры должно остаться у государства, которое, таким образом, сможет регулировать процесс приватизации и выбирать фиксированный обменный курс акций РАО “ЕЭС” на акции ОГК. Минэнерго не хочет устраивать тотальную распродажу энергоактивов, предлагая действовать шаг за шагом. В этом случае появится возможность корректировать приватизационную механику. По предварительным расчетам, мягкая процедура приватизации ОГК займет около трех лет. Предложения министерства в ближайшее время



будут отправлены в правительственную комиссию, которую возглавляет Виктор Христенко.

БАНАЛЬНОЕ ВОРОВСТВО ЭЛЕКТРИЧЕСТВА. СЧЕТНАЯ ПАЛАТА ИЩЕТ НАЛОГИ ЭНЕРГЕТИКОВ

Энергетики недоплачивают налоги, занимая налоговую базу по НДС и налогу на прибыль. К такому выводу пришли аудиторы Счетной палаты (СП), проведя проверку крупнейшей энергокомпании страны – “Мосэнерго”. Виной всему потери в электросетях. СП направила в Госдуму и правительство предложения по разработке законов, ко-

торые бы затруднили энергетикам занижение налогооблагаемой базы. В частности, аудиторы предлагают обязать их платить за так называемые коммерческие потери, или воровство в сетях. Впрочем, эксперты считают, что выводы СП неправомерны, так как потери – естественная убыль, которая есть в любой отрасли.



ПРЕВРАЩЕНИЕ МУСОРА В ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЮ – РЕАЛЬНОСТЬ

Петербургские ученые разработали технологию плазменного гидролиза, которая способна обезвредить и переработать твердые бытовые отходы, разлагая их до молекул и атомов. В результате образуется синтезированный газ, способный, как и природный газ, служить энергоносителем.

Директор Института проблем

электрофизики Филипп Рутберг утверждает, что один килограмм мусора может давать два киловатта электроэнергии.

Можно было бы радоваться успеху питерских ученых, однако рано. Оказывается, в России отечественная разработка пока не находит адресата. Должно быть, у нас много энергии и совсем мало мусора...



ПРЕДПРИЯТИЯ РАО "ЕЭС РОССИИ" УСПЕШНО РАБОТАЮТ В КОНКУРЕНТНОМ СЕКТОРЕ РОССИЙСКОГО РЫНКА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ



Предприятия РАО "ЕЭС России" успешно работают в конкурентном секторе российского

рынка электроэнергии, который на днях отметил 100 дней с момента запуска. В отличие от Федерального оптового рынка электроэнергии и мощности (ФОРЭМ) – это совершенно новый сектор торговли электроэнергией, функционирующий на принципах конкуренции и свободного ценообразования.

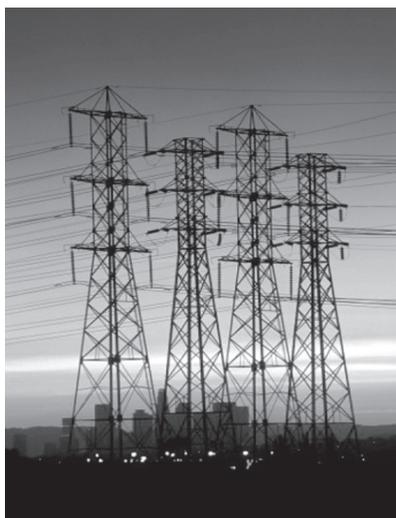
Сегодня в секторе свободной торговли оптового рынка принимают участие 63 субъекта, в том числе 53 дочерних и зависимых общества РАО "ЕЭС": в качестве покупателей электроэнергии – 26, в качестве продавцов – 21, одновременно в качестве покупателей и продавцов выступают шесть энергокомпаний Холдинга.

В настоящее время объем сектора свободной торговли составляет порядка 4% от общего потребления электроэнергии по

территории Европейской части России и Урала. Всего с момента запуска конкурентного рынка 1 ноября 2003 года по 1 февраля 2004 года на свободных торгах продано 4 млрд. 464,6 млн. кВт.ч электроэнергии. При этом объем электроэнергии, реализованной в секторе свободной торговли в течение января 2004 года, составил 2 млрд. 615,7 млн. кВт.ч, а суточный объем покупки/продажи электроэнергии за период с начала торгов вырос более чем в 10 раз и в настоящее время превышает 130 млн. кВт.ч.

Средняя цена на покупку электроэнергии в январе 2004 года была на 20% ниже цены ФОРЭМа и составила 393,59 руб./МВт.ч. Спрос на покупку электроэнергии в январе 2004 года удовлетворен на 75,2%.

РАО "ЕЭС" В 2003 ГОДУ СНИЗИЛО КОЛИЧЕСТВО ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ НАРУШЕНИЙ



РАО "ЕЭС России" добилось сокращения общего количества технологических нарушений в

2003 году на 5% по сравнению с 2002 годом. Согласно сообщению Департамента РАО по работе со СМИ, эти данные были озвучены недавно на заседании совета по координации работ для обеспечения системной надежности Единой энергосистемы России.

Как отмечается в пресс-релизе РАО, "снижение нарушений достигнуто во всех секторах производства и передачи тепло- и электроэнергии".

Так, количество технологических нарушений на тепловых электростанциях сократилось на 14,2 %, на гидростанции – на 26,8 %, в магистральных сетях – на 0,5 %, в электросетях напряжением 35–500 кВ – на 7 %, в тепловых сетях – на 47,5 %.

Совет рассмотрел проект плана мероприятий по повышению надежности работы "ЕЭС России" и технического уровня энергопроизводства в 2004 году и намерен утвердить его на следующем заседании в марте этого года.

Совет также принял план мероприятий по приведению систем технологического управления ОЭС Центра и ОЭС Северо-Запада в соответствие с современными требованиями, учитывающими рекомендации Ассоциации системных операторов стран Европы (УСТЕ), которые позволят подготовить технологическую базу и приблизить возможность синхронизации "ЕЭС России" с УСТЕ.

ЦЕНЫ НА ЭНЕРГОНОСИТЕЛИ В РОССИИ БЛИЖАЙШИЕ 10 ЛЕТ БУДУТ НИЖЕ МИРОВЫХ

Цены на энергоносители в России в ближайшие 10 лет будут ниже мировых, заявил заместитель главы Минэкономразвития РФ Аркадий Дворкович, выступая на заседании "Клуба директоров" РСПП.

"В ближайшее десятилетие цены будут ниже, чем мировые, но не потому, что будут искусственно занижаться, а потому, что наши равновесные цены ниже, чем за рубежом", – сказал заместитель министра.

При этом он отметил, что цены на газ и, в какой-то степени на электроэнергию, будут расти, но достаточно низкими темпами, и

будут "далеки от мировых цен".

Характеризуя темпы роста цен, А. Дворкович сказал, что "будет стимулироваться эффективное потребление энергоресурсов, но в то же время цены не будут запретительными для развития экономики."

Заместитель главы Минэкономразвития вновь подтвердил, что в рамках переговорного процесса по вступлению в ВТО Россия не будет брать на себя обязательства в отношении реформирования газовой отрасли, в частности, обязательства по ценам на газ, так как эти требования не со-



ответствуют нормам ВТО.

При этом А. Дворкович заметил, что если в Европе, например, открыть газовый рынок, то "скорее их цены снизятся до наших, чем наши цены вырастут до мировых."

ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЕ В МОСКОВСКОМ РЕГИОНЕ ВЫРОСЛО

Электропотребление в Москве и Московской области по итогам 2003 года выросло на 5% и достигло максимального уровня за всю историю московской энергосистемы – 79,2 млрд. кВт·ч, сообщает пресс-служба АО "Мосэнерго".

До этого максимальный уровень энергопотребления был зафиксирован в 2002 году – 75,4 млрд. кВт·ч.

В минувшем году электростанции "Мосэнерго" увеличили выработку по сравнению с предыдущим годом на 5,5%. Всего было

произведено 75,1 млрд. кВт·ч. При этом собственным потребителям энергокомпании было отпущено 57,9 млрд. кВт·ч, что выше уровня 2002 года на 1,7%.

Как отмечает пресс-служба, для обеспечения растущего энергопотребления в московском регионе "Мосэнерго" в течение 2003 года покупало электроэнергию у других регионов с соблюдением экономических интересов энергосистемы. Покупка электроэнергии на ФОРЭМе в 2003 году составила 2,86 млрд. кВт·ч.



В 2004 году эксперты столичной энергокомпании ожидают рост потребления электроэнергии в московском регионе на 3,3%.

РОССИЯ И ЕС ПРОРАБОТАЮТ ВОПРОС О СОЗДАНИИ ЕДИНОЙ ПРАВОВОЙ БАЗЫ СОТРУДНИЧЕСТВА В ОБЛАСТИ ЭНЕРГЕТИКИ

До конца 2004 года Россия и Евросоюз проработают вопрос о возможности создания энергетического сообщества и создания единой правовой базы сотрудничества между РФ и Евросоюзом в области энергетики. Об этом сообщил журналистам вице-премьер РФ Виктор Христенко, комментируя состоявшиеся переговоры с генеральным директором Европейской комиссии по транспорту и энергетике Франсуа Ламуре.

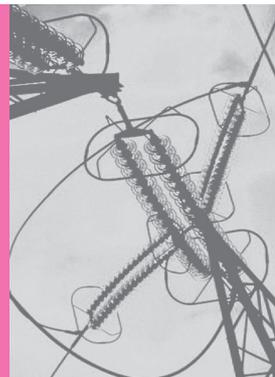
В. Христенко отметил, что Россия и Евросоюз планируют проанализировать весь комплекс вопросов и законодательную базу сторон в области энергетики по трем главным секторам: нефть и нефтепродукты, газ, электроэнергетика, в том числе ядерная.

На основе такого анализа стороны планируют рассмотреть, по словам вице-преьера, возможность формирования "общего законодательства" в сфе-



ре энергетики, которое не связано с утратой суверенитета, а базируется на двусторонних соглашениях.

**В. Никифорова,
к.т.н., руководитель
ОС “НЦ Линвиг”,
А. Краснова,
к.т.н., инженер
“НЦ Линвиг”**



СЕРТИФИКАЦИЯ – ЭФФЕКТИВНЫЙ СПОСОБ ОБЕСПЕЧЕНИЯ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Создание гигантов индустрии и внедрение новых технологий, потребляющих большие мощности электрической энергии и воздействующих на показатели работы энергосистемы, в 60-е годы прошлого столетия, помимо несомненной пользы для общества, принесли и проблемы, связанные с ухудшением качества поставляемой потребителям электрической энергии.

В связи с этим в 1967 году впервые был принят и введен в действие ГОСТ 13109-67 “Нормы качества электрической энергии”, который со временем пересматривался, включая в себя новые показатели, позволяющие более полно описать и нормировать качество электрической энергии в системах общего электроснабжения.

Однако нельзя сказать, что принятие даже последней редакции стандарта ГОСТ 13109-97 существенно повлияло на качество электрической энергии, поставляемой потребителям.

Основной причиной несоответствия качества электрической энергии требованиям стандарта является невысокий в среднем по РАО “ЕЭС России” уровень организационной подготовленности по управлению качеством электрической энергии, который составляет примерно 35%, методической – 17, а технической – 54. Значительная часть энергосистем (примерно 37%) имеет низкий уровень оснащенности (ниже 22%) устройствами автомати-

ческого регулирования напряжения, что не позволяет обеспечивать поддержание напряжения в пределах, необходимых для нормальной работы технических средств потребителей электроэнергии.

Необходимо отметить также и то, что большинство АО-энерго импортирует из объединенной электросети РАО “ЕЭС России” значительные объемы электрической энергии, что в определенной мере влияет на качество электроэнергии, поставляемой потребителям. Однако взаимоотношения таких энергосистем с внешними поставщиками электроэнергии в части КЭ пока еще не регулируются соответствующими договорными отношениями.

Подавляющее число АО-энерго не располагает средствами измерений КЭ, а незначительное количество таких приборов в тех энергосистемах, где они есть, не позволяет создать эффективную систему контроля за качеством электроэнергии, поставляемой потребителям.

Между тем некачественная электроэнергия приводит не только к повреждению имущества потребителя, но и наносит вред здоровью людей и может в ряде случаев нести угрозу самой жизни человека. С целью защиты своих граждан Правительство РФ, руководствуясь статьей 7 Закона РФ “О защите прав потребителей”, ввело обязательную сертификацию электрической энергии. А так

как наименее защищенным слоем общества являются частные потребители, то под процедуру обязательной сертификации электроэнергии, согласно Постановлению Правительства РФ №1013 от 13 августа 1997 года, попадают лишь те энергоснабжающие организации (ЭСО), которые осуществляют поставку электрической энергии непосредственно бытовым потребителям.

При этом под термином “энергоснабжающая организация” в соответствии с Законом РФ “О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации” понималась “коммерческая организация независимо от организационно-правовой формы, осуществляющая продажу потребителям произведенной и (или) купленной электрической и (или) тепловой энергии”. При этом ЭСО разрешалось совмещать в своей деятельности как технологические функции производства, передачи и распределения электроэнергии, так и функции сбыта (продажи) электрической энергии.

Введение обязательной сертификации электроэнергии для ЭСО, от распределительных электрических сетей которых получают питание бытовые потребители, означает необходимость подтверждения соответствия поставляемой электроэнергии установленным требованиям стандарта с использованием процедур обязательной сертификации.

В настоящее время таким стандартом является ГОСТ 13109-97, установивший одиннадцать показателей качества электрической энергии (ПКЭ).

Однако обязательная сертификация предусматривает пока подтверждение соответствия только для двух показателей – отклонения частоты и установившегося отклонения (постановление Госстандарта России “О внесении изменений и дополнений в “Номенклатуру продукции и услуг (работ), в отношении которых законодательными актами РФ предусмотрена их обязательная сертификация” № 74 от 14 августа 2001 года).

Отклонение частоты является системным ПКЭ и поддерживается средствами регулирования частоты и мощности на электрических станциях и в настоящее время соблюдается в Единой энергетической системе даже жестче, чем требования стандарта. Однако в локальных энергетических системах требования стандарта по отклонению частоты соблюдаются не всегда.

Как правило, территориальные ЭСО, например, коммунальные электрические сети, осуществляющие поставку электроэнергии бытовым потребителям, не имеют на своем балансе генерирующих установок, способных влиять на частоту подаваемой электроэнергии. Таким образом, подтверждение соответствия по данному показателю для ЭСО, технологически связанных с сетями “ЕЭС

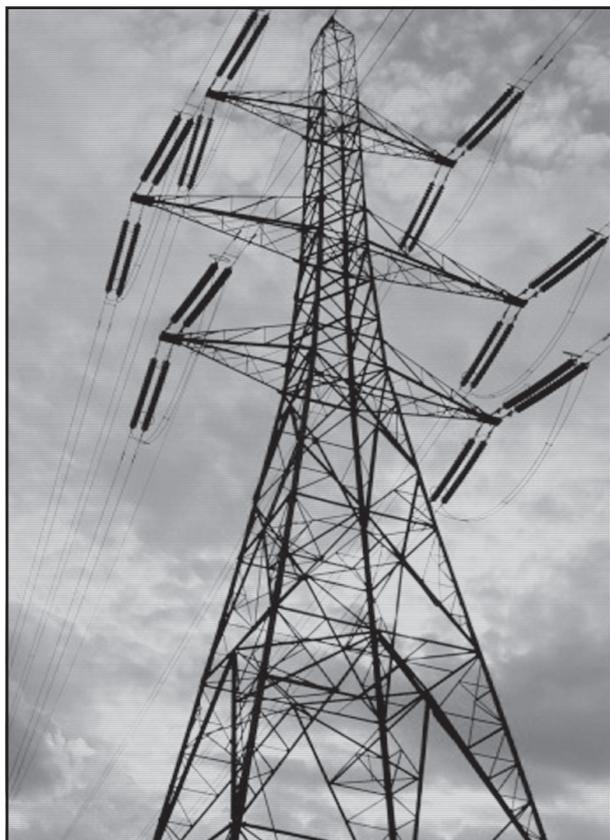


России”, является чисто формальным и никаких мероприятий по его улучшению не требует.

Однако если территориальные ЭСО технологически связаны с локальными энергосистемами, в которых нарушаются требования ГОСТ 13109-97, то подтверждение соответствия по этому показателю не осуществимо до тех пор, пока в локальной энергосистеме не будут обеспечены условия поддержания отклонений частоты в соответствии с требованиями стандарта.

Установившееся отклонение напряжения является локальным показателем качества электрической энергии, и регулирование уровня данного ПКЭ может осуществляться как на электрических станциях при производстве, так и в ЭСО при транспортировке и распределении электрической энергии.

Поэтому, в отличие от отклонения частоты, в поддержании соответствия по установившемуся отклонению напряжения на зажимах электроприемника должны принимать участие все организации, осуществляющие производство, транспортировку и распределение электрической энергии. В то же время и потребители электроэнергии, располагающие средствами регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности, могут оказывать неблагоприятное воздействие на режим напряжения в электрической сети ЭСО.



Для обеспечения совместимости режимов напряжения в электрических сетях различных ЭСО необходимо, во-первых, определение для контрольных точек, согласованных между ЭСО, допустимых диапазонов изменения напряжения, обеспечивающих, в конечном счете, выполнение требований стандарта на зажимах электроприемников и, во-вторых, обеспечение согласованной работы регулирующих устройств различных ЭСО для выполнения установленных диапазонов изменений напряжения. Очевидно, что обязательства каждой ЭСО по поддержанию определенного диапазона изменений напряжения в контрольных точках должны войти в договорные условия, заключаемые сторонами. Однако система договорных отношений между ЭСО, в которой бы предусматривались требования конечных потребителей к качеству электрической энергии, только начинает создаваться. Кроме того, практика показывает, что поддержание договорных условий по отклонениям напряжения между энергосистемой и территориальной ЭСО, как правило, сдерживается отсутствием автоматического встречного регулирования напряжения на шинах центров питания. Отсутствие такого регулирования в центрах питания является явным нарушением требований ПТЭ. В энергосистеме зачастую эксплуатируется оборудование, не спо-

собное обеспечить не только автоматическое, но и дистанционное регулирование напряжения, поэтому выполнение договорных условий требует замены устаревшего оборудования.

Процедуры сертификации электрической энергии требуют проведения сертификационных испытаний электрической энергии и подтверждения при этих испытаниях соответствия ПКЭ установленным требованиям. Однако ограниченная длительность таких испытаний (7 дней) и ограниченное число контрольных точек в распределительной сети, в которых проводятся сертификационные испытания, ставят под вопрос их надежность: будет ли подтверждаться соответствие установленным требованиям в других точках электрической сети и будет ли сохраняться это соответствие в течение срока действия сертификата.

Поэтому соответствие ПКЭ установленным требованиям при сертификационных испытаниях является необходимым, но не достаточным условием для получения сертификата. ЭСО также должна доказать стабильность качества отпускаемой из своих сетей электрической энергии. Для этого ЭСО на этапе подготовки к процедуре сертификации требуется разработать и внедрить внутренние методические документы и инструкции по управлению качеством электрической энергии, создать систему контроля качества электрической энергии, а также привести техническое состояние эксплуатируемых электрических сетей к уровню, требуемому ПТЭ и другим нормативным документам.

Проверка выполнения этих требований осуществляется экспертом при непосредственном анализе состояния эксплуатируемого оборудования и результативности внедрения на предприятии документации в области управления качеством электрической энергии.

В связи с введением в действие с 1 июля 2003 года Закона РФ "О техническом регулировании" возникает вполне закономерный вопрос о легитимности проведения сертификации электрической энергии.

В соответствии с этим законом в срок до 2010 года по всем видам деятельности, связанным с возможностью нанесения вреда окружающей среде, здоровью, жизни и имуществу потребителей, должны быть созданы технические регламенты. При этом каждый технический регламент будет носить статус закона Российской Федерации и включать в себя не только требования по обеспечению безопасности окружающей среды, жизнедеятельности и имущества потребителя, но и способы подтверждения соответствия этим требованиям. В то же время с 1 июля 2003 года до момента введения в действие технических регламентов требования стандартов переводятся в разряд рекомендуемых.

Тем не менее введение Закона “О техническом регулировании” не отменило Постановления Правительства РФ № 1013 от 13 августа 1997 года. Таким образом, на переходной период 7 лет, который установлен в законе, или до появления Технического регламента действует система сертификации товаров, работ и услуг, перечисленных в данном постановлении.

В то же время за органами Госстандарта на основании Закона РФ “О защите прав потребителей” и в соответствии с Постановлением Правительства РФ № 287 от 16 мая 2003 года остается надзор за соблюдением обязательных требований государственных стандартов к продукции (товарам), работам и услугам, подтверждаемых посредством их сертификации.

В отношении электрической энергии порядок ее сертификации регламентирован Правилами сертификации электрооборудования и электрической энергии, зарегистрированными Министерством юстиции Российской Федерации.

Следовательно, на период до введения Технических регламентов, устанавливающих обязательные требования к характеристикам электрической энергии и способы подтверждения этих требований, не отменяется действующий в настоящее время порядок сертификации электрической энергии

В связи с переходом РАО “ЕЭС России” к рыночным отношениям создаются новые нормативно-правовые акты и зачастую встает вопрос о согласовании ранее принятых и вновь разработанных документов.

Так, с введением в действие с 26 марта 2003 года нового Закона “Об электроэнергетике” установлены новые экономические отношения в сфере электроэнергетики и определены субъекты электроэнергетики, осуществляющие производство электрической энергии, поставку (продажу) электрической энергии, энергоснабжение потребителей, предоставление услуг по передаче электрической энергии и оперативно-диспетчерскому управлению, сбыт электрической энергии, организацию купли-продажи электрической энергии.

В соответствии с этим законом организацией, деятельностью которых носит монопольный характер, запрещено совмещать в своей деятельности технологические функции и функции продажи электроэнергии для организаций. К таким организациям отнесены “единая национальная (общероссийская) электрическая сеть и территориальные сетевые организации, оказывающие услуги по передаче электрической энергии. Исключение составляют “гарантирующие поставщики”, которым разрешается совмещение передачи и продажи электрической энергии на розничных рынках электроэнергии.



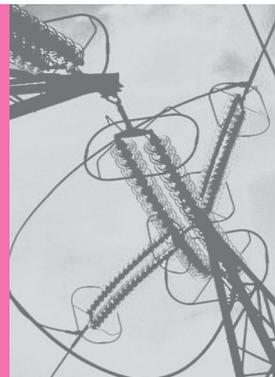
Одним из наиболее трудно решаемых вопросов при проведении процедуры сертификации является согласование работ по встречному регулированию напряжения между ЭСО, располагающими центрами питания, и электрическими сетями, участвующими в сертификации электрической энергии, подключенными к этим центрам питания.

Не всегда выполняются ПТЭ в части периодических измерений (два раза в год) напряжений и токов на шинах 0,4 кВ каждой трансформаторной подстанции с последующим анализом и выбором, при необходимости, соответствующих корректирующих мероприятий.

На основании экспертного заключения о проверке состояния производства и Приложения к сертификату, содержащего описание электрических сетей, на которые распространяется действие сертификата соответствия, а также перечня объектов, исключенных из числа заявленных на сертификацию, в этих ЭСО составляются план мероприятий по устранению замечаний и план-график реконструкции электрических сетей, исключенных в процессе сертификации.

Несомненно, подготовка к сертификации и ее процедура требуют необходимых финансовых затрат.

Но в данном случае расходы на проведение сертификации, а также мероприятий, указанных в плане-графике, согласно Постановлению ФЭК № 37-Э/1 от 14 мая 2003 года, закладываются в тариф на отпускаемую электрическую энергию.



ПОКАЗАТЕЛИ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Под термином “качество электрической энергии” понимается соответствие основных параметров энергосистемы установленным нормам производства, передачи и распределения электрической энергии.

Количественная характеристика качества электроэнергии выражается отклонениями напряжения и частоты, размахом колебаний напряжений и частоты, коэффициентом несинусоидальности формы кривой напряжения, коэффициентом несимметрии напряжения основной частоты.

Отклонение частоты – разность, усредненная за 10 минут между фактическим значением основной частоты и номинальным ее значением. Отклонение частоты от номинального значения в нормальном режиме работы допускается в пределах $\pm 0,1$ Гц. Кратковременные отклонения могут достигать $\pm 0,2$ Гц.

Колебание частоты – разность между наибольшим и наименьшим значениями основной частоты в процессе достаточно быстрого изменения параметров режима, когда скорость изменения частоты не меньше 0,2 Гц в секунду. Колебания частоты не должны превышать 0,2 Гц сверх допустимых отклонений 0,1 Гц

$$\delta f = f_{нб} - f_{нм} ,$$

$$\delta f \% = \frac{f_{нб} - f_{нм}}{f_{ном}} 100 \% .$$

Отклонения напряжения – разность между фактическим значением напряжения и его номи-

нальным значением для сети, возникающая при сравнительно медленном изменении режима работы, когда скорость изменения напряжения меньше 1% в секунду.

$$\Delta U = U - U_n \text{ или}$$

$$\Delta U \% = \frac{U - U_n}{U_n} 100 \% .$$

В условиях нормальной работы допускается отклонение напряжения в следующих пределах:

- 5÷+10% – на зажимах электродвигателей и аппаратов для их пуска и управления;
- 2,5÷+5% – на зажимах приборов рабочего освещения;
- ±5% – на зажимах остальных приемников электрической энергии.

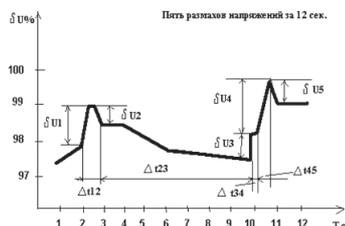
После аварийных режимов допускается дополнительное понижение напряжения на 5%.

Колебание напряжения

Колебание напряжения оценивается следующими показателями:

1. Размахом изменения напряжения δU т.е. разностью между наибольшим и наименьшим действующими значениями напряжения в процессе достаточно быстрого изменения параметров режима, когда скорость изменения напряжения не менее 1% в секунду:

$$\delta U \% = \frac{U_{max} - U_{min}}{U_n} 100 \% .$$



2. Частотой изменений напряжения (1/с, 1/мин., 1/ч.)

$$F = m/T,$$

где m — количество изменений напряжения со скоростью изменения более 1% в секунду за время T .

3. Интервал между следующими друг за другом изменениями напряжения Δt_{kj}

Несинусоидальность напряжения сети характеризуется коэффициентом несинусоидальности (искажения) кривой напряжения, который определяется по формуле:

$$K_{нс} = \frac{\sqrt{\sum_{v=2}^{\infty} U_v^2}}{U_1} 100\% \approx \frac{\sqrt{\sum_{v=2}^{\infty} U_v^2}}{U_{ном}} 100\% ,$$

где U_n — действующее значение напряжения n -й гармоники;

U_1 — действующее значение первой или основной гармоники.

Коэффициент несинусоидальности напряжения не должен превышать 5% на зажимах любого приемника электроэнергии.

Под несимметрией напряжений понимают неравенство фазных или линейных напряжений по амплитуде и углам сдвига между ними.

Нормируемым показателем несимметрии является коэффициент обратной последовательности напряжения, равный отношению напряжения обратной последовательности U_2 к номинальному линейному напряжению $U_{ном}$:

$$\varepsilon_2 = \frac{U_2}{U_{ном}} 100\% .$$

Допустимое значение коэффициента ε_2 составляет 2%.

При выходе показателей качества за установленные пределы увеличиваются расход и потери электроэнергии в системах электроснабжения, снижается уровень надежности работы электрооборудования, возникают нарушения технологических процессов и снижается выпуск продукции.

ОТКЛОНЕНИЯ И КОЛЕБАНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ

Отклонения напряжения

Каждый электроприемник спроектирован для работы при номинальном напряжении и должен обеспечивать нормальное функционирование при отклонениях напряжения от номинального на заданную величину. При изменении напряжения в пределах этого диапазона могут изменяться значения выходного параметра электроприемника (температура в электротермической установке, освещенность у светильников, полезная мощность на валу электродвигателя и т.д.).

Основными причинами отклонений напряжения в системах электроснабжения предприятий являются изменения режимов работы приемников электроэнергии, изменения режимов питающей энергосистемы, значительные индуктивные сопротивления линий 6–10 кВ. Изменения напряжения на зажимах приемника электроэнергии даже в установленных пределах вызывают изменение его технико-экономических показателей.

Отклонения напряжения зависят от очень многих случайных и к тому же часто изменяющихся факторов. Последствия от отклонений напряжения зависят не только от величины, но и от продолжительности отклонения, а также от того, какой процент потребителей подвергается большому отклонению. Так, например, кратковременные и редкие, хотя даже и значительные отклонения напряжения у отдельных потребителей не могут оправдать расходов, связанных с удорожанием сети, которое будет необходимо для уменьшения или ликвидации этих отклонений.

Для характеристики качества напряжений в настоящее время разработана вероятная оценка, основанная на методе математической статистики. Этот метод впервые был разработан П. Айере, доказавшим, что количественную оценку влияния медленных изменений напряжения на экономичность работы электроприемников наиболее удобно и точно можно производить по среднему квадрату отклонения напряжения $[(\%)^2]$ за период времени T , названного автором метода неодинаковостью напряжения $(U_{ск})^2(\%)^2$:

$$(\delta U_{ск})^2 = \frac{10000}{T} \int_0^T (\delta U_t)^2 dt ,$$

где, $(\delta U_t) = (U_t - U_n) / U_n$ — отклонения напряжения в момент t ,

U_t — напряжение в рассматриваемой точке сети в момент времени t .

Величина неодинаковости напряжения имеет размерность процента в квадрате. Единица нео-

динаковости $1(\%)^2$, или $1/10000$. Например, при неодинаковости $25(\%)^2$ квадрат относительных отклонений $25/10000$, а сами отклонения $5/100$, или 5%.

Для анализа режимов напряжения в электросетях применяются специальные статические анализаторы напряжения, позволяющие измерять квадрат среднеквадратичного отклонения $(\delta U_{\text{ср}})^2$ и величины среднего значения отклонения напряжения, %, за время T .

$$U_{\text{ср}} = \frac{100}{T} \int_0^T U_t dt.$$

По этим данным может быть определена дисперсия случайной величины, характеризующая меру отклонения от среднего значения случайной величины:

$$\sigma^2 = (\delta U_{\text{ср}})^2 - (U_{\text{ср}})^2.$$

По полученным значениям величины σ^2 , $(\delta U_{\text{ср}})^2$ и $U_{\text{ср}}$ можно определить вероятность превышения заданных пределов отклонения, пользуясь таблицами нормальной функции распределения (интеграл вероятности).

Влияние отклонения напряжений на работу отдельных приемников электрической энергии

В табл. 1 приведены данные по влиянию отклонения напряжения в пределах от -10 до +10% на характеристики асинхронных электродвигателей.

Данные, приведенные в табл. 1, показывают изменения, характеризующие собственно двигателя показатели. Отклонения этих показателей от номинального значения влияют на технологическое оборудование, вместе с которыми работает двигатель, и вызывают некоторый экономический ущерб.

Проведенные исследования показали следующие величины ущербов от некачественного напряжения.

При среднем отклонении напряжения 3,86% номинального на установке электропечей для плавки цветных металлов общей мощностью 280 кВт был получен перерасход энергии 65000 кВт·ч/год.

При отклонении напряжения на 2,87% в цехе горячей вулканизации обувной фабрики получается брак, а отклонения 1–2% ведут к изменению температуры нагрева и задержке в выпуске продукции, что дало бы ущерб более 1 млн. руб/год.

Электроплавильная печь мощностью 10000 кВА на заводе ферросплавов при номинальном напряжении работает с суточной производительностью

44 т. силикохрома. При снижении напряжения на 5–9% производительность уменьшается до 38,8 т., т.е. примерно на 12%.

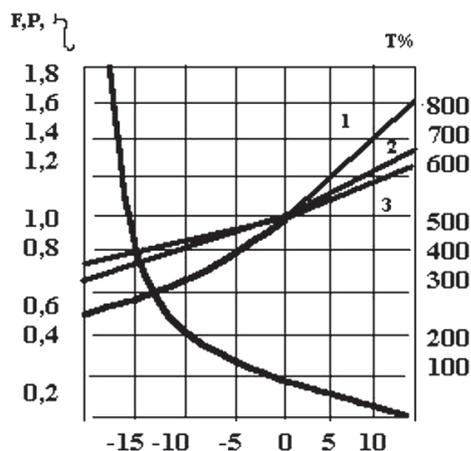
Снижение напряжения ухудшает качество сварочных швов. Цикл времени сварки при снижении напряжения на 10 % удлиняется приблизительно на 20%.

Если в сети ткацкого цеха, где установлено 2220 станков марки АТ-120-5, напряжение на 5% ниже номинального будет держаться только в течение 1 часа, то за это время будет недоотпущено 131 метров, суровой ткани.

Понижение напряжения на 6–7% на электрических печах отжига цветных металлов мощностью 3x225 кВт привело к перерасходу электроэнергии 270 тыс. кВт·ч/год и удлинению технологического процесса.

Наиболее чувствительны к отклонениям напряжения лампы накаливания. На схеме 1 представлена зависимость мощности, светового потока и срока службы лампы от уровня напряжения сети.

Схема 1.



- 1 — световой поток F ;
- 2 — световая отдача η ;
- 3 — мощность P ;
- 4 — средний срок службы T (в %).

Для ламп накаливания повышение напряжения только на 1% сверх номинального вызывает увеличение потребляемой мощности приблизительно на 1,5%, светового потока — на 3,7% и сокращение срока службы ламп накаливания — на 14%. Увеличение напряжения на 3% сокращает срок службы ламп накаливания на 30%, а повышение напряжения на 5% приведет к сокращению срока службы ламп в два раза. Срок службы люминесцентных ламп при повышении напряжения на 10% сокращается на 20–30%.

Таблица 1.

	ХАРАКТЕРИСТИКИ ДВИГАТЕЛЕЙ	Изменение характеристики при изменении напряжения	
		-10%	+10%
1	Пусковой и вращающий момент	-19%	+21%
2	Синхронная частота вращения	const	const
3	Скольжение, в %	+23%	-17%
4	Частота вращения при номинальной нагрузке	-1,5%	+1%
5	КПД а) при номинальной нагрузке б) при нагрузке 75% в) при нагрузке 50%	-2% const -1÷-2%	+1% const -1÷+2%
6	cosφ при нагрузке, в % а) 100 б) 75 в) 50	+1% +2÷+3% +4÷+5%	-3% -4% -5÷-6%
7	Ток ротора при номинальной нагрузке	+14%	-11%
8	Ток статора при номинальной нагрузке	+10%	-7%
9	Пусковой ток	-10÷-12%	+10÷+12%
10	Прирост t° обмотки при номинальной нагрузке	+5÷+6 °С	Практически без изменений

Определение убытка при отклонениях напряжения

Характеристики работы приемников электроэнергии по напряжению можно разделить на технические и экономические. Технические характеристики – это зависимости, например, частоты вращения двигателей, времени плавки в электропечах, светового потока осветительных приборов, активной мощности, потребляемой двигателями и т.д. от напряжения на их зажимах.

При наличии данных о количественном влиянии напряжения на технические характеристики приемника можно определить экономический убыток при отклонениях напряжения:

$$Y = Z(U) - Z(U_{ном}),$$

где $Z(U)$ – затраты для выработки продукции при фактическом U ;

$Z(U_{ном})$ – затраты для выработки продукции при номинальном U .

Зависимость убытка от отклонений напряжения на зажимах приемника называется экономической характеристикой:

$$Y = f(U).$$

Пользуясь экономическими характеристиками, можно определить оптимальные режимы напряжения и эффективные способы его поддержания.

На результирующую экономическую характеристику наибольшее влияние оказывает изменение количества выпускаемой продукции, кроме этого, оказывает влияние убыток от перерасхода электроэнергии и убыток от изменения срока службы приемника.

Работа асинхронного двигателя, работающего с производственным механизмом при отклонении напряжения, вызывает суммарный убыток:

$$Y = Y_1 + Y_2 + Y_3 + Y_4,$$

где Y_1 – убыток вызванный изменением производительности механизма.

$$Y_1 = (\Pi_{ном} - \Pi) \alpha t,$$

где $\Pi_{ном}$ и Π – часовая производительность работы двигателя соответственно с номинальным напряжением и с отклонением от номинального напряжения,

α – стоимость единицы продукции, выпускаемой данным механизмом,

t – время, за которое определяется убыток.

Составляющие суммарного убытка от изменения потребления активной Y_2 и реактивной мощности Y_3 асинхронным двигателем.

$$Y_2 = (P - P_{ном}) C_0 t; \quad Y_3 = (Q - Q_{ном}) C_0 t k_{ип}$$

где $P_{ном}$, P – потребляемая активная мощность при работе двигателя соответственно с номинальным напряжением и с отклонением от номинального напряжения;

Q , $Q_{ном}$ – то же для реактивной мощности;

C_0 – стоимость 1 квт.ч потерянной электроэнергии;

где $k_{ип}$ – коэффициент изменения потерь кВт/кВАр.

Убыток от изменения срока службы двигателя при отклонениях напряжения равен:

$$Y_4 = \frac{C_{дв}}{B} (\psi - \psi_{ном}) t,$$

где $C_{дв}$ – стоимость двигателя

B – срок службы двигателя при номинальном напряжении относительный износ изоляции.

$$\psi = \begin{cases} (47U^2 - 7.55U + 1) K_3^2 \text{apr} - 0, 2 \leq U \leq 0 \\ K_3^2 \text{apr} 0 \leq U \leq 2.0 \end{cases}$$

где K_3 – коэффициент загрузки двигателя.

РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПЯЖЕНИЯ

Способы регулирования напряжения в системах электроснабжения промышленных предприятий можно классифицировать следующим образом

а) Регулирование на шинах электростанций и п/станций

На шинах электростанций изменением тока возбуждения генераторов повышают напряжения в часы максимума нагрузки и снижают в часы минимума нагрузок.

Регулирование напряжения на шинах пони-

тельной п/ст 6–10 кВ может осуществляться при помощи трансформаторов, статистических конденсаторов, синхронных компенсаторов и т.д.

б) Регулирование на отходящих линиях

Индивидуальное регулирование напряжения на каждой отходящей от шин п/ст линии является эффективным способом. В этом случае могут быть использованы трансформаторы с РНП, ВДТ и конденсаторы для продольной компенсации.

в) Совместное регулирование напряжения включает в себя первый и второй способы регулирования

г) Дополнительное регулирование напряжения применяется в том случае, когда не удается обеспечить требуемое качество напряжения у некоторой части потребителей электроэнергии.

д) Регулирование изменением схемы электроснабжения

В схеме электроснабжения осуществляют мероприятия позволяющие изменить величину и направление реактивной мощности и сопротивления отдельных участков, в результате чего изменяются уровни напряжения в отдельных точках сети.

Для поддержания уровней напряжения в допустимых пределах используют различные методы, которые можно разделить на две группы: не требующие затрат на установку специальных регулирующих устройств и связанные с установкой таких устройств.

Первая группа мероприятий включает в себя:

1. Рациональное построение системы электроснабжения (применение повышенного напряжения для линий, питающих предприятие, применение глубоких вводов, трансформаторов с оптимальным коэффициентом загрузки, токопроводов для распределительных сетей и т.д.)

2. Правильный выбор ответвлений обмоток у трансформаторов, имеющих устройство переключения обмоток без возбуждения (ПБВ).

3. Использование переемычек на напряжение до 1 кВ между цеховыми трансформаторами.

4. Снижение сопротивления системы внутризаводского электроснабжения включением на параллельную работу трансформаторов ГПП.

5. Регулирование напряжения генераторов собственных источников питания предприятия.

6. Использование регулировочных возможностей синхронных электродвигателей.

Ко второй группе мероприятий по регулированию напряжения относятся:

1. Установка на ГПП трансформаторов, имеющих устройство регулирования напряжения под нагрузкой (РНП).

2. Применение компенсирующих устройств.

3. Применение специальных регуляторов напряжения.

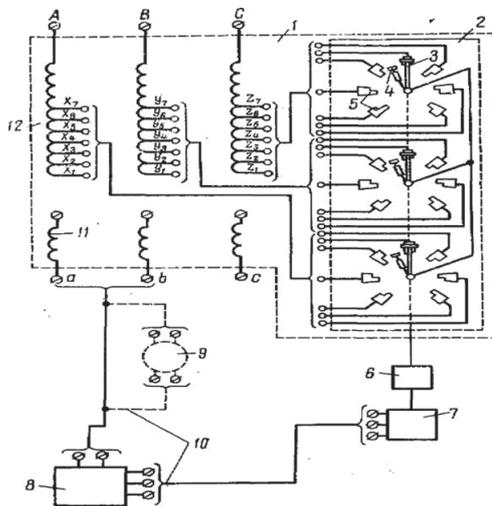
СРЕДСТВА РЕГУЛИРОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ В СЕТЯХ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

Анализ средств регулирования напряжения удобнее всего провести из рассмотрения общей формулы напряжения у электроприемников U_2 в зависимости от напряжения генератора U_1 , добавочного напряжения $U_{доб}$, создаваемого регулирующими устройствами, и потери напряжения, обусловленной активной нагрузкой P_M , реактивной Q_M активным сопротивлением сети R и реактивным X_L .

$$U_2 = U_1 \pm U_{\text{ддд}} - \frac{P_M R - (Q_M - Q_R) \cdot (X_L - X_C)}{U_2}$$

1. Регулирование напряжения генераторов.
2. Изменение коэффициента трансформации трансформаторов.
3. Вольтодобавочные трансформаторы.

Рис. 1. Схема регулируемых трансформаторов с шестью ступенями регулирования.



1 — трансформатор; 2 — переключатель ответвлений; 3 — рабочий контакт переключателя; 4 — вспомогательный контакт; 5 — неподвижный контакт; 6 — редуктор привода; 7 — электродвигатель привода; 8 — система автоматического управления; 9 — трансформатор напряжения типа ТСМАН-630/35; 10 — соединительные провода; 11 — обмотка низшего напряжения; 12 — обмотка высшего напряжения.

4. Линейные регуляторы (трансформаторы).
5. Индукционные регуляторы или потенциал регуляторы.
6. Бесконтактные автоматические регуляторы напряжения.
7. Синхронные двигатели.
8. Параллельно включенные конденсаторные батареи.
9. Синхронные компенсаторы.
10. Компенсирующие преобразователи.
11. Статические источники реактивной мощности.
12. Сети с минимальным реактивным сопротивлением.
13. Продольная компенсация.
14. Сдвоенные реакторы.

Рассмотрим некоторые из технических средств регулирования напряжения.

Трансформаторы с регулированием напряжения под нагрузкой

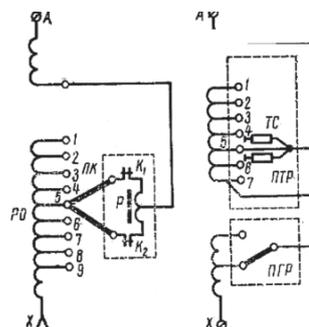
Регулировочные ответвления располагаются обычно в обмотке высшего напряжения. В зависимости от величины мощности и напряжения регулируемые трансформаторы имеют различные схемы соединения обмоток и диапазоны регулирования.

На рис. 1 показана схема включения обмоток и переключателей ответвления для трансформаторов напряжением 35, 10, 6 кВ мощностью от 60 до 630 вКА. Регулирование напряжения осуществляется в пределах $[4(+2,5)$ и $2(-2,5)]\%$.

Переключатель приводится в действие от электродвигателя. Переключение ответвлений обычно автоматизировано.

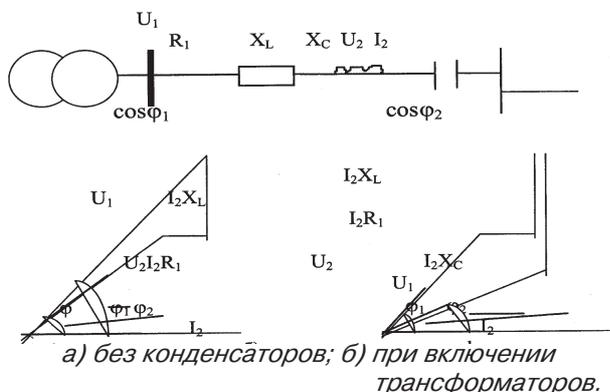
На ГПП устанавливаются трансформаторы с переключающими устройствами, имеющими большое число ступеней и размещенными в отдельном баке. Так, для трансформатора типа ТМН мощностью 5,6 МВА напряжением 35/10 кВ применяют переключатели типа РНТ-9 с реактором с восемью ступенями по 2,5% или более совершенные переключатели с мелкими ступенями регулирования по 1,5%.

Рис. 2. Схема многоступенчатого регулирования напряжения трансформаторов.



УСТАНОВКИ ПРОДОЛЬНОЙ КОМПЕНСАЦИИ (УПК)

Принцип действия УПК поясняет векторная диаграмма:



При наличии в сети только активного R_1 и индуктивного X_L сопротивлений напряжения U_2 уменьшается за счет падения напряжений – активного $I_2 R_1$ и индуктивного $I_2 X_L$. В этом случае $U_2 < U_1$, $\Delta U = U_1 - U_2 > 0$.

При включении емкостного сопротивления X_C получается третье падение напряжения $I_2 X_C$, направленное противоположно $I_2 X_L$: $I_2 X_C$ может быть подобрана таким образом, что вектор U_2 будет равен вектору U_1 или даже больше его, т.е. $\Delta U = 0$ или $\Delta U < 0$.

Величина X_C выбирается в зависимости от потери напряжения без УПК $DU\%$, допустимой потери напряжения $DU_{доп}\%$, номинального напряжения U_H , тока нагрузки I_m и $\sin \varphi_2$

$$X_C = \frac{U_H (\Delta U \% - \Delta U_{доп} \%)}{100 \sqrt{3} I_m \sin \varphi_2}$$

Достоинства УПК:

- 1) автоматическое регулирование напряжения;
- 2) при одинаковом регулирующем эффекте мощность конденсаторов УПК получается в 4–6 раз меньше, чем мощность КБ при поперечной компенсации;
- 3) применение конденсаторов, рассчитанных только на перепад напряжения ΔU_C .

Недостатки УПК:

- 1) возможность появления резонансных явлений;
- 2) недопустимость сквозных токов к.з.;
- 3) повышение уровня токов к.з.

ВОЛЬТОДОБАВОЧНЫЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ

Вольтодобавочные трансформаторы имеют одну обмотку, включенную последовательно с линией, в которой регулируется напряжение. Эта

обмотка получает питание от вспомогательного трансформатора, первичная обмотка которого питается от сети или постороннего источника тока.

На рис. а показана принципиальная схема ВДТ:

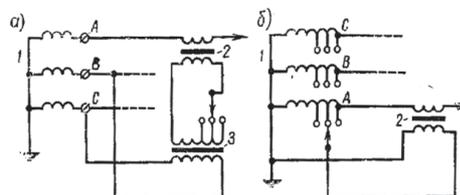


Рис. а

- 1 – основной трансформатор;
- 2 – последовательный трансформатор;
- 3 – регулировочный трансформатор.

Здесь к возбуждающей обмотке вольтодобавочного трансформатора подводится напряжение, сдвинутое по фазе на 90° по отношению к напряжению данной фазы. Так, для создания добавочного напряжения $E_{пер}$ в фазе А к возбуждающей обмотке этой фазы подводят линейное напряжение U_{BC} .

Тогда вектор добавочного напряжения $E_{пер}$ будет перпендикулярен вектору фазного напряжения U_{A1} , а вектор напряжения на выходе регулятора U_{A2} будет сдвинут на угол α , по отношению к вектору U_{A1} . При этом угол α может быть как опережающим, так и отстающим.

Такой способ регулирования называется поперечным регулированием.

Схема продольного вида регулирования напряжения показана на рис. б.

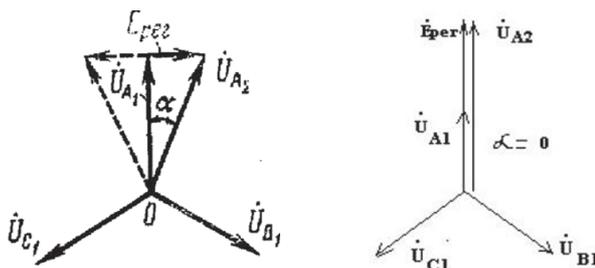
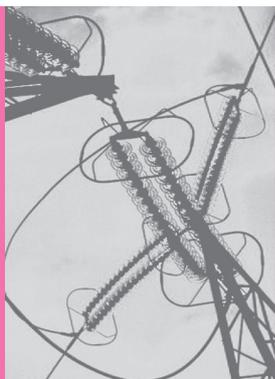


Рис. б

При продольном регулировании к каждой фазе возбуждающего трансформатора подводится напряжение той же фазы. Тогда вектор добавочного напряжения $E_{пер}$ будет совпадать по фазе с вектором U_{A1} , а вектор напряжения на выходе регулятора U_{A2} будет равен алгебраической сумме векторов U_{A1} и $E_{пер}$.

Продолжение следует.



**В. Соколов,
к.т.н., профессор**

ОПРЕДЕЛЕНИЕ НЕУСТОЙКИ ЗА ПОНИЖЕННОЕ КАЧЕСТВО ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

В решении проблемы качества электрической энергии (КЭ) в РФ за последние годы заметен существенный прогресс, но до ее окончательного практического разрешения еще достаточно далеко. К тому же задача усложняется в связи с организацией оптового рынка электроэнергии. Ключевой проблемой, от решения которой зависит общий успех, является разработка методической и приборной базы, позволяющей осуществлять не только мониторинг КЭ, но и экономически «наказывать» виновников нарушений. С этой целью в настоящей статье предлагаются методические указания (МУ) для оказания правовой и технологической помощи участникам договора электроснабжения (ДЭ) при разработке пунктов, касающихся КЭ в условиях мониторинга качества.

Следует отметить ограничение на применение предлагаемых МУ. В частности, далее рассматриваются только показатели качества электроэнергии (ПКЭ) для установившихся режимов работы, а следовательно, не обсуждаются вопросы КЭ в переходных и квазиустановившихся режимах. Одновременно заметим, что только на показатели качества, которые рассматриваются в работе, ГОСТ 13109-97 дает четкие и понятные ограничения в виде нормально и предельно допустимых значений.

Таким образом, для решения поставленной задачи необходимо решить три подзадачи:

1. Организовать мониторинг КЭ согласно требованиям ГОСТ 13109-97.
2. Рассчитать неустойку к тарифу в зависимо-

сти от величины искажений ПКЭ и результатов идентификации виновника этих искажений.

3. Осуществить подбор оптимальной приборной базы.

Ниже рассматриваются решения каждой из подзадач с конечной целью: создать в итоге систему экономической заинтересованности каждого участника рынка электроэнергии в улучшении КЭ.

Мониторинг КЭ является необходимым условием организации системы качества. Реализация мониторинга сегодня не представляет каких-либо технических трудностей как аппаратно, так и методически. Важно подчеркнуть, что в результате мониторинга каждому ПКЭ по окончании каждого суток должна быть поставлена его суточная количественная оценка в соответствии с табл. 1.

Таблица 1

	df	dU	K_{2u}	K_{ou}	$K_{и}$ ф. А	$K_{и}$ ф. В	$K_{и}$ ф. С	$K_{и(n)}$ ф. А	$K_{и(n)}$ ф. В	$K_{и(n)}$ ф. С
T1 %										
T2 %										

В этой таблице:

T1 – относительное суммарное время выхода ПКЭ за нормально допустимые значения в течение 24 часов, %;

T2 – относительное суммарное время выхода ПКЭ за предельно допустимые значения в течение 24 часов, %;

df – отклонение частоты от номинала;

dU – установившееся отклонение напряжения от номинала;

Ku – коэффициент искажения синусоидальности кривой фазных напряжений;

$Ku(n)$ – коэффициент n -й гармонической составляющей фазных напряжений;

$K2u$ – коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности;

Kou – коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности.

Хотя мониторинг КЭ – редкое явление в РФ, но это необходимая база для расчета ежедневной неустойки к тарифу. С другой стороны, для инженера – специалиста по КЭ приведенная табл. 1 понятна и прозрачна. Дополнительно следует заметить, что, как следует из ГОСТ 13109-97, при значениях T_1 меньших 5%, а T_2 равных нулю, источники искажений считаются ничтожными и участники ДЭ не могут предъявлять претензии друг к другу.

Величина и размер неустойки во всех остальных случаях могут быть определены по табл. 2.

Если источник искажений известен, то перед

значением неустойки проставляется соответствующий знак, заполняется таблица 3, после чего алгебраическим суммированием определяется суммарная неустойка к тарифу за прошедшие сутки.

Основная трудность при заполнении табл. 3 заключается в определении “виновника” искажений, т.е. знака перед величиной неустойки. Однако сказанное не относится к df и dU , поскольку поддержание этих ПКЭ в пределах нормы является обязательством энергоснабжающей организации и, следовательно, “виновник” известен. Часто участники ДЭ заранее знают “виновника” и по другим ПКЭ и, таким образом, с обоюдного согласия, оформленного соответствующим юридическим документом, могут заранее проставить знак неустойки. Во всех остальных случаях источник искажений определяется после проведения достаточно сложных и тонких непрерывных измерений составляющих активной энергии, которые соответствуют каждому из ПКЭ. Для пояснения сказанного обратимся к теории.

При идеальной синусоидальности и симметрии напряжений и токов электрическая энергия трехфазной системы может считаться продуктом

Таблица 2

$T_1, \%$	$T_2, \%$						
	0	1	2	3	4	5	Более 5
До 5	0	1,0	2,0	3,0	4,0	5,0	10,0
6	0,2	1,2	2,2	3,2	4,2	5,2	10,0
7	0,4	1,4	2,4	3,4	4,4	5,4	10,0
8	0,6	1,6	2,6	3,6	4,6	5,6	10,0
9	0,8	1,8	2,8	3,8	4,8	5,8	10,0
10	1,0	2,0	3,0	4,0	5,0	6,0	10,0
11-12	1,3	2,3	3,3	4,3	5,3	6,3	10,0
13-14	1,7	2,7	3,7	4,7	5,7	6,7	10,0
15-16	2,1	3,1	4,1	5,1	6,1	7,1	10,0
17-18	2,5	3,5	4,5	5,5	6,5	7,5	10,0
19-20	3,0	4,0	5,0	6,0	7,0	8,0	10,0
21-25	4,0	5,0	6,0	7,0	8,0	9,0	10,0
26-30	5,0	6,0	7,0	8,0	9,0	10,0	10,0
31-35	6,0	7,0	8,0	9,0	10,0	10,0	10,0
36-40	7,0	8,0	9,0	10,0	10,0	10,0	10,0
41-45	8,0	9,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
46-50	9,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
Более 50	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0

20.02.03.	df	dU	K2u	Kou	Kи ф.А	Kи ф.В	Kи ф.С	Kи(n) ф. А	Kи(n) ф. В	Kи(n) ф. С	Суммарная неустойка
Неустойка %											

(товаром) 100%-ного качества. Поток этой энергии может быть принят в качестве первичного или основного потока, а его мощность – мощностью основного потока трехфазной системы. Практически вся электрическая энергия, вырабатываемая электрическими станциями в штатном режиме работы, удовлетворяет требованиям 100%-ного качества. Нарушение качества электрической энергии до границы балансового раздела возможно только при аномальном либо аварийном режимах их работы. Ухудшение качества электрической энергии, по существу, может возникать сразу за пределами границы балансового раздела между электрической станцией и сетевым предприятием и в дальнейшем усугубляться по мере удаления от этой границы.

Наиболее вероятными источниками нарушения качества электрической энергии, которые вызывают искажения синусоидальной формы кривых фазных напряжений и токов, являются нелинейные нагрузки (приемники электрической энергии). Источниками искажений синусоидальности являются тяговые подстанции, вентильные электроприводы, дуговые электропечи, электролизные установки, электроосветительное оборудование с газоразрядными лампами, трансформаторы и электрические машины, работающие в режиме магнитного насыщения, и т.п. Несимметрию напряжений и токов создают несимметричные линии электропередачи и распределительные устройства, однофазные приемники промышленных предприятий, тяговые подстанции, коммунальные электрические сети и др. Колебания напряжений вызывают нагрузки с резко переменным и циклическим характером изменения мощности, такие, как прокатные станы, электросварочное оборудование и пр.

Указанные потребители, а также магистральные и распределительные сети можно рассматривать как устройства, которые, потребляя энергию первичного или основного потока, вызывают искажения его качества и распространяют эти искажения по всем сетям и потребителям, т.е. выступают в роли преобразователей первичного потока энергии во вторичный, которому соответствует вторичная мощность.

Критерии количественного учета произведенной и потребленной электрической энергии связаны непосредственно с процессом ее производства и преобразования. В электротехнических терминах

эти критерии количественно можно выразить такими величинами, как активная, реактивная, обменная, полная и мгновенная мощности потоков электрической энергии, действующие и мгновенные значения фазных и(или) междуфазных напряжений и линейных токов, коэффициент мощности и др.

Главный технический и коммерческий интерес представляет прежде всего измерение активной мощности и соответствующего ей потока электрической энергии, поскольку он непосредственно определяет полезный эффект потребления электрической энергии и ее преобразования в другие, необходимые пользователю виды энергии (механическую, тепловую, химическую, световую и пр.), а также затраты первичных энергоносителей и вспомогательных материалов в процессе ее производства. Принципиальной особенностью направленного потока энергии является его необратимый характер. Активная мощность представляет собой среднее (интегральное) за один период значение мгновенной мощности и характеризует интенсивность необратимого одностороннего процесса передачи электрической энергии через точку ее технического и коммерческого учета.

Исходя из критериев качества при делении суммарного потока электрической энергии на отдельные составляющие, необходимо руководствоваться альтернативным принципом, позволяющим выделить потоки энергии, которые обладают безупречным качеством, с одной стороны, и потоки энергии искажения, с другой. Более того, исходя из отмеченной выше особенности рабочего процесса в любой электрической сети, которая характеризуется режимной взаимозависимостью параллельно работающих сетевых предприятий и приемников электрической энергии, перетоками электрической энергии между ними и т.д., процедура измерения отдельных составляющих потоков энергии, особенно потоков энергии искажения, должна обеспечивать не только количественное измерение этих потоков, но и, что особенно важно для установления причины нарушения качества, определение направления этих потоков относительно границы балансового раздела между ними. То есть по известному направлению потоков активной энергии искажения можно объективно определять сторону, виновную в нарушении качества. Величина потока активной энергии непосредственно связана с объемом соответствующих материальных затрат и является определяющей при про-

изводстве коммерческих взаиморасчетов между субъектами энергорынка.

Таким образом, каждому из перечисленных ниже ПКЭ можно поставить в соответствие следующие потоки активной энергии в трехфазных сетях:

K_u – суммарной поток активной энергии всех высших гармоник для всех фаз;

$K_u(n)$ – поток активной энергии n -й гармонической для всех фаз;

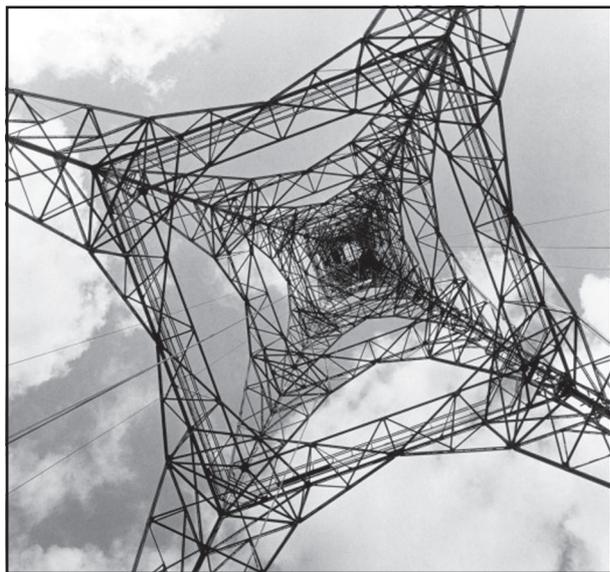
K_{2u} – поток активной энергии обратных симметричных составляющих для основной гармонической трехфазной системы;

K_{0u} – поток активной энергии нулевых симметричных составляющих для основной гармонической трехфазной системы.

Измеренные потоки активной энергии в периоды нарушений КЭ (T_1 больше 5% или T_2 больше 0) помогут по окончании каждых суток определить знак неустойки в табл. 3, а после алгебраического суммирования – общую неустойку к тарифу.

Приборная база для реализации рассмотренных алгоритмов в полном объеме существует, к сожалению, только за рубежом в виде многомерных реверсивных счетчиков (ION 8500, ELSPEK, PZ4000 и т.д.) всего потока электроэнергии и отдельных его составляющих с последующим их анализом и классификацией по критериям качества. Стоимость таких счетчиков достаточно высока и составляет 5–8 тыс. долл. США. В России подобные счетчики разработаны в виде опытных образцов фирмами ООО “НПФ “СОЛИС-С” г. Москвы и НПП “Энерготехника” г. Пензы с ориентировочной стоимостью 3–4 тыс. долл. США.

В России выпускаются специализированные



приборы (ППКЭ-1-50.М, Ресурс-UF, ЭРИС КЭ и т.п.) для измерения ПКЭ, которые совместно уже с установленными стандартными счетчиками электроэнергии могут осуществлять мониторинг и, хотя и не в полном объеме, рассчитывать величину неустойки по предложенному в данной работе алгоритму. При организации системы контроля качества в этом случае желательно учитывать требования системной интеграции выбранных приборов, а следовательно, необходимо наличие соответствующего аппаратного и программного интерфейса для включения приборов контроля показателей качества электроэнергии в состав систем АСКУЭ. Это дает возможность одновременно судить, как о качестве электроэнергии, так и об объемах потребленной некачественной электроэнергии за конкретный период времени. В качестве примера можно привести действующую систему мониторинга качества в составе “АС Электроэнергия” ОАО “Компания ЭМК-Инжиниринг” г. Москвы с использованием прибора ППКЭ-1-50.М Важно отметить при этом факт появления дополнительной технологической информации для АСУТП и получения к ней доступа всем заинтересованным лицам в наиболее удобной для них форме. По утверждению фирмы, действующая система позволяет:

- осуществлять коммерческий учет электроэнергии;
- обеспечивать, в соответствии с ГОСТ 13109-97, контроль качества электроэнергии, получаемой от сетей электроснабжающих организаций;
- обнаруживать технические и коммерческие потери электроэнергии.
- контролировать количество потребляемой электроэнергии, ее мощности и их отклонения от договорных условий;
- планировать потребности в электроэнергии объектов на основе статистических данных;
- обеспечивать данными экономистов с целью расчета себестоимости продукции;
- проводить мониторинг нагрузок;
- составлять статистическую отчетность;
- прогнозировать нагрузки.

Отметим в заключение, чем отличается предлагаемая методика от существующих:

1. Простотой и прозрачностью алгоритмов расчета неустойки к тарифу за ухудшение КЭ.
2. Отсутствием расчетов допустимых и измерений фактических вкладов в ПКЭ.
3. Обязательной организацией мониторинга качества.
4. Производимые измерения и расчеты в рамках методики не затрагивают коммерческие интересы любой третьей стороны – не участницы ДЭ.



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

ВНУТРИЦЕХОВОЕ РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Принципы выбора схемы цеховой сети

Для питания цеховых потребителей электроэнергии в основном применяют трехфазный переменный ток напряжением 380 В, глухозаземленную нейтраль цехового трансформатора.

Напряжение 660 В, как внутрицеховое, целесообразно на тех предприятиях, на которых, по условиям расположения цехового технологического оборудования или окружающей среды, нельзя или затруднительно приблизить цеховые трансформаторные подстанции к питаемым ими электроприемникам. Напряжение 660 В целесообразно также на предприятиях с большой удельной плотностью электрических нагрузок, концентрацией мощностей и большим числом двигателей мощностью 200...600 кВт. Наиболее целесообразно сочетание напряжения 660 В с первичным напряжением 10 кВ. Необходимо учитывать, что при применении напряжения 660 В возникает необходимость и в сетях напряжением 380 В для питания небольших электродвигателей и светотехнических установок. Наиболее широко применяется и является основным напряжением 380/220 В.

На выбор схемы распределения электроэнергии и ее конструктивное исполнение оказывают влияние следующие факторы: требования к бесперебойности питания, размещение технологического оборудования по площади цеха, условия среды в цехе, размещение трансформаторных подстанций.

Схема электроснабжения должна быть экономична, надежна, безопасна и удобна в эксплуа-

тации. Следует избегать многоступенчатых схем, не применять недогруженного оборудования, использовать наиболее простой способ прокладки сети. Распределительные устройства должны размещаться вблизи центров нагрузок. Питающие сети должны иметь, по возможности, минимальную длину. Каждый участок или отделение цеха должны питаться от своих распределительных устройств, исключая подключение потребителей других участков или отделений цеха.

В установках с параллельными технологическими потоками (линиями производства) схему распределения электроэнергии рекомендуется строить так, чтобы аварийное отключение или отключение для ревизии или ремонта одного из элементов (одного трансформатора, распределительного пункта и т.д.) приводило к отключению механизмов, относящихся только к одному технологическому потоку.

В системах цехового электроснабжения необходимо применять электрооборудование со степенью защиты, соответствующей характеру среды в помещении.

В соответствии с ПУЭ производственные помещения в зависимости от характера окружающей среды делят на следующие классы: сухие, влажные, сырые, особо сырые, жаркие, пыльные, с химически активной или органической средой. Кроме того, выделяют помещения со взрыво- и пожароопасными зонами. Правильное определение характера среды позволяет выбрать электрооборудование с соответствующей степенью защиты.

В соответствии со стандартом степень защиты оборудования обозначается буквами IP и двумя цифрами. Первая цифра означает степень защиты от прикосновения к токоведущим частям и попадания твердых тел, вторая – степень защиты от попадания воды. В ПУЭ приводятся рекомендации по допустимой степени защиты оборудования в зависимости от характера среды. Например, в пожароопасных и взрывоопасных помещениях, в зависимости от их классификации, степень защиты должна быть не ниже IP44.

Схемы электрических соединений электроустановок выполняют для первичных и вторичных цепей.

К первичным цепям относятся главные цепи электроустановок, по которым электрическая энергия подается к потребителям; их схемы выполняют однолинейными и трехлинейными.

К вторичным цепям относятся цепи, служащие для присоединения вторичного электрооборудования – измерительных приборов, приборов и аппаратов управления и сигнализации, устройств релейной защиты и автоматики.

Питание отдельных потребителей в цехе осуществляется от распределительных шинопроводов, распределительных щитов и пунктов, щитов и шкафов станций управления.

Выбор схемы распределения зависит от условий среды в цехе, от размещения и габаритов технологического оборудования, от особенностей подъемно-транспортных работ в цехе. При нормальном характере среды в цехе и расположении оборудования рядами для распределения электроэнергии используют комплектные шинопроводы типа ШРА, выпускаемые на токи 250, 400, 630 А. Отдельные приемники подключают к ШРА через ответвительные коробки кабелем или проводом, проложенными в трубах или металлорукавах. Ответвления от ШРА длиной до 6 м к вводным устройствам технологического оборудования, имеющим собственный защитный аппарат, выполняют без установки аппарата защиты. При большей длине в ответвительных коробках ШРА устанавливают автоматический выключатель или предохранитель. На каждой секции ШРА длиной 3 м предусматривается восемь ответвительных коробок (по четыре с каждой стороны).

С целью рационального использования шинопроводов количество подключенных потребителей должно быть не менее двух на каждые шесть метров ШРА.

Для штепсельного присоединения ответвительных коробок на секциях шинопровода предусмотрены окна с автоматическими закрывающимися шторками. Это обеспечивает безопасное присоединение коробок к шинопроводу, находящемуся под напряжением в процессе экс-

плуатации. При открывании крышки коробки питание приемника электроэнергии прекращается. Присоединение ШРА к магистральному шинопроводу осуществляется кабельной перемычкой, соединяющей вводную коробку ШРА с ответвительной секцией ШМА. Вводная коробка ШРА может быть установлена на конце секции или в месте стыка двух секций.

Электрические цеховые сети выполняют по магистральным, радиальным или смешанным схемам.

Основным условием рационального построения сети электроснабжения цеха является принцип одинаковой надежности питающей линии (со всеми аппаратами) и одного электроприемника технологического агрегата, получающего питание от этой линии. Поэтому нет смысла, например, питать один электродвигатель технологического агрегата по двум взаиморезервируемым линиям.

Магистральные схемы питания находят широкое применение не только для питания многих электроприемников одного технологического агрегата, но также большого числа сравнительно мелких приемников, не связанных единым технологическим процессом. К таким потребителям относятся металлорежущие станки в цехах механической обработки металлов и другие потребители, распределенные относительно равномерно по площади цеха.

Магистральные схемы позволяют отказаться от применения громоздкого и дорогого распределительного устройства или щита. В этом случае возможно применение схемы блока трансформатор-магистраль, где в качестве питающей линии применяют шинопроводы. Магистральные схемы, выполненные шинопроводами, обеспечивают высокую надежность, гибкость и универсальность цеховых сетей, что позволяет технологам перемещать оборудование внутри цеха без существенных переделок электрических сетей.

Недостаток магистральных схем заключается в том, что при повреждении магистрали одновременно отключаются все питающиеся от нее электроприемники. Этот недостаток ощутим при наличии в цехе отдельных крупных потребителей, не связанных единым непрерывным технологическим процессом.

Радиальные схемы питания применяют для питания отдельных приемников электроэнергии.

Радиальные схемы обеспечивают высокую надежность питания отдельных потребителей, так как аварии локализуются отключением автоматического выключателя поврежденной линии и не затрагивают другие линии.

Все потребители могут потерять питание только при повреждении на сборных шинах КТП, что мало вероятно вследствие достаточной надежной конструкции шкафов этих КТП.

Сосредоточение на КТП аппаратов управления и защиты отдельных присоединений позволяет легче решать задачи автоматизации в системе распределения электроэнергии на напряжении до 1 кВ, чем при рассредоточенном расположении аппаратов, что имеет место при магистральной схеме.

Схемы цеховых электрических сетей напряжением до 1 кВ

В цеховых сетях различают питающую и распределительную сети. Линии цеховой сети, отходящие от цеховой трансформаторной подстанции или вводного устройства, образуют питающую сеть, а линии, подводящие энергию от шинопроводов или распределительных пунктов непосредственно к электроприемникам – распределительную сеть.

Схемы могут быть с односторонним и двусторонним питанием.

Магистральные силовые питающие сети рекомендуется применять:

- в энергоемких производствах при распределении электроэнергии от трансформаторов 1600 и 2500 кВА, что позволяет конструктивно упростить ввод мощности с подстанции;
- при создании модульных сетей для производств с равномерно распределенной нагрузкой по площади цеха;
- при частых заменах технологического оборудования.

Чаще всего такие схемы применяют в цехах машиностроительных заводов, в цехах цветной металлургии, на предприятиях приборостроения, в экспериментальных производствах и др.

Магистральные сети выполняют шинопроводами или кабелями. Подключение магистрали к сборным шинам распреустройства (РУ) комплектной трансформаторной подстанции осуществляется через линейные автоматические выключатели или наглухо, без коммутационного аппарата (рис. 1, 2). В случае глухого подключения защита магистрали осуществляется путем воздействия на вводной выключатель QF1.

Магистрали могут выполняться голыми шинами или комплектными шинопроводами типа ШМА. В случае глухого присоединения магистрали схема носит название “блок трансформатор-магистраль”. Такие схемы просты, надежны и экономичны, могут быть реализованы при применении комплектных и некомплектных трансформаторных подстанций.

Схемы блоков трансформатор-магистраль следует применять, как правило, с числом отходящих от КТП магистралей, не превышающих числа установленных трансформаторов. Для трансформаторов мощностью 1000 и 2500 кВА допускается подключать по две магистрали. Во всех указанных

случаях пропускная способность магистральных шинопроводов не должна превышать пропускную способность питающего трансформатора с учетом его перегрузочной способности в послеаварийном режиме.

Магистральные схемы, выполненные шинопроводами, относятся к высоконадежным элементам системы электроснабжения. Их можно применять для питания потребителей любой категории надежности. Если требуется резервирование питания, то применяют двухтрансформаторные подстанции с установкой АВР на секционном выключателе (рис. 3).

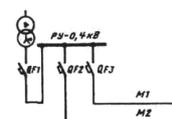


Рис. 1. Схема подключения магистралей к КТП через автоматические выключатели отходящих линий

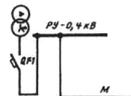


Рис. 2. Схема “блок трансформатор-магистраль”

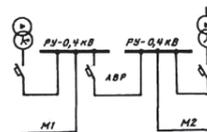


Рис. 3. Схема подключения магистралей к двухтрансформаторной подстанции

Магистральные схемы, выполненные комплектными шинопроводами типа ШМА, допускающими кратковременные перегрузки, используют для питания машин контактной сварки. При использовании таких шинопроводов соединение секций должно быть выполнено сваркой. Питание электроосвещения, устройств бесконтактной автоматики и других потребителей, предъявляющих повышенные требования к качеству электроэнергии, при этом должно осуществляться от отдельных трансформаторов.

Ответвления от магистральных шинопроводов длиной до 6 м к вводным устройствам технологического оборудования к щитам распределительным пунктам и другим электроустройствам, имеющим на вводе аппараты защиты, как правило, выпол-

няют без автоматических выключателей на шинопроводах. При больших длинах ответвлений подключение к магистральному шинопроводу осуществляется через вводной аппарат.

При использовании однострансформаторных подстанций секционный выключатель устанавливается в цехе (рис. 4). Для снижения электротравматизма этот выключатель должен быть заблокирован с выключателем, установленным на подстанции.

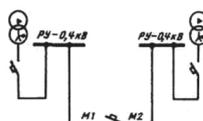


Рис. 4. Схема подключения к однострансформаторным подстанциям

Магистральные сети, выполненные комплектами шинопроводами, имеют высокую стоимость, поэтому они должны иметь не менее трех ответвлений с токами не менее 250 А. При сложных трассах (большое число поворотов, разные отметки и др.) целесообразно отдельные участки шинопровода заменять многоамперным кабелем. Их рекомендуется прокладывать на минимально допустимой ПУЭ высоте от уровня пола или площадки обслуживания – 2,5 м.

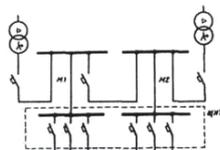


Рис. 5. Схема блока "ТП-щит"

Для электроприемников I и II категории надежности электроснабжения при их компактном расположении в цехе рекомендуется применять схему "блока ТП-щит" (рис. 5).

При расположении ТП и щита в одном помещении или в соседних помещениях не требуется установки коммутационных аппаратов на магистралях, и шины щита следует рассматривать как продолжение сборных шин ТП. Такие схемы рациональны при питании от ТП группы электродвигателей – насосов, компрессоров, вентиляторов.

В тех случаях, когда характер среды в цехе или размещение технологического оборудования по площади цеха, делают невозможным применение магистральных шинопроводов, используют кабельные магистрали (рис. 6).

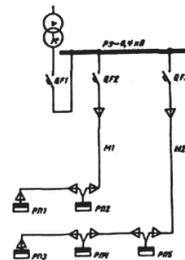


Рис. 6. Схема кабельных магистралей

Как правило, сечение кабельных магистралей одинаково по всей длине. С целью экономии проводникового материала допускается снижение сечения кабельной линии на участках, питающих отдельные РП, но при условии выполнения требований ПУЭ по защите участков питающей линии.

Если технологический агрегат имеет несколько электроприемников, осуществляющих единый, связанный группой машин, технологический процесс, и прекращение питания любого из этих электроприемников вызывает необходимость прекращения работы всего агрегата, то в таких случаях надежность электроснабжения вполне обеспечивается при магистральном питании (рис. 7). В отдельных случаях, когда требуется высокая степень надежности питания электроприемников в непрерывном технологическом процессе, применяется двустороннее питание магистральной линии (рис. 8).

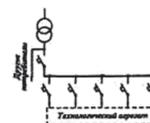


Рис. 7. Магистральная схема питания приемников электроэнергии цеха

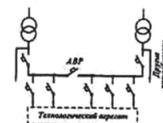


Рис. 8. Магистральная схема цеховой сети с двусторонним питанием

Для питания большого числа электроприемников сравнительно небольшой мощности, относительно равномерно распределенных по площади цеха, применяют схемы с двумя видами магист-

ральных линий: питающими и распределительными (рис. 9). Питающие, или главные, магистрали подключают к шинам шкафов трансформаторной подстанции, специально сконструированным для магистральных схем. Распределительные магистрали, к которым непосредственно подключают электроприемники, получают питание от главных питающих магистралей или непосредственно от шин комплектной трансформаторной подстанции, если не применяют главные магистрали (рис. 10).

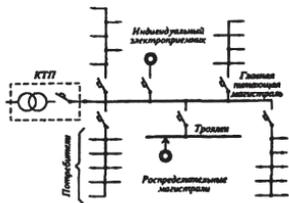


Рис. 9. Схема питающих и распределительных магистралей в цехе

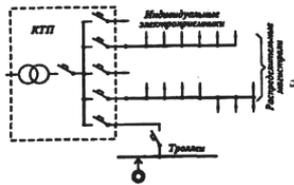


Рис. 10. Схема распределительных магистралей, подключенных непосредственно к шинам КТП

К главным питающим магистралям подсоединяют возможно меньшее число индивидуальных электроприемников. Это повышает надежность всей системы питания.

В условиях неблагоприятных сред магистральные схемы нежелательны, так как при их применении коммутационные аппараты неизбежно сосредоточены по площади цеха и подвергаются воздействию агрессивной среды. В таких цехах наибольшее применение находят радиальные схемы питания, при которых все коммутационные аппараты располагаются в отдельных помещениях, изолированных от неблагоприятных агрессивных и взрывоопасных сред.

Радиальные схемы выполняют одноступенчатыми, когда питание осуществляется непосредственно от ТП (РПЗ, рис. 11) и двухступенчатыми, когда питание осуществляется от промежуточного РП (РП2 – рис. 11).

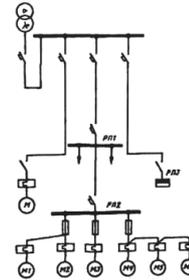


Рис. 11. Радиальная схема распределения электроэнергии

Радиальные схемы применяют для питания сосредоточенных нагрузок большой мощности, при неравномерном размещении приемников в цехе или на отдельных его участках, а также для питания приемников во взрывоопасных, в пожароопасных и пыльных помещениях, где невозможно применение магистральных схем.

Их выполняют кабелями или проводами, прокладываемыми открыто, в трубах, в специальных каналах.

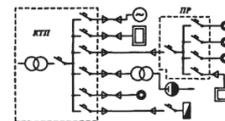


Рис. 12. Схема радиального питания приемников электроэнергии цеха

На рис. 12 приведена схема радиального питания электроприемников цеха; здесь от КТП отходят линии, питающие непосредственно мощные электроприемники или отдельные распределительные пункты, от которых самостоятельными линиями питаются более мелкие электроприемники.

К достоинствам радиальных схем относятся их высокая надежность и удобство автоматизации, поэтому они рекомендуются для питания потребителей I категории. Недостатки этих схем: значительный расход проводникового материала, ограниченная гибкость сети при перемещениях технологического оборудования, необходимость в дополнительных площадях для размещения силовых РП.

Радиальные схемы распределительных сетей с силовыми пунктами, на которых установлены аппараты защиты ответвлений, следует применять в местах, где применению шинопроводов препятствуют наличие кранов, условия среды, условия территориального распределения электроприемни-

ков и др. При этом распределительные устройства должны располагаться как можно ближе к электроприемникам.

Следует избегать питания малоамперных (до 15–20 А) электроприемников отдельными линиями от силовых пунктов, в особенности от пунктов с автоматическими выключателями. В этом случае подключение приемников возможно по схеме “шлейфа” (М4, М5, М6 на рис. 11) или под один защитный аппарат (М1, М2 на рис. 11).

В чистом виде радиальные и магистральные схемы применяются редко. Наибольшее распространение на практике находят смешанные схемы, сочетающие элементы радиальных и магистральных схем. Так, например, в цехах машиностроительных и металлургических заводов находят применение схемы магистрального питания с взаимным резервированием питания отдельных магистралей. Схема на рис. 13 позволяет вывести в ремонт или ревизию один из трансформаторов и, используя перегрузочную способность, обеспечить питание нескольких магистралей от одного, оставшегося в работе трансформатора.

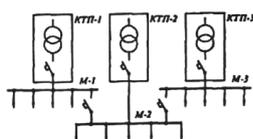


Рис. 13. Схема взаимного резервирования питающих магистралей цеха

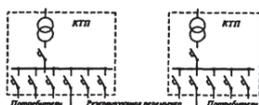


Рис. 14. Схема резервирования при радиальном питании потребителей цеха

Для повышения надежности питания применяют перемычки между отдельными магистралями или соседними КТП – при радиальном питании (рис. 14). Такие перемычки, обеспечивая частичное или полное взаимное резервирование, создают удобства при эксплуатации, особенно при проведении ремонтных работ.

Схемы осветительных сетей

Питание электрического освещения, как правило, производится от общих для силовых и осветительных нагрузок трансформаторов напряжением 380/220 В, самостоятельными линиями.

Если в цехе имеются нагрузки, ухудшающие показатели качества электроэнергии по сравнению с нормируемыми ГОСТ 13109-97, то питание та-

ких нагрузок и освещения должно осуществляться от разных трансформаторов.

Осветительные сети внутреннего освещения делят на питающие и групповые. К питающей сети относятся линии, прокладываемые от ТП или вводно-распределительного устройства до групповых щитков, к групповой сети – линии от групповых щитков до светильников (рис. 15). С целью рационального использования по загрузке автоматических выключателей ТП, групповые щитки питают от магистральных щитков (пунктов) (рис. 16).

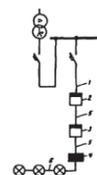


Рис. 15. Принципиальная схема осветительной сети:

1 – питающая сеть; 2 – вводно-распределительное устройство; 3 – магистральный пункт (щиток); 4 – групповой щиток освещения; 5 – питающая сеть; 6 – групповая сеть

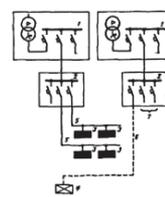


Рис. 16. Схема питания рабочего и аварийного (эвакуационного) освещения от одното трансформаторных КТП:

1 – КТП; 2 – магистральный щиток (пункт); 3 – групповой щиток освещения; 4 – групповой щиток аварийного освещения; 5 – линия питающей сети рабочего освещения; 6 – линия питающей сети аварийного (эвакуационного) освещения; 7 – питание рабочего освещения других участков здания или силовых потребителей

Рабочее и аварийное освещение необходимо питать отдельно, т.е. от разных трансформаторов, которые, в свою очередь, присоединены к независимым источникам. Если установлен один трансформатор, то питание рабочего и аварийного освещения осуществляется отдельными линиями, начиная от магистрального щитка (рис. 17).

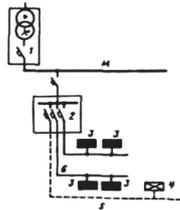


Рис. 17. Схема питания освещения однотрансформаторной подстанции:

1 – КТП; М – магистраль; 2 – магистральный щиток; 3 – групповой щиток рабочего освещения; 4 – групповой щиток аварийного освещения; 5, 6 – питающие линии рабочего и аварийного освещения

В зависимости от мощности осветительной нагрузки, размеров и конфигурации осветительной сети питающая линия может быть подведена непосредственно к групповому щитку или к магистральному пункту. Возможен также вариант, когда от магистрального пункта отходят как групповые линии к светильникам, так и линии к групповым щиткам или осветительным шинопроводам (рис. 18).

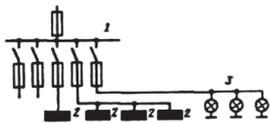


Рис. 18. Схема питания групповых щитков и групповых линий от магистрального щитка:

1 – магистральный щиток; 2 – групповой щиток; 3 – групповая линия

В качестве осветительных магистральных и групповых щитков применяют распределительные пункты серии ПР8513 с трехполюсными автоматическими выключателями и ПОР 8513 с однополюсными автоматическими выключателями.

В больших производственных зданиях осветительная питающая сеть может быть выполнена с использованием распределительных шинопроводов типа ШРА. В этом случае вместо групповых щитков к шинопроводу подключают группы светильников через отдельные аппараты защиты и управления.

Групповая сеть предназначена для непосредственного подключения светильников внутреннего освещения и штепсельных розеток. На рис. 19 представлены схемы групповых линий при трехфазной системе с нулевым проводом.

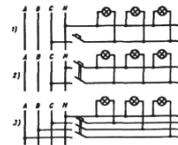


Рис. 19. Схема групповых линий при трехфазной системе с нулевым проводом:

1 – двухпроводная; 2 – двухпроводная для взрывоопасных помещений класса В-1; 3 – четырехпроводная, защищаемая трехполюсным автоматическим выключателем

Групповые сети можно выполнять осветительными шинопроводами: двухпроводными (фаза-нуль) – ШОС2-25, ШОС80 и четырехпроводными (три фазы-нуль) ШОС4-25, если нагрузка их не менее 50% номинального тока шинопровода. Шинопроводы можно использовать в помещениях любого назначения с нормальной средой, кроме особо сырых, при расположении светильников рядами.

Питание групповых сетей может осуществляться также от групповых пунктов. В качестве групповых пунктов используется серия пунктов ПР (ПОР) 8513, которая заменяет серии осветительных ящиков (ЯОУ8500, ЯВ, ЯР). Для групповых сетей находят применение щитки типов ОП, ОЩ, ОШВ, УОЩВ, которые рассчитаны на напряжение 380/220 В, укомплектованы однополюсными автоматическими выключателями. Ток расцепителей одинаков для всех автоматических выключателей одного щитка. Количество и сечение проводов, присоединяемых к вводному зажиму, до 2х50 мм.

Для групповых осветительных сетей производственных помещений, освещаемых газоразрядными лампами высокого давления (ДРЛ, ДРИ, ДРИЗ, ДНАТ), при использовании групповой компенсации реактивной мощности трехфазными конденсаторами, присоединенными к групповым линиям, применяют распределительные пункты серии ПР41, рассчитанные на напряжение 380/220 В. Пункт ПР41 для напольной установки рассчитан на четыре трехфазные групповые линии, в нем установлено четыре трехфазных конденсатора мощностью по 18 квар. К пунктам допускается присоединение проводов сечением: питающих от 10 до 2х120 мм, отходящих от 1,5 до 25 мм.

Для помещений со взрывоопасными зонами классов В-Ia, В-1б, В-Iаа, В-1г применяют щитки ЩОВ-1А и ЩОВ-2А на напряжение 380/220 В.

Схемы питания цеховых трансформаторных подстанций

Питание цеховых трансформаторных подстанций может осуществляться по магистральным, радиальным или смешанным схемам.

Радиальные схемы применяют в тех случаях, когда пункты приема расположены в различных направлениях от центра питания. Они могут быть двух- или одноступенчатыми. На предприятиях небольшой мощности и для питания крупных сосредоточенных потребителей используют одноступенчатые схемы. Двухступенчатые радиальные схемы с промежуточными РП выполняют для крупных и средних предприятий с цехами, расположенными на большой территории. При наличии потребителей I и II категории РП и ТП питаются не менее чем по двум отдельно работающим линиям. Допускается питание электроприемников II категории по одной линии, состоящей не менее чем из двух кабелей.

При двухтрансформаторных подстанциях каждый трансформатор питается отдельной линией по блочной схеме линия-трансформатор. Пропускную способность блока в послеаварийном режиме рассчитывают исходя из категорийности питаемых потребителей.

При однотрансформаторных подстанциях взаимное резервирование питания небольших групп приемников I категории осуществляется при помощи кабельных или шинных перемычек на вторичном напряжении между соседними подстанциями.

Вся коммутационная аппаратура устанавливается на РП или ГПП, а на питаемых от них ТП предусматривается глухое присоединение трансформаторов или присоединение через выключатель нагрузки и разъединитель.

Радиальная схема с промежуточным РП приведена на рис. 20.

Радиальная схема питания обладает большой гибкостью и удобствами в эксплуатации, так как повреждение или ремонт одной линии отражается на работе только одного потребителя.

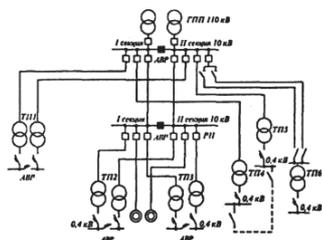


Рис. 20. Радиальная схема электроснабжения с промежуточным РП

Магистральные схемы напряжением 6...10 кВ применяют при линейном размещении подстанций на территории предприятия, когда линии от центра питания до пунктов приема могут быть проложены без значительных обратных направлений. Ма-

гистральные схемы имеют следующие преимущества: лучшую загрузку кабелей при нормальном режиме, меньшее число камер на РП. К недостаткам магистральных схем следует отнести усложнение схем коммутации при присоединении ТП и одновременное отключение нескольких потребителей, питающихся от магистрали, при ее повреждении.

Число трансформаторов, присоединяемых к одной магистрали, обычно не превышает двух-трех при мощности трансформаторов 1000...2500 кВ-А и четырех-пяти при мощности 250...630 кВ-А.

Магистральные схемы выполняют одиночными и двойными, с односторонним и двухсторонним питанием.

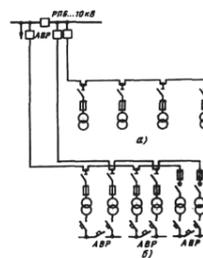


Рис. 21. Магистральная схема с односторонним питанием:

а – одиночные; двойные («сквозные»); в – одиночные с частичным резервированием по связям низкого напряжения между ближайшими подстанциями

Одиночные магистрали без резервирования (рис. 21, а) применяют в тех случаях, когда отключение одного потребителя вызывает необходимость, по условиям технологии производства, отключения всех остальных потребителей (например, при непрерывном технологическом процессе). При кабельных магистралях их трасса должна быть доступна для ремонта в любое время года, что возможно при прокладке в каналах, туннелях и т.п. Надежность схемы с одиночными магистралями можно повысить, если осуществить частичное резервирование по связям низкого напряжения между ближайшими подстанциями (рис. 21, в). Такие магистральные схемы можно применять и для потребителей I категории, если их мощность не превышает 15...20 % от общей нагрузки трансформаторов. Трансформаторы подключают к разным магистралям, присоединенным к разным секциям РП или РУ.

Схемы с двойными («сквозными») магистралями (рис. 21, б) применяют для питания ответственных и технологически слабо связанных меж-

ду собой потребителей одного объекта. Установка разъединителей на входе и выходе линии магистралей не требуется.

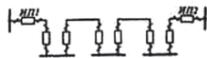


Рис. 22. Магистральная схема встречная с двухсторонним питанием

Одиночные и двойные магистрали (рис. 22) с двухсторонним питанием («встречные» магистрали) применяют при питании от двух независимых источников, требуемых, по условиям обеспечения надежности электроснабжения, для потребителей I и II категории. При использовании в нормальном режиме обоих источников производится деление магистрали примерно посередине на одной из промежуточных подстанций. Секционные выключатели нормально разомкнуты и снабжены устройством АВР.

Смешанные схемы имеют широкое распространение на крупных предприятиях.

Для особо ответственных потребителей, отнесенных к особой группе I категории, должно предусматриваться электроснабжение от трех независимых источников. Каждый из двух основных источников должен полностью обеспечивать питание потребителя, а третий независимый источник – иметь минимальную мощность для безаварийного останова производства. Третьим независимым источником может быть, например, дизельная станция, которая при отключении одного из двух независимых источников включается на холостой ход и находится в режиме «горячего» резерва. Во избежание перегрузки третьего источника предусматривается отключение остальных потребителей перед вводом третьего источника.

Цеховые электрические сети напряжением до 1 кВ выполняют:

- кабелями и изолированными проводами, прокладываемыми непосредственно на строительных элементах и элементах технологического оборудования, в коробах, на лотках и в трубах, а также тросовыми проводами;
- комплектными шинопроводами – магистральными, распределительными и осветительными, устанавливаемыми на опорных конструкциях на полу, стенах, колоннах, фермах и т.п.;
- комплектными троллеями, укрепляемыми на троллейных кронштейнах, и комплектными троллейными шинопроводами, укрепляемыми на специальных конструкциях.

Электропроводка должна соответствовать условиям окружающей среды, назначению и ценности сооружений, их конструкции и архитектурным особенностям. При выборе вида электропроводки

и способа прокладки должны учитываться требования электробезопасности и пожарной безопасности. Оболочки и изоляция проводов должны соответствовать способу прокладки и условиям окружающей среды.

Для обеспечения надежной работы электроустановки большое значение имеет устойчивость работы электропроводок в отношении нераспространения огня при повреждениях. Для открытых электропроводок без стальных труб целесообразно применять провода и кабели с такими внешними оболочками, которые не поддерживают горение после удаления источника воспламенения. В этом случае, если в электропроводке возникло повреждение и она загорелась, после действия защиты и отключения поврежденного участка пожар проводки не будет распространяться, и размеры аварии будут ограничены. К числу не распространяющих горение относятся оболочки и изоляция из полихлорвинила и найрита.

Важным требованием к конструкции электропроводок является возможность смены проводов в условиях эксплуатации. Срок службы изоляции проводов и кабелей ограничен. Под воздействием тепла и света, кислорода воздуха и влаги, а также различных газов, попадающих в атмосферу, изоляция и оболочки проводов и кабелей со временем теряют свои механические и электрические свойства. Замена проводов и кабелей в сети не должна быть связана с необходимостью разрушения строительных элементов зданий и сооружений.

В зависимости от условий окружающей среды и качества изоляционных материалов провода приходится менять приблизительно каждые 10...15 лет эксплуатации. В отдельных неблагоприятных условиях такие замены приходится производить значительно чаще.

В помещениях и наружных установках с химически активной средой все элементы электропроводок должны быть стойкими по отношению к среде либо защищены от ее воздействия. В производственных помещениях спуски незащищенных проводов к выключателям, аппаратам, щиткам и т.п. должны быть защищены от механических воздействий до высоты не менее 1,5 м от уровня пола.

Воздушные линии напряжением до 1 кВ на промышленных предприятиях используют главным образом в качестве сетей наружного освещения и для питания отдельных маломощных потребителей.

Электропроводки широко применяются для питания осветительных сетей, для цепей вторичной коммутации, защиты и управления, для питания установок небольшой мощности.

Примеры обозначения проводок: ПР – провод с медными жилами в оплетке из хлопчатобумажной ткани; АПР – то же, но с алюминиевыми жилами; АПВ – провод с алюминиевыми жилами с

поливинилхлоридной изоляцией; ПРГН – провод с медными жилами с резиновой изоляцией, гибкой, в негорючей оболочке.

Магистральный шинопровод предназначен для питания распределительного шинопровода и пунктов отдельных крупных электроприемников.

Магистральный шинопровод ШМА предназначен для магистральных четырехпроводных электрических сетей в системе с глухозаземленной нейтралью напряжением до 1 кВ. Номинальный ток ШМА-1600, 2500 и 4000 А. На рис. 23 приведен магистральный шинопровод типа ШМА.

Распределительные шинопроводы ШРА (с алюминиевыми шинами) и ШРМ (с медными шинами) предназначены для передачи и распределения электроэнергии напряжением 380/220 В при непосредственном присоединении к ним электроприемников в системах с глухозаземленной нейтралью. Номинальный ток ШРА-250, 400 и 630 А; ШРМ-100 и 250 А. На рис. 24 показан распределительный шинопровод типа ШРА.

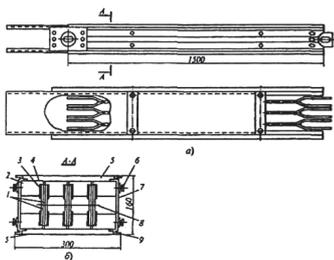


Рис. 23. Магистральный шинопровод типа ШМА:

а – прямая секция; б – поперечный разрез; 1 – фазные шины; 2 – изолятор; 3 – эластичная прокладка; 4 – верхняя крышка; 5 – обойма; 6 – болт; 7 – боковая крышка; 8 – изоляционная перегородка между шинами; 9 – угольник крепления шинопровода к опорной конструкции

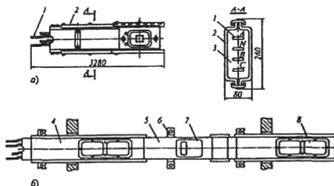


Рис. 24. Распределительный шинопровод типа ШРА:

а – общий вид прямой секции ШРА; б – шинопровод ШРА для вертикальной прокладки; 1 – шина; 2 – короб; 3 – изолятор; 4 – универсальная секция; 5 – прямая секция; 6 – кронштейн; 7 – ответвительная коробка; 8 – крышка

Троллейные шинопроводы ШТМ (с медными шинами) предназначены для питания подъемно-транспортных механизмов в сетях напряжением до 1 кВ с глухозаземленной нейтралью. Номинальный ток ШТМ-100, 200 и 400 А. На тот же ток выпускаются троллейные шинопроводы с алюминиевыми шинами – ШТА. На рис. 25 дан троллейный шинопровод типа ШТМ.

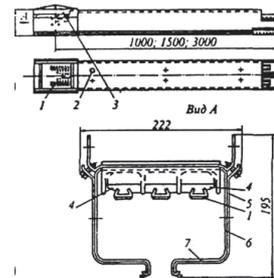


Рис. 25. Троллейный шинопровод типа ШТМ: а – общий вид; б – поперечный разрез; 1 – троллей; 2 – крепление изолятора; 3 – серьга подвески; 4 – изолятор; 5 – короб; 6 – корпус соединительной муфты; 7 – уступ короба

Осветительные шинопроводы ШОС предназначены для групповых четырехпроводных линий в сетях напряжением до 1 кВ с нулевым проводом для питания светильников и электроприемников небольшой мощности. Номинальный ток ШОС-25, 63 и 100 А. На рис. 26 показан осветительный шинопровод типа ШОС.

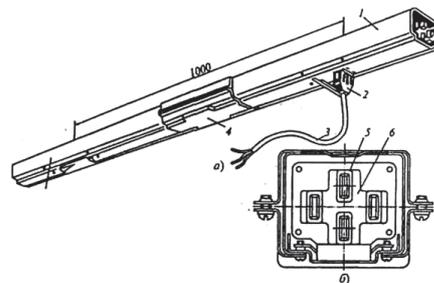


Рис. 26. Осветительный шинопровод типа ШОС:

а – общий вид; б – штепсельное соединение секций; 1 – прямая секция; 2 – осветительный штепсель; 3 – провод к светильнику; 4 – соединительная муфта; 5 – гнездо розетки; 6 – изолятор

В.И. Григорьев, Э.А. Киреева, В.А. Миронов, А.Н. Чохонелидзе, "Электроснабжение и электрооборудование цехов", М.: "Энергоатом издат", 2003



ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫЕ СЧЕТЧИКИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Нижневартковские Электрические Сети – одно из крупнейших предприятий электрических сетей России, основными потребителями которого являются предприятия нефтегазодобывающего комплекса Западной Сибири. На данный момент накоплен большой опыт в плане изучения и практического применения всего многообразия интеллектуальных счетчиков электроэнергии, имеющихся на российском рынке. Приводимая ниже информация дана с учетом построения АСКУЭ с удаленным сбором данных непосредственно от счетчиков, также затронуты вопросы об интеллектуальной части счетчиков.

За время работы в сфере энергоучета на предприятии использовались следующие типы счетчиков.

“Альфа”

фирма “ABB” (ASEA BROWN BOVERI)
представительство в России – “ABB ВЭИ Метроника”.

Класс точности 0,2–0,5.

Существует несколько конфигураций этого типа, различающихся количеством каналов, объемом памяти, интерфейсами связи. На предприятии установлены в основном А1R.

Сделан добротно, корпус пыле- влагозащищенный, жидкокристаллические индикаторы высокого качества, однако монтаж на местах установки затруднен из-за нестандартных габаритных и установочных размеров.

Имеет три канала связи с внешним миром:

импульсный, оптопорт, интерфейсный порт токовая петля, или RS-485. Выгодней заказывать счетчики с 485-м интерфейсом – для их обвязки вам потребуется два провода – витая пара. Так соединить можно до 254 счетчиков. Для обвязки счетчиков с интерфейсом “токовая петля” потребуется АBB-ный мультиплексор на 16 счетчиков – его цена порядка 600 долл.

В счетчиках фирмы “ABB” краеугольным камнем является протокол связи.

Во-первых, выдаваемые фирмой “ABB Метроника” протокол и структура данных счетчика несколько не соответствуют действительности. Скорее всего, это опечатки и недопечатки, коих полным полно и в документах различного рода других фирм.

Во-вторых, протокол избыточен – хотели сделать танк, а получился велосипед. Все это – лишняя перекачиваемая информация в наших нестойких каналах связи.

Но это полбеда. Главный тормоз к применению счетчиков “Альфа” для удаленного сбора данных на плохих каналах связи – это оригинальная реакция счетчика на получение сбойного блока данных (каждый блок имеет контрольную сумму) – он сообщает нам, что получил ошибочный блок и ... зависает примерно на минуту. К примеру, процент сбойных блоков при использовании наших телефонных линий нормального качества – 20% и более. Казалось бы, ну раз мы на опрашиваемой стороне проинформированы о том, что счетчик получил сбойный блок, можем послать его повторно (и должны!), но нет – счетчик уже вне сеанса.



Вывод такой – если у вас не идеальный канал связи, применение счетчиков “Альфа” проблематично, а начиная с некоторого уровня качества – невозможно.

На предприятии эту проблему решили. В системе при удаленном опросе по радиоканалу на стороне счетчиков ставится дешевый контроллер, с простым софтом он, помимо управления радиомодемом и буферизацией данных, загружен еще и сервисом фильтрации сбойных пакетов в сторону счетчика.

Есть и плюсы в структуре данных счетчика – это организация массива данных профиля – структура массива проста, но в этом и есть ее сила. Как показал опыт, именно с такой структурой меньше возникает проблем на верхнем уровне с задачами перевода, коррекции времени, нет неприятных последствий от периодических отключений счетчика. Этот счетчик – лидер по глубине хранения информации – более полугодика при конфигурации на четыре канала и 30-минутных интервала интеграции. Можно ставить на точки учета с периодическим отключением энергии – в этом плане алгоритмических излишеств со стороны программ верхнего уровня не потребуется – массив профиля не прерывается, время простоя маркируется.

Сервисные задачи тарифов не используются, т.к. это должно решаться на верхнем уровне, но они в счетчике есть. Также есть архив перепрограммированных, ошибок счетчика, хорошая защита данных.

Значения энергии на начало месяца не запоминает, есть только текущие показания.

Для эксплуатации “Альфы” фирма “ABB” продает довольно насыщенный в области программирования счетчика софт – EMF, хотя и с очень замысловатым интерфейсом пользователя. На предприятии разработана своя программа для сбора данных со счетчика и решения некоторых задач программирования с простым и наглядным интерфейсом – MetCon, плюс решаются такие актуальные для счетчиков любого типа задачи, как алгоритм безопасной коррекции даты и времени. MetCon работает через следующие каналы связи: телефонный, телемеханический, радиомодемный, оптопорт. Формат сохраняемых данных полностью совместим с форматом EMF – *.ra – файл.

Стоимость счетчика порядка 900 долл.

“ЕвроАльфа”

Фирма “ABB” (ASEA BROWN BOVERI), представительство в России – “ABB ВЭИ Метроника”.

Класс точности 0,2–0,5.

Также существует несколько конфигураций этого типа, различающихся количеством каналов, объемом памяти, интерфейсными выходами.

Предприятие использует в основном EA1R.

Собран в компактном плоском корпусе, более удобен для монтажа.

Это, пожалуй, практически единственное его преимущество перед “Альфой”, да и вообще единственное положительное свойство!

Его проблемы:

во-первых, малый объем памяти (в нормальной конфигурации счетчиков) при оптимальной установке флагов – на 27 дней (четыре канала) в минимальной конфигурации – 34 дня;

во-вторых, время от времени на индикаторе счетчика появляются сообщения об ошибках, которые софтом “ABB” не снимаются. Даже отключение счетчика от питания, снятие батарейки и “отдых” в течение двух недель не помогают – на табло честно светится номер ошибки, и ничего более. По нашим наблюдениям, это, скорее всего, связано с кратковременными отключениями питания счетчика, что актуально во время гроз;

в-третьих, усложнена структура массива профиля нагрузки по сравнению с “Альфой” – введено понятие “суток”, а с этим и множество проблем с переходом времени (после летне/зимнего перевода времени один час из одних суток переползает в другие, т.е. временная сетка искажается), с чтением данных профиля (можно прочитать только за сутки, не менее), с режимами отключения счетчика – (если счетчик не работает более суток – профиль (нулевой) за это время не фиксируется);

в-четвертых, все что было до этого – просто усложняет алгоритмы программ верхнего уровня, но есть еще один Bug (ошибка) в протоколе обмена при чтении данных профиля, что ведет вообще к “оригинальным преобразованиям” алгоритма запроса. В итоге удаленный сеанс связи со счетчиком “ЕвроАльфа” по реальным каналам связи примерно в четыре раза менее устойчив, чем у его старшего брата – “Альфы” (об “устойчивости” сеанса “Альфы” см. выше);

в-пятых и -шестых – см. во-первых и во-вторых по “Альфа”.

“Софт” – аналогично “Альфе”.

Существуют и некоторые мелкие недоделки, такие, как неудобный вечноспадающий оптодержатель, невозможность работы на 300 бод, и т.п.

Стоимость счетчика порядка 1000 долл.

Общий вывод: счетчики “АВВ” – не самый лучший вариант для задач АСКУЭ, если, конечно, вы не владеете оптоволоконным каналом связи.

Но все эти проблемы со счетчиками “АВВ” разрешимы. В конце концов, где не бывает ошибок. Но важен не факт обнаружения ошибки и признание продукта неидеальным, все исправимо, было бы желание. Самый главный минус счетчиков “АВВ” – отсутствие возможности контакта с разработчиками ПО ядра счетчика.

ПСЧ-3, ПСЧ-4.

Нижегородский завод им. Фрунзе.

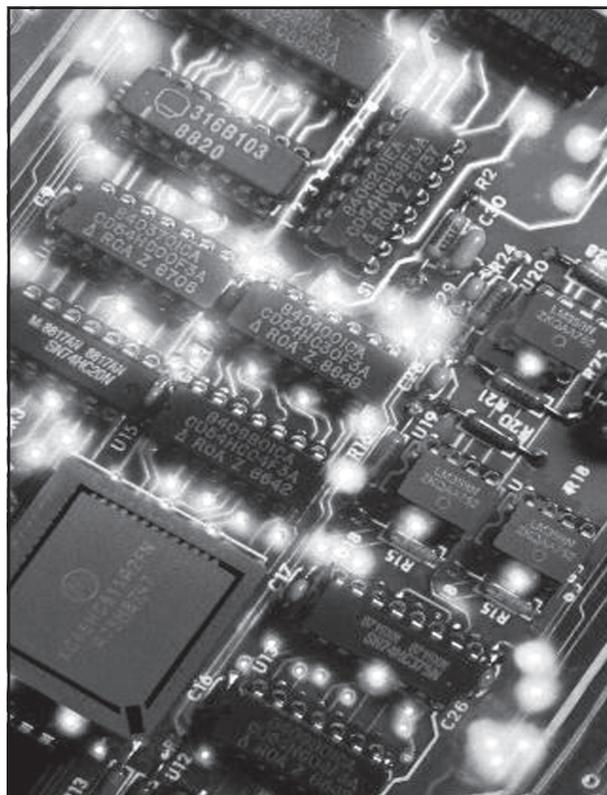
Класс точности – 0,5.

Собран в компактном плоском корпусе. На приборе одна кнопка – переключения режимов индикации – можно запрограммировать счетчик на индикацию трех или еще лучше двух режимов – очень удобно дежурным подстанций.

Табло на русском языке. Одноканальный счетчик. Каналы связи с внешним миром – импульсный и программный по интерфейсу RS485. Многоскоростной – от 150 до 19200 бод. Период интеграции – постоянная величина – 30 минут. Глубина хранения профиля нагрузки два месяца. Хранит показания энергии на первое число месяца – глубина хранения – 12 месяцев – это важное свойство счетчика (во всяком случае для нас).

Из всех описываемых здесь счетчиков – у ПСЧ самый простой и наглядный интерфейс обмена. Можно ставить на точки учета, страдающие периодическим отключением энергии – в этом плане алгоритмических излишеств со стороны программ верхнего уровня не потребуется, счетчик ведет себя по-дружески – массив профиля не прерывается, время простоя маркируется.

Есть тарифный сервис.



Выявленные недостатки:

во-первых, при наших низких температурах у некоторых экземпляров замерзает жидкокристаллическое табло. С интерфейсным каналом связи ничего плохого не происходит, а при нормальной температуре – табло восстанавливает работу;

во-вторых, простота команд запроса профиля приводит к относительно долгому сеансу связи по чтению профиля за период, тем более это сказывается, если вы используете модемные устройства, в которых процесс переключения прием – передача занимает ощутимое время.

Выход найден такой: опрос происходит по радиоканалу, радиомодем управляет наш контроллер плюс он осуществляет буферизацию пакетов и проверку на CRC. Его загрузили еще одной задачей – ввели понятие сложных команд, которые есть последовательность простых “родных” команд счетчика. В результате обычные команды контроллер просто ретранслирует счетчику, а сложные выполняет сам.

Софт по программированию счетчика завод предоставляет, причем, в отличие от “АВВ”, – бесплатно и неограниченно.

Стоимость счетчика меньше 200 долл.

Вывод: хорошее и недорогое решение для контроля точек, где учет реактивной энергии экономически не оправдан.



СЭТ – 4ТМ.01.

Нижегородский завод им. Фрунзе.

Класс точности – 0,5.

Это – собственная разработка завода и, на данный момент, именно с этой линией связаны дальновидные надежды российских энергетиков.

Внешне похож на ПСЧ – небольшой плоский корпус, три кнопки на панели.

Табло на русском языке. Четырехканальный счетчик. Каналы связи с внешним миром – импульсный и программный по интерфейсу RS485. Период интеграции – переменная величина – от 5 до 30 минут. Глубина хранения профиля нагрузки при периоде интеграции 30 минут – три месяца. Хранит значения энергии по каждому каналу за текущие сутки, 12 месяцев, текущий и предыдущий год. Выдает показания мгновенной мощности, что позволяет решать задачи контроля нагрузки в реальном времени. Выдает частоту сети и температуру прибора. Наворочен в плане тарифных вещей.

Протокол бинарный, MODBUS – совместимый, проблем в работе не выявлено.

В структуре массива профиля за привязку взят час. Единственный из рассматриваемых здесь счетчиков, с разработчиками которого можно реально найти контакт. Поэтому часть замечаний в новых версиях ПО прибора уже учтена.

Во-первых, односкоростной 9600, бит четности установлен. Это неудобно по причине того, что мы планировали использовать “Альфы”, “ЕвроАльфы”, ПСЧ и СЭТ на одной витой паре 485-го ин-

терфейса, а первые три счетчика работают без бита четности. Возможность работы с разными скоростями повысила бы гибкость системы на базе этих счетчиков.

По сведениям из Нижнего Новгорода, сейчас эти ограничения устранены.

Во-вторых, не существует понятия флагов ошибки значений профиля нагрузки, что необходимо, т.к. условия работы приборов часто не идеальны – возможны кратковременные отключения питания. Недостаточно вести массив отключений, необходимо характеризовать каждое значение профиля флагами ошибок.

Разработчики пообещали ввести флаги профиля в следующих версиях прибора.

В-третьих, если прибор установлен на точка учета с периодическим отключением энергии, то реализация алгоритма запроса профиля за период усложняется, что приводит к увеличению времени сеанса связи.

Программу для установки параметров счетчика завод-изготовитель предоставляет бесплатно.

Стоимость порядка 250 долл.

Вывод: полноценный счетчик с доступным интерфейсом. Устойчив на любых каналах связи.

Счетчики, о которых слышали:

Счетчик ЦЭ 6823 “НПО Квант”. – снимается с серийного производства.

Вместо него с июня 2002 года концерн «Энергомера» приступил к серийному производству микропроцессорных многофункциональных счетчиков ЦЭ6823М, полностью соответствующих требованиям, изложенным в Положении об организации коммерческого учета электроэнергии и мощности на оптовом рынке РАО «ЕЭС России» от 12 октября 2001 года.

Созданные на базе счетчиков ЦЭ6823, они имеют целый ряд преимуществ:

- до 125 суток увеличена глубина хранения суточных графиков получасовых мощностей;

- введенный в счетчики модуль с двумя реле включения/выключения нагрузки позволяет им обеспечивать оперативный контроль и управление энергопотреблением;

- увеличен диапазон рабочих температур (-40 до 55 °С);

- реализована поддержка широковещательных команд коррекции хода часов и измерения энергии в запрашиваемых интервалах времени (срезы).

“AlphaPlus” – продолжение серии “Альфа-счетчиков” фирмы “ABB” с дополнительными функциями по качеству энергии, некоторые из которых не соответствуют требованиям наших ГОСТов.

СЭТ 4ТМ.02 – ожидается следующая версия счетчика СЭТ Нижегородского завода с дополнительными функциями по качеству энергии, класс точности – 0,2.



*М. Матвеев,
М. Костин*

КОНТРОЛЬ ЭЛЕКТРОМАГНИТНОЙ ОБСТАНОВКИ НА ПРЕДПРИЯТИЯХ

Одной из основных сложностей на пути внедрения на энергообъектах цифровой аппаратуры защиты, автоматики, управления, сигнализации и связи является необходимость обеспечения ее электромагнитной совместимости (ЭМС) с жесткой электромагнитной обстановкой (ЭМО). Острота проблемы объясняется сравнительно низкой помехоустойчивостью цифровой аппаратуры, с одной стороны, и слабым вниманием к проблеме ЭМС при проектировании многих объектов, с другой.

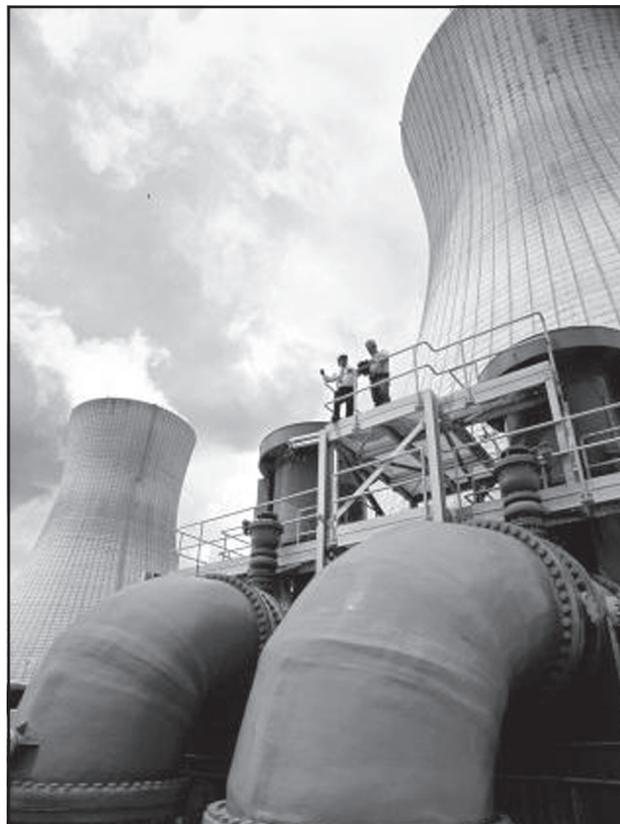
Не следует, однако, считать, что проблема ЭМС является непреодолимым барьером на пути внедрения современной цифровой аппаратуры на энергообъектах. Существует обширный опыт ее успешного решения как за рубежом, так и в нашей стране. Однако для этого требуются усилия как производителей аппаратуры, так и организаций, осуществляющих эксплуатацию и реконструкцию энергообъектов.

Характеристики электромагнитной обстановки

ЭМО на энергообъектах определяется, как правило, следующими факторами:

1. Потенциалы на элементах заземляющего устройства (ЗУ) при коротких замыканиях и грозовых разрядах.

2. Наводки на информационные цепи и цепи питания при грозовом разряде.



3. Импульсные поля и помехи при коммутациях силового электрооборудования.

4. Высокочастотные импульсные поля и помехи при коммутациях электрооборудования малой мощности (реле, контакторы, щетки электродвигателей и т.п.).

5. Низкочастотные электрические и магнитные поля при штатных и аварийных режимах работы силового электрооборудования.

6. Провалы, прерывания и выбросы напряжения питания при коммутации мощных потребителей и авариях.

7. Высокочастотные поля от мощных полупроводниковых выпрямителей и конверторов, а также различных радиопередатчиков, включая портовые радиостанции.

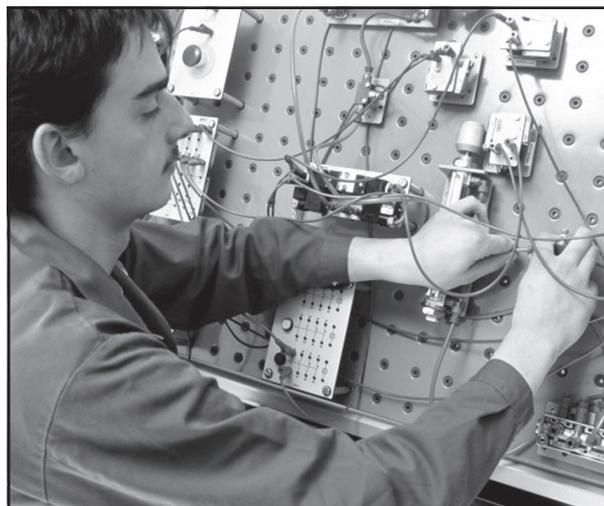
8. Электростатический разряд.

Набор параметров, контролируемых в ходе оценки ЭМО, должен позволять прогнозировать уровни основных видов помех. Ниже мы рассмотрим и обобщим результаты работ по оценке электромагнитной обстановки, выполненных за последнее десятилетие на более чем 100 энергообъектах России.

Оценка эксплуатационного состояния заземляющего устройства

Результаты проверки эксплуатационного состояния ЗУ, с точки зрения ЭМС, должны позволять выполнить оценку следующих величин:

- максимальных значений потенциалов точек ЗУ;
- максимальных значений разностей потенциалов между точками ЗУ;
- при коротких замыканиях и (желательно) грозовых разрядах.



В литературе и нормативной документации для оценки состояния ЗУ обычно используется понятие сопротивления растеканию, или просто сопротивления ЗУ. Смысл понятия сопротивления растеканию, с точки зрения ЭМС, очень прост. Рассмотрим, например, кабель связи, соединяющий рассматриваемый объект с удаленным узлом связи. При коротком замыкании с возвратом тока в энергосистему к кабелю будет приложен потенциал, близкий к произведению сопротивления растеканию на ток КЗ. Согласно ПУЭ, этот потенциал может достигать 5, 10 кВ.

Не меньшее значение имеют перепады потенциала в пределах единого ЗУ. Ясно, что перепады потенциалов в пределах ЗУ будут воздействовать на кабели управления и сигнализации, проходя-

Таблица 1. Результаты измерения сопротивлений оснований на ПС КС-220

Точка измерения	Ток I, А	Напряжение относительно РЩ Урщ, В	Напряжение относительно зонда Узонд, В	Сопротивление основания Росн, Ом	Аварийный потенциал Uав, В
Портал 4 2СШ	8	50,00	50,00	6,25	62500
Длинный концевой портал	74	3,80	3,20	0,04	513
ШР-110 №2 ВЛ-154	72	4,20	4,20	0,06	583
ШР-110 №1 ВЛ-154 ф.А	70	6,20	5,80	0,08	885
Портал 4 1 СШ	73	4,20	3,80	0,05	575
ШР-110 №1 ВЛ-154 ф.В	3	50,00	50,00	16,67	до 110 кВ
ШР-110 №1 ВЛ-154 ф.С	70	6,00	5,80	0,08	857

Значение сопротивления растеканию: $R=0,21 \text{ Ом}$



щие по территории объекта. Для характеристики перепадов потенциала в пределах ЗУ традиционно используются понятия напряжения шага и напряжения прикосновения. Эти понятия введены из соображений электробезопасности персонала и не учитывают специфики ЭМС.

На практике часто используется метод, заключающийся в прогрузке током от генератора аппаратов и конструкций, присоединенных к ЗУ объекта. Второй полюс источника присоединяется к некоторой опорной точке в пределах ЗУ. Обычно в качестве такой точки выбирается нейтраль одного из трансформаторов. В этом случае можно говорить, что моделируется КЗ в пределах объекта с возвратом тока к нейтрали собственного трансформатора. Измеряется потенциал прогружаемого аппарата (конструкции) относительно удаленной земли. Частное от деления потенциала на ток называют сопротивлением основания аппарата (конструкции).

Легко понять, что при измерениях сопротивлений растеканию и сопротивлений оснований имитируются два предельных случая коротких замыканий: а) с полным возвратом тока в систему и б) с полным возвратом тока к нейтрали одного из собственных трансформаторов объекта.

В табл. 1 приводится фрагмент результатов измерений сопротивлений оснований на подстанции КС-220 «Смоленскэнерго». В качестве нормы сопротивления основания выбрано значение 0,1 Ом.

Из табл. 1 видно, что некоторые электроаппараты и конструкции имеют повышенное сопротивление основания, что свидетельствует об их неудовлетворительной связи с ЗУ объекта. Потенциалы таких аппаратов (конструкций) относительно релейного щита, куда подходит большая часть вторичных кабелей, могут составлять десятки и даже сотни кВ (см. предпоследнюю строку табл. 1). Отметим, что в то же время сопротивление растеканию ЗУ невелико. Аналогичная картина наблюдается и на большинстве других обследованных энергообъектах.

Основной причиной подобных недостатков является коррозия заземлителей, приводящая к уменьшению их эффективного поперечного сечения и даже к полному разрыву отдельных металлических связей. Свою лепту вносят также некачественная сварка и недостатки проекта.

Расчетное определение потенциалов на элементах ЗУ требует учета ряда факторов:

- влияния неравномерности распределения потенциала по ЗУ на величины токов, стекающих с его элементов;
- активной и реактивной составляющих импедансов отдельных заземлителей;
- влияния поля провода с током КЗ на распределение токов в элементах ЗУ;
- реальной схемы ЗУ;
- реальных сечений заземлителей;
- реальных параметров почвы с учетом сезонных изменений;
- при грозовом разряде нужно использовать аппарат гармонического анализа и учитывать нелинейность характеристик грунта.

Результаты пробных расчетов показывают, что учет перечисленных факторов позволяет обеспечить приемлемую точность определения потенциалов. Относительно правдоподобная информация о сечениях заземлителей имеется лишь для новых объектов, где влияние коррозии еще незначительно. Известны, однако, случаи повышения сопротивлений оснований из-за некачественной сварки. Поэтому даже для новых объектов проведение натуральных измерений необходимо.

Помехи при грозовых разрядах

Существующие методы оценки потенциалов на элементах ЗУ и помех во вторичных кабелях носят приближенный характер. Так, использование специальных генераторов импульсов для имитации грозовых разрядов неточно из-за влияния поля провода с током на распределение тока в земле и заземлителях. Ограничения расчетных методов рассмотрены выше. Поэтому до последнего времени при оценке грозоопасности в основном проверялось выполнение требований существующей нормативной документации (см. РД 34.20.116-93 «Методические указания по защите вторичных цепей электрических станций и подстанций от импульсных помех» (готовится новая редакция. М., РАО, «ЕЭС России»), основанных на эмпирических данных и расчетах. Обследование энергообъектов показывает, что часто имеют место грубые нарушения существующих требований. Например, расстояние от элементов грозозащиты до кабельных каналов часто составляет менее 1м, причем в некоторых случаях молниеотводы заземляются прямо на металлоконструкции кабельных каналов.

Импульсные помехи при коммутациях силового электрооборудования

Результаты измерений показывают, что наиболее опасным источником коммутационных помех на энергообъектах является работа разъединителей. Примерный вид помехи при работе разъединителя показан на рис. 1.

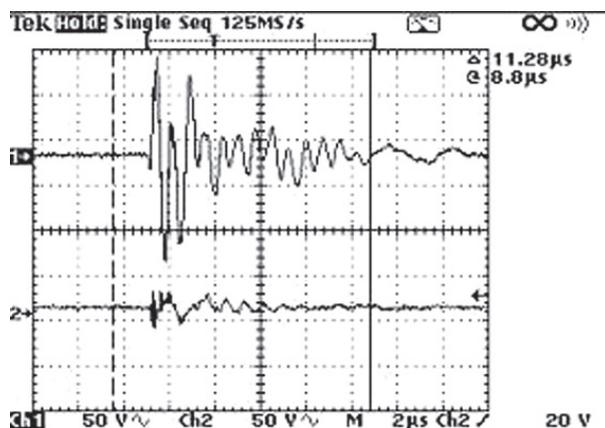


Рис. 1. Помеха при работе разъединителя: масштаб по амплитуде, 50 В/дел., развертка, 2 мкс/дел.

Для измерения импульсных помех при работе разъединителей использовался осциллограф с максимальной частотой дискретизации 1 ГГц. Это обеспечило хорошую повторяемость результатов при многократных коммутациях одного и того же разъединителя. При использовании низкочастотных осциллографов наблюдается разброс результатов по причине потери отдельных максимумов кривой.

Максимальные зафиксированные уровни помех при работе разъединителей составляют более 5 кВ. Типичные значения намного меньше, порядка нескольких сотен В. Частоты, от сотен кГц до десятков МГц.



Импульсные помехи при работе электро-механических устройств

В процессе измерения коммутационных помех от разъединителей были зафиксированы импульсные помехи при срабатывании электро-механических устройств типа реле, контакторов, приводов выключателей и т.п. Из-за своего высокочастотного характера (сотни МГц) такие помехи легко проникают через индуктивные и емкостные связи. Поэтому их можно обнаружить практически в любых цепях, включая цепи межмашинного обмена цифровой информацией. Амплитуда таких помех сравнительно невысока (сотни вольт), однако сама возможность появления заметных помех в коротких цепях, проходящих внутри помещений, вызывает определенные опасения.

Низкочастотные электрические и магнитные поля от силового электрооборудования

Обычно силовое электрооборудование создает помехи на промышленной частоте и ее гармониках. Исключением можно считать работу мощных полупроводниковых выпрямительных и преобразовательных устройств, создающих также и высокочастотные помехи.

Обычно низкочастотные электрические и магнитные поля не представляют серьезной угрозы для микропроцессорной аппаратуры. Исключением являются, пожалуй, лишь экраны на базе ЭЛТ. Кроме того, есть данные о негативном влиянии таких полей на здоровье персонала.

Для измерения полей при нормальной работе объекта могут использоваться существующие приборы (например, ИПМ, ИПЭ). Поля при КЗ определяются расчетным путем. При этом рекомендуется учитывать искажение поля за счет влияния земли с учетом конечной проводимости последней.

Остальные помехи не являются специфическими для энергообъектов. Методы их контроля хорошо известны и потому здесь не рассматриваются.

Разумеется, оценка ЭМО не является самоцелью. Полученные данные служат основой для разработки защитных мероприятий. Однако эти вопросы выходят за рамки настоящей статьи.

Выводы

Для оценки электромагнитной обстановки на энергообъектах следует, в первую очередь, применять методы, основанные на натурных измерениях. Эффективное использование расчетных методов для уже существующих объектов требует знания геометрии ЗУ и эффективных поперечных сечений заземлителей. Определение реальной схемы ЗУ, в принципе, возможно. Однако определение эффективных поперечных сечений заземлителей без масштабного вскрытия грунта пока недоступно. Для своевременного отслеживания изменений ЭМО необходимо проведение периодического контроля ЭМО на объектах (раз в 3–5 лет) и внеочередного — при реконструкциях.



МЕТОДИКА ИЗМЕРЕНИЯ СОПРОТИВЛЕНИЯ ИЗОЛЯЦИИ

1. ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Настоящий документ разработан для электротехнического персонала электролабораторий, электротехнических участков промышленных объектов, проводящих работы по измерению сопротивления изоляции электрооборудования, проводов и кабелей в действующих и реконструируемых электроустановках для всех потребителей электроэнергии независимо от их ведомственной принадлежности.

2. НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

В настоящем документе используются ссылки на следующие нормативные документы:

Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей 1992 г.;

Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей 1994 г.;

Правила устройства электроустановок 1986 г.;

Нормы испытания электрооборудования и аппаратов электроустановок потребителей 1982 г.;

Нормы испытания электрооборудования 1978 г.;

ГОСТ 26567-85. Преобразователи электроэнергии полупроводниковые. Методы испытаний;

ГОСТ 3345-76. Кабели, провода и шнуры.

Метод определения электрического сопротивления изоляции;

ГОСТ 3484-88. Трансформаторы силовые.

Методы электромагнитных испытаний;

ГОСТ 3484.3-83. Трансформаторы силовые.

Методы измерений диэлектрических параметров изоляции.

3. ОПРЕДЕЛЕНИЯ

3.1. В настоящей методике используются тер-

мины, установленные в ГОСТ 3345-76, ГОСТ 3484.3-83, ГОСТ 3484.1-88, ГОСТ 16504, ГОСТ 23875.

3.2. Распределительное устройство – распределительное устройство генераторного напряжения электростанции или вторичного напряжения понижительной подстанции района (предприятия), к которому присоединены сети района (предприятия).

3.3. Обозначения и сокращения:

ВН – обмотки высшего напряжения;

СН – обмотки среднего напряжения;

НН – обмотки низкого напряжения;

НН1, НН2 – обмотки низшего напряжения

трансформаторов с расщепленной обмоткой;

R15 – пятнадцатисекундное значение сопротивления изоляции в МОм;

R60 –одноминутное значение сопротивления изоляции в МОм;

ПЭЭП – правила эксплуатации электроустановок потребителей;

ПТБЭЭП – правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей;

ПУЭ – Правила устройства электроустановок.

4. МЕТОДИКА ВЫПОЛНЕНИЯ ИЗМЕРЕНИЙ

4.1. Измеряемые показатели

Сопротивление изоляции измеряют мегомметрами (100-2500В) со значениями измеренных показателей в Ом, кОм и МОм.

4.2. Средства измерений

К средствам измерения изоляции относятся мегомметры: ЭСО 202, Ф4100, М4100/1-М4100/5, М4107/1, М4107/2, Ф4101, Ф4102/1, Ф4102/2, ВМ200/Г и другие, выпускаемые отечественными и зарубежными фирмами.

4.3 Требования к квалификации

4.3.1. К выполнению измерений сопротивления изоляции допускается обученный электротехнический персонал, имеющий удостоверение о проверке знаний и квалификационную группу по электробезопасности не ниже 3-й, при выполнении измерений в установках до 1000 В, и не ниже 4-й, при измерении в установках выше 1000 В.

4.3.2. К обработке результатов измерений могут быть допущены лица из электротехнического персонала со средним или высшим специальным образованием.

4.3.3. Анализ результатов измерений должен проводить персонал, занимающийся вопросами изоляции электрооборудования, кабелей и проводов.

5. ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ

5.1. При выполнении измерений сопротивления изоляции должны быть соблюдены требования безопасности в соответствии с ГОСТ 12.3.019.80, ГОСТ 12.2.007-75, Правилами эксплуатации электроустановок потребителей и Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей.

5.2. Помещения, используемые для измерения изоляции, должны удовлетворять требованиям взрыво- и пожарной безопасности по ГОСТ 12.01.004-91.

5.3. Средства измерений должны удовлетворять требованиям безопасности по ГОСТ 22261-82.

5.4. Измерения мегомметром разрешается выполнять обученным лицам из электротехнического персонала. В установках напряжением выше 1000 В измерения производят по наряду два лица, одно из которых должно иметь по электробезопасности не ниже IV группы. Проведение измерений в процессе монтажа или ремонта оговаривается в наряде в строке "Поручается". В установках напряжением до 1000 В измерения выполняют по распоряжению два лица, одно из которых должно иметь группу не ниже III. Исключение составляют испытания, указанные в п. БЗ.7.20.

5.5. Измерение изоляции линии, могущей получить напряжение с двух сторон, разрешается проводить только в том случае, если от ответственного лица электроустановки, которая присоединена к другому концу этой линии, получено сообщение по телефону, с нарочным и т.п. (с обратной проверкой) о том, что линейные разъединители и выключатель отключены и вывешен плакат "Не включать. Работают люди".

5.6. Перед началом испытаний необходимо убедиться в отсутствии людей, работающих на той части электроустановки, к которой присоединен испытательный прибор, запретить находящимся

вблизи него лицам прикасаться к токоведущим частям и, если нужно, выставить охрану.

5.7. Для контроля состояния изоляции электрических машин в соответствии с методическими указаниями или программами измерения мегомметром на остановленной или вращающейся, но не возбужденной машине, могут проводиться оперативным персоналом или, по его распоряжению, в порядке текущей эксплуатации работниками электролаборатории. Под наблюдением оперативного персонала эти измерения могут выполняться и ремонтным персоналом. Испытания изоляции роторов, якорей и цепей возбуждения может проводить одно лицо с группой по электробезопасности не ниже III, испытания изоляции статора — не менее чем два лица, одно из которых должно иметь группу не ниже IV, а второе — не ниже III.

5.8. При работе с мегомметром прикасаться к токоведущим частям, к которым он присоединен, запрещается. После окончания работы необходимо снять остаточный заряд с проверяемого оборудования посредством его кратковременного заземления. Лицо, производящее снятие остаточного заряда, должно пользоваться диэлектрическими перчатками и стоять на изолированном основании.

5.9. Производство измерений мегомметром запрещается: на одной цепи двухцепных линий напряжением выше 1000 В, в то время когда другая цепь находится под напряжением; на одноцепной линии, если она идет параллельно с работающей линией напряжением выше 1000 В; во время грозы или при ее приближении.

5.10. Измерение сопротивления изоляции мегомметром осуществляется на отключенных токоведущих частях, с которых снят заряд путем предварительного их заземления. Заземление с токоведущих частей следует снимать только после подключения мегомметра. При снятии заземления необходимо пользоваться диэлектрическими перчатками.

6. УСЛОВИЯ ВЫПОЛНЕНИЯ ИЗМЕРЕНИЙ

6.1. Измерения изоляции должны проводиться в нормальных климатических условиях по ГОСТ 15150-85 и при нормальном режиме питающей сети или оговоренных в заводском паспорте — техническом описании на мегомметры.

6.2. Значение электрического сопротивления изоляции соединительных проводов измерительной схемы должно превышать не менее чем в 20 раз минимально допускаемое значение электрического сопротивления изоляции испытуемого изделия.

6.3. Измерение проводят в помещениях при температуре 25 ± 10 °С и относительной влажности воздуха не более 80%, если в стандартах или технических условиях на кабели, провода, шнуры и оборудование не предусмотрены другие условия.

7. ПОДГОТОВКА К ВЫПОЛНЕНИЮ ИЗМЕРЕНИЙ

При подготовке к выполнению измерений сопротивления изоляции проводят следующие операции:

7.1. Проверяют климатические условия в месте измерения сопротивления изоляции с измерением температуры и влажности и соответствие помещения по взрыво- пожароопасности для подбора, к соответствующим условиям, мегомметра.

7.2. Проверяют по внешнему осмотру состояние выбираемого мегомметра, соединительных проводников, работоспособность мегаомметра согласно техническому описанию на мегомметр.

7.3. Проверяют срок действия госповерки на мегомметр.

7.4. Подготовку измерений образцов кабелей и проводов выполняют согласно ГОСТ 3345-76.

7.5. При выполнении периодических профилактических работ в электроустановках, а также при выполнении работ на реконструируемых объектах в электроустановках подготовку рабочего места выполняет электротехнический персонал предприятия, где выполняется работа согласно правилам ПТБЭЭП и ПЭЭП.

8. ВЫПОЛНЕНИЕ ИЗМЕРЕНИЙ

8.1. Отсчет значений электрического сопротивления изоляции при измерении проводят по истечении 1 мин с момента приложения измерительного напряжения к образцу, но не более чем через 5 мин, если в стандартах или технических условиях на конкретные кабельные изделия или на другое измеряемое оборудование не предусмотрены другие требования.

Перед повторным измерением все металлические элементы кабельного изделия должны быть заземлены не менее чем за 2 мин.

8.2. Электрическое сопротивление изоляции отдельных жил одножильных кабелей, проводов и шнуров должно быть измерено:

для изделий без металлической оболочки, экрана и брони – между токопроводящей жилой и металлическим стержнем или между жилой и заземлением;

для изделий с металлической оболочкой, экраном и броней – между токопроводящей жилой и металлической оболочкой или экраном, или броней.

8.3. Электрическое сопротивление изоляции многожильных кабелей, проводов и шнуров должно быть измерено:

для изделий без металлической оболочки, экрана и брони – между каждой токопроводящей жилой и остальными жилами, соединенными между собой или между каждой токопроводящей жи-

лой и остальными жилами, соединенными между собой и заземлением;

для изделий с металлической оболочкой, экраном и броней – между каждой токопроводящей жилой и остальными жилами, соединенными между собой и с металлической оболочкой или экраном, или броней.

8.4. При пониженном сопротивлении изоляции кабелей проводов и шнуров, отличной от нормативных правил ПУЭ, ПЭЭП, ГОСТ, необходимо выполнить повторные измерения с отсоединением кабелей, проводов и шнуров от зажимов потребителей и разведением токоведущих жил.

8.5. При измерении сопротивления изоляции отдельных образцов кабелей, проводов и шнуров, они должны быть отобраны на строительные длины, намотанные на барабаны или в бухты, или образцы длиной не менее 10 м, исключая длину концевых разделок, если в стандартах или технических условиях на кабели, провода и шнуры не оговорена другая длина. Число строительных длин и образцов для измерения должно быть указано в стандартах или технических условиях на кабели, провода и шнуры.

9. ИЗМЕРЕНИЕ ИЗОЛЯЦИИ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЕЙ

9.1. Измерение электрического сопротивления изоляции преобразователей проводов проводят в соответствии с требованиями настоящего стандарта, а при воздействии климатических факторов измерение сопротивления изоляции проводов с учетом ГОСТ/16962-71.

Средства измерений: мегомметры и омметры по ГОСТ 16862-71. Измерение электрического сопротивления изоляции проводов:

в нормальных климатических условиях;
при верхнем значении температуры окружающей среды после установления в преобразователе теплового равновесия;
при верхнем значении относительной влажности.

Сопротивление изоляции измеряют между электрически не соединенными между собой цепями;

электрическими цепями и корпусом.

В ТУ или конструкторской документации на преобразователи конкретных серий и типов указывают выводы, между которыми должно быть измерено сопротивление и значение постоянного напряжения, при котором проводится это измерение. Если один из выводов или элементов по схеме соединен с корпусом, то эта цепь на время испытаний должна быть разъединена.

При измерении сопротивления изоляции преобразователей должны выполняться следующие условия:

Таблица 1.

Номинальное напряжение цепи, В	Напряжение измерительного прибора, В
До 100 включительно	100
Свыше 100 до 500 включительно	250-1000
Свыше 500 до 1000 включительно	500-1000
Свыше 1000	2500

перед испытаниями преобразователь должен быть отсоединен от внешних питающих сетей и нагрузки;

входные (выходные) выводы преобразователя, конденсаторы, связанные с силовыми цепями, а также анодные, катодные и выводы управления силовых полупроводниковых приборов должны быть соединены между собой или зашунтированы;

контакты коммутационной аппаратуры силовых цепей должны быть замкнуты или зашунтированы;

электрические цепи, содержащие полупроводниковые приборы и микросхемы, необходимо отключить и, при необходимости, подвергнуть испытаниям отдельно;

напряжение измерительного прибора при измерении сопротивления изоляции в зависимости от номинального (амплитудного) значения напряжения цепи выбирают по табл. 1.

При необходимости сопротивление изоляции измеряют при более высоких напряжениях, но не превышающих испытательное напряжение цепи.

Измерение сопротивления изоляции преобразователей, состоящих из нескольких шкафов, допускается проводить отдельно по каждому шкафу.

Если измеряют сопротивление изоляции каждого шкафа и (или) конструктивного узла преобразователя, то значение сопротивления изоляции каждого шкафа и (или) конструктивного узла должно быть указано в ТУ на преобразователи конкретных серий и типов.

Величины минимально-допустимых сопротивлений изоляции для силовых кабелей, выключателей, выключателей нагрузки, разъединителей, вентильных разрядников, сухих реакторов, измерительных трансформаторов, КРУ 6–10 кВ внутренней установки, электродвигателей переменного тока, стационарных, передвижных и комплектных испытательных устройств приведены в табл. 2.

10. ОБРАБОТКА РЕЗУЛЬТАТОВ ИЗМЕРЕНИЙ

10.1. Если измерение для кабельных изделий проводилось при температуре, отличающейся от 20 °С, а требуемое стандартами или техническими условиями на конкретные кабельные изделия,

значение электрического сопротивления изоляции нормировано при температуре 20 °С, то измеренное значение электрического сопротивления изоляции пересчитывают на температуру 20 °С по формуле:

$$R_{20} = K R_t,$$

где R_{20} – электрическое сопротивление изоляции при температуре 20 °С, МОм;

R_t – электрическое сопротивление изоляции при температуре измерения, МОм;

K – коэффициент для приведения электрического сопротивления изоляции к температуре 20 °С, значения которого приведены в приложении к настоящему стандарту.

При отсутствии переводных коэффициентов арбитражным методом является измерение электрического сопротивления изоляции при температуре (20 ± 1) °С.

10.2. Пересчет электрического сопротивления изоляции R на длину 1 км должен быть проведен по формуле:

$$R = R_{20} \cdot L,$$

где R_{20} – электрическое сопротивление изоляции при температуре 20 °С, МОм;

L – длина испытуемого изделия без учета концевых участков, км.

Коэффициент K приведения электрического сопротивления изоляции к температуре 20 °С.

Погрешность величины сопротивления изоляции подсчитывают по рекомендациям, указанным в технических описаниях и инструкциях по эксплуатации на мегомметры с учетом внешних влияющих факторов.

11. ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ИЗМЕРЕНИЙ

Результаты измерений вносятся в протоколы испытания кабелей до и свыше 1000 В, а также в протоколы по профилактическому наладочным работам по устройствам РЗА и электрооборудования.

Таблица 2.

Наименование измерений сопротивления изоляции	Нормируемое значение, не менее, в МОм	Напряжение мегомметра, В	Указания
Кабели силовые выше 1000 В	Не нормируется	2500	При испытании повышенным напряжением сопротивление изоляции R_{60} должно быть одинаковым до и после испытаний
Кабели силовые до 1000В	1	1000	
Каждый элемент подвешенного или опорного изолятора	300	2500	Производится только при положительной температуре наружного воздуха
Масляные выключатели: 1. Подвижных и направляющих частей выполненных из органического материала. 3–10кВ, 15–150кВ 220кВ 2. Вторичных цепей, в том числе включающих и отключающих катушек.	300 1000 3000 1	2500 1000	
3. Выключатели нагрузки: измерение сопротивления изоляции включающей и отключающей катушек	1	500–1000	Сопротивление изоляции силовой части не измеряется, а испытывается повышенным напряжением промышленной частоты
4. Разъединители, короткозамыкатели и отделители: 1. Поводков тяг, выполненных из органических материалов 3–10кВ 15–150кВ 220кВ 2. Многоэлементных изоляторов 3. Вторичных цепей обмоток включающих и отключающих катушек	 300 1000 3000 300 1	 2500 2500 2500 2500 1000	Производится только при положительных температурах окружающего воздуха
Измерение сопротивления элемента вентильного разрядника на напряжение: выше 3 кВ и выше менее 3 кВ		2500 1000	Сопротивление разрядника или его элемента должно отличаться не более чем на 30% от результатов измерения на заводе-изготовителе или предыдущих измерений при эксплуатации
Сухие реакторы. Измерение сопротивления обмоток относительно болтов крепления	0,5 0,1	1000–500 1000–500	После капитального ремонта. В эксплуатации

Продолжение таблицы 2.

Измерительные трансформаторы напряжения выше 1000В: первичных обмоток, вторичных обмоток	Не нормируется. Не ниже 1 вместе с подсоединенными цепями	2500 1000	При оценке состояния вторичных обмоток можно ориентироваться на следующие средние значения сопротивления исправной обмотки: у встроенных ТТ – 10 МОм, у выносных ТТ– 50 МОм
КРУ 3–10кВ: первичные цепи вторичные цепи	300 1	2500 500-1000 В	Измерение выполняется при полностью собранных цепях
Электродвигатели переменного тока выше 660 В обм. статора. до 660 В Обмотки статора у эл. двигателей на напряжение выше 3000 В или мощность более 3000 кВт	Не нормируется 1 R60/R15	2500 1000 2500	Должны учитываться при необходимости сушки. Производится у синхронных двигателей и асинхронных двигателей с фазным ротором напряжением 3000 В и выше или мощностью выше 1000 кВт
Обмотки ротора	Не нормируется	1000В	
Стационарные, передвижные, переносные комплектные испытательные установки. Измерение изоляции цепей и аппаратуры напр. выше 1000В. Цепей и аппаратуры на напряжение до 1000 В	Не нормируется 1	2500 1000	
Машины постоянного тока: измерение изоляции обмоток и бандажей до 500В, выше 500В	0,5	500 1000	Сопротивление изоляции обмоток измеряется относительно корпуса, а бандажей – относительно корпуса и удерживаемых им обмоток вместе с соединенными с ними цепями и кабелями
Силовые и осветительные электропроводки	0,5	1000	
Распределительные устройства, щиты и токопроводы	0,5	1000	
Вторичные цепи управления, защиты и автоматики	1	500–1000	
Шинки постоянного тока	10	500–1000	
Каждое присоединение вторичных цепей и цепей питания приводов выключателей	1	500–1000	
Цепи управления, защиты, автоматики, телемеханики, возбуждения машин пост. тока на напряжение 500–1000В, присоединенным к цепям главных РУ	1	500–1000	Сопротивление изоляции цепей напряжением до 60 В, нормально питающихся от отдельных источников, измеряется мегомметром на 500 В и должно быть не менее 0,5 МОм
Цепи, содержащие устройства с микроэлектронными элементами: выше 60 В 60 и ниже	0,5 0,5	500 100	



Б. Шойхет,
к.т.н., заведующий отделом,
Л. Ставрицкая,
главный специалист, ОАО
"Теплопроект"

ТЕПЛОВАЯ ИЗОЛЯЦИЯ ПРОМЫШЛЕННОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Экономия топливно-энергетических ресурсов является одной из приоритетных задач в развитии российской экономики. Существенная роль в решении проблемы энергосбережения принадлежит высокоэффективной промышленной тепловой изоляции.

Тепловая изоляция оборудования широко применяется в энергетике, химической, нефтеперерабатывающей, металлургической, пищевой и других отраслях промышленности.

В энергетике объектами тепловой изоляции являются паровые котлы, газоходы, паровые и газовые турбины, теплообменники, баки-аккумуляторы горячей воды, дымовые трубы. В промышленности тепловой изоляции подлежат вертикальные и горизонтальные технологические аппараты, насосы, теплообменники, резервуары для хранения воды, нефти и нефтепродуктов. Особенно высокие требования предъявляются к эффективности тепловой изоляции низкотемпературного и криогенного оборудования.

Тепловая изоляция промышленного оборудования, помимо функций энергосбережения, обеспечивает возможность проведения технологических процессов при заданных параметрах, позволяет создать безопасные условия труда на производстве, снижает потери легко испаряющихся нефтепродуктов в резервуарах, позволяет хранить сжиженные газы в изотермических хранилищах.

При монтаже и в процессе эксплуатации теплоизоляционные конструкции подвергаются темпе-

ратурным, влажностным, механическим, в том числе вибрационным, воздействиям, которые определяют перечень предъявляемых к ним требований.

Основными показателями, характеризующими физико-технические и эксплуатационные свойства теплоизоляционных материалов, являются: плотность, теплопроводность, температуростойкость, сжимаемость и упругость (для мягких материалов), прочность на сжатие при 10% деформации (для жестких и полужестких волокнистых материалов), вибростойкость, формостабильность, горючесть, водостойкость и стойкость к воздействию химически агрессивных сред, содержание органических веществ и биостойкость.

Теплопроводность теплоизоляционного материала определяет требуемую толщину теплоизоляционного слоя, а следовательно, и нагрузки на изолируемый объект, конструктивные и монтажные характеристики теплоизоляционной конструкции. Теплопроводность возрастает с повышением температуры. Расчетные значения теплопроводности мягких и полужестких теплоизоляционных материалов в конструкции определяются с учетом степени их монтажного уплотнения, шовности конструкции, наличия крепежных деталей.

Температура применения теплоизоляционных материалов, оклеенных с одной или двух сторон фольгой, стеклохолстом или крафт-бумагой, определяется с учетом температуростойкости материалов, применяемых для оклейки, и клеевого

соединения. Учитываются линейная усадка при нагреве, потеря прочности на сжатие и потеря массы при нагревании, степень выгорания связующего.

При выборе теплоизоляционного материала учитывают прочностные и деформационные характеристики изолируемого объекта, расчетные допустимые нагрузки на опоры и другие элементы изолируемой поверхности. Так, при изоляции стальных вертикальных резервуаров для хранения воды, нефти и нефтепродуктов допустимая нагрузка от изоляции ограничивается значениями 32–34 кг/м².

Требования пожарной безопасности определяются нормами технологического проектирования конкретных отраслей промышленности с учетом положений СНиП 2.04.14-88 "Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов". Для таких отраслей промышленности, как газовая, нефтехимическая, химическая, производство минеральных удобрений, ведомственные нормы допускают применение только негорючих и трудногорючих материалов в составе теплоизоляционных конструкций. При выборе материалов учитываются не только показатели горючести теплоизоляционного слоя и защитного покрытия, но и поведение теплоизоляционной конструкции в условиях пожара в целом. Пожарная опасность теплоизоляционных конструкций, наряду с другими факторами, зависит от температуростойкости защитного покрытия, его механической прочности в условиях огневого воздействия. Негорючие волокнистые теплоизоляционные материалы при определенных условиях могут поглощать горючие вещества (нефтепродукты, масла и др.), которые влияют на горючесть конструкции и способны самовоспламениться, что также учитывается при проектировании.

Долговечность теплоизоляционных конструкций зависит от их конструктивных особенностей и условий эксплуатации, включающих месторасположение изолируемого объекта, режим работы оборудования, степень агрессивности окружающей среды, интенсивность механических воздействий. Долговечность теплоизоляционного материала и теплоизоляционной конструкции в целом в значительной степени определяется долговечностью защитного покрытия.

Санитарно-гигиенические требования особенно важны при проектировании объектов с технологическими процессами, требующими высокой чистоты, например, в микробиологии, радиоэлектронике, фармацевтической промышленности. В этих условиях применяются материалы или конструкции, не допускающие загрязнения воздуха в помещениях.

На сегодняшний день на российском рынке теплоизоляционных материалов представлена про-

дукция как отечественных, так и зарубежных производителей.

Номенклатура отечественных волокнистых теплоизоляционных материалов, предназначенных для тепловой изоляции оборудования, представлена традиционно применяемыми матами минераловатными прошивными безобкладочными или в обкладках из металлической сетки или стеклоткани с одной или двух сторон (ГОСТ 21880-94, ТУ 36.16.22-10-89, ТУ 34.26.10579-95 и др.), изделиями минераловатными с гофрированной структурой для промышленной тепловой изоляции (ТУ 36.16.22-8-91), плитами теплоизоляционными минераловатными на синтетическом связующем плотностью от 50 до 125 кг/м³ (ГОСТ 9573-96), изделиями из стеклянного штапельного волокна на синтетическом связующем (ГОСТ 10499-95). В небольшом объеме выпускаются изделия из супертонкого стеклянного и базальтового волокна с применением различных связующих и без них (ТУ 21-5328981-05-92, ТУ.95.2348-92, ТУ 5761-086-11387634-95 и др.).

Минераловатные изделия для применения в конструкциях тепловой изоляции промышленного оборудования представлены в различных регионах страны продукцией предприятий АО "Термостеп", ЗАО "Минеральная вата" (Московская обл.), ОАО "АКСИ" (г. Челябинск), ЗАО "Изорок" (г. Тамбов), АО "Тизол" (г. Н. Тура), Назаровского ЗТИ и др.

Наиболее крупными производителями теплоизоляционных изделий из стекловолокна на территории России являются – ОАО "Флайдерер-Чудово" и ЗАО "Мостермостекло".

Продукция зарубежных производителей представлена широкой номенклатурой волокнистых теплоизоляционных материалов фирм: "Rockwool" (Дания), "Partek Paroc Oy Ab, (Финляндия), "Isover Oy" (Финляндия), "Izomat" (Словакия).

В конструкциях тепловой изоляции оборудования, преимущественно низкотемпературного, из пенопласта находит применение заливочный и напыляемый пенополиуретан. Разработчиком и производителем наиболее распространенных марок Изолан-345 (заливочный), Изолан-210 (штучные изделия – плиты, сегменты) и Изолан-105 (напыляемый) является НПП "Изолан" (г. Владимир).

Для изоляции оборудования с отрицательными температурами расширяется применение изделий из вспененного синтетического каучука и полиэтилена. Изделия K-FLEX, производимые фирмой "L'isolante K-FLEX", выпускаются в виде эластичных листов и пластин. Материал характеризуется преимущественно закрытой пористостью и температурой применения от -70 до 130 °С.

Эффективным материалом для изоляции оборудования и резервуаров является пеностекло Foamglas бельгийской фирмы "Pittsburgh Corning" –

формованный материал (плиты, сегменты) с закрытыми порами, негорючий, с температурой применения от -260 до 485 °С и высокими прочностными свойствами.

Рекомендуемые виды теплоизоляционных материалов для некоторых видов оборудования с положительными и отрицательными температурами поверхности приведены соответственно в табл. 1 и 2.

Технические решения тепловой изоляции промышленного оборудования многообразны как по видам применяемых материалов, так и по конструкциям.

Так, для тепловой изоляции вертикальных и горизонтальных технологических аппаратов и теплообменников применяются конструкции на основе волокнистых теплоизоляционных материалов с применением приварных штырей или проволочного каркаса (рис. 1).

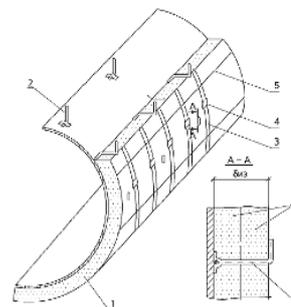


Рис. 1. Крепление теплоизоляционного слоя на штырях

Обозначения:

1 – теплоизоляционный слой; 2 – штырь; 3 – бандаж; 4 – пряжка; 5 – струна

Таблица 1
Теплоизоляционные материалы, применяемые для оборудования с положительными температурами поверхности

Наименование материала	Вид оборудования					
	Резервуары и хранилища	Теплообменники	Емкости горизонтальные и вертикальные	Аппараты колонного типа	Газоходы	Насосы, дымососы
Маты минераловатные прошивные безобкладочные		+	+			
То же в обкладках	+	+	+	+	+	
Плиты минераловатные на синтетическом связующем марок 50 и 75		+	+	+		
То же марок 100, 125	+	+	+	+	+	
Изделия минераловатные с гофрированной структурой марки 75		+	+	+		
То же марки 100, 125		+	+	+		
Маты из стеклянного штапельного волокна		+	+			
Плиты из стеклянного штапельного волокна	+		+	+		
Маты из базальтового супертонкого волокна		+	+	+	+	+
Плиты из базальтового супертонкого волокна	+	+	+	+	+	+
Пенополиуретан заливочный или напыляемый	+	+	+	+		

Для горизонтальных аппаратов (емкостей, теплообменников и др.) малого и среднего диаметра преимущественно предусматривается крепление теплоизоляционного слоя на проволочном каркасе.

Поверх матов или плит, закрепленных стяжками каркаса на поверхности оборудования, предусматривается установка бандажей с пряжками из металлической ленты. У фланцевых соединений и днищ аппаратов предусматриваются опорные конструкции. Элементы опорных конструкций в виде колец, уголков, скоб или планок могут быть приварными или крепиться с помощью болтов.

Для горизонтальных аппаратов может применяться и комбинированное крепление теплоизоляционного слоя штырями с перевязкой по штырям струнами и стяжками.

Тепловая изоляция фланцевых соединений аппаратов выполняется съемной. Съемная конструкция тепловой изоляции изготавливается в виде полноборных конструкций, в которых теплоизоляционный слой жестко прикреплен к защитному покрытию. Конструкция оснащается замками или бандажами. Могут быть применены теплоизоляционные матрасы с металлическим защитным кожухом (рис. 2).

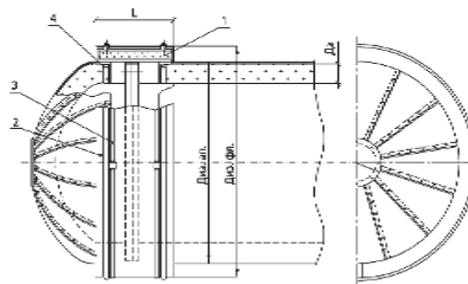


Рис. 2. Конструкция тепловой изоляции на основе теплоизоляционных матов со съемным защитным металлическим кожухом для фланцевого соединения горизонтального аппарата

Обозначения:

1 – матрас с теплоизоляционным слоем из матов в стеклоткани; 2 – металлический кожух; 3 – бандаж с замком; 4 – опорное кольцо

Для вертикальных аппаратов – теплообменников, колонн, емкостей – крепление теплоизоляционного слоя из минераловатных и стекловатных плит осуществляется с применением проволочного каркаса в виде колец, струн и стяжек, устанавливаемых

Таблица 2						
Теплоизоляционные материалы, применяемые для изоляции поверхностей с отрицательными температурами						
Наименование материала	Вид оборудования					
	Резервуары и хранилища	Теплообменники	Емкости горизонтальные и вертикальные	Аппараты колонного типа	Воздуховоды	Кондиционеры
Плиты минераловатные на синтетическом связующем марок 50 и 75		+	+	+		
То же марок 100, 125	+	+	+	+	+	
Изделия минераловатные с гофрированной структурой марки 75		+	+	+		
То же марки 100		+	+	+		
Маты из стеклянного штапельного волокна		+	+			
Плиты из стеклянного штапельного волокна	+		+	+		
Маты из базальтового супертонкого волокна		+	+	+	+	+
Плиты из базальтового супертонкого волокна	+	+	+	+	+	+
Пенополиуретан заливочный или напыляемый	+	+	+	+		
Скорлупы из пенополистирола ПСБ-С					+	
Плиты из пенополистирола ПСБ-С	+		+	+		+
Плиты из экструдированного пенополистирола	+		+	+		+
Пеностекло	+		+	+		
Вспученный перлитовый песок (засыпка)	+		+	+		

мых по поверхности аппарата и теплоизоляционного слоя. У фланцевых соединений и днищ аппаратов устанавливаются разгружающие устройства (кольца, кронштейны).

Крепление теплоизоляционного слоя штырями предусматривается для вертикальных и горизонтальных поверхностей с большим радиусом кривизны и плоских поверхностей (резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов (рис. 3), баков-аккумуляторов горячей воды, резервуаров для питьевой воды и для технических нужд, в том числе противопожарных, металлических стволов дымовых труб, другого крупногабаритного оборудования).

Штыри для крепления теплоизоляционного слоя могут быть вставными (если предусмотрены скобы для крепления штырей) или приварными.

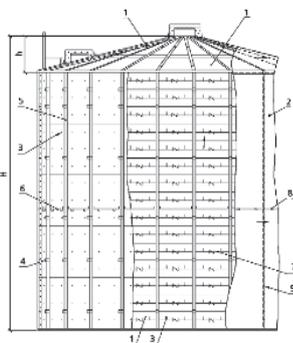


Рис. 3. Тепловая изоляция резервуара для хранения нефти и нефтепродуктов плитами из минеральной ваты или стекловолокна с металлическим защитным покрытием

Обозначения:

1 – плиты теплоизоляционные из минеральной ваты или стекловолокна; 2 – защитное покрытие; 3 – штырь; 4 – скоба; 5 – стойка; 6 – диаметр; 7 – кольцо; 8 – кляммера; 9 – шуруп

Дымовые трубы тепловых электростанций и промышленных предприятий являются сложными инженерными сооружениями, требующими эффективной тепловой изоляции несущих конструкций.

В настоящее время на объектах энергетики и в промышленности находятся в эксплуатации дымовые трубы различного конструктивного исполнения, включая:

- дымовые трубы с наружной несущей железобетонной оболочкой и внутренними стальными газоотводящими стволами;
- металлические трубы, свободно стоящие или в стальном несущем каркасе.

Дымовые трубы работают в сложных условиях, сочетающих перепады температуры, давления, влажности, агрессивное химическое воздействие дымовых газов, ветровые нагрузки и нагрузки от собственной массы.

В указанных конструкциях дымовых труб тепловая изоляция предусматривается по наружной поверхности металлических стволов и предназначена для защиты несущих железобетонных и металлических конструкций труб от теплового и химического воздействия отходящих газов.

Изотермические хранилища сжиженных газов являются уникальными инженерными сооружениями, в том числе и по тепловой изоляции. Объем этих хранилищ достигает 100–150 тыс. м³. Хранение сжиженных газов осуществляется при атмосферном давлении и пониженной относительно окружающей среды температуре. Так, сжиженный аммиак хранится при температуре -34 °С, этилен – при -104 °С, метан – при -164 °С, кислород – при -183 °С, азот – при -196 °С. Для тепловой изоляции стен и купола изотермических резервуаров, чтобы хранить сжиженные газы, применяются теплоизоляционные конструкции на основе вспученного перлитового песка, пенополиуретана и полированной алюминиевой фольги. Для тепловой изоляции днища применяются блоки из пеностекла или перлитобетона.

Для криогенного оборудования применяются конструкции на основе экранно-вакуумной тепловой изоляции, представляющие собой многослойные пакеты из полированной алюминиевой фольги с прослойками из минеральных волокон.

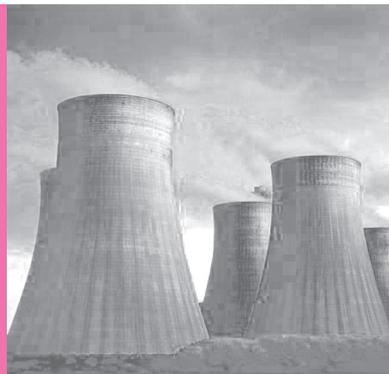
Расчет и проектирование тепловой изоляции оборудования выполняются по инженерным методикам в соответствии с требованиями СНиП 2.04.14-88 "Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов".

Расчетная толщина теплоизоляционного слоя определяется в зависимости от назначения тепловой изоляции оборудования, а именно: по нормируемой указанным СНиП, либо по заданной плотности теплового потока, обусловленной технологическими факторами; с целью предотвращения конденсации влаги на поверхности изолируемого объекта; для обеспечения заданной температуры на поверхности изолированного объекта по условиям обеспечения безопасности персонала и др.

Тепловая изоляция является необходимым элементом промышленного оборудования, обеспечивающим принципиальную возможность проведения высоко- и низкотемпературных технологических процессов в энергетике и промышленности при оптимальном потреблении топливно-энергетических ресурсов.

Повышение энергоэффективности, эксплуатационной надежности и долговечности теплоизоляционных конструкций промышленного оборудования достигается за счет применения высококачественных теплоизоляционных и защитно-покровных материалов, совершенствования конструктивных решений, повышения качества монтажа тепловой изоляции и является одним из важных направлений в реализации программы энергосбережения.

**В. Котлер,
К.Т.Н.**



ПАР И ПАРОВЫЕ КОТЛЫ

Самым распространенным теплоносителем на различных промышленных предприятиях является пар. Он используется во многих теплообменных аппаратах, в паровых рубашках автоклавов, для привода различных механизмов и т.д.

При непосредственном контакте пар весьма эффективен в качестве увлажнителя. Его используют для пропарки древесины, комбикорма, изделий легкой промышленности и в других технологических процессах. Без использования пара не смогут работать предприятия строительной отрасли, заводы железобетонных изделий, кондитерские фабрики и разнообразные предприятия по переработке сельхозпродукции.

В холодное время года масло, мазут и другие вязкие среды настолько теряют свою текучесть, что их транспортировка и использование возможны только при подогреве трубопроводов и емкостей. Наиболее оптимальным в этих случаях нередко оказывается применение именно пара. На строительных площадках, при аварийных и ремонтных работах в коммунальном хозяйстве для размораживания песка, щебня, оттаивания наледи, грунта, дренажных и канализационных систем, прогрева машин и механизмов также оказывается полезен пар (для его получения существуют передвижные установки небольшой мощности).

В качестве теплоносителя пар достаточно часто используется в системах центрального отопления промышленных и жилых зданий. При одной и той же температуре энтальпия (теплосодержание) пара значительно выше, чем у воды. Это объясняется тем, что в процессе фазового перехода "вода-пар", затрачивается большое количество энергии. Соответственно и обратный процесс перехода пара в жидкость (конденсация) сопровождается выделением большого количества энергии.

Предприятие может получать пар от сторонних источников – крупных котельных централизованного теплоснабжения или парогенераторов других орга-

низаций. Другой путь – установка собственных паровых котлов. Основным недостатком первого способа является зависимость от желания и возможности поставщика обеспечить надежную подачу пара и его качество. Кроме того, формируя цену, продавец часто старается списать на покупателя утечки пара, низкую эффективность своей котельной. Во втором случае требуются значительные капитальные вложения, решение вопросов обслуживания установок, подачи энергоносителя. (Чаще всего в паровых котлах используется органическое топливо: природный газ, солярка, мазут, уголь, торф, дрова, сланцы и др. Существуют и электрические парогенераторы.)

В паровом котле выделившаяся при сжигании топлива энергия передается воде, которая сначала нагревается, а затем, при определенной для каждого давления температуре, превращается в пар. В процессе парообразования температура теплоносителя остается неизменной, но вода постепенно превращается в насыщенный (находящийся в равновесии с жидкой фазой и имеющий максимальную плотность при данной температуре и давлении) пар. При испарении всей жидкости получается сухой (без частиц влаги) насыщенный пар. Если к сухому насыщенному пару продолжать подводить тепло, то его температура будет повышаться, и мы получим перегретый пар.

Три столетия назад, когда тепловую энергию стали использовать для совершения работы, паровые котлы представляли собой сосуд с водой, обогреваемый дровяным (а позже – угольным) костром. Затем топочное устройство, получившее название "жаровая труба", стали располагать в водяном объеме, а котлы стали называть "жаротрубными". В конце XVIII века появились водотрубные паровые котлы, в которых горячими продуктами сгорания обогревался уже не массивный сосуд с водой, а большое число мелких труб, через которые проходили вода и пароводяная смесь.

В наши дни в "большой энергетике", где котлы

вырабатывают перегретый пар для турбогенераторов, используются исключительно водотрубные установки. Коммунально-бытовые и промышленные котлы можно встретить как жаро-, так и водотрубной конструкции. Бесспорными преимуществами жаротрубных котлов являются их компактность и возможность поставки заказчику полностью в собранном виде. Благодаря этому объем монтажных работ сводится практически к подсоединению приобретенного парового котла к магистралям питательной воды и пара, к линии топливоподдачи и (при необходимости) к сети электропитания.

В последние годы отечественные и зарубежные производители поставляют на российский рынок котлы разного типа: в коммунально-бытовом секторе и на предприятиях с небольшой потребностью в паре преобладают высокоэффективные жаротрубные котлы, а на крупных предприятиях и в котельных систем центрального отопления чаще встречаются водотрубные котлы, вырабатывающие насыщенный или слегка перегретый пар.

В современных водотрубных паровых котлах процессы подогрева воды, парообразования и перегрева пара протекают в различных зонах котельной установки, имеющих свое название: экономайзер, испарительная часть (топочные экраны и трубные котельные пучки), пароперегреватель. В жаротрубных и жаротрубно-дымогарных котлах процессы подогрева воды и испарения происходят, как правило, в одном объеме. Такие котлы устанавливают обычно для отопительных целей или на предприятиях с технологией, предполагающей использование насыщенного пара.

Вода в этих котлах воспринимает тепло через стенки жаровой трубы (в которой сгорает топливо) или от высокотемпературных продуктов сгорания, проходящих через дымогарные трубки небольшого диаметра. Именно в этом заключается принципиальное отличие жаротрубно-дымогарных котлов от водотрубных, в которых нагреваемая и испаряемая вода протекает по трубам, а топочные газы обтекают эти трубы снаружи.

Для жаротрубных котлов существует ограничение по мощности и рабочему давлению. Дело в том, что при проектировании сосуда высокого давления толщина стенки определяется заданными значениями его диаметра, давления и температуры. И если эти параметры будут расти, то и толщина стенки окажется непомерно большой.

Для утилизации тепла отходящих газов котлы снабжают внешним или встроенным экономайзером. Пароперегреватель – это теплообменный аппарат, предназначенный для повышения температуры пара выше температуры насыщения.

Еще одно важное соображение, касающееся уже вопроса безопасности: нарушение плотности крупного жаротрубного котла приведет к мгновенно-

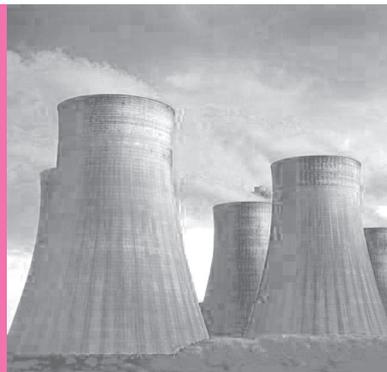
му испарению большого объема воды, и последствия такого взрыва будут тем больше, чем больше объем сосуда и выше давление в нем.

Несмотря на высказанные опасения, многие отечественные, и особенно зарубежные производители котлов, используя современные технологии и новые конструкционные материалы, освоили выпуск жаротрубно-дымогарных паровых котлов производительностью до 30,0 т/ч на давление до 1,0 МПа.

У водотрубных котлов вода и пар протекают по трубам малого диаметра, поэтому они практически не имеют ограничений по давлению и по паропроизводительности. В "большой энергетике", например, уже работают котлы (их чаще называют "парогенераторами") производительностью более 4000 т пара/ч. Давление в некоторых котлах составляет 26,0–30,0 МПа, а температура перегрева – 650 °С. Такие котлы обеспечивают паром энергоблоки мощностью 1000–1300 МВт на электростанциях в США, России, Японии и в некоторых странах Европы. В промышленной энергетике обычно используют менее мощные водотрубные котлы: в России, например, широко распространены барабанные котлы с естественной циркуляцией, выпускаемые Бийским и Белгородским котлостроительными заводами: ДКВр-10/13, ДЕ-25, БКЗ-75 и т.д. В этих котлах пар образуется главным образом в так называемых экранных трубах, защищающих, кроме всего прочего, ограждения котла от излучения высокотемпературной зоны топочной камеры. Пароводяная смесь из топочных экранов поступает обычно в верхний необогреваемый барабан, где происходит сепарация воды и пара. Насыщенный пар, благодаря давлению в барабане котла, поступает к потребителю, а вода по необогреваемым опускным трубам подается к нижним коллекторам топочных экранов. Подъемное движение в топочных экранах осуществляется за счет разности плотностей воды в опускных трубах и пароводяной смеси в экранных трубах.

В отличие от описанных выше котлов с естественной циркуляцией в "большой энергетике" встречаются котлы с принудительной циркуляцией, когда движение воды в топочных экранах обеспечивает специальный насос, или так называемые прямоточные котлы, в которых барабан вообще отсутствует, а пар получается на выходе из котла при однократном прохождении воды через трубные поверхности нагрева.

Прямоточные котлы оказываются единственным возможным способом получения пара при давлении выше критического (22,1 МПа), а также в некоторых случаях, когда малые габариты или другие конструктивные ограничения не позволяют организовать естественную циркуляцию. Именно эта, последняя причина, заставляет производителей самых маленьких паровых котлов, рассчитанных на генерацию 100–200 кг пара/ч, выполнять их прямоточными.



ПЕРЕВОД КОТЛОВ ТИПА ДКВР НА ВОДОГРЕЙНЫЙ РЕЖИМ РАБОТЫ

Котлы типа ДКВр (производительностью 2,5–10 т/ч), переведенные на водогрейный режим работы, по данной схеме, разработанной НПО ЦКТИ и БиКЗ могут работать во всем диапазоне теплопроизводительности при температуре воды на выходе из котла от 95 до 115 °С и давлении воды на входе в котел не более 13 кгс/см².

Принципиальная схема перевода котлов типа ДКВр на водогрейный режим приведена на рис. 1, а принципиальная схема включения котлов типа ДКВр в водогрейный или паровой режим – на рис. 2.

Отвод воды из котла необходимо осуществить

из верхнего барабана 1 через штуцер 2 для отвода пара.

Подвод воды в котел следует выполнять двумя параллельными потоками.

Первый поток, составляющий 60 % от общего расхода воды котел, – через продольный патрубок 3 диаметром 159–219 мм с донышками 4, установленный внутри верхнего барабана 1.

Схема включения котла типа ДКВр в водогрейный режим работы

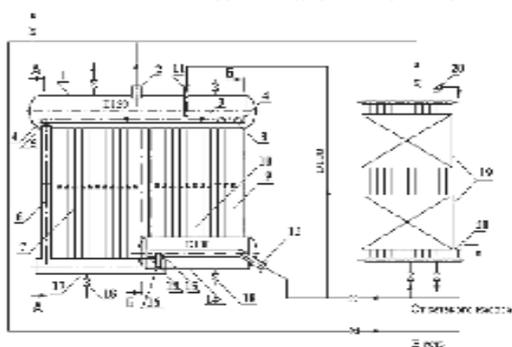


Рис. 1

Схема включения котла типа ДКВр в водогрейный или паровой режим

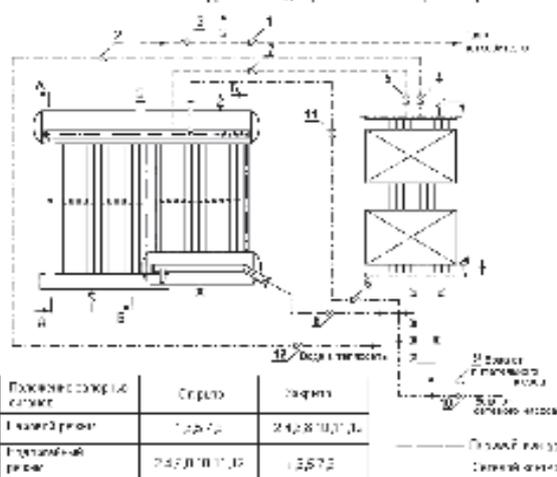


Рис. 2

На фронтальном участке продольного патрубка 3 (рис. 3, 4, 5) должны быть сопла 5 диаметром (D1) 57–60 мм. Выходные сечения сопел 5 устанавливаются заподлицо с выходными сечениями опускных труб 6 экранов топочной камеры 7 и сетевая вода направляется непосредственно в эти опускные трубы 6.

При этом котловая вода из верхнего барабана 1 эжектируется в стояки 6, обеспечивая подогрев сетевой воды.

В задней части верхнего барабана 1 (рис. 6) на концевом участке патрубка 3 должно быть пять рядов отверстий 8 диаметром 14 мм с шагом (п) 20 мм, направленных в сторону опускных труб 9 котельного пучка 10.

Расстояние (а) от отверстий 8 до стенки верхнего барабана 1 должно быть не менее 200–250 мм.

Количество отверстий 8 в продольном патрубке 3 в зависимости от теплопроизводительности котла должно составлять:

- 2,5 Гкал/ч – 30 шт;
- 4,0 Гкал/ч – 50 шт;
- 6,5 Гкал/ч – 75 шт;
- 10,0 Гкал/ч – 100 шт.

Подвод сетевой воды в продольный патрубок 3 производится одним патрубком II диаметром 108–219 мм (или двумя патрубками диаметром 108–133 мм).

Второй поток, составляющий 40 % от общего расхода воды через котел – через патрубок 12 – с доньшком 13 диаметром 108–133 мм, установленный внутри нижнего барабана 14.

На концевом участке патрубка 12 (рис. 7) должны быть сопла 15 диаметром (D1) от 32 до 57 мм соответственно диаметру (D2) перепускных труб



16 между нижним барабаном и всеми коллекторами 17 топочных экранов.

Выходные сечения сопел 15 устанавливаются заподлицо с входными сечениями перепускных труб 16 и сетевая вода направляется непосредственно в эти перепускные трубы 16. При этом котловая вода из нижнего барабана 14 эжектируется в перепускные трубы 16, обеспечивая подогрев сетевой воды.

Продольный патрубок 3 в верхнем барабане 1 должен иметь опоры, выполненные из уголка или прутка, приваренного к продольному патрубку 3 и свободно опирающегося на боковые стенки верхнего барабана 1.

Сепарационные устройства в верхнем барабане 1 могут быть демонтированы при окончательном переводе котла на водогрейный режим работы.

Схема включения котлов в тепловую схему котельной представлена на рис. 8.

Экономайзер 19 должен быть включен по воде параллельно трубной системе котла. На экономайзере 19 должны устанавливаться не менее чем по одному предохранительному клапану 20 на выходе и входе воды.

Водоотводящие трубы от существующих предохранительных клапанов котла и предохранитель-

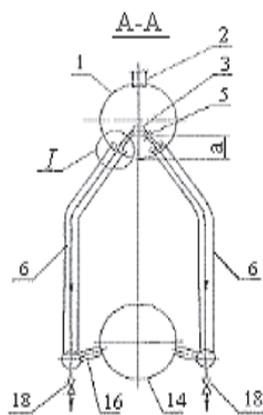


Рис. 3

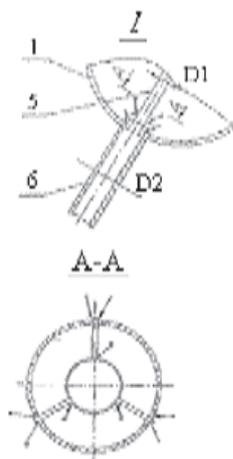


Рис. 4

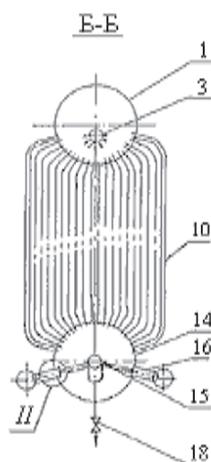


Рис. 5

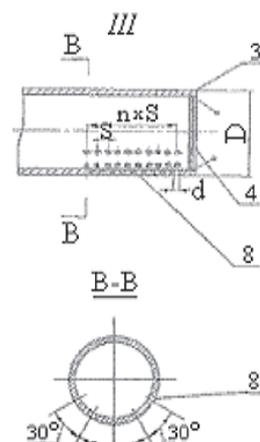


Рис. 6



ных клапанов 20 экономайзера 19 должны быть присоединены к линии свободного слива воды, причем как на них, так и на сливной линии не должно быть никаких запорных органов. При этом устройство системы водоотводящих труб и линий свободного слива должно исключать возможность ожога людей.

При эксплуатации котлов типа ДКВр в водогрейном режиме следует выполнять следующие требования к режиму работы котла:

1. Температура воды на выходе из котла должна быть не менее 90 °С при работе на газообразном и твердом топливе, и не менее 110 °С при работе на мазуте на всех нагрузках, в том числе при пусках котла.

2. Расход воды через котел должен быть при максимальной нагрузке не менее расчетной величины, определяемой в зависимости от разности температур воды на выходе и входе в котел и теплопроизводительности котла.

3. Допускается сезонное снижение расхода воды через котел до 50% от расчетной величины при соответствующем уменьшении теплопроизводительности котла.

4. Величина расхода воды через экономайзер должна быть на всех нагрузках равной расчетной паропроизводительности котла.

5. Давление воды на выходе из котла должно выбираться на всех нагрузках с учетом величины подогрева воды до кипения не менее чем на 20 °С.

6. Качество сетевой и подпиточной воды должно соответствовать требованиям Правил устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов.

Котел должен быть оборудован автоматическими приборами, прекращающими подачу топлива в топку котла, а при слоевом сжигании топлива – отключающими тягодутьевые устройства и топливоподающие механизмы топки в случаях:

а) повышения давления воды на выходе из котла более чем на 5 % расчетного или разрешенного давления;

б) понижении давления воды на выходе из котла до значения, соответствующего давлению насыщения при максимальной температуре воды на выходе из котла;

в) повышения температуры воды на выходе из котла до значения, соответствующего температуре насыщения при рабочем давлении на выходе из котла, уменьшенной на 20 °С;

г) уменьшения расхода воды через котел до значения, при котором недогрев воды до кипения на выходе из котла при максимальной нагрузке и рабочем давлении на выходе из котла достигает 20 °С.

При работе в водогрейном режиме по данной схеме гидравлическое сопротивление котлов типа ДКВр составляет не более 1,0 кгс/см², а их коэффициент полезного действия при этом возрастает по сравнению с паровым режимом не менее, чем на 1,0–1,5 %.

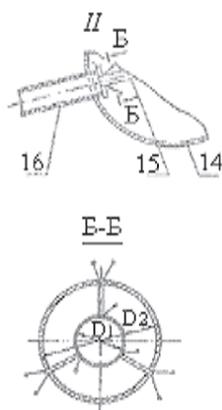
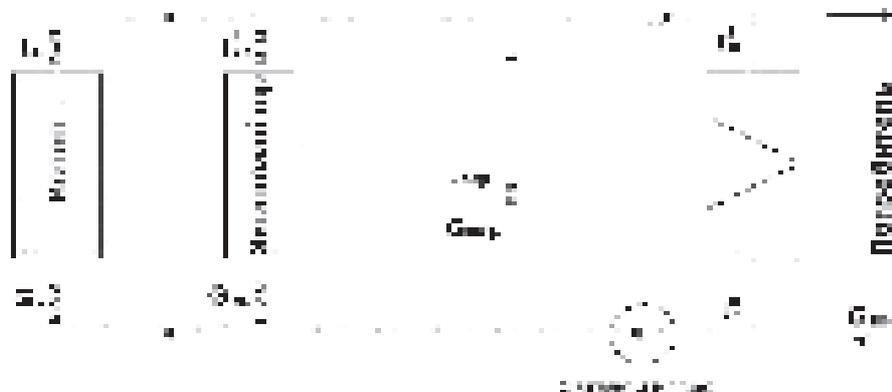


Рис. 7





**А. Воронцовский,
к.т.н. (МАИ)**

ВОЗДУШНЫЕ КОМПРЕССОРЫ – СТОИМОСТЬ ЖИЗНЕННОГО ЦИКЛА

В настоящей публикации проведено сравнение компрессоров трех типов: поршневого (ПК), винтового (ВК) и центробежного или турбокомпрессора (ТК) в двух диапазонах производительности 25 и 100 м³/мин.

Для производительности 25 м³/мин сравниваются маслозаполненные поршневой и винтовой компрессоры и турбокомпрессор, производящий безмасляный воздух (табл. 1).

Для производительности 100 м³/мин сравниваются маслозаполненные поршневой и винтовой компрессоры и безмасляные винтовой (ВКс) и турбокомпрессор (табл. 2).

Данные по компрессорам предоставлены представителями производителей оборудования COOPER TURBOCOMPRESSOR, Atlas Copco, Gardner Denver, ОАО "Пензкомпрессормаш".

Расчеты произведены исходя из курсов доллара и евро, равных соответственно 31,7 и 30,9 руб. Обозначенные цены на оборудование даны дилерами как приблизительные, поскольку на формирование цены во многом влияет комплектация компрессора, а также общая стоимость всего контракта. Тем не менее, как видно из таблиц, стоимость накопленных расходов за период эксплуатации во много раз превышает цену самого компрессора, поэтому для проведения сравнительных оценок этих данных вполне достаточно.

В рассмотренных моделях регулятор, производительности VSD, не установлен. Компрессоры с таким регулятором имеют цену на 40% выше. Для режима регулирования загрузки-разгрузки и

для поглощения пульсаций расхода и давления в сети для ПК и ВК, необходим ресивер. При таких способах регулирования удельный расход электроэнергии на производство сжатого воздуха увеличивается на 20–30%. Результаты, приведенные в табл. 1 и 2, соответствуют расчетным режимам работы рассматриваемых компрессоров.

ТК не нуждается ни в частотном регулировании, ни в ресивере, поскольку, являясь нагнетателем динамического сжатия, имеет газодинамическое регулирование. Использование входного направляющего аппарата (ВНА) позволяет закручивать поток на входе в первую ступень при снижении производительности, что обеспечивает сохранение оптимальных углов взаимодействия потока с рабочим колесом при постоянной частоте вращения. Подобный способ регулирования, возможный только для лопаточных машин, можно считать улучшенным аналогом частотного регулирования. Энергопотребление на режимах неполной загрузки снижается пропорционально снижению производительности. Стоимость ВНА более чем на порядок ниже стоимости VSD, который, помимо положительных эффектов, может давать и отрицательные (помехи в электросети и т.п.). Более подробное сравнение частотного регулирования привода с газодинамическим регулированием компрессора будет рассмотрено в последующих публикациях.

Не учитывалось ухудшение характеристик ПК, ВК, ВКс в режиме частичной нагрузки. Рабочий режим считался расчетным, эффективность охлаж-

ВОЗДУХОСНАБЖЕНИЕ

Таблица 1

Компрессоры производительностью 25 м³/мин (параметры приведены к одинаковым условиям работы, производительность 25 м³/мин, давление – 0,9 МПа)

Компрессор	ПК	ВК	ТК
Модель	2 ВМ-24/9	М160-8,5	ТА2000(50)(175/125)
Стоимость, руб	980 000	1 700 000	3 010 000
Конструктивные особенности	Маслосмываемый поршневой, сжатие в 2 ступени	Маслозаполненный винтовой блок, сжатие в 2 ступени	Безмасляный воздушный тракт, сжатие в 3 ступени
Удельное энергопотребление, кВт/(м ³ /мин)	5,51	6,70	5,30
Мощность мотора, кВт	160	160	135
Потребляемая электроэнергия за 1 смену (8 ч), кВт·ч	1102	1280	1060
Стоимость потребляемой электроэнергии за 1 смену (8 ч), руб	639,16	742,4	614,8
Уровень шума, дБ	72	80	70
Регулирование	Загрузка-разгрузка, дросселирование	Загрузка-разгрузка, дросселирование	Газодинамическое регулирование с пропорциональным снижением энергопотребления (65–100% номинальной производительности)
Расход масла, уносимого со сжатым воздухом, мг/м ³ (г/ч)	40 (60)	3 (4,5)	Нет
Стоимость уносимого масла за 1 смену (8 ч), руб	8,90 (масло MC20)	7,85 (масло F2105)	Нет
Стоимость в пересчете на 1 смену (8 ч), руб:			
периодически заменяемого масла	1,97 (масло И50А – замена 100 л один раз за 3000 ч работы)	38,1 (масло F2105 – замена 80 л один раз за 3000 ч работы)	5,3 (замена после 24 000 ч – один раз в 3 года)
основных запчастей	14,25 (комплект клапанов ПИКА-М – стоимость 71 750 руб)	1,45 (подшипники) + 68, (стоимость винтовой пары, заменяемой один раз за 100 000 ч, 850 000 руб)	15,2 (инспекция состояния один раз за 50 000 ч)
заменяемых воздушных и масляных фильтров	Промывные	1,6	7
заменяемых масляных фильтров	В итоговую сумму не включено (0 руб – воздух загрязнен коксованным маслом, 25,4 руб – чистый воздух)	52,3	Нет
Расходы на охлаждение воздуха в пересчете на 1 смену (8 ч), руб	200 (расход воды 7 м ³ /ч по 3,58 руб/м ³)	37, 12 (вентилятор 8 кВт)	22,6 (вентилятор 5 кВт)
Накопленные эксплуатационные расходы за 5 лет работы (без стоимости компрессора) ¹ , млн. руб	1,440/2,880/4,321	1,582/3,164/4,746	1,105/3,212/3,318
Накопленные эксплуатационные расходы за 10 лет работы (без стоимости компрессора) ¹ , млн. руб	2,880/5,761/8,642	3,164/6,328/9,492	2,212/4,424/6,636

¹Расходы указаны для работы в одну/две/три смены

дения – одинаковой (эффективность воздушного охлаждения снижается при повышении окружающей температуры, летом в здании компрессорной она превышает 40...50 °С, и по этой причине параметры работы компрессора могут сильно отличаться от указанных в табл. 1 и 2.

Следует отметить следующие основные особенности рассмотренных компрессоров.

ПК требует специального фундамента и сборки перед установкой, создает вибрацию, имеет только водяное охлаждение, ремонтируется на месте.

ВК, как и ВКс, поставляется в собранном виде, имеет небольшие габариты, не требует спе-

циального фундамента, не создает вибрации, может иметь как водяное, так и воздушное охлаждение. Винтовая пара неремонтопригодна, подлежит замене (отправка на завод) через 100 000 ч наработки (40 000 ч для ВКс). Стоимость заменяемого блока составляет 50% (для ВКс более 50%) стоимости компрессора. При этом постоянно накапливаемый износ винтовой пары (особенно для ВКс) ухудшает характеристики компрессора с течением времени.

ТК поставляется в собранном виде, имеет минимальные габариты, не требует специального фундамента, не ухудшает своих характеристик в процессе эксплуатации (проточная часть не изна-

шивается), может иметь как воздушное, так и водяное охлаждение. Масло отсутствует как в вырабатываемом воздухе, так и в сбрасываемом конденсате (специальные маслоотделительные фильтры не нужны), не требует постоянного присутствия оператора в компрессорной.

Как видно из приведенных таблиц, основную долю затрат на эксплуатацию составляют расходы на электроэнергию. Расчет этих затрат производился исходя из стоимости электроэнергии 0,58 руб/кВт·ч. В настоящее время этот тариф действует не во всех регионах (есть тарифы 0,92 и 1,5 руб за кВт·ч), цена электроэнергии имеет тенденцию к росту. Это значит, что расходы на эксплуатацию оборудования возрастут пропорционально доле расходов на электроэнергию.

Минимальная стоимость эксплуатации ТК обусловлена тем, что у него хорошие энергетические показатели (благодаря трехступенчатому сжатию с промежуточным охлаждением), не происходит износа рабочей части, отсутствует масло в сжатом воздухе. Кроме того, турбокомпрессор имеет широкую зону регулирования производительности без ухудшения характеристик и применения дорогостоящих VSD регуляторов. Стоимость самого турбокомпрессора производительностью 25 м³/мин относительно высока. Общие расходы, включающие первоначальную стоимость, сравниваются для ТК и ВК через пять лет трехсменной работы, для ТК и ПК – через десять лет. В реальности эти сроки будут меньше, поскольку не учтены износ поршневой группы и работа в режиме частичной загрузки, а также удорожание электроэнергии.

В диапазоне 100 м/мин цена ТК оказывается ниже средней: он стоит почти в два раза (!) дешевле, чем ВКс такой же производительности, при этом данная модель винтового компрессора не имеет VSD привода. Поэтому здесь ТК – неоспоримый лидер.

Таблица 2.

Наработка, ч	100	500	1000	2000	3000	5000
Увеличение энергопотребления, %	1,0	2,7	4,0	4,8	5,3	6,0
Наработка, ч	8000	15 000	20 000	30 000	40 000	
Увеличение энергопотребления, %	7,0	8,9	30,0	32,0	34,0	

Безмасляный винтовой компрессор оказывается самым дорогим как по своей стоимости, так и по затратам на эксплуатацию, что объясняется сжатием в две ступени (более высокая температура), худшими энергетическими показателями, необходимостью замены винтового блока через 40 000 ч эксплуатации при стоимости замены более

50% стоимости компрессора. В табл. 2 стоимость заменяемых винтовых блоков разложена равномерно на весь период эксплуатации.

Блок может работать и дольше, но его показатели ухудшатся настолько, что компрессор не сможет обеспечивать требуемых производительности и давления. Энергопотребление сухого винтового компрессора при этом увеличивается следующим образом:

Маслозаполненные поршневой и винтовой компрессоры занимают промежуточную позицию между ТК и ВКс.

Подводя общий итог нашего сравнительного анализа, будущим пользователям компрессоров можно порекомендовать следующее.

1. Если у вас небольшое производство и потребности в сжатом воздухе не превышают 10...20 м³/мин, эпизодическая загрузка при работе в одну смену, нет обратной системы водоснабжения, а небольшое количества масла в воздухе допустимо, то следует выбрать винтовой маслозаполненный компрессор с воздушным охлаждением.

2. Если при относительно небольших требуемых расходах воздуха (50...100 м³/мин), вам необходимо давление более 2 МПа (в статье не рассматривался этот случай), то вам подойдет поршневой компрессор.

3. Если потребности в сжатом воздухе (общие или локальные) превышают 40...50 м³/мин, требования к чистоте воздуха высоки, высока стоимость энергоресурсов, необходима длительная безостановочная работа компрессора (или, наоборот, возможны частые остановки и пиковые нагрузки), необходимо поддерживать постоянное давление в заданной точке сети, обеспечивая при этом широкий диапазон регулирования производительности, вам следует выбрать турбокомпрессор. Именно этот тип компрессорного оборудования наиболее универсален в применении и способен обеспечить указанные требования, сохраняя первоначальные параметры в течение всего периода эксплуатации. Важным преимуществом турбокомпрессора является отсутствие ресивера, который нужен только в случае большой неравномерности работы самих воздухопотребителей.

Если же рассматривать машины с еще большей производительностью (200, 300, 500 м³/мин и более), предназначенные для крупных производств, то здесь турбокомпрессоры вообще не имеют серьезных конкурентов, поскольку ни винтовые, ни поршневые не смогут обеспечить воздухом производство. Покупка двух "маленьких" компрессоров вместо одного "большого" обойдется всегда дороже (это видно из табл. 2).

Единичная мощность турбокомпрессоров может достигать 2000 и более м³/мин при давлении до 8 МПа.

ВОЗДУХОСНАБЖЕНИЕ

Таблица 2

Компрессоры производительностью 100 м³/мин
(параметры приведены к одинаковым условиям работы: производительность 100 м³/мин, давление 0,75 МПа)

Компрессор	ПК	ВК (2 компрессора)	ВКс	ТК
Модель	4ВМ10-100/9	ESD-315/8.0	ZR630-7.5-50	ТА3000(50)(700/100)
Стоимость, руб	2 140 000	6 630 000 (2 компрессора)	8 876 000	4 596 000
Конструктивные особенности	Маслосмазываемый поршневой, сжатие в 2 ступени	Маслозаполненный винтовой блок, сжатие в 2 ступени	Безмасляный винтовой блок (с тефлоновым покрытием), сжатие в 2 ступени	Безмасляный воздушный тракт, сжатие в 3 ступени
Удельное энергопотребление, кВт/(м ³ /мин)	5,45	6,14	6,17	5,1
Мощность мотора	630	2×315	630	520
Потребляемая электроэнергия за 1 смену (8 ч), кВт·ч	4560	4812	4936	4160
Стоимость потребляемой электроэнергии за 1 смену (8 ч), руб	2645,0	2848,9	2862,88	2365,0
Уровень шума, дБ	72	80	75	72
Регулирование	Загрузка-разгрузка, холостой ход	Загрузка-разгрузка, дросселирование	Загрузка-разгрузка, холостой ход	Газодинамическое регулирование с помощью ВНА (60-100% номинальной производительности)
Расход масла, уносимого со сжатым воздухом, мг/м ³ (г/ч)	40 (240)	3 (18)	Нет	Нет
Стоимость уносимого масла за 1 смену (8 ч), руб	35,60 (масло MC20)	Добавляется один раз за 3000 ч (при замене масла)	Нет	Нет
Стоимость в пересчете на 1 смену (8 ч), руб:				
периодически заменяемого масла	5,90 (масло И50А – замена 300 л один раз за 3000 ч работы)	170 (масло F2105 – замена 2×160 л один раз за 3000 ч работы)	8,6 (замена один раз в год)	10,6 (замена после 24 000 ч работы (один раз в 3 года)
основных запчастей	45,4 (комплект клапанов и подшипников)	4,38 (подшипники) + 260 (стоимость двух винтовых блоков, заменяемых один раз за 100 000 ч, 3 315 000 руб)	890 (стоимость винтового блока, заменяемого через 40 000 ч эксплуатации, 4 450 000 руб)	15,2 (инспекция состояния один раз за 50 000 ч)
заменяемых воздушных и масляных фильтров	Промывные	6,4	28,5	28,5
заменяемых маслоотделяющих фильтров	В итоговую сумму не включено: (0 руб – воздух загрязнен коксованным маслом, 25,4 руб – чистый воздух)	210,3	Нет	Нет
Расходы на охлаждение воздуха в пересчете на 1 смену (8 ч), руб	860 (расход воды, 30 м ³ /ч по 3,58 руб/м ³)	140 (вентиляторы 2×15 кВт)	916 (расход воды, 32 м ³ /ч по 3,58 руб/м ³)	860 (расход воды, 30 м ³ /ч по 3,58 руб/м ³)
Накопленные эксплуатационные расходы за 5 лет работы (без стоимости компрессора) ¹ , млн. руб	6,023/12,046/18,070	6,079/12,158/18,236	6,079/16,484/25,686	5,540/11,080/16,620
Накопленные эксплуатационные расходы за 10 лет работы (без стоимости компрессора) ¹ , млн. руб	12,046/24,092/36,137	12,158/24,316/36,474	16,474/31,809/54,206	11,080/22,160/33,240

¹Расходы указаны для работы в одну/две/три смены



ПОТЕРИ ПРЕДПРИЯТИЯ ПРИ НИЗКОМ КАЧЕСТВЕ ВОЗДУХА

Еще в 1986 году на одном из предприятий добывающей промышленности СССР был проведен расчет ожидаемого экономического эффекта от внедрения и использования новых средств подготовки сжатого воздуха долговременного применения. Основными критериями экономической эффективности были определены, во-первых, повышение долговечности пневмооборудования за счет увеличения межремонтных периодов, во-вторых, увеличение производительности пневмооборудования за счет повышения давления сжатого воздуха.

Расчет основывался на зависимости производительности пневмооборудования от давления сжатого воздуха, которое, в свою очередь, зависело от наличия влаги в пневмосети. Основой разработки методики расчета по данному варианту являлись "Экономико-математические зависимости при подземной разработке маломощных урановых месторождений". Расчет производился отдельно для мелкошпурового и скважинного способов отбойки.

Согласно данным предприятия, повышение давления сжатого воздуха после внедрения системы осушки составляло 0,3 атм. При этом экономический эффект рассчитывался по формуле:

$$\mathcal{E} = \mathcal{E}_{\text{дв}} + \mathcal{E}_{\text{тр}},$$

где $\mathcal{E}_{\text{дв}}$ – экономия от увеличения средних меж-

ремонтных периодов и сокращения затрат на капитальный ремонт пневмодвигателей (по данным, расходы сократились на 28%).

Увеличение давления сжатого воздуха также вызывает снижение его расхода при работе погружно-разгрузочных машин. Так, при увеличении давления на 0,3 атм расход сжатого воздуха снижается на 5%. Следует отметить, что выполнение прямых расчетов требует большего объема исходных данных, которых на предприятиях зачастую нет, даже в тех случаях, когда специалисты-энергетики заинтересованы в результатах исследований и расчетов.

КАК БЫСТРО ОЦЕНИТЬ ПОТЕРИ?

Согласно данным справочника "Пневматические устройства и системы в машиностроении", низкое качество сжатого воздуха приводит к снижению рентабельности производства и увеличению непроизводительных потерь на предприятии за счет действия следующих факторов:

- увеличение износа пневмоустройств в 2–7 раз и увеличение выхода из строя пневмоустройств до 80% от общего числа отказов;

- увеличение утечек сжатого воздуха через абразивно истираемые ржавчиной и окалиной полированные уплотнительные поверхности пневмоустройств;

- простои производства из-за перемерзания



магистральных пневмопроводов или аварийного выхода из строя пневмооборудования;

– продувки пневмосистем для удаления конденсата.

По причине отсутствия полной информации об условиях работы и эксплуатации системы пневмоснабжения предприятия невозможно точно определить затраты, понесенные им из-за низкого качества сжатого воздуха, поэтому часто в производимых расчетах используются данные тех предприятий, на которых производство и потери сжатого воздуха контролируются.

Для приблизительной оценки непроизводительных потерь сжатого воздуха от продувок конденсата на АО "АвтоВАЗ" в 1990 году специалисты Ейского училища (ЕВВАУЛ) провели исследования цикловых режимов действительного воздухообеспечения и фактического потребления воздуха корпусами ВАЗа.

В результате составлены паспорта и определены среднестатистические нормы суточного потребления сжатого воздуха для корпусов, имеющих расходомерные устройства по воздуху.

Обработка результатов производилась на основании данных, полученных за период с 1986 по 1990 год. Согласно этим данным, процент утечек сжатого воздуха в воскресные, нерабочие дни составлял с 34 (РКЦ) до 81,8% (прессовый корпус). Не принимая во внимание данные по прессовому корпусу, определим средний % по остальным корпусам:

$$(34+42+45)/3=40,3\%.$$

Нормативные же эксплуатационные надбавки, заложенные проектом ВАЗа на утечки сжатого воздуха через неплотности сети, на увеличение расхода сжатого воздуха от износа приемников и на другие непредусмотренные расходы, составили 20%. Разница между реальными и нормативными потерями в 20,3% вызвана непроизводительными потерями сжатого воздуха, в том числе и от продувок пневмосистем для удаления конденсата.

Аналогичная работа проведена на Кольчугинском кабельном заводе, где также получены данные по непроизводительным потерям в 20–30%.

Практически потери сжатого воздуха на продувки составляют от 20–30%, где эксплуатируются фреоновые и адсорбционные осушители, и от 40% и выше на тех заводах, где осушителей нет.

Более точная величина потерь на предприятии из-за низкого качества сжатого воздуха может быть определена при более детальном спецобследовании условий работы и эксплуатации как системы пневмоснабжения предприятия, так и ее потребителей.

Опыт показывает, что капиталовложения в системы снабжения сжатым воздухом полностью оправданы.

КАК РЕШАЕТСЯ ПРОБЛЕМА?

В настоящее время в отечественной и зарубежной промышленности нашли применение многие способы осушки сжатого воздуха, каждый из которых имеет свои достоинства и недостатки. Условно они подразделяются на два вида способов:

– адсорбционные – основанные на поглощении влаги из воздуха различными веществами (например, осушители типа УОВ "Курганхиммаш");

– основанные на охлаждении воздуха с последующим удалением конденсата. Данный способ используется как в осушителях пароконденсационного типа FD Atlas Copco, так и в осушителях, использующих холод окружающей среды (осушители типа С-ОСВ ООО "ЭНСИ").

КАКАЯ СИСТЕМА ЛУЧШЕ?

Сопоставление различных методов подготовки сжатого воздуха можно проводить по нескольким параметрам: по степени осушки, по капитальным затратам, по эксплуатационным затратам, по критериям надежности работы.

Для начала определим исходные технологические требования по качеству сжатого воздуха.

В результате анализа состояния пневмомагистралей многих предприятий и требований различных потребителей к качеству сжатого воздуха установлено, что примерно 80% сжатого воздуха, вырабатываемого предприятиями, должно иметь качество, соответствующее 2–4 классу ГОСТа 17433-80.

Однако в большинстве случаев на предприятиях устанавливаются системы осушки и очистки сжатого воздуха без учета этой особенности, поэтому цена вопроса оказывается завышенной.

При наличии на предприятии свободных производственных площадей капитальные затраты на внедрение различных систем осушек примерно одинаковы. Поэтому в современных условиях роста цен на энергоносители определяющими при принятии решения становятся эксплуатационные затраты.

Если для системы осушки сжатого воздуха на базе бесфреонового осушителя типа ОСВ эксплуатационные затраты состоят из стоимости электроэнергии и затрат на текущий ремонт, то для фреоновых осушителей добавляются затраты на подготовку воды и затраты на содержание зданий, т.к. эти осушители устанавливаются в помещении. Для адсорбционных осушителей необходимы дополнительно еще и затраты на регенерацию и охлаждение адсорбента.

Кроме того, существуют значительные дополнительные затраты на электроэнергию, потребляемую компрессорными установками за счет повышения гидравлических потерь по воздушному тракту.

Согласно техническим характеристикам осушителей сжатого воздуха, увеличение данных затрат (А%) составляет 3% при потерях 0,4 атм для адсорбционных и 1,88% при потерях 0,25 атм для фреоновых осушителей.

Однако в процессе эксплуатации фреоновых и адсорбционных осушителей установлено, что гидравлические потери в аппаратах между выходом из компрессоров и пневмосетью на самом деле достигают в среднем 1–1,25 атм (АО "ГАЗ", ПО "Химволокно", Гродно), а повышение затрат на электроэнергию составляет 7,5%. В результате стоимость 1000 куб/м при эксплуатации бесфреоновой системы на базе осушителей ОСВ составляет 0,08 долл. При эксплуатации системы на базе FD – 0,22 долл. и 0,5 долл. на базе адсорбционных осушителей типа УОФ.

КАК СНИЗИТЬ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ ЗАТРАТЫ АДСОРБЦИОННЫХ ОСУШИТЕЛЕЙ?

Прежде всего следует отметить, что эксплуатация адсорбционных осушителей очень сложна



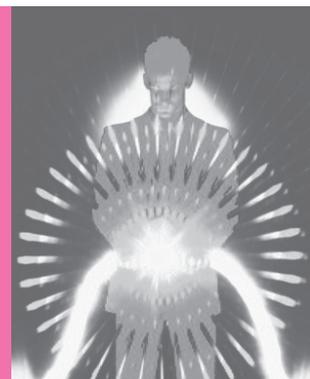
(в основном из-за теплообменников). Особые трудности возникают при обеспечении некоторых технических характеристик установок, например, температуры воздуха на входе в блок осушки.

Принимая во внимание, что при ужесточении требований к качеству сжатого воздуха (снижение пневматической точки росы ПТР) резко возрастают эксплуатационные затраты осушителей, их использование целесообразно только для потребителей, требующих низких значений пневматической точки росы. При этом возможно существенно удешевить их эксплуатацию за счет использования дополнительной системы осушки сжатого воздуха на базе бесфреоновых осушителей типа ОСВ, устанавливаемой сразу после компрессорной станции.

Использование осушителей ОСВ позволяет исключить теплообменники, что приводит к экономии за счет уменьшения затрат на эксплуатацию адсорбционных осушителей, исключаются затраты на воду и сокращаются затраты на ремонт и техническое обслуживание осушителя.

Кроме того, из-за снижения влажностного содержания в сжатом воздухе осушителей ОСВ увеличивается время работы блока адсорбционного осушителя до очередного переключения не менее чем в два раза, сокращается количество регенераций и охлаждений адсорбента в единицу времени.

Величина экономии от снижения эксплуатационных затрат на адсорбционные осушители сравнима с капитальными затратами на создание и внедрение системы осушки сжатого воздуха на базе бесфреоновых осушителей типа ОСВ, срок окупаемости которых составляет от года до полутора лет.



ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ В ПРОМЫШЛЕННОСТИ ЯПОНИИ

I. НОРМАТИВНО- ЗАКОНОДАТЕЛЬНАЯ ПРАКТИКА В ОБЛАСТИ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ В ЯПОНИИ

В Японии после первого нефтяного кризиса были приняты меры по энергосбережению, которые привели к снижению на 35% энергоемкости валового национального продукта. Однако в последние семь лет энергопотребление увеличивалось в среднем на 3,1% в год. Поэтому японское правительство в 1993 году пересмотрело Закон об энергосбережении, основные принципы которого излагаются ниже.

В соответствии с новой редакцией закона, Министерство международной торговли и промышленности Японии (ММТП) должно устанавливать и объявлять основные принципы политики, направленной на всестороннее стимулирование рационального энергоиспользования, а основные энергопользователи должны предпринимать усилия по рационализации энергопользования в соответствии с этой политикой

I.I. РЕГУЛИРОВАНИЕ В ПРОМЫШЛЕННОМ СЕКТОРЕ

В промышленном секторе, который потребляет свыше 50% всей энергии, регулирование осуществляется по следующим основным направлениям.

1. Методические указания для руководителей промышленных предприятий

ММТП при содействии органов, регулирующих ту или иную отрасль, устанавливает для руководителей стандарты и нормативы и дает необходимые указания по использованию энергии, касающиеся:

- рационального сжигания топлива;
- рационализации отопления, охлаждения и теплопередачи;
- предотвращения тепловых потерь;
- использования сбросного тепла;
- эффективного преобразования тепловой энергии в электрическую;
- уменьшения потерь электроэнергии.

2. Энергоменеджмент

На каждом предприятии промышленности и энергетики, потребляющем газ и тепло в количествах, превышающих 3000 т условного топлива (в



нефтяном эквиваленте) в год, или электрическую мощность более 12 гигаватт, ММТП обязывает учредить службу энергетического менеджмента.

3. Контроль за использованием энергии

Если на предприятии допускаются вопиющие нарушения принципов рационального энергопользования, министерство может само или через соответствующее ведомство потребовать от руководителя предприятия представить план энергосбережения; на нарушение дисциплины энергосбережения министерство отреагирует указанием исполнить требуемые по инструкции мероприятия.

4. Назначение энергоменеджеров

Руководитель предприятия должен назначать определенное количество лицензированных энергоменеджеров, основным содержанием деятельности которых является принятие мер по рациональному использованию энергии и предоставление ежегодных отчетов по энергосбережению в министерство или в государственные ведомства, курирующие соответствующую отрасль.

Проведение экзаменов и лицензирование энергоменеджеров осуществляется организацией, уполномоченной министерством. Закон определяет процедуры и критерии проведения экзаменов, другие правила, касающиеся предоставления и отзыва лицензии.

С апреля 1984 года аттестацию энергоменеджеров уполномочен проводить Японский центр по энергосбережению (ЯЦЭ).

Средний за 18 лет процент успешного прохождения аттестации составил: у инженеров по теплоснабжению – 30%, у инженеров по электроснабжению – 22%.

5. Энергоаудит

На больших предприятиях, обязанных организовать службу энергоменеджмента, имеется необходимое контрольное оборудование, и они должны сами проводить энергоаудит при поддержке энергоменеджеров.

На малых и средних предприятиях с числом работающих менее 300 человек энергоаудит проводится бесплатно. В обследовании принимают участие 1–2 инспектора из ЯЦЭ в течение одного-двух дней.

В средних или больших компаниях ЯЦЭ проводит штатный энергоаудит. Два или три эксперта проводят сначала предварительное обследование, за которым следует детальное обследование производственных процессов. Предлагаются конкретные меры по плану энергосбережения с определением ожидаемых выгод и требуемых средств.

I.II. РЕГУЛИРОВАНИЕ ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЯ ЗДАНИЙ И СООРУЖЕНИЙ

Любое лицо или организация, намеревающаяся строить здание, обязаны принять все меры для предотвращения тепловых потерь и для рационального использования всех видов энергетического оборудования в здании в соответствии со стандартами, устанавливаемыми ММТП и Министерством строительства.

Устанавливаются предельные теплотери через стены зданий, коэффициенты энергопотребления для кондиционеров, вентиляторов, эффективность осветительных приборов, отопительных систем, лифтов и т.д.

Оба министерства дают необходимые консультации и руководящие указания как для строителей больших сооружений, так и для владельцев частного жилья.

Если министерство устанавливает, что для здания площадью более 2000 м² эффективность использования энергии не соответствует стандарту и владелец не подчиняется соответствующим требованиям, оно уведомляет об этом соответствующее ведомство.

I.III. МЕРЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ЭНЕРГОЕМКОГО ОБОРУДОВАНИЯ И ТРАНСПОРТНЫХ СРЕДСТВ

Большая доля потребления энергии приходится на автомобили, кондиционеры и другое энергоемкое оборудование. Его эффективность, предусмотренная проектными показателями, опреде-

ляется на стадии производства. Закон налагает определенные обязательства на производителей и импортеров автомобилей и бытового оборудования. ММТП устанавливает стандарты энергоэффективности, обязательные для крупных поставщиков, например, поставляющих более 2000 автомобилей в год или более 50 кондиционеров в год.

Показатели экономичности автомобилей за год должны быть не ниже устанавливаемых стандартов, например, автомобиль массой менее 702,5 кг должен будет проходить на одном литре бензина 19,2 км, т.е. на 100 км должно уходить не более 5,2 л бензина. Для автомобиля массой 1000 кг расход бензина должен быть не более 6,1 л на 100 км.

Стандарт для грузовых автомобилей введен в 2003 году, при этом их экономичность возрасла на 5% по сравнению с 1993 годом.

I.IV. ЭКОНОМИЧНОСТЬ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

Подобным же образом устанавливаются стандарты, которые будут введены в будущем для электрооборудования, вплоть до определения расхода энергии на привод магнитных дисков для компьютеров. (Например, предельная световая эффективность для люминесцентных ламп устанавливается на уровне 62 лм/Вт).

I.V. ИНФОРМИРОВАНИЕ ПОТРЕБИТЕЛЯ

Предпринимаются меры по информированию населения об энергосбережении, выпускаются брошюры и плакаты, проводятся симпозиумы и используются средства массовой информации. Устанавливаются День энергосбережения, Месячник энергосбережения и Генеральные проверки энергосбережения для обучения населения и повышения общественной активности.

Оборудование должно маркироваться таким образом, чтобы обычные покупатели могли выбрать наиболее экономичные модели. Правила маркировки оборудования по энергоэффективности устанавливают ММТП и другие министерства.

Закон устанавливает и другие требования, касающиеся финансовых и налоговых мер по стимулированию энергосбережения, а также порядок представления отчетов, проведения инспекторских проверок и наложения штрафов.

Закон предусматривает возможность внесения необходимых изменений в отдельные статьи в соответствии с изменением конъюнктуры.

Ввиду наблюдающегося роста энергопотребления из-за низких цен на энергоносители, предусматриваются специальные финансовые и тех-



нические мероприятия для снижения удельного энергопотребления в промышленности и в коммунальной сфере.

II. КАК СОДЕЙСТВОВАТЬ ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИМ МЕРОПРИЯТИЯМ НА ПРЕДПРИЯТИИ

На предприятиях Японии широко практикуется работа "кружков качества" – малых групп, объединяющих работников компании, которые самостоятельно и при содействии руководящих работников разрабатывают и внедряют предложения по рационализации и совершенствованию труда на предприятии, в том числе по экономии энергии.

Эту работу инициирует и стимулирует руководство фирмы. Работа кружка может проводиться по-разному – в рабочее время (около 1 часа) и во вне рабочее время, может поощряться материально или нет, но всегда поощряется морально. Деятельность "кружков качества" дает громадный материальный эффект.

"Кружки качества" – это лишь одна из структур, участвующих в развитой системе борьбы за эффективность производства. Деятельность по энергосбережению в более широком плане организуется посредством следующих структур:

линейной организации, основанной на обычной производственной структуре предприятия;

бригады по выполнению проекта, состоящей из специально выделенных сотрудников;

малой группы контроля качества.

Линейная организация способна объединить все структуры предприятия "сверху донизу". Ее преимущества – хорошая структурированность и управляемость. С другой стороны, у нее есть и определенные недостатки. В рамках линейной организации сотрудники стараются уклониться от ответственности. Система со временем становится стереотипной. Разработанный план модернизации иногда не соответствует реальной производственной ситуации. Управленческие структуры имеют зачастую теоретическое, а не реальное представление о положении дел.

Линейная организация эффективна на первичном этапе внедрения энергосберегающих мероприятий.

Бригада по выполнению проекта (БВП) – это временный коллектив специалистов, нацеленный на решение определенной задачи. Бригада распускается, как только рассматриваемая проблема решена или передана линейной организации.

Преимущества ВВП – это ее мобильность, высокая степень готовности к разработке перспективных тем, требующих длительного периода сложных исследований. Однако в ряде случаев результаты деятельности ВВП не доходят до основной массы сотрудников, занятых в производстве.

Малая группа контроля качества (ГКК) основана на привлечении к ее деятельности всех, в том числе рядовых, сотрудников предприятия, т.е. тех, кто непосредственно занят в производственной сфере, кто реально использует энергию и реально участвует в выполнении энергосберегающих мероприятий. В рамках ГКК сотрудники работают над темами по энергосбережению.

Обычно ГКК насчитывает 5–10 высококвалифицированных специалистов, осуществляющих постоянный самоконтроль и повышающих качество своей работы. Их деятельность в значительной степени поддерживается линейной организацией. При поддержке линейной организации организуются обсуждения, сбор и анализ информации, формулируются пути практического решения задач.

Деятельность ГКК развивается в рамках прекрасно разработанных и одновременно гибких методик. Используется, например, программа "семи приемов контроля качества", включающая в себя следующие этапы:

формулировка темы;
анализ ситуации и формулировка задачи;
планирование мероприятий;
анализ причин и следствий (временной аспект, обобщение; текущие изменения, взаимосвязи);
рассмотрение и реализация контрмер;
проверка результатов;
стандартизация и контроль.

Соответственно, используются "семь приемов" представления результатов:

графики по нарастающему итогу;
причинно-следственные диаграммы;
графики и диаграммы;
листки контроля;
гистограммы;
статистические диаграммы;
диаграммы контроля.

Основные принципы деятельности ГКК:

полное раскрытие потенциала каждого человека и, в конечном счете, развитие потенциала группы;

улучшение условий труда так, чтобы работа становилась приятной, жизненно важной и приносящей удовлетворение;

внесение вклада в улучшение и развитие предприятия.

Исполнители и руководители обеспечивают условия, при которых деятельность ГКК содействует укреплению предприятия; их задачи при этом состоят в следующем:

направлять интересы участников ГКК на превращение трудовой деятельности в важный аспект жизни работников;

оказывать поддержку группам ГКК, вносящим свой вклад в реформы и рост предприятия;

не проявлять торопливость в получении экономической выгоды;

в первую очередь оказывать людям помощь в развитии их потенциальных возможностей. Добиться, чтобы обстановка на предприятии содействовала полному раскрытию потенциала работников;

поддерживать творческую самостоятельность сотрудников предприятия;

проводить четкую политику поддержки деятельности ГКК и создать организационные структуры для этой поддержки;

организовывать работу по повышению квалификации сотрудников;

планомерно разъяснять рабочим и служащим политику управления на предприятии;

поощрять и стимулировать деятельность работников предприятия в ГКК;

оказывать поддержку участию групп ГКК в презентациях во внешних структурах.

ГКК, широко внедряемые в японской промышленности, являются мощной движущей силой экономического развития Японии.



МЕРЫ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ВЫПОЛНЕНИИ ОТДЕЛЬНЫХ РАБОТ

4.4. Электродвигатели

4.4.1. Если работа на электродвигателе или приводимом им в движение механизме связана с прикосновением к токоведущим и вращающимся частям, электродвигатель должен быть отключен с выполнением предусмотренных настоящими Правилами технических мероприятий, предотвращающих его ошибочное включение. При этом у двухскоростного электродвигателя должны быть отключены и разобраны обе цепи питания обмоток статора. Работа, не связанная с прикосновением к токоведущим или вращающимся частям электродвигателя и приводимого им в движение механизма, может производиться на работающем электродвигателе. Не допускается снимать ограждения вращающихся частей работающих электродвигателя и механизма.

4.4.2. При работе на электродвигателе допускается установка заземления на любом участке кабельной линии, соединяющей электродвигатель с секцией РУ, щитом, сборкой. Если работы на электродвигателе рассчитаны на длительный срок, не выполняются или прерваны на несколько дней, то отсоединенная от него кабельная линия должна быть заземлена также со стороны электродвигателя. В тех случаях, когда сечение жил кабеля не позволяет применять переносные заземления, у электродвигателей напряжением до 1000 В допускается

заземлять кабельную линию медным проводником сечением не менее сечения жилы кабеля либо соединять между собой жилы кабеля и изолировать их. Такое заземление или соединение жил кабеля должно учитываться в оперативной документации наравне с переносным заземлением.

4.4.3. Перед допуском к работам на электродвигателях, способных к вращению за счет соединенных с ними механизмов (дымососы, вентиляторы, насосы и др.), штурвалы запорной арматуры (задвижек, вентиляей, шиберов и т.п.) должны быть заперты на замок. Кроме того, приняты меры по затормаживанию роторов электродвигателей или расцеплению соединительных муфт. Необходимые операции с запорной арматурой должны быть согласованы с начальником смены технологического цеха, участка с записью в оперативном журнале.

4.4.4. Со схем ручного дистанционного и автоматического управления электроприводами запорной арматуры, направляющих аппаратов должно быть снято напряжение. На штурвалах задвижек, шиберов, вентиляей должны быть вывешены плакаты – "Не открывать! Работают люди", а на ключах, кнопках управления электроприводами запорной арматуры – "Не включать! Работают люди".

Продолжение. Начало в № 2/04

4.4.5. На однотипных или близких по габариту электродвигателях, установленных рядом с двигателем, на котором предстоит выполнить работу, должны быть вывешены плакаты – "Стой! Напряжение" – независимо от того, находятся они в работе или остановлены.

4.4.6. Работы по одному наряду на электродвигателях одного напряжения, выведенных в ремонт агрегатов, технологических линий, установок могут проводиться на условиях, предусмотренных п. 2.2.9 настоящих Правил. Допуск на все заранее подготовленные рабочие места разрешается выполнять одновременно, оформления перевода с одного рабочего места на другое не требуется. При этом опробование или включение в работу любого из перечисленных в наряде электродвигателей до полного окончания работы на других не допускается.

4.4.7. Порядок включения электродвигателя для опробования должен быть следующим:

- производитель работ удаляет бригаду с места работы, оформляет окончание работы и сдает наряд оперативному персоналу;
- оперативный персонал снимает установленные заземления, плакаты, выполняет сбору схемы.

После опробования при необходимости продолжения работы на электродвигателе оперативный персонал вновь подготавливает рабочее место и бригада по наряду повторно допускается к работе на электродвигателе.

4.4.8. Работа на вращающемся электродвигателе без соприкосновения с токоведущими и вращающимися частями может проводиться по распоряжению.

4.4.9. Обслуживание щеточного аппарата на работающем электродвигателе допускается по распоряжению обученному для этой цели работнику, имеющему группу III, при соблюдении следующих мер предосторожности:

- работать с использованием средств защиты лица и глаз, в застегнутой спецодежде, остерегаясь захвата ее вращающимися частями электродвигателя;
- пользоваться диэлектрическими галошами, ковриками;
- не касаться руками одновременно токоведущих частей двух полюсов или токоведущих и заземляющих частей.

Кольца ротора допускается шлифовать на вращающемся электродвигателе лишь с помощью колдодок из изоляционного материала.

4.4.10. В инструкциях по охране труда соответ-

ствующих организаций должны быть детально изложены требования к подготовке рабочего места и организации безопасного проведения работ на электродвигателях, учитывающие виды используемых электрических машин, особенности пускорегулирующих устройств, специфику механизмов, технологических схем и т.д.

4.5. Коммутационные аппараты

4.5.1. Допуск к работе на коммутационном аппарате разрешается после выполнения технических мероприятий, предусмотренных настоящими Правилами и обеспечивающих безопасность работы, включая мероприятия, препятствующие ошибочному срабатыванию коммутационного аппарата.

4.5.2. Подъем на находящийся под рабочим давлением воздушный выключатель разрешается только при проведении наладочных работ и при испытаниях. Подъем на отключенный воздушный выключатель с воздушнонаполненным отделителем, когда отделитель находится под рабочим давлением, не допускается во всех случаях.

4.5.3. Перед подъемом на воздушный выключатель для испытания или наладки следует:

- отключить цепи управления;
- заблокировать кнопку местного управления или пусковые клапаны путем установки специальных заглушек либо запереть шкафы и поставить около выключателя проинструктированного члена бригады, который допускал бы к оперированию выключателем (после подачи оперативного тока) только одного определенного работника по указанию производителя работ. Во время нахождения работников на воздушном выключателе, находящемся под давлением, необходимо прекратить все работы в шкафах управления и распределительных шкафах. Выводы выключателя напряжением 220 кВ и выше действующих подстанций для снятия наведенного напряжения должны быть заземлены.

4.5.4. Перед допуском к работе, связанной с пребыванием людей внутри воздухосборников, следует:

- закрыть задвижки на всех воздухопроводах, по которым может быть подан воздух, запереть их приводы (штурвалы) на цепь с замком и вывесить на приводах задвижек плакаты – "Не открывать! Работают люди";
- выпустить из воздухосборников воздух, находящийся под избыточным давлением, оставив открытым пусковой дренажный вентиль, пробку или задвижку;
- отсоединить от воздухосборников воздухопроводы подачи воздуха и установить на них заглушки.

4.5.5. Нулевые показания манометров на выключателях и воздухоборниках не могут служить достоверным признаком отсутствия давления сжатого воздуха.

Перед отвинчиванием болтов и гаек на крышках люков и лазов воздухоборников производитель работ следует лично убедиться в открытом положении спускных задвижек, пробок или клапанов с целью определения действительного отсутствия сжатого воздуха. Спускные задвижки, пробки (клапаны) разрешается закрывать только после завинчивания всех болтов и гаек, крепящих крышки люков (лазов).

4.5.6. Во время отключения и включения воздушных выключателей при опробовании, наладке и испытаниях присутствие работников около выключателей не допускается. Команду на выполнение операций выключателем производитель работ должен подать после того, как члены бригады будут удалены от выключателя на безопасное расстояние или в укрытие.

4.5.7. Для пробных включений и отключений коммутационного аппарата при его наладке и регулировке допускается при несданном наряде временная подача напряжения в цепи оперативного тока, силовые цепи привода а также подача воздуха на выключатели. Установку снятых предохранителей, включение отключенных автоматов и открытие задвижек для подачи воздуха, а также снятие на время опробования плакатов безопасности должен осуществлять оперативный персонал. Операции по опробованию коммутационного аппарата может осуществлять производитель работ, если на это получено разрешение выдавшего наряд и подтверждено записью в строке "Отдельные указания" наряда, либо оперативный персонал по требованию производителя работ. После опробования, при необходимости продолжения работы на коммутационном аппарате, оперативным персоналом должны быть выполнены технические мероприятия, требуемые для допуска бригады к работе. В электроустановках, не имеющих местного оперативного персонала, повторного разрешения для подготовки рабочего места и допуска к работе после опробования коммутационного аппарата производителю работ не требуется.

4.6. Комплектные распределительные устройства

4.6.1. При работе на оборудовании тележки или в отсеке шкафа КРУ тележку с оборудованием необходимо выкатить в ремонтное положение, шторку отсека, в котором токоведущие части остались под напряжением, запереть на замок и вывесить

плакат безопасности – "Стоять! Напряжение"; на тележке или в отсеке, где предстоит работать, вывесить плакат – "Работать здесь".

4.6.2. При работах вне КРУ на подключенном к ним оборудовании или на отходящих ВЛ и КЛ тележку с выключателем необходимо выкатить в ремонтное положение из шкафа; шторку или дверцы запереть на замок и на них вывесить плакаты – "Не включать! Работают люди" или "Не включать! Работа на линии".

При этом допускается:

- при наличии блокировки между заземляющими ножами и тележкой с выключателем устанавливать тележку в контрольное положение после включения этих ножей;

- при отсутствии такой блокировки или заземляющих ножей в шкафах КРУ устанавливать тележку в промежуточное положение между контрольным и ремонтным при условии запираания ее на замок. Тележка может быть установлена в промежуточное положение независимо от наличия заземления на присоединении.

При установке заземлений в шкафу КРУ в случае работы на отходящих ВЛ необходимо учитывать требования, предусмотренные п. 3.6.1 настоящих Правил.

4.6.3. Оперировать выкатной тележкой КРУ с силовыми предохранителями разрешается под напряжением, но без нагрузки.

4.6.4. Устанавливать в контрольное положение тележку с выключателем для опробования и работы в цепях управления и защиты разрешается в тех случаях, когда работы вне КРУ на отходящих ВЛ и КЛ или на подключенном к ним оборудовании, включая механизмы, соединенные с электродвигателями, не проводятся или выполнено заземление в шкафу КРУ.

4.6.5. В РУ, оснащенных вакуумными выключателями, испытания дугогасительных камер повышенным напряжением с амплитудным значением более 20 кВ необходимо выполнять с использованием специального экрана для защиты персонала от возникающих рентгеновских излучений.

4.7. Мачтовые (столбовые) ТП и КТП

4.7.1. При работах на оборудовании мачтовых и столбовых ТП и КТП без отключения питающей линии напряжением выше 1000 В разрешаются лишь те осмотры и ремонты, которые возможно выполнять стоя на площадке и при условии соблюдения расстояний до токоведущих частей, находящихся под напряжением. Если эти расстояния меньше до-

пустимых, то работа должна выполняться при отключении и заземлении токоведущих частей напряжением выше 1000 В.

4.7.2. Допуск к работам на мачтовых ТП и КТП киоскового типа независимо от наличия или отсутствия напряжения на линии должен быть произведен только после отключения сначала коммутационных аппаратов напряжением до 1000 В, а затем линейного разъединителя напряжением выше 1000 В и наложения заземления на токоведущие части подстанции. Если возможна подача напряжения со стороны 383/220 В, то линии этого напряжения должны быть отключены с противоположной питающей стороны, приняты меры против их ошибочного или самопроизвольного включения, а на подстанции на эти линии до коммутационных аппаратов наложены заземления.

4.7.3. На мачтовых трансформаторных подстанциях, переключательных пунктах и других устройствах, не имеющих ограждений, приводы разъединителей, выключателей нагрузки, шкафы напряжением выше 1000 В и щиты напряжением до 1000 В должны быть заперты на замок.

Стационарные лестницы у площадки обслуживания должны быть заблокированы с разъединителями и заперты на замок.

4.8. Силовые трансформаторы, масляные шунтирующие и дугогасящие реакторы

4.8.1. Осмотр силовых трансформаторов (далее – трансформаторов), масляных шунтирующих и дугогасящих реакторов (далее – реакторов) должен выполняться непосредственно с земли или со стационарных лестниц с поручнями.

4.8.2. Отбор газа из газового реле работающего трансформатора (реактора) должен выполняться после разгрузки и отключения трансформатора (реактора).

4.8.3. Работы, связанные с выемкой активной части из бака трансформатора (реактора) или поднятием колокола, должны выполняться по специально разработанному для местных условий проекту производства работ.

4.8.4. Для выполнения работ внутри баков трансформатора (реактора) допускаются только специально подготовленные рабочие и специалисты, хорошо знающие пути перемещения, исключающие падение и травмирование во время выполнения работ или осмотров активной части. Спецодежда работающих должна быть чистой и удобной для передвижения, не иметь металлических застежек,

защищать тело от перегрева и загрязнения маслом. Работать внутри трансформатора (реактора) следует в защитной каске и перчатках. В качестве обуви необходимо использовать резиновые сапоги.

4.8.5. Перед проникновением внутрь трансформатора следует убедиться в том, что из бака полностью удалены азот или другие газы, а также выполнена достаточная вентиляция бака с кислородсодержанием воздуха в баке не менее 20%. Работа должна производиться по наряду тремя работниками, двое из которых – страхующие. Они должны находиться у смотрового люка или, если нет люков, у отверстия для установки ввода с канатом от ляточного предохранительного пояса работника, работающего внутри трансформатора, с которым должен поддерживаться постоянная связь. Работник при выполнении работ внутри трансформатора должен быть обеспечен ляточным предохранительным поясом с канатом и, при необходимости, шланговым противогазом. Производитель работ при этом должен иметь группу IV.

4.8.6. Освещение при работе внутри трансформатора должно обеспечиваться переносными светильниками напряжением не более 12 В с защитной сеткой и только заводского исполнения или аккумуляторными фонарями. При этом разделительный трансформатор для переносного светильника должен быть установлен вне бака трансформатора.

4.8.7. Если в процессе работы в бак подается осушенный воздух (с точкой росы не более -40 градусов Цельсия), то общее время пребывания каждого работающего внутри трансформатора не должно превышать 4 часов в сутки.

4.8.8. Работы по регенерации трансформаторного масла, его осушке, чистке, дегазации должны выполняться с использованием защитной одежды и обуви.

4.8.9. В процессе слива и залива трансформаторного масла в силовые трансформаторы напряжением 110 кВ и выше вводы трансформаторов должны быть заземлены во избежание появления на них электростатического заряда.

4.9. Измерительные трансформаторы тока

4.9.1. Не допускается использовать шины в цепи первичной обмотки трансформатора тока в качестве токоведущих при монтажных и сварочных работах.

4.9.2. До окончания монтажа вторичных цепей, электроизмерительных приборов, устройств релей-

ной защиты и электроавтоматики вторичные обмотки трансформатора тока должны быть замкнуты накоротко.

4.9.3. При проверке полярности вторичных обмоток прибор, указывающий полярность, должен быть присоединен к зажимам вторичной обмотки до подачи импульса в первичную обмотку трансформаторов тока.

4.10. Электрические котлы

4.10.1. Не допускается на трубопроводах включенных электрических котлов выполнять работы, нарушающие защитное заземление.

4.10.2. Перед выполнением работ, связанных с разъединением трубопровода (замена задвижки, участка трубы), следует выполнить с помощью электросварки надежное электрическое соединение разъединяемых частей трубопровода. При наличии байпасного обвода места разрыва такого соединения не трезбуется.

4.10.3. Кожух электрического котла с изолированным корпусом должен быть закрыт на замок. Открывать кожух допускается только после снятия напряжения с котла.

4.10.4. Электрические паровые котлы с рабочим давлением выше 0,07 МПа и водогрейные котлы с температурой нагрева воды выше 115 градусов Цельсия должны эксплуатироваться в соответствии с требованиями действующих Правил устройства и безопасной эксплуатации электродных котлов и электротельных.

4.11. Электрофильтры

4.11.1. Работа на электрофильтрах должна проводиться по наряду, включая работы на электрооборудовании механизмов встряхивания, другие работы внутри электрофильтров и газоходов.

4.11.2. Осмотры и техническое обслуживание электрофильтров должно быть организовано на основании инструкций по охране труда соответствующих организаций, учитывающих особенности конкретной золоудалющей установки. В инструкциях должен быть регламентирован порядок выдачи нарядов и допуска к работам на электрофильтрах в зависимости от распределения обязанностей между цехами и подразделениями организации. Инструкция должна учитывать требования настоящих Правил и действующих Правил техники безопасности при эксплуатации тепломеханического оборудования электрических станций и тепловых сетей.

4.11.3. Не допускается во время нахождения работника в электрофильтре включать механизмы встряхивания для опробования и регулировки, если это не оговорено в строке "Особые указания" наряда (Приложение 4 к настоящим Правилам).

4.11.4. При проведении работ в любой секции электрофильтра, на резервной шине, любом из кабелей питания секции должны быть отключены и заземлены все питающие агрегаты и кабели остальных секций.

4.11.5. После отключения электрофильтра с него и питающих кабелей должен быть снят статический заряд посредством заземления электроагрегатов. Прикасаться к незаземленным частям электрофильтра не разрешается.

4.12. Аккумуляторные батареи

4.12.1. Аккумуляторное помещение должно быть всегда заперто на замок. Работникам, осматривающим эти помещения и выполняющим в них работу, ключи выдаются на общих основаниях.

4.12.2. Не допускается курение в аккумуляторном помещении, вход в него с огнем, пользование электронагревательными приборами, аппаратами и инструментами, которые могут дать искру, за исключением работ, указанных в п. 4.12.11 настоящих Правил. На дверях аккумуляторного помещения должны быть сделаны надписи – "Аккумуляторная", "Огнеопасно", "Запрещается курить" или вывешены соответствующие знаки безопасности о запрещении использования открытого огня и курения.

4.12.3. В аккумуляторных помещениях должны быть:

- стеклянная или фарфоровая (полиэтиленовая) кружка с носиком (или кувшин) емкостью 1,5–2 л для составления электролита и доливки его в сосуды;
- нейтрализующий 2,5%-ный раствор питьевой соды для кислотных батарей и 10%-ный раствор борной кислоты или уксусной эссенции (одна часть на восемь частей воды) для щелочных батарей;
- вода для обмыва рук;
- полотенце.

4.12.4. На всех сосудах с электролитом, дистиллированной водой и нейтрализующими растворами должны быть сделаны соответствующие надписи (наименование).

4.12.5. Кислота должна храниться в стеклянных бутылках с притертыми пробками, снабженных

бирками с названием кислоты. Бутыли с кислотой и порошковые бутылки должны находиться в отдельном помещении при аккумуляторной батарее. Бутылки следует устанавливать на полу в корзинах или деревянных обрешетках.

4.12.6. Все работы с кислотой, щелочью и свинцом должны выполнять специально обученные работники.

4.12.7. Стекланные бутылки с кислотами и щелочами должны переносить двое работников. Бутылку вместе с корзиной следует переносить в специальном деревянном ящике с ручками или на специальных носилках с отверстием посередине и обрешеткой, в которую бутылка должна входить вместе с корзиной на 2/3 высоты.

4.12.8. При приготовлении электролита кислота должна медленно (во избежание интенсивного нагрева раствора) вливаться тонкой струей из кружки в фарфоровый или другой термостойкий сосуд с дистиллированной водой. Электролит при этом все время нужно перемешивать стеклянным стержнем или трубкой, либо мешалкой из кислотоупорной пластмассы. Не допускается готовить электролит, вливая воду в кислоту. В готовый электролит доливать воду разрешается.

4.12.9. При работах с кислотой и щелочью необходимо надевать костюм (грубошерстный или хлопчатобумажный с кислотостойкой пропиткой при работе с кислотой и хлопчатобумажный – со щелочью), резиновые сапоги (под брюки) или галоши, резиновый фартук, защитные очки и резиновые перчатки. Куски едкой щелочи следует дробить в специально отведенном месте, предварительно завернув их в мешковину.

4.12.10. Работы по пайке пластин в аккумуляторном помещении допускаются при следующих условиях:

- пайка разрешается не ранее чем через 2 часа после окончания заряда. Батареи, работающие по методу постоянного подзаряда, должны быть за 2 часа до начала работ переведены в режим разряда;
- до начала работ помещение должно быть провентилировано в течение 1 часа;
- во время пайки должна выполняться непрерывная вентиляция помещения;
- место пайки должно быть ограждено от остальной батареи негорючими щитами;
- во избежание отравления свинцом и его соединениями должны быть приняты специальные меры предосторожности и определен режим рабочего дня в соответствии с инструкциями по эксплу-

тации и ремонту аккумуляторных батарей.

Работы должны выполняться по наряду.

4.12.11. Обслуживание аккумуляторных батарей и зарядных устройств должно выполняться специально обученным персоналом, имеющим группу III.

4.13. Конденсаторные установки

4.13.1. При проведении работ конденсаторы перед прикосновением к ним или их токоведущим частям после отключения установки от источника питания должны быть разряжены независимо от наличия разрядных устройств, присоединенным к шинам или встроенным в единичные конденсаторы. Разряд конденсаторов – снижение остаточного напряжения до нуля – производится путем замыкания выводов накоротко и на корпус металлической шиной с заземляющим проводником, укрепленной на изолирующей штанге.

4.13.2. Выводы конденсаторов должны быть закорочены, если они не подключены к электрическим схемам, но находятся в зоне действия электрического поля (наведенного напряжения).

4.13.3. Не разрешается прикасаться к клеммам обмотки отключенного от сети асинхронного электродвигателя, имеющего индивидуальную компенсацию реактивной мощности, до разряда конденсаторов.

4.13.4. Не разрешается касаться голыми руками конденсаторов, пропитанных трихлордифенилом (ТХД) и имеющих течь. При попадании ТХД на кожу необходимо промыть кожу водой с мылом, при попадании в глаза – промыть глаза слабым раствором борной кислоты или раствором двууглекислого натрия (одна чайная ложка питьевой соды на стакан воды).

4.14. Кабельные линии. Земляные работы

4.14.1. Земляные работы на территории организаций, населенных пунктов, а также в охранных зонах подземных коммуникаций (электрокабели, кабели связи, газопроводы и др.) могут быть начаты только с письменного разрешения руководства (соответственно) организации, местного органа власти и владельца этих коммуникаций. К разрешению должен быть приложен план (схема) с указанием размещения и глубины заложения коммуникаций. Местонахождение подземных коммуникаций должно быть обозначено соответствующими знаками или надписями как на плане (схеме), так и на месте выполнения работ.

Таблица 4.3.

Расстояние по горизонтали от основания откоса выемки до ближайшей опоры машины, м

Глубина выемки, м	Грунт			
	песчаный	супесчаный	суглинистый	глинистый
1,0	1,50	1,25	1,00	1,00
2,0	3,00	2,40	2,00	1,50
3,0	4,00	3,60	3,25	1,75
4,0	5,00	4,40	4,00	3,00
5,0	6,00	5,30	4,75	3,50

4.14.2. При обнаружении неотмеченных на планах кабелей, трубопроводов, подземных сооружений, а также боеприпасов земляные работы следует прекратить до выяснения принадлежности обнаруженных сооружений и получения разрешения от соответствующих организаций на продолжение работ.

4.14.3. Не допускается проведение землеройных работ машинами на расстоянии менее 1 м, а клин-молота и подобных механизмов – менее 5 м от трассы кабеля, если эти работы не связаны с раскопкой кабеля. Применение землеройных машин, отбойных молотков, ломов и кирок для рыхления грунта над кабелем допускается производить на глубину, при которой до кабеля остается слой грунта не менее 30 см. Остальной слой грунта должен удаляться вручную лопатами. Перед началом раскопок кабельной линии должно быть произведено контрольное вскрытие линии под надзором персонала организации – владельца КЛ.

4.14.4. В зимнее время к выемке грунта лопатами можно приступать только после его отогревания. При этом приближение источника тепла к кабелям допускается не ближе чем на 15 см.

4.14.5. Место работ по рытью котлованов, траншей или ям должно быть ограждено с учетом требований действующих СНиП. На ограждении должны быть предупреждающие знаки и надписи, а в ночное время – сигнальное освещение.

4.14.6. При рытье траншей в слабом или влажном грунте, когда есть угроза обвала, их стены должны быть надежно укреплены. В сыпучих грунтах работы можно вести без крепления стен, но с устройством откосов, соответствующих углу естественного откоса грунта. Грунт, извлеченный из котлована или траншеи, следует размещать на расстоянии не менее 0,5 м от бровки выемки. Разработка и крепление грунта в выемках глубиной более 2 м должны производиться по ППР.

4.14.7. В грунтах естественной влажности при отсутствии грунтовых вод и расположенных поблизости подземных сооружений рытье котлованов и траншей с вертикальными стенками без крепления разрешается на глубину не более:

- 1 м – в насыпных, песчаных и крупнообломочных грунтах;
- 1,25 м – в супесях;
- 1,5 м – в суглинках и глинах.

В плотно связанных грунтах траншеи с вертикальными стенками рыть роторными и траншейными экскаваторами без установки креплений допускается на глубину не более 3 м. В этих случаях спуск работников в траншеи не допускается. В местах траншеи, где необходимо пребывание работников, должны быть устроены крепления или выполнены откосы. Разработка мерзлого грунта (кроме сыпучего) допускается без креплений на глубину промерзания.

4.14.8. При условиях, отличающихся от усло-

вий, приведенных в п. 4.14.7 настоящих Правил, котлованы и траншеи следует разрабатывать с откосами без креплений, либо с вертикальными стенками, закрепленными на всю высоту.

4.14.9. Крепление котлованов и траншей глубиной до 3 м, как правило, должно быть инвентарным и выполняться по типовым проектам.

4.14.10. Перемещение, установка и работы строительных машин и автотранспорта, размещение лебедок, оборудования, материалов и т.п. вблизи выемок (котлованов, траншей, канав) с неукрепленными откосами разрешается только за пределами призмы обрушения грунта, на расстоянии, установленном ППР, или на расстоянии по горизонтали от основания откоса выемки до ближайших опорных частей вышеуказанных машин, оборудования, лебедок, материалов и т.п., не менее указанного в табл. 4.3.

Подвеска и крепление кабелей и муфт

4.14.11. Открытые муфты должны укрепляться на доске, подвешенной с помощью проволоки или троса к перекинутым через траншею брускам и закрываться коробами. Одна из стенок короба должна быть съемной и закрепляться без применения гвоздей.

4.14.12. Не допускается использовать для подвешивания кабелей соседние кабели, трубопроводы и т.д.

4.14.13. Кабели следует подвешивать таким образом, чтобы не происходило их смещение.

4.14.14. На короба, закрывающие откопанные кабели, следует вывешивать плакат безопасности – "Стой! Напряжение".

Разрезание кабеля, вскрытие муфт

4.14.15. Перед разрезанием кабеля или вскрытием муфт следует удостовериться в том, что работа будет выполняться на подлежащем ремонту кабеле, что этот кабель отключен и что выполнены технические мероприятия.

4.14.16. На рабочем месте подлежащий ремонту кабель следует определить:

- при прокладке в туннеле, коллекторе, канале – прослеживанием, сверкой раскладки с чертежами и схемами, проверкой по биркам;
- при прокладке кабелей в земле – сверкой их расположения с чертежами прокладки.

Для этой цели должна быть предварительно

прорыта контрольная траншея (шурф) поперек кабелей, позволяющая видеть все кабели.

4.14.17. Во всех случаях, когда отсутствует видимое повреждение кабеля, следует применять кабелеискательный аппарат.

4.14.18. Перед разрезанием кабеля или вскрытием соединительной муфты необходимо проверить отсутствие напряжения с помощью специального приспособления, состоящего из изолирующей штанги и стальной иглы или режущего наконечника. В туннелях, коллекторах, колодцах, траншеях где проложено несколько кабелей, и в других кабельных сооружениях приспособление должно быть с дистанционным управлением. Приспособление должно обеспечить прокол или разрезание оболочки до жил с замыканием их между собой и заземлением. Кабель у места прокалывания предварительно должен быть закрыт экраном.

4.14.19. При проколе кабеля следует пользоваться спецодеждой, диэлектрическими перчатками и средствами защиты лица и глаз, при этом необходимо стоять на изолирующем основании сверху траншеи на максимальном расстоянии от прокалываемого кабеля. Прокол кабеля должны выполнять два работника: допускающий и производитель работ или производитель и ответственный руководитель работ; один из них, прошедший специальное обучение, непосредственно прокалывает кабель, а второй – наблюдает.

4.14.20. Если в результате повреждений кабеля открыты все токоведущие жилы, отсутствие напряжения можно проверять непосредственно указателем напряжения без прокола кабеля.

4.14.21. Для заземления прокалывающего приспособления могут быть использованы заземлитель, погруженный в почву на глубину не менее 0,5 м, или броня кабеля. Присоединять заземляющий проводник к броне следует посредством хомутов; броня под хомутами должна быть зачищена. В тех случаях, когда броня подверглась коррозии, допускается присоединение заземляющего проводника к металлической оболочке кабеля.

4.14.22. На кабельных линиях электростанций и подстанций, где длина и способ прокладки кабелей позволяют, пользуясь чертежами, бирками, кабелеискательным аппаратом, точно определить подлежащий ремонту кабель, допускается, по усмотрению выдающего наряд, не прокалывать кабель перед его разрезанием или вскрытием муфты.

4.14.23. Вскрывать соединительные муфты и

разрезать кабель в тех случаях, когда предварительный прокол не делается, следует заземленным инструментом, надев диэлектрические перчатки, используя средства защиты лица и глаз, стоя на изолирующем основании. После предварительного прокола те же операции на кабеле допускается выполнять без перечисленных дополнительных мер безопасности.

Разогрев кабельной массы и заливка муфт

4.14.24. Кабельная масса для заливки муфт должна разогреваться в специальной железной посуде с крышкой и носиком.

Кабельная масса из вскрытой банки вынимается при помощи подогретого ножа в теплое время года, и откаливается – в холодное время года.

Не допускается разогревать невскрытые банки с кабельной массой.

4.14.25. При заливке муфт массой работник должен быть одет в специальную одежду, брезентовые рукавицы и предохранительные очки.

4.14.26. Разогрев, снятие и перенос сосуда с припоем, а также сосуда с массой должны выполняться в брезентовых рукавицах и предохранительных очках. Запрещается передавать сосуд с припоем либо сосуд с массой из рук в руки, при передаче необходимо ставить их на землю.

4.14.27. Перемешивание расплавленной массы следует выполнить металлической мешалкой, а снятие нагара с поверхности расплавленного припоя – металлической сухой ложкой. Мешалка и ложка перед применением должны быть подогреты.

4.14.28. В холодное время года соединительные и концевые муфты перед заливкой их горячими составами должны быть подогреты.

4.14.29. Разогрев кабельной массы в кабельных колодцах, туннелях, кабельных сооружениях не допускается.

Прокладка и перекладка кабелей, переноска кабельных муфт

4.14.30. Пре перекатке барабана с кабелем необходимо принять меры против захвата его выступами частей одежды.

До начала работ по перекатке барабана следует закрепить концы кабеля и удалить торчащие из барабана гвозди.

Барабан с кабелем допускается перекатывать только по горизонтальной поверхности по твердому грунту или настилу.

4.14.31. При ручной прокладке кабеля число работников должно быть таким, чтобы на каждого приходился участок кабеля массой не более 35 кг для мужчин и 15 кг – для женщин. Работать следует в брезентовых рукавицах.

4.14.32. Не допускается при прокладке кабеля стоять внутри углов поворота, а также поддерживать кабель вручную на поворотах трассы. Для этой цели должны быть установлены угловые ролики.

4.14.33. При прогреве кабеля не разрешается применять трансформаторы напряжением выше 380 В.

4.14.34. Перекладывать кабель и переносить муфты следует после отключения кабеля. Перекладывать кабель, находящийся под напряжением, допускается при условиях:

- перекладываемый кабель должен иметь температуру не ниже 5 градусов Цельсия;
- муфты на перекладываемом участке кабеля должны быть укреплены хомутами на досках;
- для работы должны использоваться диэлектрические перчатки, поверх которых для защиты от механических повреждений должны быть надеты брезентовые рукавицы;
- работа должна выполняться работниками, имеющими опыт прокладки, под надзором ответственного руководителя работ, имеющего группу V, в электроустановках напряжением выше 1000 В, и производителя работ, имеющего группу IV, в электроустановках напряжением до 1000 В.

Работа на кабельных линиях в подземных сооружениях

4.14.35. Работу в подземных кабельных сооружениях, а также осмотр со спуском в них должны выполнять по наряду не менее трех работников, из которых двое – страхующие. Между работниками, выполняющими работу, и страхующими должна быть установлена связь. Производитель работ должен иметь группу IV.

4.14.36. В каждом цехе (районе, участке) необходимо иметь утвержденный руководителем организации перечень газоопасных подземных сооружений, с которым должен быть ознакомлен оперативный персонал.

Все газоопасные подземные сооружения должны быть помечены на плане. Люки и двери газоопасных помещений должны надежно запираяться и иметь знаки в соответствии с государственным стандартом.

4.14.37. До начала и во время работы в под-

земном сооружении должна быть обеспечена естественная или принудительная вентиляция и взят анализ на содержание в воздухе кислорода, которого должно быть не менее 20%.

Естественная вентиляция создается открыванием не менее двух люков с установкой около них специальных козырьков, направляющих воздушные потоки. Перед началом работы продолжительность естественной вентиляции должна составлять не менее 20 минут. Принудительная вентиляция обеспечивается вентилятором или компрессором в течение 10-15 минут для полного обмена воздуха в подземном сооружении посредством рукава, опускаемого вниз и не достигающего дна на 0,25 м. Не разрешается применять для вентиляции баллоны со сжатыми газами. Если естественная или принудительная вентиляция не обеспечивают полное удаление вредных веществ, спуск в подземное сооружение допускается только с применением изолирующих органов дыхания средств, в том числе с использованием шлангового противогаса.

4.14.38. Не допускается без проверки подземных сооружений на загазованность приступать к работе в них. Проверку должны проводить работники, обученные пользованию приборами. Список таких работников утверждается руководителем организации.

Проверка отсутствия газов с помощью открытого огня не допускается.

4.14.39. Перед началом работы в коллекторах и туннелях, оборудованных приточно-вытяжной вентиляцией, последняя должна быть приведена в действие на срок, определяемый в соответствии с местными условиями. Отсутствие газа в этом случае допускается не проверять.

4.14.40. При работах в коллекторах и туннелях должны быть открыты два люка или две двери, чтобы работники находились между ними. У открытого люка должен быть установлен предупреждающий знак или сделано ограждение. До начала работы члены бригады должны быть ознакомлены с планом эвакуации из подземного сооружения в случае непредвиденных обстоятельств.

4.14.41. При открывании колодцев необходимо применять инструмент, не дающий искрообразования, а также избегать ударов крышки о горловину люка. У открытого люка колодца должен быть установлен предупреждающий знак или сделано ограждение.

4.14.42. В колодце допускается находиться и работать одному работнику, имеющему группу III, с применением предохранительного пояса со страховочным канатом. Предохранительный пояс дол-

жен иметь наплечные ремни, пересекающиеся со стороны спины, с кольцом на пересечении для крепления каната. Другой конец каната должен держать один из страхующих работников.

4.14.43. При работах в колодцах разжигать в них паяльные лампы, устанавливать баллоны с пропан-бутаном, разогревать составы для заливки муфт и припой не разрешается. Опускать в колодец расплавленный припой и разогретые составы для заливки муфт следует в специальном закрытом сосуде, подвешенном с помощью карабина к металлическому тросику.

4.14.44. При проведении огневых работ должны применяться щитки из огнеупорного материала, ограничивающие распространение пламени, и приниматься меры по предотвращению пожара.

4.14.45. В коллекторах, туннелях, кабельных полуэтажах и прочих помещениях, в которых проложены кабели, при работе с использованием пропан-бутана суммарная вместимость находящихся в помещении баллонов не должна превышать 5 л. После окончания работ баллоны с газом должны быть удалены, а помещение – провентилировано.

4.14.46. При прожигании кабелей находиться в колодцах не разрешается, а в туннелях и коллекторах допускается только на участках между двумя открытыми входами. Не допускается работать на кабелях во время их прожигания. После прожигания во избежание пожара необходимо осмотреть кабели.

4.14.47. Перед допуском к работам и проведением осмотра в туннелях устройства защиты от пожара в них должны быть переведены с автоматического действия на дистанционное управление и на ключе управления должен быть вывешен плакат – "Не включать! Работают люди".

4.14.48. Не разрешается курить в колодцах, коллекторах и туннелях, а также на расстоянии менее 5 м от открытых люков.

4.14.49. При длительных работах в колодцах, коллекторах и туннелях время пребывания в них должен определять работник, выдающий наряд, в зависимости от условий выполнения работ.

4.14.50. В случае появления газа работа в колодцах, коллекторах и туннелях должна быть прекращена, а работники выведены из опасной зоны до выявления источника загазованности и его устранения. Для вытеснения газов необходимо применять принудительную вентиляцию.



ДААЗ ВЫХОДИТ НА ФОРЭМ

ДААЗ (Димитровградский автоагрегатный завод) – крупнейший поставщик карбюраторов и фар для российских автомобилей. Завод производит более 1600 наименований узлов и деталей. Как решается задача выхода на ФОРЭМ, какое оборудование устанавливается и, что ожидает руководство завода от внедрения АСКУЭ, об этом говорится в этой статье.

В настоящее время большинство организаций-потребителей приобретает электроэнергию в энергосбытовых отделениях региональных АО энергетики и электрификации. Цена при этом формируется из расходов на покупку электроэнергии на ФОРЭМ, федеральной абонентной платы, накладных расходов АО-энерго, перекрестного субсидирования льготных абонентов (население, бюджетные организации и др.), что более чем в два раза превосходит ее стоимость на ФОРЭМе.

Состояние технической базы учета электроэнергии, косвенно, но значительно влияет на расходы за электроэнергию. Например, дежурный по подстанции, обслуживающей завод, должен каждый день обходить все счетчики и списать их показания в журнал (это занимает 40–60 минут), а затем передать их в отдел главного энергетика (ОГЭ). Задержки и низкая точность при ручном вводе и обработке информации неизбежны. Все это усложняет сведение баланса по всему заводу, при проведении расчетов с «Ульяновскэнерго» и субабонентами.

С целью снижения себестоимости выпускаемой продукции руководство ДААЗа приняло решение перейти на получение электроэнергии с рынка ФОРЭМа.

Для этого были проведены переговоры с «Ульяновскэнерго» и получено разрешение от Региональной энергетической комиссии.

Так как одним из основных требований работы на ФОРЭМе является наличие сертифицированной и созданной по требованиям оператора рынка ФОРЭМа системы АСКУЭ, был заключен договор с АББ ВЭИ «Метроника» на поставку оборудования учета и построения системы.

Для установки на заводе и решения задач коммерческого учета электроэнергии была представлена система на базе программно-технических средств АСКУЭ «Альфа ЦЕНТР», полностью удовлетворяющая ТУ выданным заводу ЗАО ЦДР ФОРЭМ.

В состав системы АСКУЭ вошли счетчики «ЕвроАльфа» типов: EA05RAL-B-3, EA05RL-B-3, EA10L-B-3, обеспечивающие коммерческий учет электропотребления на точках учета подстанции «Черемшанская», Димитровградские электрические сети ОАО «Ульяновскэнерго», у других шести подстанций и субабонентов. Микропроцессорные счетчики электроэнергии «ЕвроАльфа» измеряют активную и реактивную электроэнергию в двух направлениях в многотарифном режиме, записывают данные профиля нагрузки в свою память, фиксируют максимальную мощность. Счетчики оснащены платой интерфейса RS485 (шинный интерфейс до 1,2 км).

Для передачи данных было запланировано использовать волоконно-оптические кабель, обеспечивающий высокую скорость, защиту и помехоустойчивость при передаче на большие расстояния.

Информация со счетчиков по цифровым и оптоволоконным каналам связи (RS-485, ВОЛС) поступает в устройства сбора и передачи данных (УСПД) RTU314E-B04K. УСПД семейства RTU-300 предназначены для автоматического сбора, обработки, хранения данных со счетчиков и передачи информации по телекоммуникационным каналам на верхний уровень.

Сбор данных со счетчиков производится параллельно по нескольким линиям с преобразователями интерфейсов, где это необходимо, ИРПС в RS485 и RS232. Данные на АРМ диспетчера передаются в темпе опроса счетчиков и отображаются на мониторе в режиме реального времени. На АРМе диспетчера формируется база данных, обеспечиваются функции просмотра, печати отчетных форм и формирования файлов в виде макета.

Данные по волоконнооптической линии направляются на АРМ бюро учета энергоресурсов ДААЗа (по "Альфа ЦЕНТР") и по коммутируемому каналу в энергосбыт "Ульяновскэнерго" и ЗАО "ЦДР ФОРЭМ".

Компанией АББ ВЭИ "Метроника" был разработан технический проект на систему, произведены и поставлены счетчики электроэнергии, УСПД, ПО и другое оборудование АСКУЭ и связи. Монтаж и шефмонтаж осуществлялись специалистами "Электроцентраладки".

Достигнутые результаты

Первый этап построения системы АСКУЭ на заводе включает создание системы учета расхода электрической энергии в режиме реального времени. В любой момент времени начальник смены может получить график нагрузки по всем подразделениям завода и по каждому цеху в отдельности. Он сможет получать среднесуточный график нагрузки за любой указанный период времени.

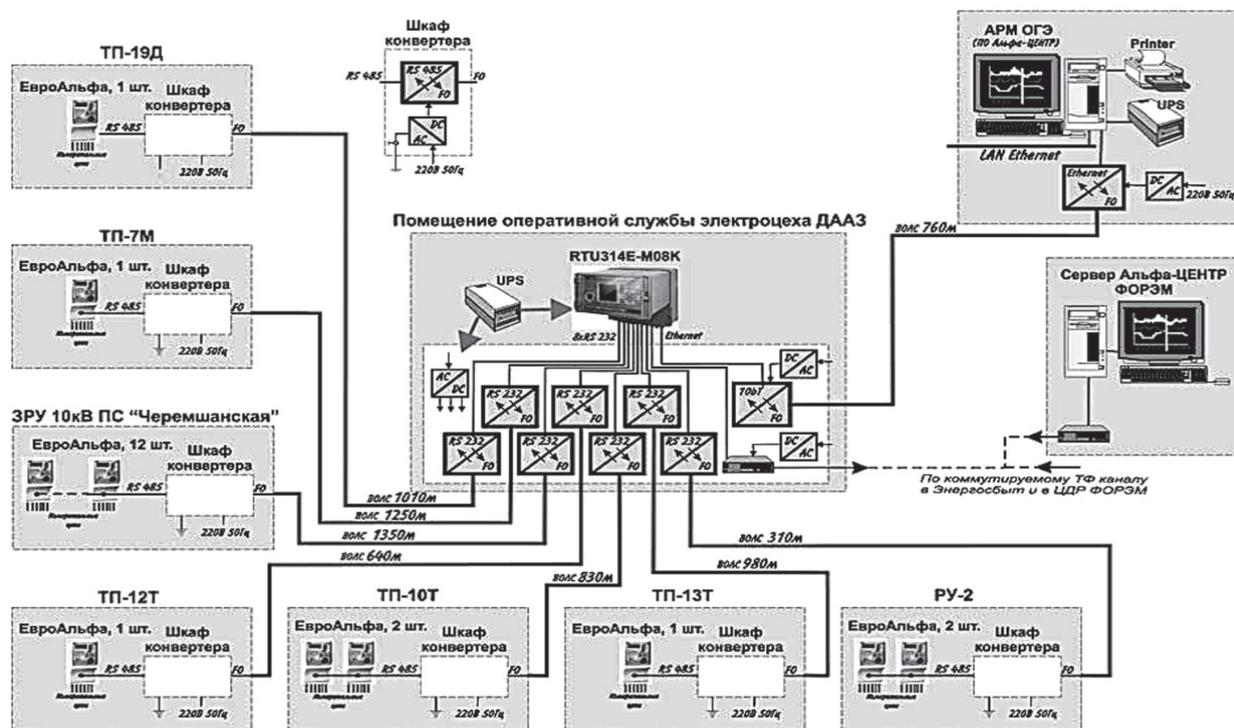
В ходе второго этапа предусмотрено интегрировать в работающую систему учет расхода энергоносителей: горячей и холодной воды, а также пара и газа. Дальнейшее развитие системы позволит производить дистанционное оперативное отключение и управление ячейками подстанции на случай ограничения мощности. В таких случаях начальник смены, получив команду от энергодиспетчера, сможет с пульта управления включать или выключать тот или иной объект, подстанцию или распредустройство.

Это особенно важно в современных условиях, так как сейчас на заводе в самостоятельные единицы выделены завод светотехники, радиаторов, вкладышей и производство металлокерамики. Все эти дочерние предприятия платят за электроэнергию отдельно. С внедрением системы АСКУЭ появилась возможность более точно определять себестоимость продукции каждого подразделения.

На компьютер в бюро учета энергоресурсов поступает вся информация со счетчиков. Бюро учета ведет все расчеты с поставщиками. Используя информацию системы учета, строятся графики нагрузки по всему предприятию и подразделениям.

По словам главного инженера ДААЗа Владимира Ивановича Топоркова, "только за этот год за счет выхода на ФОРЭМ завод сэкономит более 30 миллионов рублей". Это будет достигнуто также и благодаря полной автоматизации коммерческого учета, повышению его точности и наведению порядка в собственном внутреннем потреблении.

Структурная схема АСКУЭ ДААЗ



**Г. Кулеша,
специалист юридической службы
ГУ "Петербурггосэнергонадзор"**



ПРАВА И ОБЯЗАННОСТИ ИНСПЕКТОРОВ ОРГАНОВ ГОСЭНЕРГОНАДЗОРА РФ

Как правило, энергетики предприятий ждут посещения инспектора Госэнергонадзора с некоторым содроганием. Считается, что любая проверка обязательно сопровождается необоснованными придирками со стороны инспектора, массой потраченного времени и нервов. Не все четко представляют, что имеет право потребовать инспектор Госэнергонадзора, где заканчиваются его полномочия. Между тем права и обязанности инспектора Госэнергонадзора строго регламентированы федеральным законом, постановлением Правительства РФ, а также иными нормативными документами (Минэнерго России, Госэнергонадзора и др.).

Энергетики должны знать, что если вопросы энергобезопасности и надежности энергоснабжения ими не игнорируются, а ведется целенаправленная работа в этом направлении, нечего волноваться при визите инспектора Госэнергонадзора. Перед инспектором стоит задача не наказать энергетика, главного инженера или руководителя предприятия, а оказать им помощь в обеспечении надежного, безопасного и качественного энергоснабжения своего предприятия. Вот перечень основных прав и обязанностей инспектора Госэнергонадзора.

Основной задачей органов Госэнергонадзора является осуществление контроля:

за техническим состоянием и безопасным обслуживанием электрических и теплоиспользующих установок потребителей электрической и тепловой энергии, оборудования и основных сооружений электростанций, электрических и тепловых сетей энергоснабжающих организаций;

рациональным и эффективным использованием электрической и тепловой энергии, нефти, газа, угля, торфа, горючих сланцев и продуктов их переработки на предприятиях, в организациях и учреждениях независимо от формы собственности.

Что может инспектор

Основными нормативно-правовыми актами, регулирующими права и обязанности государственных инспекторов органов Госэнергонадзора, являются Федеральный закон РФ от 08.08.2001 № 134-ФЗ "О защите прав юридических лиц и индивидуальных предпринимателей при проведении государственного контроля (надзора)" и Постановление Правительства РФ № 938 от 12.08.1998 "О государственном энергетическом надзоре в РФ". В соот-

ветствии с указанным постановлением государственный инспектор по энергетическому надзору имеет право давать обязательные для всех организаций предписания о ликвидации нарушений правил устройства электрических установок, технической эксплуатации электрических и теплоиспользующих установок, техники безопасности при их эксплуатации, пользования электрической и тепловой энергией и газом, а также других нарушений в пределах своей компетенции. Компетенция органов Госэнергонадзора вытекает из тех задач, которые на них возложены государством.

А также госинспектор обязан требовать от руководителей организаций немедленного отключения электрических и теплоиспользующих установок при обнаружении нарушений, которые могут причинить вред жизни, здоровью, окружающей среде и имуществу третьих лиц, а также привести к аварии, пожару. Это положение дублируется и в ч. 2 ст. 546 ГК РФ.

Отключение – это не наказание, это необходимая мера. Именно для целей обеспечения энергетической безопасности созданы органы Госэнергонадзора и выполняют свои функции.

Осуществлять контроль за своевременной проверкой знания персонала, обслуживающего электрические и теплоиспользующие установки, правил технической эксплуатации этих установок и техники безопасности при их эксплуатации. Порядок проведения проверки знаний закреплен в ПЭЭП, ПТБ, в Правилах работы с персоналом в организациях электроэнергетики РФ, утвержденных приказом Минтопэнерго РФ от 19.02. 2000 № 49, а также в Межотраслевых правилах по охране труда при эксплуатации электроустановок (ПОТ Р М -016-2001, РД 153-34.0-03.150-00), введенных в действие с 1 июля 2001 года.

В соответствии с ранее действовавшими Правилами пользования электрической и тепловой энергией, отсутствие персонала, прошедшего проверку знаний в установленном порядке, являлось безусловным основанием к прекращению подачи энергии. Но в настоящее время Правила пользования электрической и тепловой энергией отменены и действуют только статьи Гражданского кодекса, регулирующие отношения в сфере энергоснабжения. В связи с этим возникает вопрос о законности прекращения подачи электрической или тепловой энергии при отсутствии персонала, прошедшего проверку знаний.

Энергоустановка (тепло- или электроустановка) является источником повышенной опасности.

Безопасная эксплуатация энергоустановок возможна только при наличии у лиц, их эксплуатирующих, достаточных знаний. Органы Госэнергонадзора осуществляют проверку знаний у лиц, ответственных за энергохозяйство предприятия.

Таким образом, при отсутствии аттестованного персонала предприятие не может гарантировать безопасную эксплуатацию энергоустановок как для своих сотрудников, так и для других лиц, что, соответственно, может привести к аварии, пожару или представлять иную опасность для человека. В этом случае энергоустановки предприятия в соответствии с Гражданским кодексом РФ подлежат отключению.

Существует ряд следующих прав и обязанностей Госэнергонадзора.

Давать обязательные для руководителей организаций указания об отстранении от работы на электрических и теплоиспользующих установках лиц, не прошедших проверки знания техники безопасности и правил технической эксплуатации установок или нарушающих эти правила.

Кроме того, в соответствии с новым Трудовым кодексом России в период отстранения от работы заработная плата работнику не начисляется.

Принимать участие в расследовании обстоятельств и причин аварий и тяжелых несчастных случаев, связанных с эксплуатацией электрических и теплоиспользующих установок.

Осуществлять допуск в эксплуатацию новых и реконструированных электрических и теплоиспользующих установок.

Допуск в эксплуатацию энергоустановок осуществляется в соответствии с Инструкцией о порядке допуска в эксплуатацию новых и реконструированных энергоустановок, утвержденной Минтопэнерго России 30 июля 1999 года.

Допуск в эксплуатацию новых и реконструированных энергоустановок заключается в исследовании энергоустановки инспектором Госэнергонадзора, составлении акта-допуска энергоустановки в эксплуатацию после рассмотрения представленной документации (перечень документов указан в Инструкции) и выдаче разрешения энергоснабжающей и энергопотребляющей организациям на подключение данной энергоустановки.

Давать организациям обязательные предписания об установке приборов учета, систем контроля и регулирования расхода топливно-энергетических ресурсов. Данное право

связано прежде всего с полномочиями органов Госэнергонадзора в области энергосбережения. Кроме того, договор энергоснабжения в соответствии с Гражданским кодексом РФ может быть заключен только при обеспечении учета энергии. Обязательность установления приборов учета энергии прямо предусмотрена и Законом РФ "Об энергосбережении".

Проверять соответствие проектов новых и реконструируемых электрических, топливо- и теплоиспользующих установок действующим правилам техники безопасности при эксплуатации этих установок и требованиям рационального использования энергии и давать соответствующим должностным лицам предписания об устранении выявленных нарушений.

В соответствии с этим требованием в Госэнергонадзоре должны быть согласованы все проекты (электрическая, тепловая и топливная части), в том числе и по вопросам рационального использования энергии.

Беспрепятственно входить в любое время суток в помещения электрических, топливо- и теплоиспользующих установок по предъявлении служебного удостоверения и распоряжения о проведении проверки (ст. 7 Федерального закона от 08.08.2001 № 134-ФЗ). При этом распоряжение о проведении проверки должно содержать:

- номер, дату распоряжения о проведении проверки;
- наименование органа Государственного энергетического надзора;
- фамилию, имя, отчество и должность лица (лиц), уполномоченного на проведение мероприятия по контролю;
- наименование юридического лица (индивидуального предпринимателя), в отношении которого проводится мероприятие по контролю;
- цели, задачи и вид мероприятия по контролю;
- правовые основания проведения мероприятия по контролю;
- дату начала и окончания мероприятия по контролю.

Следует отметить, что при проведении лицензионного контроля, а также в случае контроля объектов, признаваемых опасными в соответствии с законодательством РФ, предъявление распоряжения о проведении проверки не требуется. Оно также не требуется, если мероприятия по контролю осуществляются в связи с обращением самого предприятия.

В правилах пользования электрической и

тепловой энергией ранее однозначно указывалось на то, что недопущение должностного лица энергетического надзора к электроустановкам потребителя или к приборам учета электроэнергии является безусловным основанием для прекращения подачи электрической энергии.

Инспектор обязан хранить коммерческую тайну.

Для осуществления возложенных на органы Госэнергонадзора функций они могут запрашивать у организаций необходимые сведения и материалы по вопросам, относящимся к области государственного энергетического надзора. При этом ссылка на то, что тот или иной документ составляет коммерческую тайну, совершенно не основательна. Инспектор имеет право требовать любой документ, который ему необходим для выполнения своих функций. Естественно, при этом он несет ответственность за разглашение коммерческой тайны предприятия – так же, как, например, и налоговый инспектор, сотрудник налоговой полиции.

В случае, если в результате разглашения инспектором Госэнергонадзора коммерческой тайны организации будет причинен вред, организация вправе обратиться в арбитражный суд с иском о возмещении причиненного ущерба.

Должностные лица, осуществляющие государственный энергетический надзор в Российской Федерации, несут ответственность за выполнение возложенных на них обязанностей. Действия должностных лиц, осуществляющих государственный энергетический надзор в Российской Федерации, могут быть обжалованы в установленном порядке. Однако подача жалобы не приостанавливает выполнения обжалуемого решения (п.11 Постановления Правительства РФ от 12.08.1998 № 938).



ПРАВИЛА УСТРОЙСТВА И БЕЗОПАСНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ КОТЛОВ И ЭЛЕКТРОКОТЕЛЬНЫХ

5.5.45. Допуски, не указанные в Правилах, должны соответствовать требованиям нормативно-технической документации (техническим условиям или стандартам).

5.5.46. В сварных соединениях котлов и их элементов не допускаются следующие дефекты:

трещины всех видов и направлений, расположенные в металле шва, по линии сплавления и в околошовной зоне основного металла, в том числе и микротрещины, выявленные при микроисследовании;

непровары (несплавления) в сварных швах, расположенные в корне шва или по сечению сварного соединения (между отдельными валиками и слоями шва и между основным металлом и металлом шва);

подрезы основного металла, поры, шлаковые и другие включения, размеры которых превышают допустимые значения, указанные в НД;

наплывы (натёки);

незаваренные кратеры и прожоги;

свищи.

5.5.47. По результатам механических испытаний качество сварных соединений признается неудовлетворительным, если будут установлены отклонения, превышающие нормы, установленные данным разделом.

5.5.48. Временное сопротивление разрыву сварных соединений при 20 град. С должно соответствовать значениям, установленным НД на основной металл.

5.5.49. При испытании стальных сварных соединений на статический изгиб полученные результаты должны быть не ниже значений, приведенных в табл. 4.

Таблица 4

Тип, класс стали	Минимально допустимый угол изгиба, град.		
	Электродуговая, контактная и электрошлаковая сварка	Газовая сварка	
	При толщине свариваемых элементов, мм		
	не более 20	более 20	до 4
Углеродистая	100	100	70
Низколегированная марганцовистая, кремнемарганцовистая	80	60	50

5.5.50. Показатели испытаний образцов сварных соединений труб на сплющивание должны быть не ниже соответствующих минимально допустимых показателей, установленных стандартами или тех-

ническими условиями для труб того же сортамента и из того же материала.

При испытаниях на сплющивание образцов из труб с продольным сварным швом последний должен находиться в плоскости, перпендикулярной направлению сближения стенок.

5.5.51. Показатели механических свойств сварных соединений определяются как среднеарифметическое значение результатов испытаний отдельных образцов. Общий результат испытаний считается неудовлетворительным, если хотя бы один из образцов при испытании на растяжение, статический изгиб или сплющивание показал результат, отличающийся от установленных норм в сторону снижения более чем на 10%.

5.5.52. В случае получения неудовлетворительных результатов по одному из видов механических испытаний этот вид испытаний должен быть повторен на удвоенном количестве образцов, вырезанных из того же контрольного стыка. При невозможности вырезки образцов из указанных стыков повторные механические испытания должны быть проведены на выполненных тем же сварщиком производственных стыках, вырезанных из контролируемого изделия.

Если во время повторного испытания хотя бы на одном из образцов получены показатели, не отвечающие установленным нормам, качество сварного соединения считается неудовлетворительным.

5.5.53. При гидравлическом испытании котел считается выдержавшим испытание, если не будет обнаружено видимых остаточных деформаций, трещин или признаков разрыва, течи в сварных, разъемных соединениях и в основном металле.

В разъемных соединениях допускается появление отдельных капель, которые при выдержке времени не увеличиваются в размерах.

5.5.54. В случае удовлетворительных результатов контроля, предусмотренного п. 5.5 Правил, необходимо измерить сопротивление электрической изоляции котла без воды, которое должно быть не менее 0,5 МОм, если автором проекта не оговорены более высокие требования. Измерение проводится мегомметром на напряжение 2500 В.

Продолжение. Начало в № 2/04

5.5.55. При измерении сопротивления изоляции электродного котла после гидравлических испытаний он должен быть просушен до состояния отсутствия поверхностной влаги на проходных изоляторах.

5.5.56. Недопустимые дефекты, обнаруженные в процессе изготовления, монтажа, контроля качества или испытаний, должны быть устранены с последующим контролем исправленных участков.

Методы и качество устранения дефектов должны обеспечивать необходимую надежность и безопасность работы котла.

Технология устранения дефектов устанавливается ПТД.

5.6. Документация и маркировка

5.6.1. Каждый котел должен поставляться организацией-изготовителем заказчику с паспортом установленной формы (Приложение 3).

К паспорту котла должна быть приложена инструкция по монтажу и эксплуатации, содержащая требования к ремонту, монтажу и техническому обслуживанию, контролю металла при монтаже и эксплуатации в период расчетного срока службы.

5.6.2. На днище или корпус котла должны быть нанесены клеймением следующие данные:

наименование или товарный знак организации-изготовителя;

заводской номер изделия;

год изготовления;

расчетное давление, МПа (кгс/см²).

Конкретные места размещения этих данных выбирает организация-изготовитель и указывает их в инструкции по монтажу и эксплуатации.

5.6.3. На каждом котле должна быть прикреплена заводская табличка с маркировкой паспортных данных, нанесенных ударным способом. Допускается маркировка другими способами, обеспечивающими четкость и долговечность изображения, равноценные ударному способу.

5.6.4. На табличку должны быть нанесены следующие данные:

наименование, товарный знак организации-изготовителя;

номер котла по системе нумерации организации-изготовителя;

год изготовления;

марка котла;

номинальная мощность (кВт);

рабочее давление (МПа (кгс/см²));

номинальная температура среды на выходе (град. С – для водогрейных котлов);

напряжение электрической сети (кВ);

расчетное значение удельного электрического сопротивления воды при 20 град. С (Ом.м);

пределы регулирования мощности (% от номинальной);

емкость котла (л).

5.6.5. На каждый котел должны быть нанесены

четкие и долговечные обозначения места токоввода (знаком электрического напряжения типа “молния”), клеммы заземления (зануления), мест зачаливания. На наружную сторону дверцы пульта управления работой котлов должен быть нанесен знак электрического напряжения, а на внутреннюю – принципиальная электрическая схема соединений.

6. АРМАТУРА, ПРИБОРЫ И ПИТАТЕЛЬНЫЕ УСТРОЙСТВА

6.1. Общие положения

6.1.1. Для управления работой, обеспечения безопасных условий и расчетных режимов эксплуатации электрические котлы должны быть оснащены:

устройствами, предохраняющими от повышения давления (предохранительными устройствами);

указателями уровня воды;

приборами для измерения давления;

приборами для измерения температуры;

запорной, запорно-регулирующей арматурой и вспомогательными трубопроводами;

приборами безопасности, устройствами защиты и управления, а также электроизмерительными приборами;

питательными или циркуляционными насосами.

6.1.2. В проекте котла и электродного котла необходимо предусмотреть такое количество арматуры, средств измерения, автоматики и защиты, которое необходимо для обеспечения регулировки режимов, контроля параметров, отключения котла, надежной эксплуатации, безопасного обслуживания, ремонта.

6.1.3. Степень автоматизации вновь проектируемых котлов и электродных должна позволять их эксплуатировать без постоянного наблюдения обслуживающего персонала.

Автоматика, сигнализация и защита должны обеспечивать ведение нормального режима работы, а также аварийную остановку котла при нарушениях режима работы, способных вызвать повреждение котла и оборудования.

6.2. Предохранительные устройства

6.2.1. Каждый элемент котла, внутренний объем которого ограничен запорными органами, должен быть защищен предохранительными устройствами, автоматически предотвращающими повышение давления в нем сверх допустимого путем выпуска рабочей среды в атмосферу или утилизационную систему.

6.2.2. В качестве предохранительных устройств допускается применять:

рычажно-грузовые предохранительные клапаны прямого действия;

пружинные предохранительные клапаны прямого действия;

предохранительные устройства с разрушающимися мембранами (мембранные предохранительные устройства – МПУ);

другие защитные устройства, применение которых согласовано с Госгортехнадзором России.

6.2.3. Диаметр условного прохода рычажно-грузовых и пружинных предохранительных клапанов должен быть не менее 20 мм.

При установке двух клапанов допускается уменьшение их условного прохода до 15 мм для котлов паропроизводительностью до 0,2 т/ч и давлением до 0,8 МПа (8 кгс/см²).

6.2.4. Количество предохранительных клапанов и их пропускная способность должны быть выбраны на основании расчетов.

6.2.5. Предохранительный клапан должен поставяться организацией-изготовителем с паспортом и инструкцией по эксплуатации.

В паспорте, наряду с другими сведениями, должны быть указаны коэффициент расхода клапана, а также площадь, к которой этот коэффициент отнесен.

Каждая предохранительная мембрана должна иметь заводское клеймо с указанием давления срабатывания и допускаемой рабочей температуры эксплуатации.

Паспорт выдается на всю партию однотипных мембран, направляемых одному потребителю.

6.2.6. Методы регулирования предохранительных клапанов на котлах и давление начала их открытия должны быть указаны организацией-изготовителем в инструкции по монтажу и эксплуатации котла.

6.2.7. Предохранительные клапаны должны защищать котлы от превышения в них давления более чем на 10% расчетного (разрешенного).

Превышение давления при полном открытии предохранительных клапанов выше чем на 10% расчетного может быть допущено лишь в том случае, если это предусмотрено расчетом на прочность котла.

6.2.8. Предохранительные устройства должны устанавливаться на патрубках или трубопроводах, непосредственно присоединенных к котлу.

6.2.9. Для водогрейных котлов, работающих на общий отводящий трубопровод, имеющий запорное устройство на выходе из котельной, разрешается вместо установки предохранительных клапанов на каждом котле предусматривать обводы запорных устройств с обратным клапаном. При этом на общем отводящем трубопроводе до запорного устройства необходимо устанавливать не менее двух предохранительных устройств, диаметры которых определяются по расчету, но не менее 50 мм каждый.

6.2.10. Диаметры обводов и обратных клапанов должны определяться по расчету и быть не менее 40 мм – для котлов мощностью до 250 кВт и 50 мм – для котлов большей мощности.

6.2.11. При установке на одном патрубке (тру-

бопроводе) нескольких предохранительных клапанов площадь поперечного сечения патрубка (трубопровода) должна быть не менее 1,25 суммарной площади сечения клапанов, установленных на нем.

6.2.12. Отбор среды от патрубка или трубопровода, соединяющего предохранительное устройство с защищаемым элементом, не допускается.

6.2.13. Установка арматуры между корпусом котла и предохранительным клапаном, а также за предохранительным клапаном запрещается.

6.2.14. Предохранительные клапаны должны быть размещены в доступных и безопасных для обслуживания местах.

6.2.15. Конструкция грузового или пружинного клапана должна предусматривать устройство для проверки исправности действия клапана во время работы котла путем принудительного его открытия.

6.2.16. Конструкция пружинных клапанов должна исключать возможность затяжки пружины сверх установленной величины, а также предусматривать защиту пружины от недопустимого нагрева и непосредственного влияния среды, оказывающей вредное действие на материал пружины.

6.2.17. Мембранные предохранительные устройства устанавливаются:

вместо рычажно-грузовых и пружинных предохранительных клапанов, когда эти клапаны не могут быть применены из-за их инерционности или других причин;

параллельно с предохранительными клапанами для увеличения пропускной способности системы сброса давления. Необходимость и место установки мембранных предохранительных устройств и их конструкцию определяет автор проекта.

6.2.18. Предохранительные устройства должны иметь отводящие трубопроводы, предохраняющие персонал от ожогов при срабатывании клапанов. Эти трубопроводы должны быть защищены от замерзания и в местах возможного скопления конденсата оборудованы дренажными устройствами для его удаления.

Установка запорных устройств на дренажах не допускается.

Водоотводящая труба от предохранительных клапанов водогрейного котла должна быть присоединена к линии свободного слива воды.

6.3. Указатели уровня воды

6.3.1. Для наладки систем автоматического питания парового котла водой, технологических защит и сигнализации по уровню и контролю уровня воды на котле устанавливается указатель уровня прямого действия. Количество и место установки указателей уровня определяются автором проекта.

6.3.2. Указатель уровня прямого действия должен быть сконструирован так, чтобы у него можно было заменить прозрачный элемент (стекло, слюду) и корпус во время эксплуатации котла.

6.3.3. Указатели уровня прямого действия дол-

жны устанавливаться в вертикальной плоскости или с наклоном вперед под углом не более 30 град., расположены и освещены так, чтобы уровень воды был хорошо виден с рабочего места оператора.

6.3.4. На указателе уровня воды должны быть нанесены отметки допустимого верхнего и нижнего уровней воды.

Предельные и регулируемые уровни воды в котле определяются автором проекта.

Высота прозрачного элемента указателя уровня должна быть не менее чем на 25 мм соответственно ниже нижнего и выше верхнего допустимых уровней воды.

6.3.5. При установке указателей уровня, состоящих из нескольких отдельных прозрачных элементов, последние следует размещать так, чтобы они непрерывно показывали уровень воды в котле.

6.3.6. Каждый указатель уровня должен иметь самостоятельное подключение к корпусу котла. Допускается установка двух указателей уровня на соединительной трубе (колонке) диаметром не менее 70 мм.

При соединении указателя уровня с котлом при помощи труб длиной до 500 мм внутренний диаметр этих труб должен быть не менее 20 мм, а при длине более 500 мм – не менее 50 мм. Трубы, соединяющие указатели уровня с котлом, должны быть доступны для внутренней очистки. Установка промежуточных фланцев и запорных органов на них не допускается. Конфигурация труб, соединяющих указатель уровня с корпусом котла, должна исключать возможность образования в них водяных мешков.

6.3.7. В указателях уровня прямого действия котлов могут применяться плоские рифленные стекла и стекла, имеющие с обеих сторон гладкую поверхность.

6.3.8. Ширина смотровой щели указателя уровня должна быть не менее 8 мм.

6.3.9. Указатели уровня воды должны быть снабжены запорной арматурой (кранами или вентилями) для отключения их от котла и продувки.

На запорной арматуре должны быть четко указаны (отлиты, выбиты или нанесены краской) направления открывания и закрывания, а на кране – также положение его проходного отверстия. Внутренний диаметр проходного сечения запорной арматуры должен быть не менее 8 мм.

Для спуска воды при продувке водоуказательных приборов должны быть предусмотрены воронки с защитным приспособлением и отводной трубой для свободного слива.

6.4. Манометры

6.4.1. На каждом котле должен быть установлен манометр, показывающий давление рабочей среды. Он может быть установлен на штуцере корпуса котла или на трубопроводе до запорной арматуры.

6.4.2. На котлах мощностью более 6 МВт обязательна установка регистрирующего манометра.

6.4.3. На каждом котле должен быть установлен манометр на питательной линии перед органом, регулирующим питание котла. Если в котельной размещено несколько котлов паропроизводительностью менее 2 т/ч каждый, допускается установка одного манометра на общей питательной линии.

6.4.4. При использовании водопроводной сети взамен второго питательного насоса в непосредственной близости от котла на этой водопроводной сети должен быть установлен манометр.

6.4.5. В электрокотельной с водогрейными котлами на отводящих и подводящих трубопроводах должны быть установлены манометры для контроля давления в системе теплоснабжения; манометры устанавливаются также на линии подпиточной воды, кроме случаев подачи подпиточной воды в сосуд (питательный или расширительный бак), сообщающийся с атмосферой.

6.4.6. Манометры для измерения давления в котлах должны иметь класс точности не ниже: 2,5 – при рабочем давлении в корпусе до 2,5 МПа (25 кгс/см²); 1,5 – при рабочем давлении в корпусе свыше 2,5 МПа (25 кгс/см²).

6.4.7. Манометр должен выбираться с такой шкалой, чтобы предел рабочего давления находился во второй ее трети.

6.4.8. На шкале манометра должна быть нанесена красная черта против деления, соответствующего допускаемому рабочему давлению в котле, при этом для сниженных манометров необходимо учитывать добавочное давление от веса столба жидкости.

Взамен красной черты допускается прикреплять к корпусу манометра металлическую пластинку, окрашенную в красный цвет и плотно прилегающую к стеклу манометра.

6.4.9. Манометр должен быть установлен так, чтобы его показания были отчетливо видны обслуживающему персоналу, при этом шкала его должна находиться в вертикальной плоскости или с наклоном вперед под углом до 30 град. Номинальный диаметр манометров, устанавливаемых на высоте до 2 м от уровня площадки наблюдения за манометром, должен быть не менее 100 мм, от 2 до 3 м – не менее 150 мм, от 3 до 5 м – не менее 250 мм.

6.4.10. Перед каждым манометром должны быть установлены трехходовой кран или другое аналогичное устройство для продувки, проверки и отключения манометра, а перед манометром, предназначенным для измерения давления пара, кроме того, – сифонная трубка диаметром не менее 10 мм.

6.4.11. Манометры нельзя применять в случаях,

когда:
отсутствует пломба или клеймо с отметкой о проведении поверки;
просрочен срок поверки;

стрелка манометра при его отключении не доходит до нулевого деления шкалы на величину, превышающую половину допускаемой погрешности для данного прибора;

разбито стекло или имеются другие повреждения, которые могут отразиться на правильности показаний.

6.5. Управление, контроль и приборы для изменения температуры

6.5.1. Каждый котел должен быть оснащен необходимыми коммутирующей аппаратурой, приборами автоматического управления, контроля, защиты и сигнализации, конструктивно оформленными в виде выносного или встроенного пульта управления.

6.5.2. Учет электроэнергии и электрические измерения в электрокотельных должны выполняться в соответствии с действующей НД. Ток каждого котла следует измерять в каждой из трех фаз. При наличии защиты от перекоса фаз допускаются измерения тока в одной фазе.

6.5.3. Объем технологического контроля должен соответствовать требованиям строительных норм и правил.

6.5.4. Электрокотельные с электрическими котлами должны быть оснащены средствами определения удельного электросопротивления питательной (сетевой) воды.

6.5.5. В котельных с водогрейными котлами суммарной мощностью более 1 МВт прибор для измерения температуры среды должен быть регистрирующим.

6.5.6. На каждом паровом котле с электронагревательными элементами сопротивления должно быть предусмотрено автоматическое отключение электропитания при понижении уровня воды ниже предельно допустимого положения.

6.6. Запорная и регулирующая арматура и вспомогательные трубопроводы

6.6.1. Арматура, устанавливаемая на котле или его трубопроводах, должна иметь четкую маркировку на корпусе, содержащую следующие данные: наименование или товарный знак организации-изготовителя;

условный проход;

условное давление;

направление потока среды.

При изготовлении арматуры по специальным ТУ вместо условного давления допускается указывать рабочее давление.

6.6.2. Арматура с условным проходом 50 мм и более должна поставляться с паспортом установленной формы.

6.6.3. На маховиках арматуры должно быть обозначено направление вращения при открывании и закрывании арматуры.

6.6.4. Тип арматуры, ее количество и места установки должны выбираться автором проекта котла исходя из обеспечения надежной и безопасной эксплуатации котла.

Обязательна установка запорного органа на выходе из котла до его соединения со сборным паропроводом котельной. Главные парозапорные органы котлов производительностью более 4 т/ч должны быть оборудованы дистанционным приводом с выводом управления на рабочее место оператора.

6.6.5. На входе питательной воды в котел должны быть установлены обратный клапан, предотвращающий выход воды из котла, и запорный орган.

6.6.6. У водогрейных котлов необходимо устанавливать два запорных органа: один – на входе воды в котел и другой – на выходе воды из котла.

6.6.7. У котлов с давлением более 0,8 МПа (8 кгс/см²) на каждом продувочном, дренажном трубопроводе, а также трубопроводе отбора проб воды (пара) обязательна установка не менее двух запорных органов, один из которых может быть регулирующим.

6.6.8. При отводе среды от котла в сборный бак (сепаратор, расширитель и др.) с меньшим давлением, чем в котле, сборный бак должен быть защищен от превышения давления выше расчетного.

Выбор способа защиты, а также количество и место установки арматуры, контрольно-измерительных приборов, предохранительных устройств определяются проектной организацией.

6.6.9. На всех трубопроводах котлов присоединение арматуры должно выполняться сваркой встык или с помощью фланцев. В котлах паропроизводительностью не более 1 т/ч допускается присоединение арматуры на резьбе при условном проходе не более 25 мм и рабочем давлении не выше 0,8 МПа (8,0 кгс/см²).

6.6.10. Запорная и запорно-регулирующая арматура должна устанавливаться на штуцерах, непосредственно присоединенных к корпусу котла, или на трубопроводах, подводящих или отводящих от него рабочую среду. В случае последовательного соединения нескольких котлов необходимость установки такой арматуры между ними определяет автор проекта.

6.6.11. Арматуру следует располагать возможно ближе к котлу с учетом наиболее удобного управления ею.

6.6.12. На питательных линиях каждого котла должна быть установлена регулирующая арматура. При автоматическом регулировании питания котла обязательно наличие дистанционного привода для управления регулирующей питательной арматурой с рабочего места оператора.

6.6.13. При установке нескольких питательных насосов, имеющих общие всасывающие и нагнетательные трубопроводы, у каждого насоса на стороне всасывания и на стороне нагнетания должны быть установлены запорные органы. На стороне

нагнетания каждого центробежного насоса до запорного органа обязательна установка обратного клапана.

6.6.14. На питательном трубопроводе между запорным органом и поршневым насосом, у которого нет предохранительного клапана и создаваемый напор превышает расчетное давление трубопровода, должен быть установлен предохранительный клапан.

6.6.15. Питательный трубопровод должен иметь воздушники для выпуска воздуха из верхних точек трубопровода и дренажи для спуска воды из нижних точек трубопровода.

6.7. Питательные и циркуляционные насосы

6.7.1. Питание котлов может быть групповым с общим для подключения котлов питательным трубопроводом или индивидуальным – только для одного котла.

Включать котлы в одну группу по питанию можно при условии, что разница рабочих давлений в разных котлах не превышает 15%.

Питательные насосы, присоединяемые к общей магистрали, должны иметь характеристики, допускающие их параллельную работу.

6.7.2. Для питания котлов водой разрешается применение:

центробежных и поршневых насосов с электрическим приводом;

центробежных и поршневых насосов с паровым приводом;

паровых инжекторов;

насосов с ручным приводом;

водопроводной сети.

Водопроводная сеть может использоваться только в качестве резервного источника питания котлов при условии, что минимальное давление воды в водопроводе перед регулирующим органом питания котла превышает расчетное или разрешенное давление в котле не менее чем на 0,15 МПа (1,5 кгс/см²).

Пароструйный инжектор приравнивается к насосу с паровым приводом.

6.7.3. В котельных с водогрейными котлами должно быть установлено не менее двух циркуляционных сетевых насосов. Напор и производительность насосов выбираются с таким расчетом, чтобы при выходе из строя самого мощного насоса оставшийся мог обеспечить нормальную работу системы теплоснабжения.

6.7.4. На корпусе каждого насоса или инжектора должна быть прикреплена табличка, на которой указываются следующие данные:

наименование организации-изготовителя или ее товарный знак;

заводской номер;

номинальная подача при номинальной температуре воды;

число оборотов в минуту для центробежных на-

сосов или число ходов в минуту для поршневых насосов;

номинальная температура воды перед насосом; максимальный напор при номинальной подаче.

После каждого капитального ремонта насоса должно быть проведено его испытание для определения подачи и напора. Результаты испытаний оформляются актом.

6.7.5. Напор, создаваемый насосом, должен обеспечивать питание котла водой при рабочем давлении за котлом с учетом гидростатической высоты и потери давления в котле, регулирующем устройстве и в тракте питательной воды.

Проектная (конструкторская) организация должна выбирать насос с такими характеристиками, чтобы обеспечить непрерывность питания котла при рабочем давлении, в том числе и в случае срабатывания предохранительных клапанов до их полного открытия.

При групповом питании котлов напор насоса должен выбираться с учетом указанных выше требований, а также необходимости обеспечения питания котла с наибольшим рабочим давлением или с наибольшей потерей напора в питательном трубопроводе.

6.7.6. Напор и расход воды, создаваемый циркуляционными и подпиточными насосами, должны исключать возможность вскипания воды в водогрейном котле и системе теплоснабжения. Минимальный напор и расход воды устанавливаются автором проекта.

6.7.7. Тип, количество и схема включения питательных устройств должны выбираться проектной организацией исходя из условия обеспечения надежной и безопасной эксплуатации котла на всех режимах и предупреждения повреждений деталей котла при аварийных остановках.

6.7.8. При питании котлов от общей магистрали следует установить не менее двух питательных (циркуляционных) насосов, при этом производительность каждого должна быть не менее 110% номинальной производительности всех одновременно работающих от общей магистрали электродных котлов.

Включение резервного насоса должно производиться автоматически при отключении рабочего насоса.

6.7.9. Для подпитки водогрейных котлов должно быть установлено не менее двух подпиточных насосов.

6.7.10. Производительность подпиточных насосов должна соответствовать суммарной величине утечек и количества воды, отобранной в открытых системах горячего водоснабжения.

6.7.11. Подпитка водогрейных котлов должна производиться перед всасывающим патрубком циркуляционного (сетевого) насоса или в расширительный бак системы отопления.

Продолжение следует.

ЖУРНАЛ
“ГЛАВНЫЙ ЭНЕРГЕТИК”

№ 3/2004

РЕФЕРАТИВНЫЙ ЖУРНАЛ

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

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

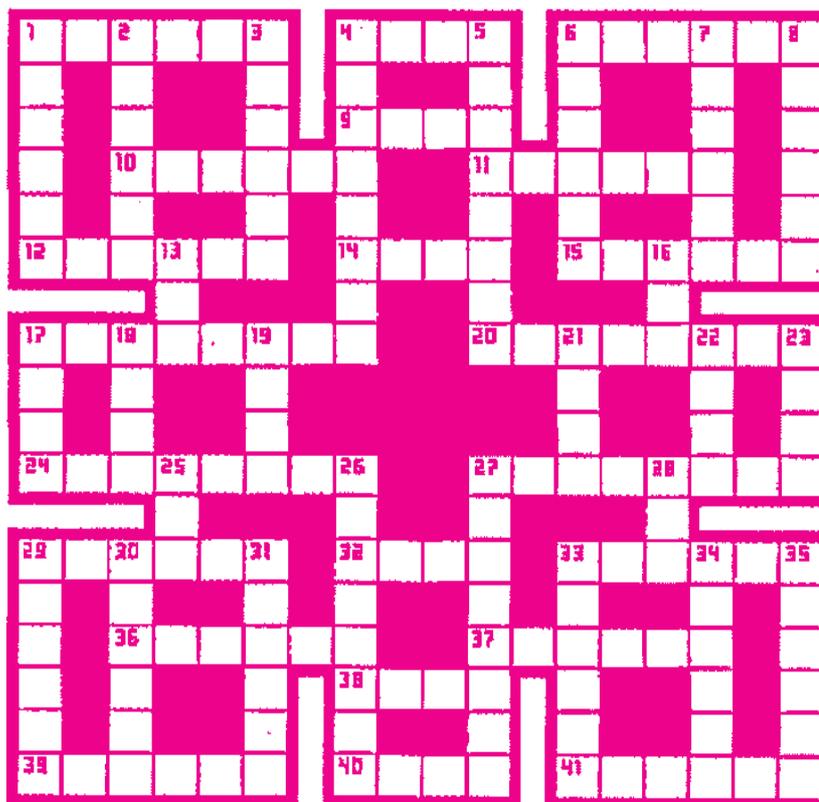
Главный редактор:
С.А. Леонов
Выпускающий редактор
Н.А. Пунтус
Верстка:
А.Я. Богданов
Корректор:
А. Свиридова

Журнал на первое полугодие
2004 года распространяется
через каталоги: Агентство
“Роспечать”, “Пресса России”,
“Подписчикам Подмосковья”,
ООО “Межрегиональное
Агентство Подписки” (МАП).

**НЕКОММЕРЧЕСКОЕ
ПАРТНЕРСТВО
ИЗДАТЕЛЬСКИЙ ДОМ
“ПРОСВЕЩЕНИЕ”**

Подписано в печать 10.03.04
Формат 60x88/8, бумага
офсетная, печатных листов 12

При подготовке материалов данного номера были использованы материалы изданий: “Коммерсант”, “Российская газета”, “Российская Бизнес-газета”, “Финансовые Известия”, “Парламентская газета”, “Газета”, “ИНТЕРФАКС”, “ВЕДОМОСТИ”, В.И. Григорьев, Э.А. Киреева, В.А. Миронов, А.Н. Чохонелидзе, “Электроснабжение и электрооборудование цехов”, М.: “Энергоатом издат”, 2003



По горизонтали: 1. Телохранитель в Древнем Риме. 4. Млекопитающее рода кошек. 8. Открытая часть парка или сада. 9. Первый летчик, приземлившийся на Красной площади. 10. Внешние формы поведения. 11. Лицо, принятое на военную службу по найму или повинности. 12. Вид графики. 14. Источник распространения. 15. Покрытие для посуды. 17. Озеро в Канаде. 20. Птица отряда воробьиных. 24. Российский астроном. 27. Авиатранспортное предприятие. 29. Немецкий астроном. 32. Автомобильная компания во Франции. 33. Французский педагог и лексикограф. 36. Профессор черной магии из книги М. Булгакова “Мастер и Маргарита”. 37. Часть музыкального звукоряда. 38. Древнерусский князь. 39. Актриса театра и кино. 40. Промысловая рыба. 41. Римский император, победивший Клеопатру.

По вертикали: 1. Знаменитый древнегреческий скульптор. 2. Зажим для закрепления электрических проводов. 3. Руководитель церковного хора. 4. Плоская кривая. 5. Род растений семейства бобовых. 6. Предоставление чего-либо во временное пользование. 7. В греческой мифологии царь, обреченный на вечные муки. 8. Вид кроя. 13. Одноместный экипаж в Англии. 16. Рассказ А. Платонова. 17. Народный певец-поэт у народов Кавказа. 18. Вид ювелирного изделия. 19. Герой одной из басен И. Крылова. 21. Он рождает истину. 22. Нечто поразительное. 23. Скотовод из Монголии. 25. Самое большое помещение в здании. 26. Неожиданное рассуждение или вывод. 27. Приверженец какой-либо идеи. 28. “. . . во время чумы”. 29. Серия рисунков с кратким текстом. 30. Известный российский физиолог. 31. Государство в Африке. 33. Типографский сплав с изображением на торце цифры или буквы. 34. Древнее государство на территории Армянского нагорья. 36. Кинжал с трехгранным лезвием.