

СОДЕРЖАНИЕ

НОВОСТИ ЭНЕРГЕТИКИ	3
ПРОБЛЕМЫ И РЕШЕНИЯ	7
Особенности заключения договора энергоснабжения	7
РЫНОК И ПЕРСПЕКТИВЫ	10
Обзор отечественного рынка котельного оборудования	10
ЭЛЕКТРОХОЗЯЙСТВО	15
Методы регенерирования трансформаторного масла	15
Особенности применения сейсмостойких реле на АЭС	24
Перспективные виды трансформаторного оборудования	30
Анализ требований к типам заземления системы британских стандартов	33
ТЕПЛОСНАБЖЕНИЕ	41
Опыт внедрения теплосчетчиков	
Критерии выбора и особенности эксплуатации	41
Технологии обеспечения пиковой мощности систем теплоснабжения	46
Теплообменные аппараты для коммунального хозяйства	59
ВОЗДУХОСНАБЖЕНИЕ	63
Еще раз о шумовых характеристиках вентилооборудования и акустических возможностях шумоглушителей	63
ДИАГНОСТИКА И ИСПЫТАНИЯ	68
Методика проверки токовых, промежуточных и указательных реле	68

ЖУРНАЛ «ГЛАВНЫЙ ЭНЕРГЕТИК» №5

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

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

Редакционная коллегия

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

Э.А. Киреева – к.т.н., профессор Института повышения квалификации «Нефтехим»

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

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

А.Г. Харитон – д.т.н., профессор, ректор
Международной Академии информатизации

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

Главный редактор

С.А. Леонов

Выпускающий редактор

Н.А. Пунтус

Верстка

А.М. Коломейцев

Корректор

О.С. Волкова

Журнал распространяется через каталог ОАО «Агентство «Роспечать» и каталог российской прессы «Почта России» (ООО «Межрегиональное агентство подписки»), а также путем прямой редакционной подписки

Почтовый адрес редакции:

107031, Москва, а/я 49,

ИД «ПАНОРАМА»

Тел.: (495) 625-93-50, 131-73-95

E-mail: glavenergo@mail.ru

<http://glavenergo.promtransizdat.ru>



Подписано в печать 28.04.2008
Формат 60x88/8. Бумага офсетная.
Усл. печ. л. 13. Заказ №



ОБМЕН ОПЫТОМ 77

Новый системный подход к повышению надежности системы электроснабжения Оскольского электрометаллургического комбината 77

ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ 90

Рекомендации по разработке «Положения об энергослужбе предприятия» 90

ВОПРОС—ОТВЕТ 94

ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ 99

Обеспечение безопасной эксплуатации тепломеханического оборудования на объектах, подконтрольных Ростехнадзору 99

Уважаемые читатели!

Журнал «Главный энергетик» продолжает обсуждение вопросов эксплуатации и оптимизации управления энергетическим комплексом на производстве. Вот некоторые материалы, которые мы предлагаем вашему вниманию в майском номере.

Надежность электроснабжения потребителей и экономичность работы электрооборудования во многом определяются правильным выбором вида и мощности трансформаторов, а также их грамотной эксплуатацией. В материале «Методы регенерирования трансформаторного масла» рассмотрены современные способы очистки и сушки трансформаторного масла и оборудование, применяемое для этого.

Основной причиной неопределенности нормативных требований является отсутствие в ГОСТе Р 50571.2 «Электроустановки зданий. Ч. 3. Основные характеристики.» и стандарте МЭК 60364-3 «Электрические установки зданий. Часть 3. Оценка основных характеристик» определений исходных понятий. Прежде всего, в стандартах не определен объект, для которого устанавливаются типы заземления системы. О том, как эти вопросы изложены в британских стандартах, читайте в статье «Анализ требований к типам заземления системы британских стандартов».

В статье «Теплообменные аппараты для коммунального хозяйства» рассматриваются достоинства и недостатки теплообменных аппаратов (ТА) для тепловых пунктов средней и малой мощности (подогреватели систем отопления и ГВС). Этот материал позволит оценить достоинства и недостатки аппаратов для коммунального хозяйства различного типа.

В нашей постоянной рубрике «Диагностика и испытания» приведена методика проверки токовых, промежуточных и указательных реле.

В рубрике «Обмен опытом» опубликован материал «Новый системный подход к повышению надежности системы электроснабжения Оскольского электрометаллургического комбината». В статье рассмотрены схемные решения и технические проекты, направленные на снижение влияния аварийных режимов на технологические процессы в цехах.

В разделе «Вопрос-Ответ» наши авторы отвечают на вопросы постоянных читателей.

Эти и другие материалы, а также новости энергетики представлены в данном номере журнала.

*С уважением,
главный редактор журнала Сергей Леонов*

ТЕХНОПРОМЭКСПОРТ ЗАСТРАХОВАЛ СВОЮ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЮ У «ВТБ-СТРАХОВАНИЕ»

По договору застрахованы здания, сооружения, производственное и хозяйственное оборудование второй очереди ТЭС «Международная», обеспечивающей электроэнергией и теплом Московский международный деловой центр «Москва-Сити».

Электростанция мощностью 121 МВт была построена Технопромэкспортом на условиях ВОО /Build Own Operate/ и введена в эксплуатацию 10 ноября 2007 года. Международная, владельцем которой является Технопромэкспорт, стала первой в Москве ТЭС, использующей современный парогазовый цикл. Станция уникальна по срокам строительства (17 месяцев вместо 30 обычных) и по занимаемой площади (1,9 га вместо 10 га обычных). Застрахованное имущество принадлежит Технопромэкспорту частично на праве собственности, частично на праве аренды по договорам лизинга.

Имущество застраховано от повреждения или уничтожения в результате следующих событий: пожар, удар молнии, взрыв газа, падение летательного аппарата; взрыв котлов, топливопроводов, приборов, аппаратов, машин; повреждение водой из систем водоснабжения, отопления, канализации и аналогичных систем; стихийные бедствия, механические повреждения, бой оконных стекол, зеркал и витрин, противоправные действия третьих лиц.

Общая страховая сумма по договору составляет несколько миллиардов рублей/точная сумма не разглашается/.

Договор заключен при участии страхового брокера «РИФАМС».

В настоящий момент ММДЦ «Москва-Сити» находится в активной стадии строительства. Ввод в эксплуатацию большей части

объектов общей площадью около 4,0 млн кв. м планируется в 2009 году. К этому сроку планируется ввести в эксплуатацию мини-метро, которое протянется от станции метро «Александровский сад» до «Москва-Сити» через станцию «Киевская»; должна быть построена дорожно-транспортная инфраструктура и транспортный терминал, обслуживающий пассажиров скоростной транспортной системы из аэропортов «Шереметьево» и «Внуково». Количество гостей комплекса и обслуживающего персонала, по предварительной оценке, будет составлять 250-300 тыс. человек в день. «Москва-Сити» станет одним из крупнейших деловых центров в мире.

Компания «Технопромэкспорт», созданная в 1955 году, занимается строительством энергетических объектов, включая гидравлические, тепловые, геотермальные электростанции, линии электропередачи и подстанции. Суммарная установленная мощность введенных в эксплуатацию при участии компании энергообъектов в 50 странах мира превышает 86 млн кВт.

В РАО «ЕЭС РОССИИ» ПРИНЯТЫ СТАНДАРТЫ ОРГАНИЗАЦИИ ЭКСПЛУАТАЦИИ И ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

В РАО «ЕЭС России» разработан и утвержден ряд стандартов, касающихся техобслуживания электростанций: «Здания и сооружения ТЭС. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования», «Гидротехнические сооружения ГЭС и ГАЭС. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования» и «Гидротехнические сооружения ГЭС и ГАЭС. Условия создания. Нормы и требования». Стандарты разрабо-

таны в соответствии с Федеральным законом «О техническом регулировании».

Стандарты предназначены для обеспечения требований техрегулирования в области эксплуатации и технического обслуживания зданий тепловых и гидроэлектростанций, обеспечивающие их максимально безопасное состояние и эффективность работы.

Стандарты будут применяться персоналом электроэнергетических компаний, электростанций, ремонтных, наладочных, научно-исследовательских и других специализированных организаций при производственном контроле за состоянием зданий и сооружений электростанций.

В РАО «ЕЭС России» считают, что внедрение данных стандартов позволит энергокомпаниям в постреформенный период повысить уровень промышленной безопасности и надежности эксплуатации электростанций в рамках единой технической политики в электроэнергетике.

РосТепло. ru

ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ ГОСТ Р 52760—2007 «АРМАТУРА ТРУБОПРОВОДНАЯ. ТРЕБОВАНИЯ К МАРКИРОВКЕ И ОТЛИЧИТЕЛЬНОЙ ОКРАСКЕ»

Приказом Ростехрегулирования от 18 октября 2007 года № 264-ст утвержден и введен действие с 1 марта 2008 года ГОСТ Р 52760—2007.

Стандарт распространяется на трубопроводную арматуру и устанавливает требования к содержанию, расположению, конструктивным элементам и способам выполнения маркировки, а также к цвету отличительной окраски арматуры в зависимости от материала корпусных деталей, работающих под давлением.

ThermoNews. Ru

ЭДУАРД РОССЕЛЬ ПРЕДЛОЖИЛ ПРОИЗВОДИТЬ ПОДКЛЮЧЕНИЕ ПРЕДПРИЯТИЙ К ЭНЕРГОСЕТЯМ ЗА СЧЕТ ПРИБЫЛЕЙ, ПОЛУЧАЕМЫХ ЭНЕРГОКОМПАНИЯМИ

В Тобольске на заседании президиума Государственного совета Российской Федерации «О преодолении административных барьеров в развитии малого бизнеса и мерах налоговой политики, направленных на стимулирование его роста» по приглашению избранного президентом России Дмитрия Медведева выступил губернатор Свердловской области Эдуард Россель.

«Недавно у нас был такой случай: в городе Дегтярске, где строится новый завод, потребовали заплатить за эту процедуру 300 миллионов рублей. В итоге проведенных проверок и работы удалось снизить стоимость подключения до 2 миллионов рублей», — отметил Э.Россель.

«Мы фактически капитализируем РАО «ЕЭС России» за счет людей, ведь эти средства полностью остаются у энергетиков. Сегодня в Свердловской области лежит уже 2,5 тысячи заявок на присоединение новых объектов к мощностям, которые не исполняются. Для селян такие поборы вообще гибель», — добавил Э.Россель.

Губернатор также предложил производить подключение предприятий к энергосетям за счет прибылей, получаемых энергетиками.

Избранный президентом Дмитрий Медведев поблагодарил Эдуарда Росселя за яркое, эмоциональное выступление и отметил, что он поднял ряд очень острых вопросов, требующих решения.

Напомним, данную проблему недавно озвучил и председатель правительства РФ Виктор Зубков на очередном заседании правительства. В частности, В.Зубков подверг резкой критике РАО «ЕЭС» и других

монополистов, «которые искусственно завышают тарифы на подключение к инженерным сетям предприятий малого бизнеса».

В.Зубков констатировал, что в некоторых городах России подключение к энергосетям стоит уже 50 тыс. руб. за 1 кВт, а за подключение к водоканалу с предпринимателей берут до 500 тыс. руб.

Представители малого предпринимательства Екатеринбурга разделяют мнение политиков. В частности, директор ИП «Головин» («Прокат строительных инструментов без залога»), председатель НП «Комитет 101» Дмитрий Головин отмечает, что завышение тарифов на подключение — не единственная проблема монополизированных рынков.

www.urbc.ru

ОБОРУДОВАНИЕ НА СКЛАДЕ — ЗАЛОГ СВОЕВРЕМЕННОЙ СДАЧИ ЭНЕРГООБЪЕКТА

Модернизация подстанции включает замену силовых трансформаторов, строительство здания закрытого распределительного устройства, установку новых выключателей 110 кВ. Совокупная мощность силовых трансформаторов увеличится с 45 до 80 МВА. Благодаря включению дополнительной мощности будет обеспечено подключение новых и существующих потребителей в северной части города (преимущественно район Сортировки). В их числе: жилые комплексы, административные здания, складские помещения, объекты социально-бытовой сферы. «На сегодняшний день поставлены два силовых трансформатора, ячейки ЗРУ 6—10 кВ в количестве 21 штук из необходимых 75, панели управления релейной защиты», — прокомментировал заместитель директора ОАО «ЕЭСК» по стратегическому развитию Сергей Семериков. — Необходимо отметить, что с поставкой электрооборудования сложилась непростая ситуация — мы

вынуждены размещать заказы на его изготовление за 1—2 года. Это связано с высокими темпами развития электроэнергетики и недостаточным количеством производственных мощностей, необходимых для выпуска энергооборудования». Источником финансирования модернизации подстанции и реализации всей инвестиционной программы является тариф на подключение к электрическим сетям ОАО «ЕЭСК», введенный в феврале 2007 года. Включение объекта запланировано на III квартал 2009 года. Планомерная работа позволит в полном объеме реализовать инвестиционную программу и выполнить обязательства Соглашения, подписанного между правительством Свердловской области и РАО «ЕЭС России».

www.ura.ru

В ОМСКЕ ОТКРЫТ НОВЫЙ ЗАВОД ПО ВЫПУСКУ ЭЛЕКТРОТЕХНИКИ

Омское научно-производственное объединение (НПО) «Мир» завершило строительство завода по выпуску электротехнических изделий. Открытие в Омске новых производственных мощностей НПО «Мир» состоится с участием первого вице-президента Российской инженерной академии Игоря Пономарёва, губернатора Омской области Леонида Полежаева, заместителя полпреда Президента РФ в СФО Владимира Псарёва. Инвестиции в проект серийного выпуска широкой номенклатуры современной электротехники составили 500 млн руб.

Основной рынок сбыта продукции — трансформаторных подстанций и систем электроуправления — сибирские регионы. Новый четырехэтажный корпус общей площадью 4,6 тыс. кв. м в Амурском поселке Омска возводился около года. Ввод новых мощностей обеспечивает значительное расширение производственных возможностей

НПО «Мир», основанных на собственных научно-исследовательских и опытно-конструкторских работах. Ряд автоматических систем дополнят комплексные трансформаторные подстанции (КТП), электрошкафы, пакетные выключатели, трехфазные счетчики и другая продукция.

Строительство нового завода финансировалось за счет собственных средств научно-производственного объединения. ООО «НПО «Мир» разрабатывает программные средства, автоматизированные системы управления технологическим процессом добычи нефти, электрическими и тепловыми сетями, системы контроля и учета энергоресурсов. Порядка 3 тыс. объектов энергетики и нефтедобычи оснащены оборудованием объединения. Электронные пускорегулирующие аппараты для автоматического контроля мощности ламп наружного освещения ведущее омское научно-производственное объединение поставляет более чем в 100 городов России.

Выпуская электронную аппаратуру и приборы собственной разработки для сбора, обработки и передачи данных с территориально распределенных объектов в диспетчерские пункты, НПО «Мир» осуществляет полное сервисное обслуживание своей продукции, начиная с монтажно-наладочных работ. Сегодня партнерами НПО являются российские нефтяные, угольные и энергетические компании, предприятия металлургического комплекса и нефтехимии.

НПО «Мир» — свидетельство мощного интеллектуального потенциала Сибири и доказательство того, что при грамотном подходе к делу высокую прибыль может приносить и наукоемкое производство. Главными конкурентными преимуществами продукции этого приборостроительного предприятия являются качество на уровне мировых стандартов и стоимость — ниже зарубежных аналогов. Предприятие отличает высокая культура производства, стремление к улучшению условий труда и снижению затрат

на производство за счет внедрения современных технологий и оборудования. До 1997 года основное производство НПО «Мир» базировалось на арендованных площадях. На протяжении десяти лет шел практически непрерывный процесс формирования и развития собственной производственной базы. В настоящее время «Мир» располагает собственным научно-производственным комплексом, включая научно-технический центр и промышленные корпуса.

www.sibindustry.ru

DEKRAFT — НОВЫЙ БРЕНД НА РЫНКЕ НИЗКОВОЛЬТНОЙ АППАРАТУРЫ

На рынке электротехники появился новый бренд с хорошо узнаваемыми очертаниями ДЭК. Это торговая марка DEKraft, которая стала новым именем старейшей марки российского электрооборудования.

Таким образом, по замыслу новой компании торговая марка ДЭК, достигнув десятилетнего возраста, переходит на новую ступень развития. Этот уровень призвана обеспечить европейская компания DIN Elektro Kraft, которая в начале 2008 года приобрела права на торговую марку ДЭК.

В России мало известно об этой компании, но она гарантирует высокий европейский уровень управления в полном соответствии с российскими и международными законами. Изделия компании будут соответствовать международным и российским стандартам и проходить испытания и сертификацию в лучших мировых и российских лабораториях.

Планируется довести размер инвестиций, направленных на смену производственной площадки, модернизацию производства, ввод новых производственных мощностей и создание лабораторий, до десятков миллионов евро в течение ближайших лет.

Все это стало предметом обсуждения на пресс-конференции, которая прошла в марте 2008 года в отеле «Красные холмы», Москва.

Пресс-конференция и была посвящена созданию нового торгового бренда в России.

В пресс-конференции приняли участие руководители компаний «ДЭК» и DIN Elektro Kraft в лице основателя компании «ДЭК» г-на А. Косолапова и директора компании DIN Elektro Kraft г-на С. Акинфиева, представители компаний, журналисты средств массовой информации, работающие в журналах, газетах и порталах электротехнической направленности.

Резюмируя сказанное на пресс-конференции, можно выделить следующие аспекты появления нового бренда на российском рынке электротехники.

Новый бренд **DEKraft** полностью заменит известный бренд ДЭК.

Безусловно, возникнут проблемы, связанные с его раскруткой и разъяснениями. Требуется целенаправленная агрессивная работа на рынке рекламы как в печатных, так и электронных средствах массовой информации. Возможности для этого имеются.

Любые инвестиции в производство начинаются с анализа состояния и перспектив развития отрасли. Приведены предварительные результаты такого анализа, в основу которого положен принцип **узнаваемости торговой марки**, дана сегментация рынка и место в нем основных производителей низковольтной модульной аппаратуры.

Таким образом, новая компания определила и свое место на рынке низковольтной аппаратуры, а цель, которую она преследует на ближайший период времени: расширение занимаемого сегмента рынка к 2010 году до уровня 90—100% общего объема производства.

На что предполагается делать упор с точки зрения организации производства.

В первую очередь, это перенос производства из-за рубежа в Россию.

В настоящее время основная доля аппаратов собирается на китайском заводе **Delixi Electric Ltd.**, где создано совместное предприятие. Цель новой компании — перенос производственных мощностей по изготовлению всей продукции на территорию России, в ее центральную часть.

Это позволит не только лучше контролировать процесс производства, но и наращивать мощности и объемы выпуска.

Особое место отводится повышению качества продукции по системе ISO 9000. Вводится обязательная экспертиза продукции на различных этапах производства в ВНИИС, устанавливается новое тестовое оборудование, обеспечивается 100%-ный выходной контроль. Разработана и совершенствуется программа борьбы с подделками.

Главное в системе реализации продукции — создание расширенной дилерской сети по всей России, используя имеющуюся сеть распространения компании ДЭК. Вся продукция компании будет реализовываться только через дилерскую сеть. В системе реализации 95% персонала это коммерсанты и маркетологи. Остальные — специалисты-электротехники.

Поэтому важную роль играет совершенствование системы обучения персонала. Планируется проведение в рамках учебного центра периодических занятий с персоналом на местах и последующая их аттестация. Только технически подготовленный работник компании будет участвовать в продвижении ее продукции.

Важная роль в работе новой компании отводится укреплению ее имиджа. С этой целью разработана программа организации семинаров, участие в выставках, проведение интернет-рекламной кампании на своем web-сайте и других электротехнических порталах.

Все это по замыслу руководителей компании позволит решить главную задачу: плавный переход от старой известной торговой марки ДЭК и новому бренду **DEKraft** и завоевание веду-

щих позиций на рынке низковольтной модульной аппаратуры.

www.iElectro.ru

НА ЯМАЛЕ СТРОЯТ КРУПНЕЙШУЮ НА СЕВЕРЕ ГАЗОПОРШНЕВУЮ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЮ

Компания «Энерготех» завершила поставку оборудования и материалов для строительства крупнейшей на российском Севере газопоршневой электростанции 52,38 МВт на Тарасовском месторождении (ЯНАО), сообщает RusEnergy.

По данным источника, почти 3 тыс. т груза было перевезено на площадку строительства на Ямал из Вааса (Финляндия), где сосредоточены основные производственные и складские мощности производителя газопоршневого оборудования корпорации Wartsila.

Окончание поставки оборудования позволило «Энерготеху» приступить к строительно-монтажным работам. В настоящий момент уже отсыпана площадка под строящуюся электростанцию и возведено свайное поле. Последующие за строительством пусконаладочные работы будут проходить при непосредственном участии представителей корпорации Wartsila и продлятся до конца III квартала 2008 года. В соответствии с графиком реализации проекта ввод станции в эксплуатацию должен произойти не позднее конца текущего года.

Электростанция Тарасовского месторождения мощностью 52,38 МВт предполагает стать самой большой газопоршневой электростанцией на российском Севере. В состав энергоцентра войдут шесть газопоршневых энергоблоков, работающих на природном газе, на базе двигателей 20V34SG производства компании Wartsila единичной мощностью 8,7 МВт.

Работа энергоблоков будет осуществляться в режиме, при котором тепловая энергия используется не толь-

ко для производственных процессов добычи и транспортировки извлекаемых углеводородов, но и для теплообеспечения месторождения.

<http://angi.ru>

ГРУППА ЧТПЗ ИНВЕСТИРУЕТ В СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СИСТЕМЫ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ

В 2007 году группа ЧТПЗ инвестировала в совершенствование системы энергоснабжения трубных предприятий более 70 млн руб. За прошедший год на Челябинском трубопрокатном и Первоуральском новотрубном заводах реализован комплекс мероприятий по экономии энергоресурсов и модернизации соответствующего оборудования.

Целью программы энергосбережения, которую компания последовательно осуществляет на протяжении нескольких лет, является снижение затрат на изготовление продукции на фоне удорожания энергоносителей.

Так, на ЧТПЗ и ПНТЗ был проведен очередной этап модернизации системы освещения в цехах — промышленные светильники заменены энергосберегающими лампами. Продолжена оптимизация работы насосных станций и реконструкция компрессорных хозяйств. В частности, ЧТПЗ первым в регионе внедрил современные турбокомпрессоры ZH 10000.

В декабре минувшего года аналогичный компрессор, позволяющий снизить расход электроэнергии на выработку сжатого воздуха более чем на 20%, был установлен на ПНТЗ. Признавая ресурсосбережение одним из стратегически важных направлений развития, руководство компании в 2008 году намерено увеличить инвестиции на реализацию проектов по рациональному использованию всех видов энергии до 180 млн руб.

www.osveti.ru



**Валентин Красник,
К. Т.Н.,
эксперт газеты «Энергетика
и промышленность России»**

ОСОБЕННОСТИ ЗАКЛЮЧЕНИЯ ДОГОВОРА ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ

Основные условия успешного подключения к электросетям — получение от территориальной сетевой компании разрешения на присоединение мощности, выполнение необходимых требований этой компании и отсутствие нарушений законодательства РФ. Заключение договора энергоснабжения — последняя стадия в цепи оформления предварительной документации.

И многие потребители электрической энергии (особенно в мелкомоторном секторе), затратившие деньги и время на предварительных этапах оформления документов, готовы подписать любой договор на энергоснабжение, не задумываясь о последствиях, возникающих при конфликтных ситуациях.

Разберемся в нормативах

Неустойчивые договорные взаимоотношения между потребителями электрической энергии и энергоснабжающими организациями возникают, в том числе, по содержанию (условиям) договора энергоснабжения. Проблема усугубляется тем, что потребители, особенно малоэнергоемкие организации, не имеют в штате юридического персонала в области энергетике. Это осложняет ситуацию при обращениях в арбитражные суды.

С целью недопущения ошибок преддоговорных и договорных споров при обращении в арбитражный суд потребитель электрической энергии должен владеть законодательными гражданскими нормами, регулиющими порядок оформления, заключения и действия договора энергоснабжения.

В связи с этим прокомментирую отдельные статьи ГК РФ, по которым могут возникнуть разногласия потребителей с энергоснабжающими организациями.

Статья 426, п. 1. Потребителю электрической энергии и энергоснабжающей организации необходимо знать о том, что договор энергоснабжения является публичным. Следовательно, для энергоснабжающей организации его заключение обязательно. При заключении такого публичного договора она не вправе оказывать предпочтение одному лицу перед другим, кроме случаев, предусмотренных законом.

Например, с потребителем электрической энергии, электроустановка которого допущена в эксплуатацию органом Ростехнадзора, энергоснабжающая организация обязана заключить договор энергоснабжения, а с потребителем, не имеющим акта допуска, договор не может быть заключен. Условия и порядок согласования такого публичного договора регулируются статьей 445 ГК РФ.

Статья 445, п.2. Речь идет о заключении договора в обязательном порядке. Статьей установлено, что если оферта (проект договора) исходит от обязанной к его заключению энергоснабжающей организации и на ее предложение получен ответ от потребителя электрической энергии в виде протокола разногласий по условиям договора, направленный в течение 30 дней, то энергоснабжающая организация обязана рассмотреть возникшие разногласия также в течение 30 дней. Если ею приняты зафиксированные в протоколе разногласия в редакции потребителя электрической энергии, то договор энергоснабжения будет считаться заключенным с момента получения потребителем извещения от энергоснабжающей организации о принятии соответствующих условий договора в его редакции.

Статья 445, п.4. Если энергоснабжающая организация необоснованно уклоняется от заключения договора энергоснабжения, то договор может быть заключен в принуди-

НОВЫЕ ТРЕХФАЗНЫЕ СЧЕТЧИКИ СЕ301 И СЕ303 С ФУНКЦИЕЙ ПОЧАСОВОГО УЧЕТА

Согласно постановлению №530 Правительства РФ от 31 августа 2006г. предельные уровни цен для каждого часа суток теперь определяются на основе прогноза почасового потребления крупных абонентов. Поэтому все субъекты рынка электроэнергии должны быть обеспечены приборами учета с соответствующими возможностями.

Для организации коммерческого и технического учета многие крупные потребители и поставщики электроэнергии используют счетчик ЦЭ6850М торговой марки «Энергомера», заслуживший немало положительных отзывов. Сегодня концерн готов предложить потребителям новые многофункциональные трехфазные приборы учета — счетчики СЕ301 и СЕ303. Использование передовых схемотехнических решений и применение специальных комплектующих обусловили широкие функциональные возможности этих приборов.

Почасовой учет электроэнергии.

Счетчики СЕ301 и СЕ303 обеспечивают хранение профилей нагрузок. Возможно измерение активной (и реактивной — СЕ303) энергии в прямом и обратном направлении с усреднением на заданном интервале времени (от 1 до 60 минут). Глубина хранения профилей нагрузки, усредненных на 30-минутном интервале, составляет 60 суток.

Счетчики СЕ301 и СЕ303 ведут учет электроэнергии и мощности по четырем тарифам в двенадцати суточных зонах и предусматривают 36 графиков тарификации.

Достоверность и точность учета.

Современная элементная база позволила разработчикам создать приборы учета с высоким классом точности — 0,5 или 1,0. Счетчики надежно защищены от большинства способов хищения электроэнергии и исключают возможность недоучета. Два уровня доступа, защищенных паролями, и электронная пломба (для корпуса типа S) обеспечивают сохранность накопленной информации и настроек приборов.

9 >>

тельном порядке по решению суда. При этом энергоснабжающая организация, необоснованно уклоняющаяся от заключения договора, должна возместить потребителю электрической энергии причиненные этим убытки.

Статья 446. В этой статье говорится о преддоговорных спорах, окончательное решение по разногласиям которых определяется в соответствии с решением суда, поскольку гражданские права и обязанности, в соответствии с ГК РФ (ст. 8, п. 3), возникают из судебного решения. В обязанности энергоснабжающей организации постановлением Верховного арбитражного суда РФ от 1 июля 1996 года №6/8 вменяется обязанность доказывания отсутствия возможности подавать потребителю электрическую энергию и заключения, в связи с этим, договора энергоснабжения.

Как правило, все споры, возникающие при заключении договора энергоснабжения, сводятся к приведению условий, содержащихся в оферте энергоснабжающей организации, в соответствии с законом. Такое соответствие договора требованиям законодательных и правовых актов по условиям ст. 422 ГК РФ является обязательным.

Статья 546. Речь идет о регулировании наиболее часто возникающих между потребителями электрической энергии и энергоснабжающими организациями конфликтах в части изменения и расторжения договора энергоснабжения, выражающихся в перерыве в подаче и прекращении или ограничении подачи электроэнергии. В статьях 450-453 ГК РФ изложены основания, порядок и последствия изменения и расторжения договора, а в главе 23 ГК РФ — общие положения об обеспечении договорных обязательств.

Обеспечение принятых по договору обязательств чаще всего достигается в законном порядке путем предъявления неустойки в виде штрафа или пени.

Санкции законные и незаконные

В соответствии со ст. 330 ГК РФ, неустойкой (штрафом, пеней) признается определенная законом или договором денежная сумма, которую должник обязан уплатить кредитору в случае неисполнения или ненадлежащего исполнения обязательства, в частности в случае просрочки исполнения. Фактически неустойка — удобное средство упрощенной компенсации убытков (потерь) кредитора, вызванная неисполнением или ненадлежащим исполнением должником своих договорных обязательств. В связи с этими положениями гражданского законодательства об оплате неустойки Минтопэнерго РФ своим приказом от 10 января 2000 года признал недействующими «Правила пользования электрической и тепловой энергией», на основании которых к потребителям со стороны энергоснабжающих организаций применялись штрафные 10- и 5-кратные штрафные надбавки к тарифу на электрическую и тепловую энергию.

Потребителям электрической энергии следует знать, что они при заключении договоров энергоснабжения могут (и должны для своей пользы) не соглашаться с предложением энергоснабжающих организаций устанавливать в договоре неустойку (в виде штрафных санкций), например, за нарушение установленного режима потребления электрической энергии; перерасход заявленной (договорной) величины потребляемой электроэнергии; недопущение представителя энергоснабжающей организации к приборам и средствам учета и др.

В соответствии со ст. 547 ГК РФ установлена ограниченная ответственность по договору энергоснабжения в пределах возмещения потерпевшей стороне только реального ущерба (но не применения каких-либо штрафных санкций). В случае разрешения разногласий подобного рода между потребителем и энергоснабжающей организацией любой арбитражный суд обяжет энергоснабжающую организацию исключить из договора энергоснабжения условие о неустойке. Настоящая статья ГК РФ содержит норму об ответственности по договору энергоснабжения, в силу которой в случае неисполнения или ненадлежащего исполнения обязательств по договору энергоснабжения сторона, нарушившая обязательство, обязана возместить причиненный этим реальный ущерб (ГК РФ ст. 15, п. 2).

В некоторых случаях возникает необходимость в уменьшении размера неустойки. В соответствии со ст. 333 ГК РФ, если подлежащая неустойка явно несоразмерна последствиям нарушения обязательств, суд вправе ее уменьшить.

При разработке проекта новых Правил пользования электрической и тепловой энергией разработчикам следует учесть, что, даже если будут установлены неустойки за нарушения условий договора энергоснабжения, они не примут законный характер и не смогут быть включены в договор энергоснабжения по требованию любой стороны — участника договора. Неустойка может быть установлена только федеральным законом.

Статья 854, п. 2. В практике судебных споров часто возникают конфликты при списании денежных средств, находящихся на банковском счете клиента, без его распоряжения. Несмотря на то что по указу президента РФ от 8 июля 2004 года №857 платежные документы за электроэнергию стали выставляться с акцептом, при желании клиента для него может сохраняться безакцептный порядок расчетов. Тем не менее, достижение между энергоснабжающей организацией и потребителем электрической энергии соглашения в договоре о расчетах в форме безакцептного списания денежных средств не создает обязанности обслуживающих их банков производить расчеты в такой форме. Основанием для такого поведения банков является ст. 854 (п. 2) ГК РФ, в которой сказано, что «без распоряжения клиента списание денежных средств, находящихся на счете, допускается по решению суда, а также в случаях, установленных законом или предусмотренных договором между банком и клиентом». В последнем случае право списывать средства может быть предоставлено как самому банку, если он является контрагентом клиента, так и третьим лицам, которых определяет клиент.

ГК РФ устанавливает право клиента на дачу банку распоряжения о списании средств по требованию третьего лица, и его право входит в объем полномочий клиента, вытекающего из договора банковского счета. Для этого клиенту необходимо получить согласие банка на совершение данной операции путем внесения изменения в договор банковского счета.

Штрафные санкции к потребителю электрической энергии за нарушения в работе электроустановок, невыполнение предписаний и распоряжений органов Ростехнадзора и энергоснабжающих организаций, а также за несоблюдение обязательств по договору энергоснабжения предусматриваются только в законодательных актах на уровне кодексов Российской Федерации, в частности Кодекса об административных правонарушениях (административный штраф согласно ст. 3.5), Уголовного кодекса (штраф и лишение права занимать определенные должности или заниматься определенной деятельностью согласно ст. 45, п. 1).

Ни органы энергетического надзора, ни энергоснабжающие организации, ни какие-либо другие правительственные органы (вплоть до постановления правительства РФ) неправомочны применять к потребителю электрической энергии штрафные санкции, не предусмотренные законодательными актами.

Особое внимание следует обратить на то, что некоторые энергосбытовые компании пытаются (и иногда им это удается) применять к потребителям штрафные санкции в размере 10-кратной стоимости электрической энергии на основании отмененного приказом Минтопэнерго РФ от 10 января 2000 года №2 постановления Совета министров СССР от 30 июля 1988 года №929 «Об упорядочении системы экономических (имущественных) санкций, применяемых к предприятиям, объединениям и организациям».

В практике арбитражных судов часто встречаются споры, связанные с взысканием в пользу энергоснабжающих организаций 10-кратной стоимости электрической энергии, израсходованной сверх установленных договором величин, а также споры о правомерности включения названного условия в договор. Таким образом, согласование сторонами в договоре энергоснабжения повышенного тарифа в качестве платы за электрическую энергию, потребленную сверх установленного договором количества, неправомерно.

Полностью соответствуя требованиям ГОСТа по электромагнитной совместимости, счетчики невосприимчивы к высокочастотным магнитным полям и к электростатическим разрядам. Расширенный диапазон рабочих напряжений (от -15 до +20% от Уном) делает возможной их нормальную работу даже при неблагоприятных режимах сети.

Управление нагрузкой. В счетчиках СЕ301 и СЕ303 заложена функция дистанционного управления нагрузкой. В случае превышения отдельным пользователем установленного уровня потребления электроэнергии или мощности счетчик формирует соответствующий сигнал, информируя о возможности отключения абонента. Это позволяет исключить поставку электроэнергии недобросовестным потребителям, значительно уменьшая сумму убытков для энергоснабжающей компании.

Интеграция в АИИС КУЭ. При помощи новых счетчиков могут быть созданы различные варианты АИИС КУЭ. Взаимодействие с внешними устройствами обработки и передачи информации в СЕ301 и СЕ303 может осуществляться несколькими способами. Обмен информацией происходит через современный цифровой интерфейс RS485, радио- или PLC-модемы. Модификации с модемами позволяют осуществлять, удаленное снятие показаний, что особенно важно в случае затрудненного доступа к приборам учета. Для считывания данных на месте установки счетчика в его конструкции предусмотрен инфракрасный порт или оптопорт.

Простота и легкость в использовании. Функция самодиагностики, которой обладают счетчики СЕ301 и СЕ303, позволяет оперативно контролировать состояние приборов учета, обеспечивать их своевременный ремонт, а при необходимости и замену. Сбой в работе счетчиков автоматически фиксируется в журнале, хранящем сведения о 120 последних событиях.

Накопленные показания, ход часов и ведение календаря даже при отсутствии питающего напряжения сохраняются в течение 10 лет.



**Е. Б. Коновалова,
«Петербургский строительный
рынок»**

ОБЗОР ОТЕЧЕСТВЕННОГО РЫНКА КОТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Производство отопительных котлов и мини-котельных в России развивается быстрыми темпами. Основания для этого есть — в городах при строительстве новых многоэтажных домов предусматривается автономное теплоснабжение. В пригородах строятся коттеджные поселки, отапливаемые автономными котельными, и дома, для отопления которых используются отопительные котлы. В последние годы активно проводится газификация домов в сельской местности, и, соответственно, растет спрос на газовые котлы и мини-котельные.

Котельные в современном доме — это интеллектуальные системы, обеспечивающие комфортное отопление и горячее водоснабжение. Интерес к автономному отоплению многоквартирных домов в последнее время резко возрос. Это вызвало рост производства систем автономного отопления, модульных котельных, котлов для отопления отдельно стоящих зданий. Выпуском котельных для автономного отопления занимаются в настоящее время как крупные заводы и корпорации, так и малые предприятия. В ближайшие годы можно ожидать значительного роста этого рынка.

Промышленная группа «Генерация» (Свердловская обл., Березовский) занимается производством, поставкой и монтажом нефтегазового и котельного оборудования: паровых и водогрейных котлов, паровых и водогрейных автономных котельных установок, пластинчатых теплообменников, блочных тепловых пунктов, котельно-вспомогательного оборудования. ПГ «Генерация» образована в результате слияния производителей: ЗАО «Уралкотломаш» (Березовский Свердловской обл.), ОАО «Нефтемаш» (Сызрань Самарской обл.), ОАО «Теком» (Монастырище, Украина), ОАО «Буланашский машзавод»



(Буланаш Свердловской обл.). Имеет представительства в Москве, Новосибирске.

Водогрейные котлы серии КВ-ГМ 1,1 и 2,5 предназначены для отопления производственных, общественных и жилых зданий, а также для горячего водоснабжения.

Котлы имеют теплопроизводительность соответственно 2,5 МВт (2,15 Гкал/ч) и 1,1 МВт (0,94 Гкал/ч), предназначены для работы на газе или легком печном (дизельном) топливе. В зависимости от вида топлива котлы комплектуются горелками газовыми типа ГГ-1, ГГ-2, жидкотопливными РГМ-1, РГМ-2 или комбинированными РГМГ-1, РГМГ-2. Котлы не требуют фундамента для установки и могут быть использованы как при строительстве новых котельных, так и при реконструкции существующих котельных при недостатке места.

На базе этих котлов также выпускаются блочные модульные котельные различной производительности.

На предприятии ООО «Радон и Ко» (г. Энгельс) разработаны и серийно выпускаются модульные котельные установки, предназначенные для обеспечения автономного децентрализованного теплоснабжения. Мощность мини-котельных составляет от 50 до 6000 кВт, что позволяет отапливать объекты производственного и жилищного назначения общей площадью от 0,5 до 60 тыс. кв. м. Котельные комплектуются высокоэффективными котлами типа «КОВ» с КПД 87% производства ОАО «Сигнал». Габаритные размеры и конструкция котельных предусматривают возможность их транспортировки автомобильным транспортом. Блочно-модульный принцип построения обеспечивает возможность простого построения котельных необходимой мощности. Установки полностью подготавливаются к эксплуатации в заводских условиях, поэтому установка и запуск занимают минимальное время. Отсутствие необходимости прокладки теплотрасс и строительства здания котельной снижают стоимость коммуникаций и позволяют существенно повысить темпы строительства. Кроме того, это дает возможность использовать такие котельные для оперативного налаживания теплоснабжения при аварийных ситуациях в период отопительного сезона.

Мини-котельные представляют собой полностью функционально законченное изделие, оснащены всеми необходимыми приборами и системами. Уровень автоматизации обеспечивает бесперебойную работу всего оборудования без дежурного оператора. Автоматика отслеживает потребность объекта в тепле в зависимости от погодных условий и самостоятельно регулирует работу всех систем для обеспечения заданных режимов. Этим достигается более качественное соблюдение теплового графика и дополнительная экономия топлива. В случае возникновения нештатных

ситуаций, утечек газа система безопасности автоматически прекращает подачу газа и предотвращает аварии.

Растущий интерес к новой продукции предприятия обуславливается высокой экономической эффективностью мини-котельных. По результатам эксплуатации (г. Энгельс), экономия средств на производство тепла по сравнению с оплатой услуг теплоснабжающих организаций увеличивается в 6 раз (при действующих тарифах на теплоэнергию).

Транспортабельные блочные котельные установки, изготавливаемые ОАО «Камбарский завод газового оборудования», предназначены для отопления и горячего водоснабжения объектов производственного, административного, культурно-бытового назначения: школ, жилых домов, больниц, спортивных залов и т.д., имеющих закрытую систему отопления.

Каждая созданная котельная имеет высокий КПД и автоматически обеспечивает оптимальный режим работы всего котельного оборудования, при этом она производит ровно столько тепла и горячей воды, сколько требуется потребителю в данный момент. Таким образом, достигается максимальная экономия топлива и рабочего ресурса котельной.

Котельные работают в автоматическом режиме, с постоянным обслуживающим персоналом и без постоянного обслуживающего персонала. Модуль SIEMENS, установленный в котельных, информирует о причине перехода в аварийный режим, выдавая сообщение на экран на русском языке.

Преимущества ТКУ:

- Максимальная приближенность ТКУ к объекту теплоснабжения, что резко сокращает затраты на теплоснабжение и эксплуатацию инженерных сетей.
- Отсутствие значительных капитальных затрат на строительство здания под котельную.
- Простое и удобное решение вопроса при децентрализации теплоснабжения.
- Оптимальная система автоматизации и безопасности.
- Полная заводская готовность и комплектация.
- Минимальные затраты при монтаже и пуске ТКУ.
- Быстрый ввод в эксплуатацию.
- Транспортирование автомобильным транспортом (гарантируется доставка).
- Высокий уровень автоматизации, безопасности, надежность в эксплуатации.

Таблица 1

Характеристики ТКУ

	Транспортабельные котельные установки									
	ТКУ-120	ТКУ-500	ТКУ-1000	ТКУ-2000	ТКУ-2500	ТКУ-4000	ТКУ-5000	ТКУ-6000	ТКУ-8000	ТКУ-10000
Номинальная теплопроизводительность, кВт	120	500	1000	2000	2500	4000	5000	6000	8000	10 000
Количество котлов, шт.	2	2	2	4	4	2	2	3	4	5
Тип котла	КС-Г-63	КВГ-250	КВГ-500	КВГ-500Г	КВГ-630Г	КВа				
Ориентировочная отапливаемая площадь, кв. м	1100	5500	11 000	22 000	27 720	41 600	52 000	61 400	83 200	104 000

Таблица 2

Характеристики газовых котлов АОГВ

Наименование	Площадь отопления (кв. м)	Расход газа (куб. м/час)
АОГВ-11,6-1	100	1,3
АОГВ-17,4-3	140	1,87
АОГВ-23,2-1	200	2,55
АОГВ-29-1	250	3,18
КОВ-СГ-43	430	5,55

Таблица 3

Характеристики газовых котлов АКГВ

Наименование	Площадь отопления (кв. м)	Расход газа (куб. м/час)
АКГВ-11,6-1	100	1,3
АКГВ-17,4-3	140	1,87
АКГВ-23,2-1	200	2,55
АКГВ-29,1	250	3,18
АКГВ-11,6-1	200	2,55
АКГВ-17,4-3	200	2,55

В табл. 1 приводятся характеристики части ТКУ, производимых ОАО «Камбарский завод газового оборудования».

Значительными темпами растет производство котлов на различных видах топлива для автономного отопления. Правда, газовые котлы преобладают. Мало используется местное топливо, такое как бурый уголь и торф, запасы которого во многих районах не ограничены и не требуют транспортировки.

Все предлагаемые котлы подразделяются:

- По видам топлива: на природном газе, на жидком (дизельном) топливе, на твердом топливе (уголь, дрова, торф), электроды.

- По типу установки: настенные и напольные.

- По мощности и отапливаемой площади: для отопления одного помещения, квартиры; для отопления отдельно стоящего дома; для отопления многоквартирного дома.

- По выполняемым функциям: отопление; отопление и горячее водоснабжение.

В настоящее время **Жуковский машиностроительный завод** выпускает свыше 15 моделей отопительных аппаратов мощностью от 11 до 50 кВт. Газовые котлы оснащены стальными и медными теплообменниками, автоматикой безопасности зарубежного и отечественного производства. Данные котлы разработаны для домов и коттеджей, широко используются в Московской области.

Газовые котлы АОГВ — одноконтурные водогрейные котлы с атмосферной газовой горелкой (табл. 2). Газовая арматура с ручным включением и розжигом от внешнего пламени. Регулятор нагрева — 50—90°C. Термометр. Максимальное рабочее давление — 1,5 бар.

Газовые котлы АКГВ — двухконтурные водогрейные котлы с атмосферной газовой горелкой (табл. 3). Газовая арматура с ручным включением и розжигом от внешнего пламени. Регулятор нагрева — 50—90°C. Термометр. Максимальное рабочее давление — 1,5 бар.

ООО «Завод КОНОРД» (Ростовская обл.) имеет многолетний опыт производства отопительных котлов марки «ДОН». Котлы, производимые предприятием, используются для отопления жилых домов, коттеджей, школ, больниц, производственных помещений, теплиц и других объектов площадью от 100 до 1000 кв. м.

Заводом также выпускаются водогрейные жаротрубные котлы средней мощности от 0,1 до 1 МВт, предназначенные для отопления многоэтажных зданий и промышленных объектов площадью от 1000 до 10 000 кв. м. Котлы средней мощности могут использоваться для создания автономных систем отопления и горячего водоснабжения в крышных, встроенных, пристроенных и отдельно стоящих модульных котельных. Автоматика обеспечивает автоматическое регулирование и контроль управления, диспетчеризацию и защиту с запоминанием отклонений контролируемых параметров.

Котлы выпускаются в двух модификациях, под торговой маркой «Конорд» и под торговой маркой «ДОН». Отличия в том, что «Конорды» работают только на газе и имеют встроенный водоподогреватель, а котлы «ДОН» — универсальные, работают на твердом топливе и газе и также имеют встроенный водоподогреватель проточного типа.

Котлы «ДОН» также выпускаются в двух модификациях — универсальные и газовые. Чисто газовые это модели

«ДОН-50» и «ДОН-100». У них запаяна дверка для засыпки твердого топлива.

Все котлы комплектуются надежной, проверенной и в то же время простой механической автоматикой. Котлы работают без энергопотребления, т.е. нет необходимости во внешнем питании, кроме как на циркуляционный насос (табл. 4).

ЗАО «Сигнал-прибор» разрабатывает и производит газовое оборудование, выпускает полные модельные ряды регуляторов давления газа, шкафов, котлов отопительных, отличающихся энергонезависимостью, автономностью, экологической чистотой и безопасностью, а также выпускает оборудование для перевода транспорта на газовое топливо.

Котлы «Сигнал» — разработка военно-промышленного комплекса ООО «Сигнал» (г. Энгельс).

Котлы со стальным теплообменником применяются для отопления жилых домов, коттеджей, офисов, объектов соцкультбыта и т.д. Они оборудованы системами водяного отопления с естественной и принудительной циркуляцией. Котлы могут работать также на сжиженном газе (табл. 5).

ОАО «Красный гидропресс» входит в корпорацию «Тактическое ракетное вооружение». Основной сферой деятельности предприятия является производство и продажа газоотопительного оборудования.

Выгодным отличием от продукции иностранных производителей является соотношение «цена-качество»; при довольно доступных ценах продукция отличается стабильностью и надежностью работы в условиях минимального давления газа, не требует дополнительной очистки воды.

Кроме того, котлы оснащены щелевыми горелками, изготовленными из нержавеющей стали, в результате чего газа расходуется меньше, а температура горения выше (табл. 6).

Котел отопительный водогрейный автоматизированный «Кировец» предназначен для теплоснабжения зданий и сооружений или жилых поселков.

В качестве топлива используется природный газ низкого давления (ГОСТ 5542) или легкое жидкое топливо. Котел поставляется в полной заводской готовности, имеет малые габариты в сравнении с аналогами, обладает высокой экологичностью сжигания топлива, соответствующей требованиям ГОСТ Р, возможностью дистанционного управления и компьютерной диспетчеризации (табл. 7).

В условиях нашей страны жилые помещения необходимо отапливать 6—8 месяцев в год. Поэтому одним из важнейших ресурсов экономии энергии у нас является эффективная работа оборудования по выработке тепла и систем теплоснабжения.

Одна из проблем — накипь в котлах. Слои накипи в 1 мм снижает производительность котла на 5—20%. **ООО «Ижевский котельный завод» (Республика Удмуртия)** предлагает необычные водогрейные котлы с вращающимся потоком воды в трубах. Котлы не имеют аналогов в мире. Уникальность котлов заключается в том, что вода, двигаясь по трубам, интенсивно вращается. Этот эффект достигается за счет особой конструкции трубной части. Благодаря вращению воды в трубах котлы работают без накипи и не требуют водоподготовки.

Котлы работают на любом виде топлива. Завод выпускает котлы нескольких марок с различной мощностью от 630 до 1740 кВт. Отапливаемая площадь может составлять от 5000 до 15 000 кв. м.

ООО «Интеко» (Московская обл.) разработаны, запатентованы, сертифицированы и внедрены в производство не имеющие аналогов в России и СНГ автоматические котлы пульсирующего горения типа ПВ (водогрейные)

Таблица 4

Характеристики котлов «ДОН»

Наименование	Мощность (кВт)	Площадь отопления (кв. м)	Отопление и горячее водоснабжение	Отопление и горячее водоснабжение (газообразное и твердое топливо)
КС-Г-100У «ДОН»	100	1000	—	—
КС-Г-100УЭ «ДОН»	100	1000	—	—
КС-ГВ-12,5 «ДОН»	12	120	—	—
КС-ГВ-50 «ДОН»	50	—	500	—
КС-ТГВ-16 «ДОН»	16	—	—	160
КС-ТГВ-20 «ДОН»	20	—	—	200
КС-ТГВ-31,5 «ДОН»	31	—	—	310
КС-ТГВ-40 «ДОН»	40	—	—	400
Котлы для модульных котельных				
КВа-0,25 Гн	250	—	—	2500
КВа-0,4 Гн	500	—	—	4000
КВа-1,0 Гн	1000	—	—	10 000

Таблица 5

Характеристики котлов КОВ-С

Наименование	КОВ10С	КОВ12,5С	КОВ16С	КОВ20С	КОВ25С	КОВ31,5С	КОВ40С	КОВ50С	КОВ63С	КОВ80С	КОВ100С
Вид топлива	Природный газ, ГОСТ 5542-87										
Отаплив. площадь, кв. м	140	175	210	270	335	420	535	650	790	950	1200
Расход газа, куб. м/ч не более	1,21	1,52	1,82	2,38	2,93	3,69	4,7	5,9	7,6	9,2	11,8
КПД %, не менее	92	92	92	92	92	92	92	85,8	86,2	86,8	87
Ширина, мм	252	252	252	362	362	474	474	746	746	830	830
Масса, кг	50	50	50	70	70	95	95	240	240	285	285

Таблица 6

Характеристики котлов КОВ-СПВ

Наименование	КОВ10СПВ	КОВ12,5СПВ	КОВ16СПВ	КОВ20СПВ	КОВ25СПВ	КОВ31,5СПВ	КОВ40СПВ
Вид топлива	Природный газ, ГОСТ 5542-87						
Отапливаемая площадь, кв. м	140	175	210	270	335	420	535
Расход газа, куб. м/ч не более	1,21	1,52	1,82	2,38	2,93	3,69	4,7
Масса, кг	65	65	65	85	85	105	105

Таблица 7

Характеристики котлов «Кировец»

Наименование продукции	Вид топлива	Отапливаемая площадь в кв. м	Расход газа куб. м/час	Отбор горячей воды при 35°С в л/час
КСГ-12,5 (Кебер)	Газ	25-140	0,9	—
КСГВ-12,5 (Кебер)	Газ	25-140	0,9	150
АОГВ-17,5	Газ	100-200	1,1	—
АОГВ-23,2	Газ	130-270	1,6	—
КСГ-20 (Кебер)	Газ	40-225	1,6	—
КСГВ-20 (Кебер)	Газ	40-225	1,6	380
КСГВ-31,5 (Кебер)	Газ	150-350	1,8	510

и ряд одномодульных котельных полной заводской готовности мощностью 0,4—2,4 МВт. Принцип работы этих котлов основан на периодическом объемном (бесфакельном) сжигании газообразного топлива. Этим обстоятельством обусловлены их конструктивные особенности: отсутствие горелки, механически движущихся частей, нет необходимости в высокой дымовой трубе для обеспечения самотяги. ООО «Интеко» выпускает три модификации автоматических котлов пульсирующего горения для отопления и горячего водоснабжения зданий и сооружений по закрытой схеме. ПВ-100, ПВ-400, ПВ-800. Номинальная про-

изводительность котлов соответственно равна 100, 400, 800 кВт. В качестве резервного топлива можно использовать пропан-бутан или другие горючие газы (биогаз, генераторный газ).

Практически все европейские страны давно уже отказались от центральной системы отопления, перейдя на использование автономных мини-котельных. И это неудивительно, так как индивидуальное котельное оборудование дает ряд преимуществ, которые сделали автономные отопительные котлы наиболее распространенным средством обогрева помещения во всем мире.



Г. Ф. Быстрицкий,
профессор,
А. В. Кондратьев,
доцент,
Московский энергетический
институт

МЕТОДЫ РЕГЕНЕРИРОВАНИЯ ТРАНСФОРМАТОРНОГО МАСЛА

1. Характеристики трансформаторного масла

Силовые трансформаторы являются основными элементами систем электроснабжения и используются во всех отраслях экономики, включая промышленность, жилищно-коммунальное и сельское хозяйство, отдельные учреждения, организации, фирмы. Надежность электроснабжения различных потребителей и экономичность работы электрооборудования во многом определяются правильным выбором вида и мощности трансформаторов, а также грамотной и правильной эксплуатацией.

Масло в трансформаторах и реакторах используется в качестве охлаждающей среды и изоляции. На трансформаторных подстанциях находят применение масла различных марок, выпускаемые по стандартам и техническим условиям. Масла различных марок существенно отличаются по своим диэлектрическим свойствам, поэтому каждое из них предназначается для заливки в оборудование определенных классов напряжения.

Трансформаторное масло подразделяется:

- на свежее сырое (без присадок или стабилизированное присадкой) в том виде, в каком оно поставляется заводом;

- регенерированное;
- чистое сухое (свежее сырое или регенерированное масло либо смесь этих масел после подсушки);

- эксплуатационное (показатели которого соответствуют нормам на масло, находящегося в эксплуатации с момента ввода в эксплуатацию до момента слива на регенерацию);

- отработавшее (у которого после некоторого периода эксплуатации показатели не соответствуют нормам на эксплуатационное масло).

Основные физико-химические и диэлектрические свойства трансформаторных масел следующие.

Электрическая прочность является одной из основных характеристик масла, которая определяется по пробивному напряжению. Для свежего масла пробивное напряжение должно быть не менее 30 кВ. Снижение пробивного напряжения свидетельствует, как правило, о загрязнении масла водой, воздухом, волокнами и другими примесями.

Тангенс угла диэлектрических потерь ($\text{tg}\delta$) характеризует свойства трансформаторного масла как диэлектрика. Диэлектрические потери характеризуют его качество и степень очистки свежего масла, а в процессе эксплуатации — степень его загрязнения и старения. Ухудшение диэлектрических свойств (увеличение $\text{tg}\delta$) приводит к снижению изоляционных характеристик трансформатора в целом.

Цвет масла у большинства масел светло-желтый. Темный цвет свежего масла характеризует отклонения в технологии его изготовления на заводе. Цвет масла используется для ориентировочной оценки его качества как в отечественной, так и в зарубежной практике.

Механические примеси — нерастворенные вещества, содержащиеся в масле в виде осадка или в взвешенном состоянии. Это — волокна, пыль, продукты растворения в масле компонентов, применяемых в конструкции трансформатора (лаков, красок и т.п.). Другие примеси появляются в масле после внутренних повреждений трансформатора (электрической дуги, мест перегревов) в виде обуглившихся частиц. По мере старения в масле накапливается шлам, который, осаждаясь на изоляции, ухудшает ее диэлектрические свойства.

Влагосодержание как показатель состояния масла тщательно контролируется в эксплуатации. Ухудшение этого показателя свидетельствует о потере герметичности трансформатора или о его работе в недопустимом нагрузочном режиме (интенсивном старении изоляции под воздействием значительных температур).

Температура вспышки масла характеризует степень его испаряемости. В эксплуатации увеличивается за счет улетучивания легких фракций. Температура вспышки для обычных трансформаторных товарных масел колеблется в пределах 130...150°C, а для арктического масла от 90 до 115 °С и зависит от упругости их насыщенных паров. В отношении пожарной безопасности большую роль играет температура самовоспламенения — это температура, при которой масло при наличии воздуха над поверхностью загорается самопроизвольно без поднесения пламени, температура самовоспламенения трансформаторных масел составляет 350...400°C.

Кислотное число масла — это количество едкого кали (КОН), выраженного в миллиграммах, необходимое для нейтрализации свободных кислот в 1 г масла. Этот показатель характеризует степень старения масла, о чем свидетельствует появление в нем кислотных соединений. Кислотное число не должно превышать 0,25 мг КОН на 1 г масла.

Водорастворимые кислоты и щелочи, содержащиеся в масле, свидетельствуют о его низком качестве. Они могут образовываться в процессе изготовления масла при нарушении технологии производства, а также в про-

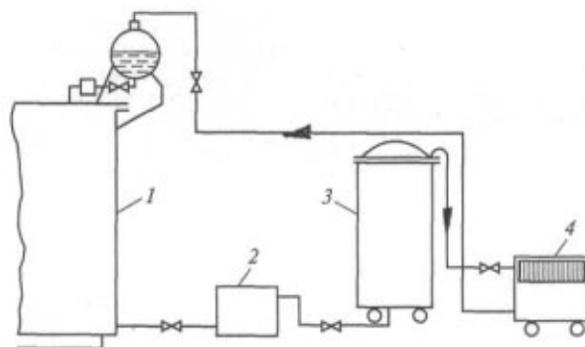


Рис. 1. Схема установки для регенерации масла в трансформаторе, находящегося в работе:
1 — трансформатор; 2 — подогреватель;
3 — адсорбер; 4 — фильтр-пресс

цессе эксплуатации в результате его окисления. Эти кислоты вызывают коррозию металла и ускоряют старение изоляции.

Стабильность проверяется в эксплуатации при получении партий свежего масла путем проведения его искусственного старения (окисления) в специальных аппаратах. Стабильность масла характеризует его долголетие, т.е. срок службы, и определяется двумя показателями — процентным содержанием осадка и кислотным числом.

Температура застывания проверяется для трансформаторных масел, работающих в северных районах. Это наибольшая температура, при которой масло застывает

Таблица 1

Требования к качеству эксплуатационных масел

Показатель качества масла и номер стандарта на метод испытания	Категория электрооборудования	Предельно допустимое значение показателя качества масла		Примечание
		Предназначенного к заливке	После заливки в оборудование	
1. Пробивное напряжение по ГОСТу 6581-75, кв, не менее	Электрооборудование: До 15 кВ включительно До 35 кВ включительно От 60 до 150 кВ От 220 до 500 кВ 750 кВ	30 35 60 65 70	25 30 55 60 65	
2. Кислотное число по ГОСТу 5985-79, мг КОН/г, не более	Силовые и измерительные трансформаторы, негерметичные маслонаполненные вводы	0,1	0,25	
3. Температура вспышки в закрытом тигле по ГОСТу 6356-75, °С,	Силовые и измерительные трансформаторы, негерметичные вводы	Снижение более чем на 5°C в сравнении с предыдущим анализом	125	
4. Влагосодержание по ГОСТу 7822-75, % массы, не более ГОСТ 1547-84 (качественно)	Трансформаторы с пленочной или азотной защитой, герметичные Силовые и измерительные трансформаторы без специальных защит масла Электрооборудование, при отсутствии требований изготовителей	0,0015 (15) — отсутствие	0,0025 (25) 0,0030 (30) отсутствие	Допускается определение данного показателя методом Карла Фишера или хроматографическим методом

5. Содержание механических примесей: ГОСТ 6370-83%, не более РТМ 34.70.653-83	Электрооборудование до 220 кВ включительно Электрооборудование свыше 220 кВ до 750 кВ	Отсутствие 0,0020(11)	Отсутствие 0,0030 (12)	
6. Тангенс угла диэлектрических потерь по ГОСТу 6581-75,%, не более	Силовые и измерительные трансформаторы, высоковольтные вводы: 110—150 кВ, 200—500 кВ, 750 кВ	8/12 5/8 2/3	10/15 7/10 3/5	Проба масла дополнительной обработке на подвергается Норма tgδ при 70°С факультативна
7. Содержание водорастворимых кислот щелочей по ГОСТу 8307-75	Силовые трансформаторы, герметичные высоковольтные вводы, герметичные измерительные трансформаторы до 750 кВ Негерметичные высоковольтные вводы и измерительные трансформаторы до 500 кВ	0,014 0,030	— —	
8. Содержание расворимого шлама, %, массы, не более	Силовые и измерительные трансформаторы, негерметичные высоковольтные вводы, свыше 110 кВ		0,005	
9. Газосодержание, %, не более	Трансформаторы с пленочной защитой, герметичные маслonaполненные вводы	2	4	
10. Содержание фураевых производных, % от массы, не более (в том числе фуранола)	Трансформаторы и вводы свыше 110 кВ	0,0015 (0,001)	—	Определение данного показателя производится хроматографическим методом

настолько, что при наклоне пробирки под углом 45° его уровень в течение 1 мин остается неизменным. Недопустимое повышение вязкости масла из-за снижения температуры окружающего воздуха может стать причиной повреждения подвижных элементов конструкции трансформатора (маслонасосов, РПН), а также ухудшает теплообмен, что приводит к перегреву и старению изоляции (особенно витков) токоведущих частей трансформатора.

Газосодержание масла в герметичных трансформаторах должно соответствовать нормам. Измерение суммарного газосодержания производится с помощью хроматографа. Косвенно по этому показателю определяется герметичность трансформатора. Повышение содержания газа (в том числе воздуха) в масле приводит к ухудшению его свойств: возрастанию интенсивности окисления масла кислородом воздуха и, кроме того, некоторому снижению электрической прочности изоляции активной части трансформатора.

Плотность определяется для расчета массы поступившего на предприятие масла. Она характеризует содержание ароматических углеводородов, т.е. восприимчивость масел к присадкам, их гигроскопичность, сопротивляемость воздействию электрического поля и др.

Вязкость характеризует подвижность масла при температурных колебаниях в трансформаторе. Из-за ухудшения вязкости нарушается теплообмен в трансформаторе, ускоряется старение изоляции, возрастает сопротивле-

ние подвижным элементам конструкции трансформатора (например, устройств РПН).

Показатель преломления контроля содержания в масле нафтеноароматических углеводородов.

Основные показатели качества эксплуатационного трансформаторного масла представлены в табл. 1.

Отечественные масла марок Т-750, Т-1500 и ГК по качеству являются конкурентами зарубежным маслам.

Очистка трансформаторного масла от продуктов окисления и влаги в процессе работы трансформатора осуществляется в термосифонах, предусмотренных конструкцией.

Термосифонный фильтр крепится к баку трансформатора и заполняется силикагелем или другим веществом, поглощающим продукты окисления масла. При циркуляции за счет разности плотностей горячего и холодного масла происходит непрерывная его регенерация. Адсорбентом может служить как силикагель, так и активный оксид алюминия, алюмагель и др. Адсорбенты удерживают воду в своих порах, не вступая с ней в химическое соединение. Насыщенный водой адсорбент заменяется, а использованный регенерируется нагреванием до определенной температуры (400... 500 °С). Для индикации насыщения силикагеля в него добавляют хлористый кобальт (около 3%). Примесь хлористого кобальта придает составу голубую окраску. Появление розовой окраски является признаком насыщения состава водой.

Таблица 2

Характеристики некоторых маслоочистительных установок

Характеристика	Вакуумные		Открытого исполнения	
	ПСШ-3000	ПСМ-2-4	СМ-3000	СМ-2-4
Производительность, м ³ /ч	3	4	3	4
Максимальное содержание механических примесей в масле после одного цикла очистки (при исходном содержании механических примесей до 0,08%), %, не более	0,005	0,005	0,005	0,005
Максимальное содержание влаги в масле после одного цикла очистки (при исходном содержании воды до 1% массы), % массы, не более	0,08	0,05	0,08	0,05
Содержание масла в отходах воды, %, не более	1	1	1	1
Температура нагрева масла в электронагревателе, °С	25	35	25	30
Минимальное количество очищаемого масла в час, м ³	0,22	0,3	0,22	0,3
Число разделительных тарелок, шт.	56	88	56	88
Потребляемая мощность, кВт:				
сепаратора	5,1	5,1	5,1	5,1
электроподогревателя	36,0	57,6	36,0	57,6
вакуум-насоса	0,5	-	-	-
общая	41,6	63,6	41,1	63,1
Габаритные размеры, мм	1800×200×1780	1830×1300×1780	1200×1225×1780	1500×1146×1225
Масса, кг	1100	1100	710	672

Количество адсорбента, засыпаемого в термосифонный фильтр трансформатора, составляет около 1% заливаемого в него масла.

Для очистки масла в работающем трансформаторе, находящемся под напряжением, часто используются передвижные адсорберы (рис. 1.). Расход масла в них составляет 250... 400 л/ч.

Для предупреждения окисления масла кроме фильтров и азотной защиты применяются антиокислительные присадки, способствующие поддержанию качества масла длительное время и защищающие другие изоляционные материалы трансформатора. Одной из лучших присадок является 2,6-дитретичный бутилпаракрезол, имеющий название ДБПК. Антиокислительной присадкой может также служить пирамидон (технический) в количестве 3% от массы масла.

Срок службы масла с антиокислительными присадками увеличивается в 2—3 раза, стоимость их относительно небольшая, уход намного проще, чем за другими видами защиты масла. Добавку присадок производят раз в 4... 5 лет.

2. Очистка и сушка трансформаторного масла

Как правило, в новые или прошедшие капитальный ремонт трансформаторы заливается свежее или восстановленное (отвечающее всем требованиям) трансформаторное масло. Масло, прибывшее вместе с трансформатором, проверяется по первым шести показателям, приведенным в табл. 1. Масло, прибывшее с нефтеперегонного завода или базы централизованного хранения нефтепродуктов, проверяется по всем показателям табл. 1.

Масло, предназначенное к заливке в трансформаторы, при необходимости дополнительно очищается, обезвоживается и дегазируется.

Очистка от примесей, находящихся в нерастворенном состоянии (воды, шлама, угля, волокна и т.п.) может осуществляться путем отстаивания масла, центрифугирования, фильтрования и сушки. Для очистки масла от эмульгированной воды используются маслоочистительные установки серий ПСМ и СМ (табл. 2).

Очистка заключается в основном в удалении из масла механических примесей и шлама, при этом из него удаляется и определенное количество влаги. Очистка масла

Таблица 3

Характеристики фильтр-прессов разной производительности негерметичной конструкции для очистки масла от механических примесей

Характеристика	Производительность, м ³ /ч		
	1,5	3,0	3,0 (ПР-2,2-315/18)
Фильтрующая поверхность, м ²	0,9	1,89	2,2
Максимально допустимое давление, кПа	600	600	600
Число рам, шт.	14	14	11
Число плиток, шт.	13	13	10
Мощность электродвигателя для насоса, кВт	0,8	2,8	2,8
Производительность и тип насоса, м ³ /ч	1,5 (ротационный)	3,0 (ротационный)	3...6 (вихревой)
Частота вращения, об/мин	960	1440	1420
Размеры рам и плиток, мм	180x180	300x300	—
Габаритные размеры, мм	925x525x1050	1150x520x1300	—
Масса, кг	260	450	600

Таблица 4

Характеристики некоторых фильтров герметичной конструкции для очистки масла от механических примесей

Характеристика	ФГН-30	ФГН-60	ФГН-120
Пропускная способность, м ³ /ч	10	20	60
Фильтрационный материал	Нетканый		
Число слоев фильтрационного материала	2	2	2
Фильтрационная поверхность, м ²	1,7	2,4	4
Тонкость фильтрации, мкм	5... 15	5...15	5...15
Рабочее давление максимальное, кПа	800	800	800
Перепад давления, кПа:			
в начале работы	0,5	0,5	0,5
максимально допустимый	1,5	1,5	1,5
Габаритные размеры, мм:			
высота	680	765	1000
диаметр корпуса	346	400	400
Масса, кг	40	64	81

производится в два этапа. На первом этапе из масла удаляются взвешенные частицы, обнаруживаемые визуально. Для этой цели используется установка ПСМ-1—3000 или ее новая модификация ПСМ-2—4. Эти установки работают на принципе центрифугирования и называются центрифугами или сепараторами. На втором этапе масло проходит более глубокую очистку с применением фильтр-пресса, где оно очищается фильтрованием. В современных масло-

очистительных установках фильтр-пресс (табл. 3) является составной частью, последовательно соединенной с центрифугой.

В последнее время для очистки масла от механических примесей используют фильтры герметичной конструкции типа ФГН-30, ФГН-60 и ФГН-120 (табл. 4).

Очищенное масло проверяют по методике, сущность которой заключается в определении массы механических

Таблица 5

Характеристики фильтр-прессов передвижных установок

Данные установки	ФП-2-3000	ФП-4-4	ФПР-2,2-315/169
Производительность, м ³ /ч	3	4	3
Поверхность фильтрации, м ²	1,8	2	2,2
Максимальное рабочее давление фильтрации, МПа (кгс/см ²)	0,4 (4)	0,5 (5)	0,45 (4,5)
Объем рамного пространства, м ³	0,017	0,02	0,014
Число рам, шт.	16	19	11
Содержание механических примесей в масле после трех циклов его обработки (при исходном содержании от 0,01 до 0,03% массы), % массы, не более	0,005	0,0004	—
Вид фильтрационного материала	Картон	ДРКБ	Картон
Потребляемая мощность, кВт	1,3	2,0	4,0
Габаритные размеры, мм	1000×572×982	1480×605×840	1700×760×120
Масса, кг	215	270	530

примесей, задержанных мембранными лавсановыми фильтрами при фильтрации.

Передвижными установками для очистки масла от механических примесей являются рамные фильтр-прессы ФП-2-3000, ФП-4-4 и ФПР-2,2-315/169 (табл. 5).

При фильтровании через фильтр-прессы трансформаторное масло под давлением 0,4—0,6 МПа продавливается насосом через пористую среду (бумагу, картон) с большим количеством капилляров, задерживающих в себе частички воды и примесей размером более 10...15 мкм.

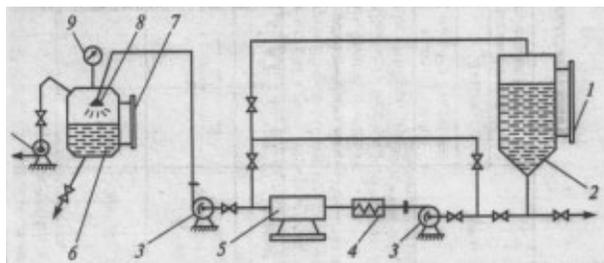


Рис. 2. Схема вакуумной (холодной) сушки трансформаторного масла:

- 1 — маслоуказательное стекло;
- 2 — бак сырого грязного масла;
- 3 — масляные насосы ($P_m = 2...3 \text{ кг/см}^2$);
- 4 — подогреватель масла ($t_m = 50...60 \text{ }^\circ\text{C}$);
- 5 — центрифуга и фильтр-пресс;
- 6 — вакуумный бак чистого масла;
- 7 — маслоуказательное стекло;
- 8 — распылитель масла (форсунка);
- 9 — вакуумметр;
- 10 — вакуумный насос ($P_{\text{вак}} = 5... 15 \text{ мм рт. ст.}$)

3. Вакуумная сушка масла и сушка с помощью цеолитовых фильтров

Помимо механических примесей, необходимо удалить из масла влагу. Для этого применяют сушку распылением в вакууме (рис. 2.) Сущность метода заключается в том, что в специальной вакуумной камере производится тонкое распыление увлажненного масла. Образующиеся при этом пары воды отсасываются вакуумным насосом, а осушенное масло выпадает в виде капель на дно камеры.

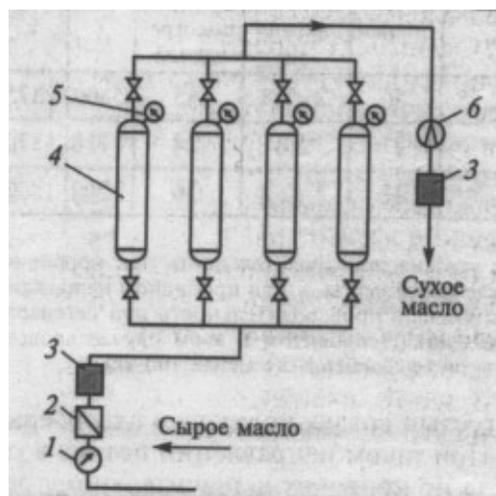


Рис. 3. Схема цеолитовой установки для сушки масла:

- 1 — маслонасос; 2 — подогреватель масла;
- 3 — фильтры механической очистки;
- 4 — цеолитовый фильтр-адсорбер;
- 5 — манометр; 6 — расходомер.

Таблица 6

Характеристики природных и синтетических цеолитов (сорбентов)

Характеристика	Природные цеолиты				Синтетические цеолиты			
	ПЦЖ	ПЦГ-1	ПЦГ-2	ПЦЗ	NaA	CaA	NaX	CaX
Внешний вид	Зерна неправильной формы				Гранулы			
Насыпная плотность, г/см ³	1,2	1,2	1,2	1,2	0,62	0,65	0,65	0,6
Номинальный размер фракции, мм	0,67...2,5	2,5...5	5...10	10...15	4,5±0,5; 3,6±0,4; 2,0±0,2			
Содержание целевой фракции, %, не менее	85	85	85	85	94	94	94	95
Влагоемкость, мг/см ³ , не менее	60	60	50	—	90...120	77...95	95...105	90...100
Потери при высушивании, %, не более	15	15	15	15	5	5	5	5

Таблица 7

Характеристики установок для очистки, сушки и регенерации масла на цеолитах

Установка	Производительность, м ³ /ч	Мощность, кВт			Габаритные размеры, мм			Масса, кг
		полная	электро-двигателя	электроподогревателя	l	b	H	
НО-71	1,6/2,5*	50	2x2,8	45	5800	2375	3220	1585
БЦ-72-1100	1,1	27	2,8	24	1710	1370	1910	840
УРТМ-200	0,2/0,7**	42	2x2,8	36	2200	1800	1700	1800

*До косой черты указана производительность при пробивном напряжении масла ниже 20 кВ, после косой черты — при пробивном напряжении выше 20 кВ.

**До косой черты указана производительность при регенерации, после косой — при вакуумной сушке (сорбентом в этом случае является силикагель, количество которого в двух адсорберах не менее 100 кг).

В последнее время для глубокой сушки масла широко применяется адсорбционный метод, основанный на применении в качестве сорбентов различных цеолитов как природного происхождения (называемых клиноптилолитами), так и искусственных, получаемых промышленно. Цеолиты являются водными алюмосиликатами кальция или натрия, содержащими огромное количество пор с размером молекул, поэтому при низкой концентрации влаги и повышенной температуре они имеют в несколько раз большую влагоемкость (18... 25%), чем другие сорбенты (силикагель, активированный оксид алюминия и др.).

Сушка трансформаторного масла наиболее эффективно проводится с применением цеолита марки NaA, размер пор которого не превышает 4 Å (4×10^{-8} см). Следующим по размеру пор после цеолита марки NaA является цеолит марки CaA. Реже используются цеолиты марок NaX и CaX, с размером пор около 8—9 Å, так как наряду с водой и другими низкомолекулярными соединениями они поглощают из масла ионы, что нежелательно.

Устройство цеолитовой установки показано на рис. 3. Основной частью этой установки является батарея параллельно соединенных адсорберов (цилиндров), в которых находится цеолит. На входе адсорберов устанавливаются фильтр, маслонасос и маслоподогреватель, а на выходе — еще один фильтр. При пропуске сырого масла через слой высушенного цеолита молекулы воды поглощаются его порами и удерживаются в нем. На практике цеолитовая установка имеет производительность по маслу от 1600 до 2500 л/ч, состоит из четырех адсорберов, загруженных 50 кг цеолита. Перед использованием цеолиты просушиваются при температуре 400...450 °С. При этой же температуре цеолиты просушиваются после их отработки и насыщения влагой. При просушке цеолита сухой нагретый воздух подается в адсорберы в направлении сверху вниз. При таком направлении потока воздуха выгорания остатков масла не приводит к значительному перегреву цеолита, и его структура сохраняется, не разрушаясь. Перед сушкой отработанного цеолита стремятся

Требования к качеству регенерированных и очищенных масел

Показатель качества масла и номер стандарта на метод испытания	Категория электрооборудования	Предельно допустимое значение показателя качества масла		Примечание
		Предназначенного к заливке	После заливки в оборудование	
1. Пробивное напряжение по ГОСТу 6581-75, кВ, не менее	Электрооборудование: До 15 кВ включительно До 35 кВ включительно От 60 до 150 кВ От 220 до 500 кВ 750 кВ	30	25	
		35	30	
		60	55	
		65	60	
		70	65	
2. Кислотное число по ГОСТу 5985-79, мг КОН/г, не более	Силовые трансформаторы до 220 кВ включительно Измерительные трансформаторы до 220 кВ включительно Силовые и измерительные трансформаторы свыше 220 кВ до 500 кВ Силовые и измерительные трансформаторы свыше 500 кВ	0,05	0,05	
		0,02	0,02	
		0,02	0,02	
		0,01	0,01	
3. Температура вспышки в закрытом тигле по ГОСТу 6356-75, °С, не менее	Силовые трансформаторы до 220 кВ Силовые трансформаторы до 750 кВ	130	130	При применении арктического масла (АГК) или масла для выключателей (МТВ) значение данного показателя определяется по таблице 1
		135	135	
4. Влагосодержание по ГОСТу 7822-75, % массы, не более, ГОСТ 1547-84 (качественно)	Трансформаторы с пленочной или азотной защитой, герметичные Силовые и измерительные трансформаторы без специальных защит масла Электрооборудование, при отсутствии требований изготовителей	0,001(10)	0,001(10)	Допускается определение данного показателя методом Карла Фишера или хроматографическим методом
		0,002(20)	0,0025(25)	
		Отсутствие	Отсутствие	
5. Содержание механических примесей: ГОСТ 6370-83 %, не более, РТМ 34.70.653-83	Электрооборудование до 220 кВ включительно Электрооборудование свыше 220 кВ до 750 кВ	Отсутствие	Отсутствие	
		0,0008 (9)	0,0010 (10)	
6. Тангенс угла диэлектрических потерь по ГОСТу 6581-75, %, не более	Силовые трансформаторы до 220 кВ включительно Измерительные трансформаторы до 220 кВ включительно Силовые и измерительные трансформаторы свыше 220 кВ до 500 кВ Силовые и измерительные трансформаторы свыше 500 кВ	5	6	Проба масла дополнительной обработке на подвергается
		1,5	1,7	
		1,5	1,7	
		0,5	0,7	
7. Содержание водорастворимых кислот и щелочей по ГОСТу 6307-75	Электрооборудование всех видов и классов напряжения	Отсутствие	Отсутствие	
8. Температура застывания по ГОСТу 20287-91, °С, не выше	Электрооборудование, залитое арктическим маслом	-60	-60	
9. Газосодержание, %, не более	Трансформаторы с пленочной защитой, герметичные маслонаполненные вводы	0,1	1,0	
10. Стабильность от окисления по ГОСТу 981-75: — кислотное число окисленного масла, мг КОН/г масла, не более; — содержание осадка, % массы, не более	Силовые и измерительные трансформаторы свыше 220 кВ	0,2	—	Условия процесса: 130°С, 30 ч, 50 мл/мин 02
		Отсутствие	—	
11. Содержание серы по ГОСТу 19121-73, %, не более	Электрооборудование: До 220 кВ включительно Свыше 220 кВ до 500 кВ Свыше 500 кВ до 750 кВ	0,6	0,6	
		0,35	0,35	
		0,3	0,3	

максимально слить масло из адсорберов, продувая их в том же направлении холодным воздухом.

Сушка свежих цеолитов происходит в течение 8—9 ч., а промасленных — 10—12 ч.

Характеристики цеолитов представлены в табл. 6. В табл. 7 представлены характеристики установок для очистки, сушки и регенерации трансформаторного масла на цеолитах.

Технические данные передвижной установки ТНВ-1 для восстановления цеолита:

Температура продуваемого через адсорбер воздуха, °С	350...400
Количество продуваемого воздуха, м ³ /с	1,5
Количество адсорберов с восстанавливаемым цеолитом, шт	1
Время разогрева массы цеолита нагретым воздухом, ч	2,5...3
Цикл восстановления цеолита, ч	6...8
Мощность нагревателя, кВт	20
Полная мощность установки, кВт	23
Напряжение питающей сети, В	380
Размеры адсорберов, мм	d = 750, H= 2350
Масса, кг	500

Отметим, что регенерированные или (и) очищенные масла, а также их смеси со свежими маслами, подготовленные к заливке в электрооборудование после его ремонта, должны удовлетворять требованиям табл. 8.

В заключение заметим, что лучшим методом очистки и сушки трансформаторного масла является метод применения цеолитовых фильтров (адсорбционный метод), который находит все более широкое распространение.



МЦУ-4Ц, установка маслоочистительная цеолитовая

Литература

1. Быстрицкий Г. Ф., Кудрин Б. И. Выбор и эксплуатация силовых трансформаторов. М. Образовательно-издательский центр «Академия», 2003.
2. Янсюкевич В. А. Методика испытания трансформаторного масла. «Главный энергетик», №9, 2007, стр. 74—83.

Продолжительный срок службы (30 лет) и большой межповерочный интервал позволяют свести к минимуму затраты на эксплуатацию СЕ301 и СЕ303. Наличие программной и аппаратной защиты памяти данных и программ гарантирует сохранность учетной информации.

Покупатель может выбрать одно из двух корпусных исполнений: S31 — для установки в щиток, R31 — для крепления на рейку ТН35. Это позволяет избежать дополнительных сложностей при монтаже счетчиков. Высокая прочность новых приборов, их устойчивость к температурным воздействиям расширяет возможности их применения.

СЕ301 и СЕ303 можно рекомендовать для установки на предприятиях коммунальной энергетики, а также в муниципальных сетевых компаниях, где требуются трехфазные счетчики, обладающие отличными потребительскими качествами при оптимальной цене.

www.energomera.ru

НОВЫЙ ИЗОЛЯТОР ШС10-И1 ИЗ СТЕКЛА И ФАРФОРА

На Южноуральском арматурно-изоляционном заводе в конце прошлого года поставили на промышленное производство изолятор ШС10-И. Недавно выпущена новая модификация — ШС10-И1. В дополнение к существующей модели в «голове» изолятора появился паз для крепления изолированных проводов.

Изолятор ШС10-И состоит из двух деталей: одна выполнена из фарфора, вторая — из закаленного стекла. Особым достоинством этого изолятора стала возможность быстрого визуального обнаружения повреждения изолятора при эксплуатации и его оперативной замены.

Этот изолятор предназначен для изоляции и крепления проводов на воздушных линиях электропередачи, в распределительных устройствах станций и подстанций переменного тока напряжением до 10 кВ и частотой до 100 Гц.



А. И. Гаврилко,
К.Т.Н.,
А. В. Козырев,
Калининская АЭС

ОСОБЕННОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ СЕЙСМОСТОЙКИХ РЕЛЕ НА АЭС

Современный этап эксплуатации электротехнического оборудования электрических станций имеет ряд особенностей: оборудование выработало значительную степень ресурса и перешло в фазу нарастающих интенсивностей отказов. К сожалению, и уровень подготовки эксплуатационного персонала имеет тенденцию к снижению. Это вполне объективные факторы. Вместе с тем, экономические условия требуют повышения надежности эксплуатации, что приводит к необходимости разработок, направленных на повышение уровня эксплуатации на основе новых методов, существенно снижающих роль «человеческого фактора» и одновременно повышающих эффективность принимаемых решений. Такое направление поисков дают технологии технически обоснованного продления ресурса используемого оборудования и создания условий, наиболее благоприятных для его эксплуатации. Экономическая ситуация, сложившаяся в последние годы в энергетике, заставляет принимать меры, направленные на увеличение срока эксплуатации различного оборудования. В создавшейся ситуации, когда нет средств на его замену, эксплуатация такого оборудования должна, несомненно, отличаться от прежней. Наверное, это и более частые адресные профилактические ремонты, и мониторинг за состоянием с применением современных методов диагностики (ИК-контроль, частичные разряды, акустический и виброконтроль, новые методы химического анализа и др.), а также разработка и анализ мероприятий и проектов, улучшающих эксплуатационные режимы, которые позволят уменьшить риск повреждений такого оборудования.

При использовании электротехнического оборудования большинства электрических станций, ресурс эксплуатации которого практически исчерпан, необходимы разработка,

анализ мероприятий и проектов, которые позволили бы создать более благоприятные эксплуатационные условия, и уменьшили бы риск повреждений такого оборудования. Необходимо, наконец-то, задаться вопросом: «Почему один трансформатор эксплуатируется в течение 50 лет, а другой — менее 20?» Одна из причин кроется в тех условиях, в которых эксплуатируется тот или иной аппарат, электрическая машина. Условия определяются совершенством технической стороны проектных решений в первую очередь, во вторую — уровнем организации эксплуатации, технического обслуживания и ремонта.

Сейсмостойкие реле

В технике релейной защиты успешно применяется аппаратура, содержащая интегральные микросхемы. Высокие требования к правильной работе релейной защиты элементов сети собственных нужд АЭС в условиях ударных и вибрационных нагрузок как раз и обусловили разработку, выпуск промышленностью специальной серии реле, так называемых сейсмостойких реле. Применение микросхем позволило не только заметно улучшить характеристики защит, но и получить совершенно новые, которые невозможно было создать при использовании традиционных электромеханических реле. В настоящее время устройства релейной защиты всех элементов сетей собственных нужд на атомных станциях выполняются только с использованием сейсмостойких реле. Старый подход проектирования устройств релейных защит при использовании сейсмостойких реле оказался неприемлемым. Дело в том, что при этом подходе основное внимание уделялось быстродействию при срабатывании. Возвратные характеристики измерительных органов релейной защиты, как правило, никого

Таблица 1

Возвратные характеристики сейсмостойких реле

Тип реле	Время, в течение которого реле приходит в состояние «до срабатывания» при снятии управляющего импульса, мс, не более	Примечание
БРЭ 2801	60	Руководство по эксплуатации ИГФР.647534.001-32РЭ
РСТ13	70	Библиотека электромонтера вып. № 629, ISBN 5-283-01038-4
РСН 14-17	70	
РВ01	60	ИГФР.647531.001 Т01
РП 16	50	РД 153-34.0.35.647-99 Методические указания по ТО
РП 17	15	
РП 18-1 – 18-3	40	
РТЗ 51	50	Листок-каталог УДК.621.318.5.014

не интересовали. Все сейсмостойкие реле, в отличие от электромеханических, обладают некоторой «памятью» (табл. 1). Не учитывать ее при проектировании релейной защиты в разветвленных сетях собственных нужд атомных станций (рис. 1) является недопустимым и опасным.

Возвратные характеристики реле (табл. 1) взяты из [1—4] и заводских технических описаний и инструкций.

Опыт эксплуатации и аварийные ситуации, произошедшие в сетях собственных нужд Калининской АЭС, говорят

об обязательном учете возвратных характеристик сейсмостойких реле при проектировании. Разберем несколько случаев, подтверждающих эти гипотезы.

Компоновка сети и ее состав

Сеть энергоснабжения ответственных технологических потребителей сверхмощного энергоблока АЭС представлена на рис. 1. В ее состав входят два питающих источника: ТСН 1 и РТСН 3. Первый из них является рабочим источ-

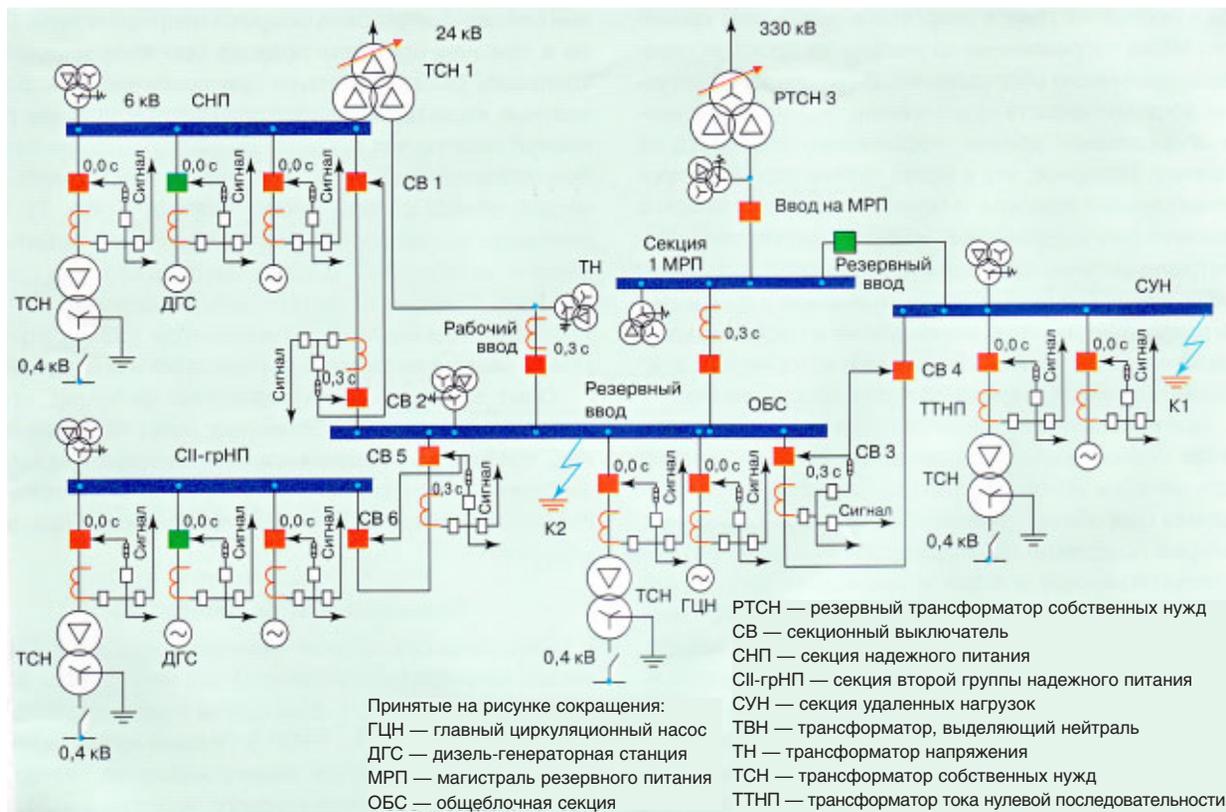


Рис. 1. Сеть 6 кВ энергоснабжения технологических потребителей энергоблока АЭС

ником энергоснабжения, который подключен к сети генераторного напряжения 24 кВ без применения каких-либо коммутационных аппаратов. Второй — резервный источник, подключен к энергосистеме через открытое распределительное устройство номинальным напряжением 330 кВ. В сети генераторного напряжения энергоблока имеется выключатель нагрузки. Такая схема позволяет выводить энергоблок на номинальные технологические параметры при питании общецлочных секций (ОБС) от рабочих трансформаторов собственных нужд. Включение резервного питания от резервных трансформаторов собственных нужд (РТСН) может быть выполнено вручную оператором или автоматически устройством ввода резерва (АВР) по факту отключения выключателя рабочего ввода, если нет запрета от защит, срабатывание которых происходит при заведомо не устранившемся коротком замыкании на секции (устройство резервирования отказов выключателей, дистанционная, дуговая защиты и др.).

На энергоблоке 1000 МВт — четыре общецлочных секции, к которым подключаются все механизмы, осуществляющие основной технологический процесс. Каждая ОБС имеет независимые рабочий и резервный источники энергоснабжения. Кроме технологических механизмов к шинам общецлочных секций подключаются секции надежного питания (СНП, на энергоблоке их три), секции второй группы надежного питания (СII-грНП, на энергоблоке их две), секции удаленных нагрузок (СУН, на энергоблоке их четыре).

Все вышеупомянутые секции подключаются к ОБС посредством линий питания, состоящих из двух выключателей и кабельных линий. К СНП подключаются меха-

низмы, в задачу которых входит выведение реакторной установки в подкритическое (безопасное) состояние при любом режиме энергоснабжения, включая полное обесточение. При полном обесточении питание потребителей СНП осуществляется от автономной дизель-генераторной станции, запуск которой осуществляется по факту отключения хотя бы одного из секционных выключателей линии питания. СИ-грНП — общестанционные секции, к которым подключаются различные подпиточные и пожарные насосы, эксплуатируемые в общестанционных агрегатах. Эти секции имеют межсекционный АВР и автономные дизель-генераторные станции. К секциям удаленных нагрузок подключены различные хозяйственные потребители, не участвующие непосредственно в технологическом процессе энергетического блока. Они имеют два источника питания и автоматику включения резерва. Резервный ввод СУН запитан (рис. 1) непосредственно с секций магистрали резервного питания (МРП). На ОБС и СУН включаются трансформаторы (ТВН), при помощи которых выделяется нейтраль сети, которая, в свою очередь, заземляется через резистор сопротивлением 100 Ом. При питании СУН от общецлочной секции трансформатор, выделяющий нейтраль, подключаемый непосредственно на СУН, отключен. Включается он автоматически, когда секция удаленных нагрузок питается с магистрали резервного питания. При переводе питания этих секций от общецлочных секций ТВН СУН автоматически отключается, тем самым предотвращается параллельная работа двух трансформаторов, при помощи которых выделяется нейтраль сети.

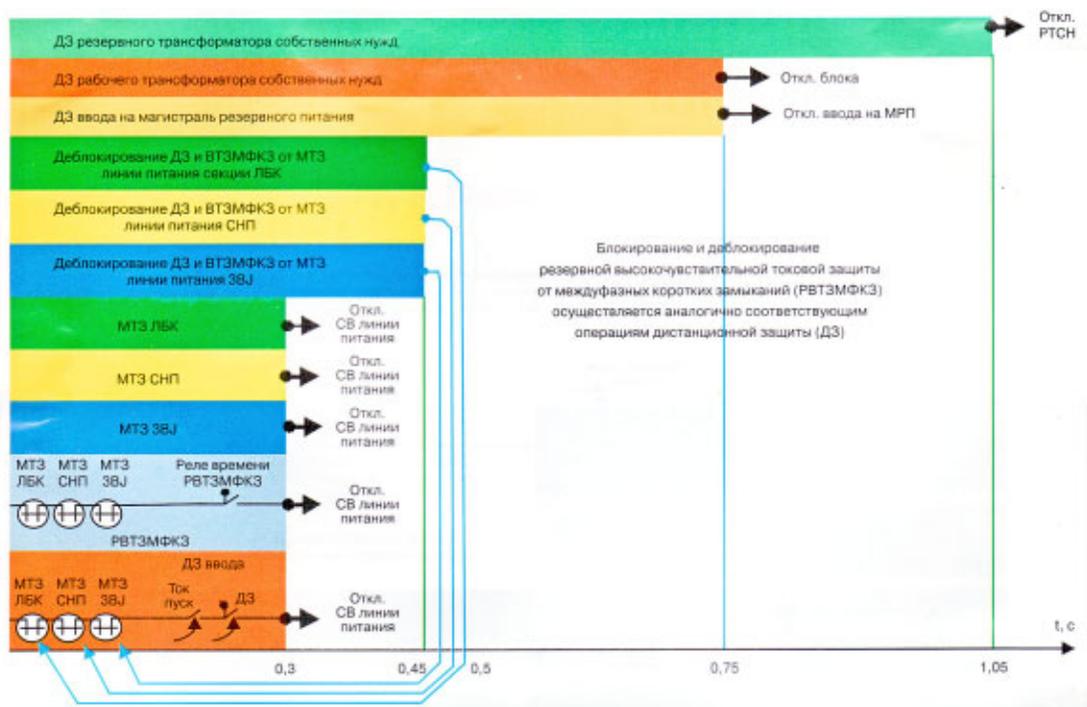


Рис. 2. Временные диаграммы работы комплекса релейных защит сети собственных нужд

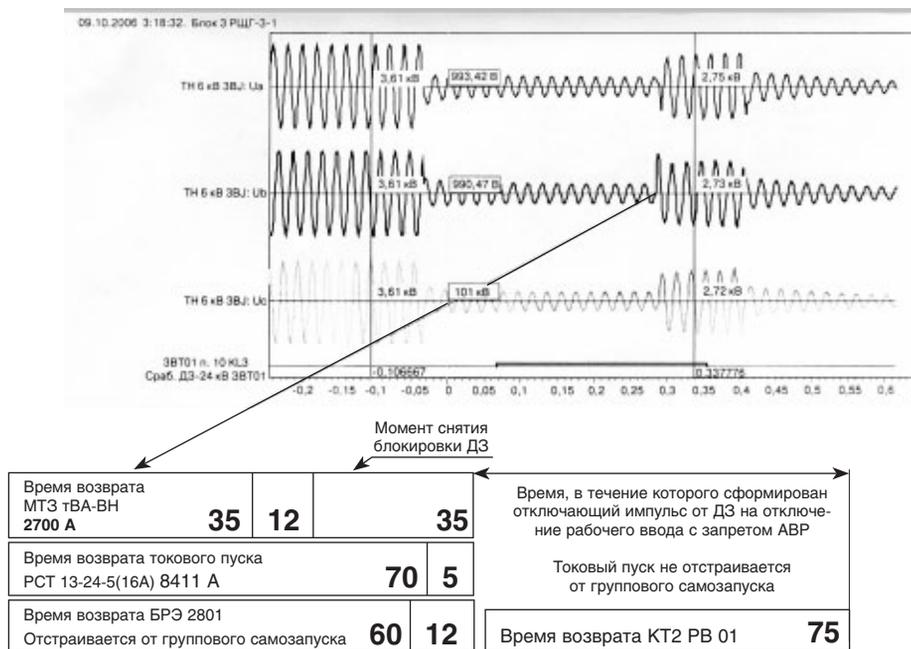


Рис. 3. Состояние измерительных органов релейной защиты после отключения короткого замыкания (К1 на рис. 1) на секции удаленных нагрузок

Комплекс релейных защит от междуфазных коротких замыканий, установленный в сети собственных нужд сверхмощных энергоблоков атомных электрических станций

Каждое присоединение на любой из секций собственных нужд (рис. 1) оснащено основной быстродействующей защитой от внутренних повреждений. Это, как правило, либо токовая отсечка, либо дифференциальная защита. На линиях питания секций, смежных с общеблочной, устанавливаются максимальные токовые защиты (МТЗ), действующие на отключение секционных выключателей с выдержкой времени 0,3 с. Основной задачей МТЗ, установленных на линиях питания, является функция выполнения дальнего резервирования основных защит присоединений. На питающих вводах (рабочем и резервном) общеблочной секции установлен комплект дистанционных защит, также выполняющих функции дальнего резервирования защит всех присоединений сети собственных нужд. Для того чтобы минимизировать время нахождения в сети короткого замыкания и обеспечить селективность при любых коротких замыканиях в комплексе релейной защиты сети собственных нужд, применяются блокировки дистанционной защиты питающих вводов от максимальных токовых защит линий питания секций, смежных с общеблочной. Временные диаграммы работы комплекса релейных защит от коротких замыканий в сети собственных нужд представлены на рис. 2. Согласно проектному алгоритму [1, 5] (рис. 2), при не устранившихся основными защитами присоединений коротких замыканий последние будут локализовываться защитами, выполняющими функции резервирования. Так, при повреждениях в месте К1 (рис. 1)

ток короткого замыкания будет протекать от питающего источника через линию питания секции удаленных нагрузок к месту К1. В этом случае сработают измерительные органы максимальной токовой защиты линии питания СУН и дистанционной защиты питающего ввода. При срабатывании измерительных органов МТЗ линии питания СУН они без выдержки времени будут блокировать формирование отключающего импульса питающего ввода от дистанционной защиты, предотвращая тем самым излишние отключения секций, на которых нет повреждений. По истечении выдержки времени МТЗ сформируется импульс на отключение секционных выключателей, после отключения которых ликвидируется короткое замыкание, и все измерительные органы релейных защит приходят в состояние «до срабатывания». Переход измерительных органов релейной защиты, выполненных с использованием сейсмостойких реле, в положение, предшествующее срабатыванию, осуществляется, к сожалению, неодновременно (рис. 3, табл. 1), и поэтому в таких случаях могут формироваться неселективные отключающие импульсы, усугубляющие аварийную ситуацию и усложняющие переходный процесс в технологической схеме энергоблока. Так, при устранении короткого замыкания в точке К1 (рис. 1) максимальной токовой защитой линии питания СУН измерительный орган МТЗ вернулся в положение «до срабатывания» значительно раньше измерительного органа дистанционной защиты, чем и был сформирован отключающий импульс на отключение рабочего ввода с запретом АВР (рис. 3) уже после ликвидации аварийного режима.

Согласно [1, 5] резервная высокочувствительная токовая защита от междуфазных коротких замыканий (РВЧТЗМФКЗ)

сети 6 кВ в своей логической части имеет блокировку от группового самозапуска электродвигателей на секциях только при переключении питания от рабочих источников на резервные (АВР). При ликвидации коротких замыканий на смежных с общецлочной секциях никаких блокировок от групповых самозапусков проектом не предусмотрено. Уставка токового органа РВЧТЗМФКЗ сети 6 кВ совпадает с уставкой токового пуска дистанционной защиты, которые от таких режимов не отстраиваются. В результате чего ток и время группового самозапуска двигателей после ликвидации аварии $t_{\text{сраб. МТЗ линии питания}} = 0,3$ с (рис. 2,3) и восстановления напряжения могут превысить соответствующие уставки резервной защиты; в этом случае получим неселективное действие еще одной защиты в сети 6 кВ после устранения короткого замыкания (КЗ). Дистанционная защита питающих вводов общецлочных секций и РВЧТЗМФКЗ выполняют функции дальнего резервирования основных защит всех присоединений сети 6 кВ. По мнению авторов, с точки зрения надежности, не совсем логично, что обе защиты, выполняющие одинаковые функции, могут блокировать одним контактом максимальные токовые защиты линий питания секций, смежных с общецлочной (рис. 2). В этой связи предлагается РВЧТЗМФКЗ сети 6 кВ вообще ничем не блокировать при повреждениях на смежных с общецлочной секциях. Время срабатывания резервной защиты для обеспечения селективности увеличить до 0,5 с. Исходя из вышеизложенного, с целью предотвращения возгорания в кабельной сети 6,3 кВ СН АЭС к защитам предъявляются требования отключения КЗ в любой точке сети с как можно меньшим временем, в том числе и при отказе защит или выключателя присоединения, на котором возникло короткое замыкание. Поэтому предлагаем:

- использовать для защиты рабочих и резервных вводов общецлочных секций микропроцессорные устройства релейной защиты;

- логическую схему работы резервной высокочувствительной токовой защиты от междуфазных коротких замыканий реализовать в микропроцессорном терминале с помощью свободно программируемой логики.

Увеличение единичной мощности блоков, мощности питающих элементов собственных нужд (СН) АЭС привели к увеличению токов коротких замыканий. В настоящее время выключатели, применяемые в системах СН, работают на пределе своих технических возможностей [6, 7] (рис. 4). Токи КЗ в сетях СН сверхмощных энергоблоков достигли предельных значений как для выключателей (36—40 кА), так и для всего электрооборудования сети, включая питающие источники. Чрезвычайно часты случаи повреждения опорных изоляторов питающих шинопроводов от динамических воздействий сверхтоков коротких замыканий, причем эти повреждения могут проявиться не сразу, а спустя некоторое время. В этой связи локализация повреждений в сети должна осуществляться защитами за минимально допустимое время. Однако минимальные выдержки времени, установленные в релейной защите элементов сети энергоснабжения основных технологических потребителей энергоблока, необходимо согласовывать между собой, учитывая возвратные характеристики измерительных органов, а всю сеть рассматривать как единый энергетический объект.

Ячейки комплектных распределительных устройств 6 кВ с элегазовыми выключателями снабжаются фотоэлементами, реагирующими на вспышку в ячейке. Время срабатывания таких устройств в два раза меньше времени срабатывания разгрузочных клапанов в камерах дуговой защиты и составляет не более 40 мс. В некоторых местах токопроводы резервного и рабочего энергоснабжения проходят в непосредственной близости (20—30 см) от легких разгрузочных клапанов дуговой защиты ячеек. Все это может вызывать неселективные действия дуговой защиты при коротких замыканиях, когда по шинопроводам текут

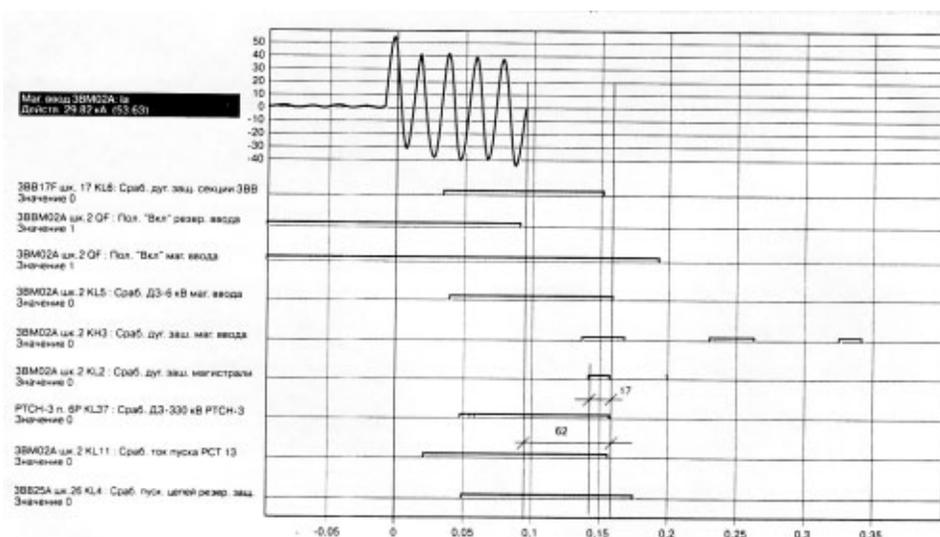


Рис. 4. Временные диаграммы работы релейной защиты при трехфазном дуговом коротком замыкании (K2, рис. 1) в одной из ячеек комплектного распределительного устройства собственных нужд

значительные токи коротких замыканий и от электродинамических воздействий последних крышки клапанов могут подниматься самопроизвольно.

Интересным аварийным случаем при рассмотрении проблем, затронутых в настоящей статье, является трехфазное дуговое короткое замыкание в одной из ячеек общецлочной секции (рис. 1, К2). При пусковых операциях на одном из присоединений ОБС возникли коммутационные перенапряжения. Самым слабым местом с точки зрения изоляции явилась выкатная часть тележки выключателя. От возникновения коммутационных перенапряжений первоначально возникла дуга между фазами А, В и землей, спустя 1 мс произошло трехфазное дуговое короткое замыкание на землю в ячейке выключателя. Слабое место изоляции — в выкатной части выключателя послужило позитивным фактором. В противном случае мог бы повредиться двигатель, так как перенапряжения в таких ситуациях могут достигать, согласно [8,9], уровня $(3,1—4,9) U_m/U_{ф.т}$, что чрезвычайно опасно не только для витковой, но и для корпусной изоляции электродвигателя. Короткое замыкание сопровождалось возникновением обширных дуг в ячейке, от которых (0,035 с) сработал фотоэлемент дуговой защиты ячейки и токовый пуск защит секции. По истечении 0,095 с начала развития аварии локализация короткого замыкания произошла отключением выключателя резервного ввода (рис. 1) от дуговой защиты. Из-за запоздалого возврата (62 мс) реле токового пуска (РСТ 13 на рис. 4) после ликвидации аварийного режима от электродинамических воздействий токов короткого замыкания (более 50 кА, см. осциллограммы рис. 4) на клапан дуговой защиты, который находится в непосредственной близости от резервного шинпровода, возникли условия для формирования отключающего импульса ввода на МРП. Продолжительность отключающего импульса составила около 17 мс. Этого времени хватило для завершения операции отключения ввода на МРП. В этой связи надо подчеркнуть, что неселективные срабатывания дуговой защиты общецлочной секции и вводов на магистраль резервного питания имеют тяжелые последствия. В одних ситуациях отключается либо секция с разгрузкой энергоблока, либо полностью энергоблок или оба резервных трансформатора собственных нужд (рис. 1), оставляя при этом все сети СН энергоблока без резервного питания.

Выводы

1. Сеть собственных нужд на мощных энергоблоках атомных станций — это электрическая система с присущими всем электрическим системам признаками. Проектирование релейной защиты в этих сетях должно вестись с учетом этого фактора.

2. Монтаж питающих токопроводов рабочего и резервного питания должен вестись с учетом возможного электродинамического воздействия сверхтоков короткого замыкания на клапаны дуговой защиты.

3. Для уменьшения термических и динамических воздействий (временных и количественных) от сверхтоков коротких замыканий все электротехническое оборудование, распо-

ложенное вблизи мощных питающих источников, должно защищаться основными защитами с минимально возможным временем отключения. В схемах собственных нужд сверхмощных энергоблоков должны применяться мероприятия по ограничению токов короткого замыкания. Выполнение указанных требований создаст наиболее благоприятные эксплуатационные условия для электротехнического оборудования, увеличит ресурс его безаварийной эксплуатации.

4. Проводя анализ аварийных случаев и схемы энергоснабжения ответственных технологических потребителей атомной станции, можно констатировать, что в создавшейся ситуации комплекс релейных защит от междуфазных коротких замыканий при повреждениях на смежных с общецлочной секциях всегда работает неселективно, отключая при этом ОБС с разгрузкой энергоблока.

5. Проблемы, затронутые в настоящей статье, требуют детального изучения и проработки как с проектными организациями, так с разработчиками релейной аппаратуры.

Назрела чрезвычайная и острая необходимость в предварительном анализе новых проектных решений электрической части электростанций, который базировался бы на эксплуатационном опыте и здравом смысле. Заимствование зарубежных проектных решений должно также использоваться после их детального изучения, проработки, анализа, научного обоснования применительно к используемому электрооборудованию.

Литература

1. Зильберман В. А. Релейная защита сети собственных нужд атомных электростанций. — М.: Энергоатомиздат, 1992.
2. Линт Г. Э. Серийные реле защиты, выполненные на интегральных микросхемах. — М.: Энергоатомиздат, 1990.
3. Бирг А. Н., Нудельман Г. С., Федоров Э. К., Шамис М. А., Шнеерсон Э. М. Устройства дистанционной и токовой защиты типа ШДЭ 2801, ШДЭ 2802. — М.: Энергоатомиздат, 1988.
4. Федоров Э. К., Шнеерсон Э. М. Панель дистанционной защиты ПДЭ-2001 (ДЗ-750). — М.: Энергоатомиздат, 1985.
5. Типовая работа Атомэнергопроекта «Релейная защита элементов сети собственных нужд 6 и 0,4 кВ электростанций с турбогенераторами 192713.0000036.02955.000А Э.01», 1987.
6. Неклепаев Б. Н., Крючков И. П. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. — М.: Энергоатомиздат, 1989.
7. Гаврилко А. И. Проблемы эксплуатации электротехнического оборудования сверхмощных энергоблоков. — ЭЛЕКТРО. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность, 2006, № 2.
8. Кадомская К. П., Лавров О. А., Рейхердт А. А. Перенапряжения в электрических сетях различного назначения и защита от них. Учебник. — Новосибирск: Изд. НГТУ, 2004.
9. Евдокунин Г. А., Титенков С. С. Внутренние перенапряжения в сетях 6—35 кВ. — СПб.: Изд. Терция, 2004.



**Г. С. Белкин,
А. А. Дробышевский,
В. Н. Ивакин,
В. Д. Ковалев,
А. Н. Панибратец,
Исследовательский комитет А2
«Трансформаторы»**

ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ВИДЫ ТРАНСФОРМАТОРНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

После длительного периода устойчивого роста мощности и напряжения трансформаторного оборудования в настоящее время акценты сместились, в основном, к применению новых материалов для магнитопроводов, проводников, электрической изоляции, анализу переходных процессов, а также к диагностике и обслуживанию оборудования на месте установки, включая восстановление, ремонт, модернизацию и испытания.

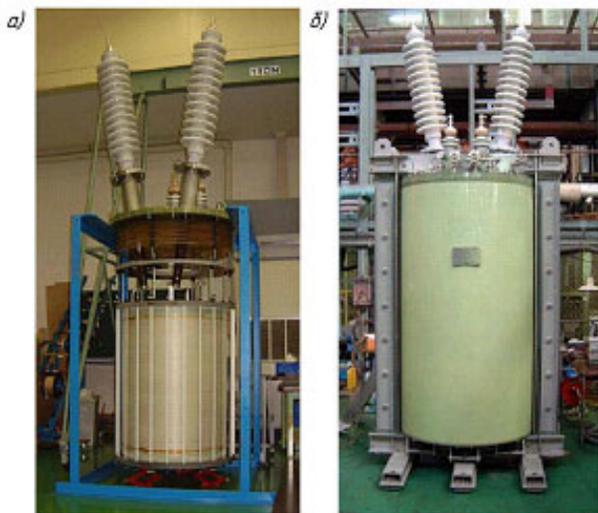
Трансформаторы с использованием высокотемпературных сверхпроводящих (ВТСП) материалов

В настоящее время в ряде стран (США, Германии, Франции, Дании, Японии, России и Китае) освоено или подготовлено промышленное производство ВТСП-материалов, пригодных для создания и производства некоторых видов силового электротехнического оборудования, в частности, силовых трансформаторов. Актуальность разработки обусловлена необходимостью снижения потерь электроэнергии при ее передаче и преобразовании. Другим побудительным фактором применения ВТСП-материалов являются растущие требования к уменьшению размеров электрооборудования и соответствующему уменьшению занимаемых площадей, что особенно существенно в условиях города. Кроме того, ВТСП-трансформатор будет обладать большей удельной мощностью. С учетом международного опыта, ВЭИ совместно с другими научно-исследовательскими и производственными предприятиями отрасли предполагает до 2012 года разработать ВТСП-трансформатор мощностью

1000 кВ А, содержащий обмотки, охлаждаемые до уровня температур жидкого азота, и магнитопровод, находящийся в тепловом контакте с окружающей средой. Из основных экономических, эксплуатационных и экологических преимуществ создаваемого на основе ВТСП-трансформатора следует назвать: меньшие нагрузочные потери (на 70—90%), массу и размеры по сравнению с обычными трансформаторами; отсутствие теплового старения изоляции; меньшую опасность для окружающей среды благодаря замене масла экологически чистым и дешевым жидким азотом.

Трансформаторы с элегазовой изоляцией

Очевидными преимуществами элегазовых трансформаторов (ЭТ) являются их экологичность и пожаробезопасность. Однако существенно меньшая импульсная прочность и теплопередающая способность элегаза заставляют значительно увеличивать давление SF₆ внутри бака трансформатора (2,5 кг/см и выше), что делает применение ЭТ экономически невыгодным. В связи с этим представляет интерес разработка ЭТ мощностью 20 МВ-А 154 кВ фирмой «КЕРСО» (Южная Корея) с низким давлением SF₆: 1,2—1,4 кг/см. При таком давлении изоляционные свойства при напряжении 50 Гц примерно как у масла, однако импульсная прочность сильно зависит от распределения электрического поля, что подразумевает высокие требования к конструкции изоляции и выбору материала твердой изоляции, в первую очередь, в клинообразных промежутках между витками и отдельными секциями (катушками), где возникает наибольшая напряженность поля. Эта про-



Однофазный ВТСП-трансформатор с «теплой» магнитной системой и неметаллическим

блема была решена применением композитной изоляции из материалов с высокой и низкой диэлектрической проницаемостью, размещаемых в зонах с максимальной напряженностью поля. Эффективность системы охлаждения (газ, охлаждаемый водой), позволяющей обеспечить необходимый теплоотвод от обмоток и магнитопровода даже при столь низком давлении элегаза, была достигнута благодаря правильному выбору тепловой модели и проведению трехмерного численного анализа, в результате чего были определены типы обмоток, размеры каналов охлаждения, оптимальные потоки ввода-вывода газа. Прототип успешно прошел все диэлектрические и термические испытания. Ведутся исследования (в том числе в ВЭИ) по возможности применения других изоляционных газов.

Кабельные трансформаторы

Прорывом в области трансформаторных технологий можно назвать новый тип трансформатора — Dryformer, разработанный компанией ABB, обмотки которого выполняются из кабеля: внутри пучок многожильного провода (медный или алюминиевый), заключенный в тонкий слой полупроводящего материала (для исключения неравномерности поля из-за многослойности). Все это заключается в полиэтилен, толщина которого выбирается из соображений электрической прочности (практически достижим уровень напряжения 220 кВ). Наружная оболочка-экран, выполненная также из полупроводящего материала, заземляется на каждом витке вдоль обмотки, т.е. электрическое поле полностью заключено внутри твердого диэлектрика. Трансформатор имеет воздушное охлаждение. Отсутствие масла, снижение более чем вдвое доли горючих материалов по сравнению с обычным трансформатором устраняют риск пожара, взрыва, загрязнения воды и почвы при повреждении трансформатора. Это позволяет применять такие аппараты в зонах с большой плотностью населения, в подземных установках,

в экологически охраняемых регионах. Повышается безопасность эксплуатации для персонала. Для такого трансформатора не нужны вводы ВН, просто кабель протягивается к распределительному устройству на любую длину. Принципиально Dryformer снижает общие потери в сети благодаря тому, что его можно установить как угодно близко к месту нагрузки. Перегрузочная способность обычного трансформатора ограничена термостойкостью маслбумажной изоляции и сроком службы масла. Для Dryformer перегрузка ограничена не старением изоляции, а снижением механической прочности обмотки, изолированной полиэтиленом при повышении температуры. Другим недостатком такого трансформатора является высокая цена (примерно вдвое выше, чем у традиционной конструкции). Первый в мире силовой трансформатор без масла, с обмоткой кабельного типа, разработанный для установки в помещении, имеет мощность 20 МВ·А и напряжение 140/6...6 кВ. За последние годы ABB Transformatoren получила значительное количество заказов на поставку трансформаторов данного типа в разных частях мира.

Трансформаторы с гибридной изоляцией

Хотя подход к проектированию трансформаторов со смешанной изоляцией известен с 80-х годов, последний опыт передовых зарубежных фирм доказывает, что появление новых высокотемпературных изоляционных материалов создает новые возможности. Обычно силовые трансформаторы имеют комбинированную изоляцию: твердая — цел-



Трехфазный ВТСП-трансформатор мощностью 5-10 МВА

люлозная, жидкая — минеральное масло. Нагрузочная способность трансформатора может быть существенно повышена, а процесс старения изоляции снижен за счет применения так называемой «гибридной» изоляции, когда в наиболее нагретых частях обмоток целлюлозная изоляция заменяется на высокотемпературную арамидную изоляцию. Для двух элементов, работающих при одинаковой температуре, изоляция отвода из обычной бумаги старится в 2 раза быстрее высокотемпературной. При этом благодаря тому, что дорогостоящая высокотемпературная изоляция применяется в очень ограниченных объемах, стоимость трансформатора погашается незначительно. Применение гибридной изоляции позволяет не только уменьшить массу и габариты трансформатора, но и снизить расходы на его обслуживание (уменьшение выделения газов из твердой изоляции в масло требует меньшего объема работ по очистке масла). Существенным преимуществом является незначительная усадка арамидных материалов под воздействием сил сжатия: исследования показали, что эти материалы практически безупрочны при температурах до 150° С, что гарантирует сохранение начального уровня запрессовки обмоток — важного фактора в обеспечении стойкости трансформатора при КЗ. Примером успешного применения новой технологии с использованием гибридной изоляции является трансформатор 300 МВ-А 230 кВ, спроектированный в Бразилии.

Основные факторы эксплуатационной надежности

В последние годы на первое место выдвинулись эксплуатационная надежность, экономические и экологические аспекты. С одной стороны, это вызвано тем, что в промышленно развитых странах основная часть трансформаторов состарилась, с другой, отмена государственного регулирования заставила по-другому взглянуть на эти проблемы. В связи с этим увеличилась важность более точной оценки технического состояния оборудования и его остаточного срока службы, обеспечивающих надежную эксплуатацию трансформаторов.

Можно выделить 4 основных фактора, влияющих на ухудшение состояния трансформатора в процессе его эксплуатации:

- термический фактор — снижение степени полимеризации и механической прочности бумаги со временем, включая возможное образование пузырьков от увлажненной бумаги из-за резкого роста температуры при перегрузках;
- электрический фактор — снижение диэлектрической прочности изоляции при повторяющихся грозовых или коммутационных воздействиях, а в ряде случаев при электростатических разрядах;
- механический фактор — ослабление механической прочности под воздействием токов КЗ и токов включения;
- фактор окружающей среды, влияющий в основном на бак и его герметичность.

Возросшие требования к эксплуатационной надежности привели в последние годы к значительному прогрессу в развитии средств и методов диагностики и интерпретации результатов измерений при оценке состояния трансформаторов в эксплуатации. В связи с тем, что масло как диагностическая среда, содержит до 70% информации о состоянии трансформатора, все современные системы мониторинга включают в себя те или иные средства для оценки состояния масла. Выход на рынок новых современных приборов и датчиков с увеличенной чувствительностью и точностью, позволяющих осуществлять одновременный контроль до 8 растворенных газов и влаги одним устройством (системы TransFix — фирма Kelman, TM8 — фирма Serveron), меняет сложившийся стереотип о том, что контроль растворенных газов в режиме он-лайн значительно уступает по качеству результатам измерений в условиях лаборатории. Тем не менее, единодушно признается, что периодический контроль оборудования в режиме офф-лайн нужен во всех случаях. В связи с этим представляет практический интерес развитие методов диагностики, основанных на частотном анализе контролируемых процессов: методы измерения тока поляризации-депо-



Хроматограф Transport-X

ляризации, методы частотного анализа: диэлектрический и механический.

Одним из таких приборов, приобретенным недавно ВЭИ и предназначенным для хроматографического анализа растворенных в масле газов, является портативный хроматограф Transport-X (фирма Kelman, Великобритания). Высокие технические характеристики и надежность результатов прибора обеспечиваются применением метода фотоакустической спектроскопии. Прибор позволяет производить в полевых условиях (на месте установки электрооборудования) анализ 7 ключевых газов и содержание влаги в масле. Достоинствами прибора являются его компактность, простота обслуживания, отсутствие необходимости в расходных материалах.

Метод частотного анализа (в России известный как метод низковольтных импульсов) является самым чувствительным инструментом для оценки механического состояния обмоток силовых трансформаторов в эксплуатации. ВЭИ, являющийся лидером в России и СНГ по развитию этого метода, наряду с некоторыми другими странами с 2004 года участвует в деятельности специальной рабочей группы СИГРЭ, целью которой является обобщение опыта применения метода в разных странах, разработка общих принципов, критериев оценки, методики диагностики при сохранении многообразия подходов и инструментов.



**Ю. В. Харечко,
к.т.н., доцент МГАУ
им. В.П. Горячкина**

АНАЛИЗ ТРЕБОВАНИЙ К ТИПАМ ЗАЗЕМЛЕНИЯ СИСТЕМЫ БРИТАНСКИХ СТАНДАРТОВ

В предыдущей статье [1] были рассмотрены требования к типам заземления системы, изложенные в введенном в действие с 1 января 1995 г. ГОСТ Р 50571.2 [2], который был разработан на основе стандарта МЭК 60364-3 «Электрические установки зданий. Часть 3. Оценка основных характеристик» 1993 г. [3] и поправки к этому стандарту 1994 г. [4]¹. На основе проведенного в статье анализа был сделан вывод о том, что ГОСТ Р 50571.2 и его первоисточник — стандарт МЭК 60364-3 с поправкой больше похожи на теоретические разработки, в которых сформулированы только основные принципы построения пяти типов заземления системы TN-C, TN-S, TN-C-S, TT и IT, чем на нормативные документы. Руководствуясь этими общими принципами необходимо разработать подробный нормативный документ, требования которого можно будет использовать при проектировании, монтаже и эксплуатации электроустановок зданий и других низковольтных электроустановок.

Основной причиной неопределенности нормативных требований является отсутствие в ГОСТ Р 50571.2 и стан-

дарте МЭК 60364-3 с поправкой определений исходных понятий, на которых базируются эти требования. Прежде всего, в стандартах не определен объект, для которого устанавливаются типы заземления системы. В двух британских стандартах BS 7671 «Требования для электрических установок. Правила электропроводок IEE²» [8] и BS 7430 «Строительные нормы и правила для заземления» [9] требования к типам заземления системы изложены более точно. Прежде всего, в этих стандартах дано определение объекта, для которого установлены конкретные типы заземления системы. Поэтому целесообразно рассмотреть требования стандартов BS 7671 и BS 7430 и провести их анализ.

Требования к типам заземления системы, изложенные в стандарте BS 7671

Стандарт BS 7671 содержит требования к электроустановкам зданий и некоторым другим низковольтным электроустановкам. Стандарт BS 7671:2001 г. является шестнадцатым изданием³ и действует с 1 января 2002 г.

¹ В 2001 г. была проведена реструктуризация стандартов комплекса МЭК 60364 «Электрические установки зданий», во время которой требования, изложенные в стандарте МЭК 60364-3 и поправке к нему, вошли в состав стандарта МЭК 60364-1 «Электрические установки зданий. Часть 1. Основополагающие принципы, оценка основных характеристик, определения» 2001 г. [5]. В ноябре 2005 г. была введена в действие новая редакция стандарта МЭК 60364-1 «Низковольтные электрические установки. Часть 1. Основополагающие принципы, оценка основных характеристик, определения» 2005 г. [6], который содержит измененные требования к типам заземления системы. На основе стандарта МЭК 60364-1:2005 г. следует разработать новый национальный стандарт вместо действующих в настоящее время ГОСТ Р 50571.1 [7] и ГОСТ Р 50571.2.

² Institution of Electrical Engineers — Общество инженеров-электриков.

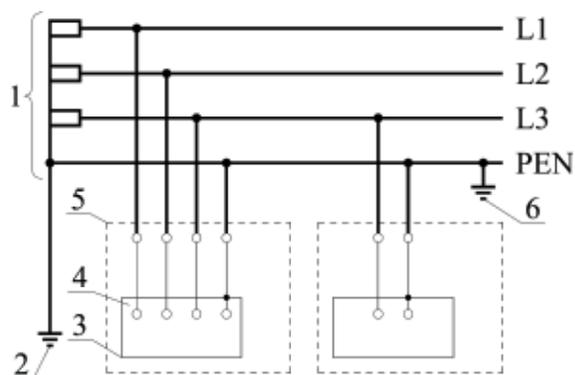


Рис. 1. Система TN-C:

1 — источник энергии; 2 — заземление источника;
3 — открытая проводящая часть; 4 — оборудование в установке; 5 — потребительская установка; 6 — дополнительное заземление источника

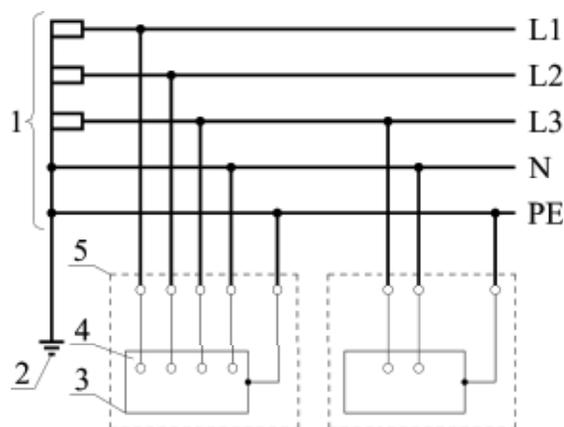


Рис. 2. Система TN-S:

1 — источник энергии; 2 — заземление источника;
3 — открытая проводящая часть; 4 — оборудование в установке; 5 — потребительская установка

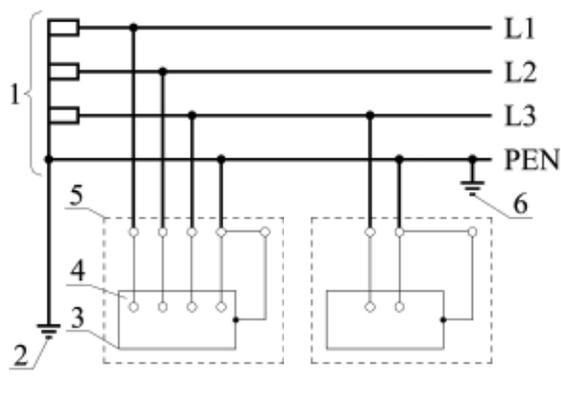


Рис. 3. Система TN-C-S:

1 — источник энергии; 2 — заземление источника;
3 — открытая проводящая часть; 4 — оборудование в установке; 5 — потребительская установка; 6 — дополнительное заземление источника

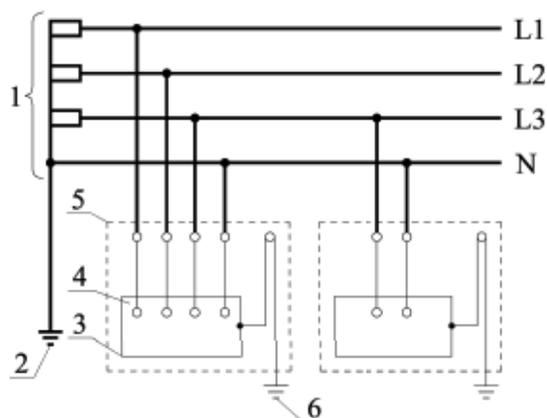


Рис. 4. Система TT:

1 — источник энергии; 2 — заземление источника;
3 — открытая проводящая часть; 4 — оборудование в установке; 5 — потребительская установка; 6 — заземлитель установки

Требования стандарта в основном соответствуют аналогичным требованиям стандартов комплекса МЭК 60364 «Электрические установки зданий», который с ноября 2005 г. называют «Низковольтные электрические установки». Стандарт BS 7671 включает в себя семь частей и шесть приложений. Объем стандарта составляет около 300 страниц формата А4.

Общие требования к типам заземления системы TN-C, TN-S, TN-C-S, TT и IT установлены во второй части стандарта BS 7671, которая называется «Определения». В отличие от стандартов комплекса МЭК 60364 в стандарте

BS 7671 дано следующее определение основного исходного термина «система» («system»): электрическая система, состоящая из одного источника электрической энергии и установки («an electrical system consisting of a single source of electrical energy and an installation»).

Сокращенное наименование термина «установка» употребляют в стандарте BS 7671 наряду с его полным наименованием — «электрическая установка» («electrical installation»). Последний термин определен в стандарте следующим образом: совокупность взаимосвязанного электрического оборудования, питаемого от общего ввода, чтобы

³ Отсчет изданий стандарта ведется от первого издания нормативного документа «Нормы и правила для предотвращения пожарных опасностей, являющихся результатом электрического освещения» («Rules and regulations for the prevention of fire risks arising from electric lighting»), датированного 1882 г.

выполнять определенную цель, и имеющего определенные согласованные характеристики⁴.

Таким образом, под системой в стандарте BS 7671 понимают совокупность источника питания и низковольтной электроустановки, которая, как следует из требований стандарта, обычно представляет собой электроустановку здания. То есть система, как правило, состоит из источника питания и электроустановки здания.

На рис. 3—7 стандарта BS 7671, которые представлены на рис. 1—5 статьи, более наглядно, чем в стандарте МЭК 60364-3 (рис. 1—5 статьи [1]), показаны системы TN-C, TN-S, TN-C-S, TT и IT.

В зависимости от отношения источника питания и открытых проводящих частей электроустановки к Земле типы системы («types of system») идентифицированы в стандарте BS 7671 следующим образом:

- система TN — система, имеющая одну или более точек источника энергии, непосредственно заземленных, открытые проводящие части установки присоединены к этой точке защитными проводниками;
- система TN-C — система, в которой нейтральная и защитная функции объединены в едином проводнике по всей системе (рис. 1);
- система TN-S — система, имеющая отдельные нейтральный и защитный проводники по всей системе (рис. 2);
- система TN-C-S — система, в которой нейтральная и защитная функции объединены в едином проводнике в части системы (рис. 3);
- система TT — система, имеющая одну точку источника энергии, непосредственно заземленную, открытые проводящие части установки присоединены к заземлителю, электрически не зависимому⁵ от заземлителя источника питания (рис. 4);
- система IT — система, не имеющая непосредственного соединения между токоведущими частями и Землей,

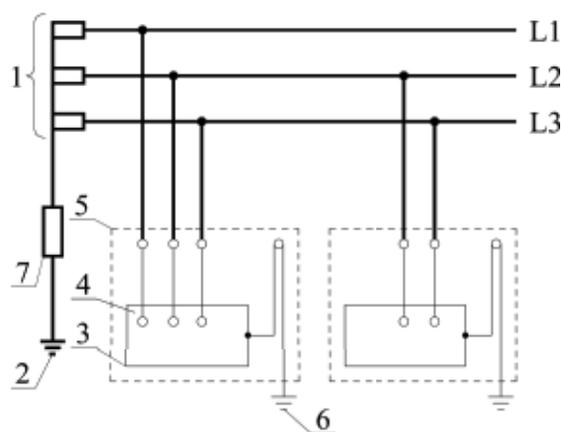


Рис. 5. Система IT:

1 — источник энергии; 2 — заземление источника; 3 — открытая проводящая часть; 4 — оборудование в установке; 5 — потребительская установка; 6 — заземлитель установки; 7 — заземляющее сопротивление

открытые проводящие части электрической установки заземлены (рис. 5).

Нейтральная и защитная функции объединены в едином проводнике по всей системе.

Все открытые проводящие части установки присоединяют к PEN-проводнику.

Разделенные нейтральный и защитный проводники по всей системе.

Защитный проводник (PE) представляет собой металлическую оболочку кабеля, питающего установки, или отдельный проводник.

Все открытые проводящие части установки присоединены к этому защитному проводнику посредством главного заземляющего зажима⁶ установки.

Нейтральная и защитная функции объединены в едином проводнике в части системы.

⁴ Цитированное определение хорошо согласуется со следующим определением термина «электрическая установка» из Международного электротехнического словаря (МЭС) (стандарта МЭК 60050-826 «Международный электротехнический словарь. Часть 826. Электрические установки» 2004 г. [10]): совокупность взаимосвязанного электрического оборудования, имеющего согласованные характеристики, чтобы выполнять определенные цели.

⁵ В стандарте BS 7671 определен термин «электрически независимые заземляющие электроды» («electrically independent earth electrodes»): заземляющие электроды, размещенные на таком расстоянии друг от друга, что максимальный ток, возможно протекающий через один из них, не оказывает значительного влияния на потенциал другого (других). В стандарте МЭК 60050-195 «Международный электротехнический словарь. Часть 195. Заземление и защита от поражения электрическим током» 1998 г. с поправкой 2001 г. [11, 12] определен термин «независимый заземляющий электрод» («independent earth electrode») — заземляющий электрод, расположенный на таком расстоянии от других заземляющих электродов, что на его электрический потенциал не значительно влияют электрические токи между Землей и другими заземляющими электродами. В другой части МЭС — стандарте МЭК 60050-826 2004 г. рассматриваемому термину дано такое же определение. В место термина «заземляющий электрод» в национальной нормативной документации употребляют термин «заземлитель». В ГОСТ Р МЭК 60050-195 [13], который разработан на основе стандарта МЭК 60050-195 с поправкой, приведено два названия этого термина: «независимый заземлитель» и «независимый заземляющий электрод». Однако для национальной нормативной документации этот термин целесообразно поименовать так — «электрически независимый заземлитель».

⁶ Термин «главный заземляющий зажим» («main earthing terminal») определен в стандарте BS 7671 следующим образом: зажим или шина, предусмотренные для присоединения защитных проводников, включая проводники уравнивания потенциалов, и проводников для функционального заземления, если они есть, для возможности заземления. В стандарте МЭК 60050-195 рассматриваемый термин определен иначе — зажим или шина, которые являются частью заземляющего устройства установки, создающие возможность электрического присоединения нескольких проводников для целей заземления. Оба представленных определения относятся к одному и тому же элементу заземляющего устройства.

Обычный вид системы TN-C-S представляет собой, как показано, питание — TN-C и устройство в установках — TN-S.

Этот тип распределения известен также, как защитное многократное заземление⁷, а PEN-проводник упоминается как совмещенный нейтральный и заземляющий проводник (CNE).

PEN-проводник системы питания заземлен в нескольких точках, а заземлитель может быть необходимым в установке потребителя или около нее.

Все открытые проводящие части установки присоединены к PEN-проводнику посредством главного заземляющего зажима и нейтрального зажима. Эти зажимы соединены вместе.

Все открытые проводящие части установки присоединены к заземлителю, который является электрически не зависимым от заземления источника питания.

Все открытые проводящие части установки присоединены к заземлителю.

Источник питания или присоединен к Земле через преднамеренно введенное заземляющее полное сопротивление, или изолирован от Земли.

В стандарте BS 7671 дано определение исходного термина «система», а также конкретно указано, что под источником питания понимают источник энергии (source of energy). На рисунках, иллюстрирующих конкретные типы заземления системы, источник энергии показан в виде вторичной обмотки трехфазного трансформатора, установленного на понижающей трансформаторной подстанции, или в виде низковольтного трехфазного электрогенератора. Поэтому требования стандарта BS 7671 к типам заземления системы являются более определенными, чем аналогичные требования стандарта МЭК 60364-3.

Несмотря на наличие достаточно подробной информации, отдельные требования стандарта BS 7671 все же содержат некоторую неопределенность и даже существенные противоречия. Так, например, в требованиях к системе TN-C сказано, что PEN-проводник используют по всей системе. Все открытые проводящие части электроустановки присоединены к PEN-проводнику. Однако реальные электроустановки зданий включают в себя многочисленные электрические цепи, содержащие медные проводники сечением, равным, например, 1,5 мм² и 2,5 мм². В таких электрических цепях не может быть PEN-проводников, так как их сечение должно быть не менее 10 мм² по меди. Поэтому открытые проводящие части электрооборудования класса I, входящего в состав подобных электрических цепей, будут присоединены к защитным проводникам (PE), а не к PEN-проводникам.

Даже если все проводники какой-либо электроустановки имеют сечение не менее 10 мм² по меди, то при выполнении присоединения к ее электрическим цепям переносного или передвижного электрооборудования класса I необходимо выполнить разделение PEN-проводника. Гибкий соединительный кабель этого электрооборудования должен иметь отдельную жилу, выполняющую функции защитного проводника.

Кроме того, с 31 января 2003 г. в Великобритании действуют Правила электрической безопасности, качества и непрерывности 2002 г. (The Electricity Safety, Quality and Continuity Regulations 2002) (далее по тексту — Правила безопасности), которые потребовали внесения в стандарт BS 7671 некоторых изменений, вступивших в силу с 31 марта 2004 г. Указанные изменения ограничивают область использования PEN-проводника. Правило 8 (4) Правил безопасности устанавливает, что потребитель не должен объединять нейтральную и защитную функции в одном проводнике в своей потребительской установке⁸. То есть действующие требования Правил безопасности и стандарта BS 7671 не допускают применение PEN-проводников в потребительских электроустановках (в электроустановках зданий). Следовательно, система TN-C может быть использована только в исключительных случаях — в специальных низковольтных электроустановках, электрические цепи которых должны иметь проводники сечением не менее 10 мм² по меди.

В системе TN-C-S, как указано в требованиях стандарта, PEN-проводник используют в части системы, границы которой специально не обозначены. Однако рис. 3, иллюстрирующий один из возможных вариантов выполнения системы TN-C-S, по всей видимости, показывает, что разделение PEN-проводника происходит на вводе в потребительскую электроустановку. Учитывая, что Правила безопасности запретили применение PEN-проводников в потребительских электроустановках, можно сделать вывод о том, что в электроустановке здания, соответствующей типу заземления системы TN-C-S, PEN-проводник всегда должен быть разделен на ее вводе.

Пояснение к этому рисунку о том, что обычный вид системы TN-C-S представляет собой совокупность, состоящую из питания TN-C и электроустановки TN-S, противоречит определению системы и ее типов, представленным в стандарте. Система по определению стандарта состоит из источника питания и электроустановки. Поэтому любой тип системы устанавливает единые требования к выполнению заземления проводящих частей указанной совокупности «источник питания — электроустановка».

⁷ Термин «защитное многократное заземление» («protective multiple earthing (PME)») определен в стандарте BS 7671 следующим образом: заземляющее устройство, обеспечиваемое в системах TN-C-S, в которых питающий нейтральный проводник используется для соединения заземляющего проводника электроустановки с Землей.... В МЭС и в стандартах МЭК не используют этот термин или его аналог.

⁸ Поправкой 2 [14] в стандарт BS 7671 были внесены изменения предписанные Правилами безопасности. В частности, к рисунку, иллюстрирующему систему TN-C (см. рис. 1), было добавлено следующее пояснение: правило 8 (4) Правил безопасности... устанавливает, что потребитель не должен объединять нейтральную и защитную функции в одном проводнике в своей потребительской установке.

Если говорить о том, что источник питания соответствует TN-C (то есть он входит в состав системы TN-C), то в состав системы TN-C, по определению, должна входить и электроустановка. Ее открытые проводящие части должны иметь соединение с PEN-проводником. Однако рис. 3 свидетельствует об обратном — открытые проводящие части в электроустановке присоединены к защитному проводнику.

Если говорить о том, что электроустановка соответствует TN-S (то есть она входит в состав системы TN-S), то в состав системы TN-S, по определению, должен входить и источник питания. Среди проводников, соединяющих источник питания и электроустановку, должен быть отдельный защитный проводник. PEN-проводника в системе TN-S быть не должно. Однако, как показано на рис. 3, открытые проводящие части потребительской электроустановки присоединены к защитному проводнику, который «начинается» на одном из ее вводных зажимов, а не на источнике питания. Между источником питания и электроустановкой находится PEN-проводник, который «начинается» на заземленной нейтрали источника питания и «заканчивается» на вводном зажиме электроустановки.

Иными словами, систему TN-C-S нельзя рассматривать как сумму двух систем TN-C и TN-S.

Пояснение к рисунку, иллюстрирующему систему TT (см. рис. 4), о том, что открытые проводящие части электроустановки присоединены к заземлителю, электрически независимому от заземления источника питания, также имеет логическую ошибку. Электрически независимыми могут быть только заземлители, о чем свидетельствует определение термина «электрически независимые заземлители», приведенное в стандарте BS 7671 (см. сноску 5). Поэтому в рассматриваемом пояснении к рис. 4 речь должна идти о том, что заземлитель заземляющего устройства потребительской электроустановки является электрически независимым от заземлителя заземляющего устройства источника питания.

Изложенные выше требования стандарта BS 7671 базируются на исходных понятиях, которые определены в стандарте. Это обстоятельство позволяет значительно улучшить восприятие нормативных требований и создает предпосылки для их корректного выполнения. Анализ рассмотренных требований позволяет сделать следующие выводы:

1. Под низковольтной системой распределения электроэнергии, для которой в стандартах МЭК 60364 установлена характеристика «тип заземления системы», следует понимать совокупность, включающую в себя источник питания и электроустановку здания.

2. В низковольтной системе распределения электроэнергии, соответствующей типу заземления системы TN-C-S, PEN-проводник может иметь место только в низковольтной распределительной электрической сети. PEN-проводник должен быть разделен на защитный и ней-

тральный проводники на вводных зажимах электроустановки здания.

3. При типе заземления системы TN-S защитный проводник имеет место во всей низковольтной системе распределения электроэнергии — и в низковольтной распределительной электрической сети, и в электроустановке здания.

4. Вследствие запрета использования PEN-проводников в электроустановках зданий тип заземления системы TN-C больше похож на теоретическую характеристику низковольтной системы распределения электроэнергии, применение которой позволяет лучше понять типы заземления системы TN-S и TN-C-S.

5. В рассмотренных требованиях все же имеются существенные противоречия.

Требования к типам заземления системы, изложенные в стандарте BS 7430

В британском стандарте BS 7430 изложены основные требования к выполнению заземления в низковольтных электрических системах и электроустановках. Стандарт BS 7430 1998 г., введенный в действие с 15 ноября 1998 г., является вторым изданием. Он заменил собой первое издание стандарта BS 7430 1992 г., в которое были внесены поправки. Стандарт BS 7430 включает в себя 29 разделов и одно приложение. Объем стандарта составляет около 80 страниц формата A4.

В стандарте BS 7430, так же, как в стандарте BS 7671, рассматривают систему, состоящую из источника энергии и установки. Причем источник питания включает питающие проводники для установки.

В стандарте специально подчеркнуто, что в подавляющем большинстве случаев источник энергии является собственностью и ответственностью поставщика электроэнергии, а установка является потребительской установкой. Даже в тех промышленных установках, где источник энергии принадлежит и управляется пользователем,

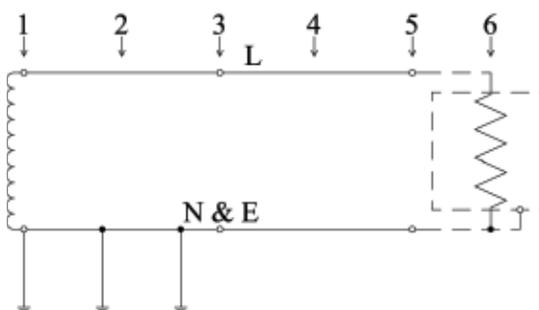


Рис. 6. Система TN-C:

1 — источник энергии; 2 — распределительная питающая кабель; 3 — потребительский зажим; 4 — конечная цепь; 5 — точка использования; 6 — электроприемник

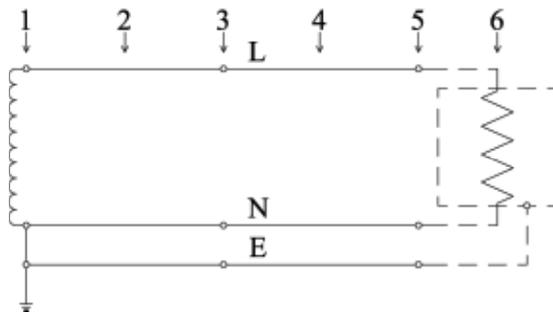


Рис. 7. Система TN-S:

1 — источник энергии; 2 — распределительный питающий кабель; 3 — потребительский зажим; 4 — конечная цепь; 5 — точка использования; 6 — электроприемник

тем не менее, его удобно рассматривать отдельно от цепи и электроприемника в установке.

Ссылаясь на принятие стандартом BS 7671 международной классификации типов низковольтной системы, стандарт BS 7430 интерпретирует ее следующим образом.

Система TN имеет одну или более точек источника энергии, непосредственно заземленных, а открытые и сторонние проводящие части установки присоединены только посредством защитных проводников к заземленной точке (точкам) источника. То есть имеется металлический путь для протекания токов замыкания на землю от установки до заземленной точки (точек) источника.

Системы TN подразделяют в стандарте BS 7430 на следующие системы:

- систему TN-C, где нейтральная и защитная функции объединены в едином проводнике по всей системе (рис. 6⁹). Заземленная концентрическая электропроводка¹⁰ или заземленная оболочка обратной электропроводки (ESRW) представляют собой примеры системы TN-C;
- систему TN-S, где имеются отдельные нейтральный и защитный проводники по всей системе (рис. 7). Система, где металлический путь между установкой и источником энергии образован оболочкой и броней источника питания¹¹, является системой TN-S;
- систему TN-C-S, где нейтральная и защитная функции объединены в едином проводнике, но только в части

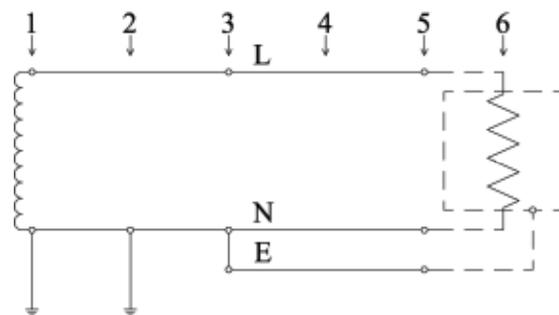


Рис. 8. Система TN-C-S:

1 — источник энергии; 2 — распределительный питающий кабель; 3 — потребительский зажим; 4 — конечная цепь; 5 — точка использования; 6 — электроприемник

системы (рис. 8). Тип распределения, который обычно называют защитным многократным заземлением, есть TN-C-S, питание является TN-C, а устройство в установке является TN-S. Система защитного нейтрального связывания (PNB) является вариантом системы TN-C-S с одной точкой заземления.

Система TT имеет одну или более точек источника энергии, непосредственно заземленных, а открытые и сторонние проводящие части установки присоединены к местному заземлителю или заземлителям, которые являются электрически не зависимыми от заземления (заземлений) источника питания (рис. 9).

Система IT имеет источник питания или незаземленный, или заземленный через большое полное сопротивление, а открытые проводящие части установки присоединены к электрически независимому заземлителю (рис. 10).

⁹ На всех рисунках стандарта BS 7430 для простоты показаны однофазные электрические системы, которые не могут иметь нейтрали. Следовательно, эти системы не могут иметь нейтральных проводников и PEN-проводников. Строго говоря, в подобных однофазных электрических системах применяют линейные (фазные) проводники и совмещенные защитные заземляющие и линейные проводники (PEL-проводники) (более подробно см. статью [15]).

¹⁰ Термин «заземленная концентрическая электропроводка» («earthed concentric wiring») определен в стандарте BS 7430 следующим образом: электропроводка, в которой один или более изолированных проводника полностью окружены всюду по их длине проводником, например, металлической оболочкой, которая выполняет функции PEN-проводника.

¹¹ Имеется в виду оболочка и броня кабеля, с помощью которого электроустановку присоединяют к источнику питания.

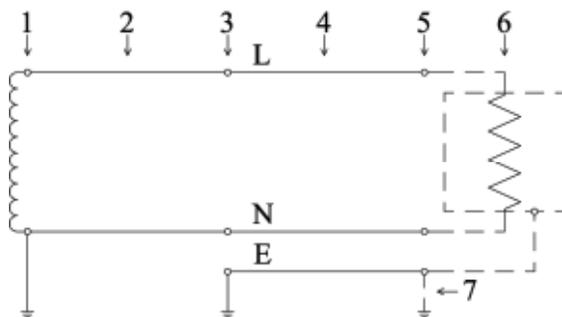


Рис. 9. Система ТТ:

1 — источник энергии; 2 — распределительный питающий кабель; 3 — потребительский зажим; 4 — конечная цепь; 5 — точка использования; 6 — электроприемник; 7 — альтернативное расположение заземлителя

Объединенный защитный и нейтральный проводник (PEN) по всей системе.

Объединенный защитный и нейтральный проводник только между источником питания и потребительскими зажимами.

Нейтральная точка источника питания не заземлена или заземлена через большое полное сопротивление.

В стандарте BS 7430 также указано, что на практике система может быть комбинацией типов. Приведен один пример такой комбинации: установка, являющаяся частью системы TN, в которой особая цепь или цепи должны быть защищены устройством дифференциального тока¹². Если открытые проводящие части этой цепи или цепей присоединены к независимому заземлителю, то эту часть установки нужно тогда рассматривать как существующую в системе TT. То есть стандарт BS 7430 допускает возможность выполнения такой низковольтной электроустановки, которая состоит из двух частей, соответствующих разным типам заземления системы. Например, в электроустановке здания, соответствующей типу заземления системы TN — C — S, какую-то ее часть выполняют с типом заземления системы TT. В этой части все открытые проводящие части электрооборудования класса I присоединяют защитными проводниками ко второму заземляющему устройству, которое имеет заземлитель электрически не зависимый от заземлителя заземляющего устройства источника питания и соединенного с ним PEN-проводником первого заземляющего устройства электроустановки здания.

Большая часть электроустановок, как указано в стандарте BS 7430, составляют часть систем TN-S, TN-C-S или TT.

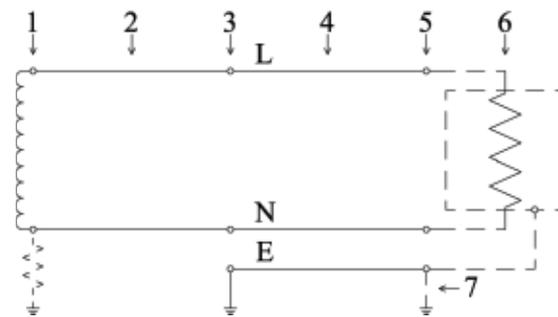


Рис. 10. Система IT:

1 — источник энергии; 2 — распределительный питающий кабель; 3 — потребительский зажим; 4 — конечная цепь; 5 — точка использования; 6 — электроприемник; 7 — альтернативное расположение заземлителя

В представленных выше требованиях стандарта BS 7430 имеются некоторые погрешности. Так, например, при определении систем TN и TT допущена логическая ошибка — здесь указаны сторонние проводящие части, которые не являются составной частью электроустановки. Поэтому их упоминание следует исключить из определений систем TN и TT.

Действительно, термин «сторонняя проводящая часть» («extraneous-conductive-part») определен в стандарте BS 7430 так: проводящая часть, обязанная представлять потенциал, обычно потенциал земли, и не составляющая часть электрической установки¹³. То есть сторонние проводящие части, по определению, не входят в состав электроустановки. Следовательно, их не нужно учитывать при формулировании требований к системам TN и TT.

Разъяснения о том, что в системе TN-C-S источник питания соответствует системе TN-C, а электроустановка — системе TN-S, приведенные в стандарте BS 7430, противоречат определению системы и ее типов. Система, как указано в стандарте, состоит из источника питания и электроустановки. Нельзя рассматривать источник питания без электроустановки, а электроустановку — без источника питания. Источник питания и электроустановка образуют единую низковольтную систему распределения электроэнергии. Поэтому они должны соответствовать одному типу заземления системы.

В определении системы TT более правильно говорить о том, что заземлитель заземляющего устройства потребительской электроустановки, к которому присоединены открытые проводящие части, является элект-

¹² В национальной нормативной документации это устройство называют устройством защитного отключения.

¹³ В стандарте МЭК 60050-195 рассматриваемый термин определен более точно: проводящая часть, не являющаяся частью электрической установки и обязанная представлять электрический потенциал, обычно электрический потенциал локальной земли.

<< 23

Напомним, что изоляторы ШС 10-И прошли испытания в Государственном унитарном предприятии «Всероссийский электротехнический институт», Москва.

До настоящего времени в распределительных сетях на воздушных линиях электропередачи 6—10 кВ традиционно использовались штыревые изоляторы с изоляционной деталью из фарфора и отожженного стекла: ШФ10Г, ШФ20Г, ШС10Д, а также их аналоги из полимерных материалов.

Однако эти изоляторы при электрическом пробое внешне выглядят целыми, и на поиск и замену вышедшего из строя изолятора уходит драгоценное время. Группа разработчиков Южноуральского арматурно-изоляторного завода решила эту проблему.

Для визуализации пробоа и сохранения провода на опоре они разработали новый изолятор. Им и стал ШС10-И из закаленного стекла и фарфора.

— Стеклопанельная часть изолятора полностью разрушается при пробое, фарфоровая сохраняется и создает дополнительную электрическую прочность, поддерживая провод и выдерживая нагрузки напряжения, — рассказывает технический директор завода Владимир Головин.

По результатам испытаний ИЦ ГУП ВЭИ изоляторы линейные штыревые типа ШС10-И производства ОАО «ЮАИЗ» соответствуют требованиям проекта ТУ 3493-200-76935199-2006.

www.aiz.ru

**КОМПАНИЯ
«НГ-ЭНЕРГО» РАЗРАБОТАЛА
УНИВЕРСАЛЬНЫЙ
ДИЗЕЛЬНЫЙ
ЭНЕРГОКОМПЛЕКС**

Инженерная служба «НГ-Энерго» совместно со специалистами заводов-изготовителей бурового оборудования разработала универсальный дизельный энергокомплекс мощностью 4360 МВт. Комплекс предназначен для работы в составе новых и предыдущих моделей буровых установок отечественного производства.

43 >>

рически не зависимым от заземлителя заземляющего устройства источника питания.

При определении системы ИТ в стандарте указано, что открытые проводящие части электроустановки присоединены к электрически независимому заземлителю. Однако такое требование отсутствует и в стандарте BS 7671, и в стандарте МЭК 60364-3.

Изложенные нормативные требования стандарта BS 7430 базируются на определенных исходных понятиях, что позволяет значительно улучшить восприятие требований стандарта по сравнению с требованиями стандарта МЭК 60364-3 и создает предпосылки для их корректного выполнения. Однако в стандарте BS 7430 имеются указанные выше неточности и противоречия, аналогичные погрешностям в требованиях стандарта BS 7671.

Литература

1. Харечко Ю.В. Анализ требований к типам заземления системы ГОСТ Р 50571.2 и стандарта МЭК 60364-3//Главный энергетик, 2008, № 4.
2. ГОСТ Р 50571.2-94 (МЭК 364-3-93). Электроустановки зданий. Ч. 3. Основные характеристики. — М.: «Изд-во стандартов», 1995.
3. International standard IEC 60364-3. Electrical installations of buildings. Part 3. Assessment of general characteristics. Second edition. — Geneva: IEC, 1993-03.
4. International standard IEC 60364-3-am¹. Electrical installations of buildings. Part 3. Assessment of general characteristics. Second edition. Amendment 1. — Geneva: IEC, 1994.
5. International standard IEC 60364-1. Electrical installations of buildings. Part 1. Fundamental principles, assessment of general characteristics, definitions. Fourth edition. — Geneva: IEC, 2001-08.
6. International standard IEC 60364-1. Low-voltage electrical installations. Part 1: Fundamental principles, assessment of general characteristics, definitions. Fifth edition. — Geneva: IEC, 2005-11.
7. ГОСТ Р 50571.1-93 (МЭК 364-1-72, МЭК 364-2-70). Электроустановки зданий. Основные положения. — М.: «Изд-во стандартов», 1993.
8. British Standard BS 7671-2001. Requirements for Electrical Installations. IEE Wiring Regulations. Sixteenth Edition. — London: BSI and IEE, 2001.
9. British Standard BS 7430-1998. Code of practice for Earthing. Second edition. — London: BSI, 1998.
10. International standard IEC 60050-826. International Electrotechnical Vocabulary. Part 826. Electrical installations. Second edition. — Geneva: IEC, 2004-08.
11. International standard IEC 60050-195. International Electrotechnical Vocabulary. Part 195. Earthing and protection against electric shock. Premiere edition. — Geneva: IEC, 1998-08.
12. International standard IEC 60050-195-am¹. International Electrotechnical Vocabulary. Part 195: Earthing and protection against electric shock. First edition. Amendment 1. — Geneva: IEC, 2001-01.
13. ГОСТ Р МЭК 60050-195-2005. Заземление и защита от поражения электрическим током. Термины и определения. — М: Стандартинформ, 2006.
14. British Standard BS 7671-2001. Requirements for Electrical Installations. IEE Wiring Regulations. Amendment No 2. Sixteenth edition. — London: BSI and IEE, 2004.
15. Харечко В.Н., Харечко Ю.В. Проводники: основные понятия и классификация//Главный энергетик, 2006, № 11.



**Д. Л. Анисимов,
ЗАО «ПромСервис»,
Екатеринбург**

ОПЫТ ВНЕДРЕНИЯ ТЕПЛОСЧЕТЧИКОВ

КРИТЕРИИ ВЫБОРА И ОСОБЕННОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Не секрет, что основные «сбытовые надежды» производителей теплосчетчиков связаны сегодня со всевозможными (городскими, областными, региональными) программами энергосбережения или — массового внедрения приборов учета. И программы эти реализуются, однако, реализуются они с разной степенью эффективности. Нет, мы не говорим здесь о взятках, откатах и прочих негативных и подлежащих решительному искоренению явлениях. Мы говорим о совершенно естественных моментах, о том, что даже в случае абсолютной добропорядочности сторон — участника тендера и его организатора — стороны эти имеют каждая свой конкретный коммерческий и практический интерес. Интерес производителя (поставщика) приборов заключается в том, чтобы продать именно то, что у него есть. Интерес проводящей тендер комиссии (администрации) состоит в том, чтобы приобрести не абы что, а именно то, что нужно (а потом это «то, что нужно» еще и беспрепятственно эксплуатировать). И в этом противостоянии при отсутствии со стороны администрации четкого понимания вопроса, а со стороны поставщика — понимания беспристрастного, возможны как неверно сформулированные условия, так и неадекватно составленное предложение. Крайними же зачастую оказываются монтажники: они могут быть либо представителями производителя в регионе внедрения, либо, если тендеры на поставку и монтаж проводились раздельно — вообще сторонней фирмой.

Возможен и вариант, когда тендер на нашло для себя поставщика приборов.

Мы не претендуем на роль истины в последней инстанции, однако, попытаемся повторить или сформулировать заново ряд тезисов, которые могут стать полезными как для чиновников, готовящих конкурс, так и для монтажников, в нем участвующих, а также и для производителей, ориентированных на участие в тендерах. Последние, впрочем, все, что будет сказано далее, и так уже знают, но их продукция не всегда соответствует выведенным ниже критериям. Кроме того, в заключение мы поделимся практическим опытом монтажней. Начнем же все наши рассуждения с описания специфики массового внедрения теплосчетчиков.

Исходными условиями для программы такого внедрения являются обычно (1) количество объектов, на которых будут монтироваться узлы учета, (2) бюджет и (3) сроки сдачи узлов. Кроме того, довольно часто в последнее время заранее выдвигаются требования к приборному парку — указываются если не «предпочтительные марки», то хотя бы «предпочтительные типы» приборов. Не будем рассматривать здесь «законность» или «обоснованность» подобных требований, сославшись на статью И. В. Кузника [2], где как раз эти вопросы и разъясняются. Отметим то, о чем обычно забывают. Итак, (1) — количество объектов не соотносят с их «качеством», точнее, со степенью

подготовленности к монтажу теплосчетчиков. (2) Выделяя бюджет, зачастую рассматривают только стоимость собственно теплосчетчиков + стоимость их монтажа, забывая или не придавая особого значения необходимости реконструкции тепловых вводов. (3) Намечая сроки сдачи и, естественно, ориентируя их на начало отопительного сезона, не учитывают того, что это начало чревато авариями в тепловых сетях и особыми режимами их работы (например, заполнение через «обратку»), что естественным образом все намеченные сроки оттянет. Последнее, впрочем — в чистом виде проблема монтажников, а вот первые два пункта могут напрямую привести к некачественной, неэффективной реализации программы внедрения теплосчетчиков.

Во-первых, объекты внедрения зачастую представляют собою неосвещенные (неэлектрифицированные) подвалы, не оборудованные сколь-либо надежными дверьми и/или решетками на окнах. Во-вторых, состояние тепловых вводов и внутридомовых коммуникаций таково, что теплосчетчик ставить или почти некуда, или почти незачем. Выделенный же бюджет позволяет вот именно, что только врезать расходомеры да измерительных участков, на нормальные задвижки, фильтры и пр. просто нет средств. (Отсюда, кстати, и возникают желания применить какие-либо чудо-приборы, во всем этом не нуждающиеся, но об этом — ниже). Но и собственно теплосчетчики монтировать затруднительно, точнее, опасно, ведь при отсутствии железных дверей и решеток долго они на месте не останутся; кроме того, если подвал не электрифицирован, а приборы учета рассчитаны на сетевое электропитание, то и включить их не удастся.

Из сказанного следует, что при формировании бюджета программы внедрения теплосчетчиков рассчитывать следует не на «теплосчетчики плюс их монтаж», а на полное и качественное оборудование «целых» узлов учета. При составлении условий конкурса и при рассмотрении поданных заявок также следует оценивать не дешевицу, а полноту комплектации, решительно отмечая «легенды и мифы» типа следующих:

- нашим счетчикам не нужны прямые участки;
- нашим счетчикам не нужны фильтры;
- наши счетчики настолько широкодиапазонны, что врезаются в трубопровод любого диаметра безо всяких сужений.

Особо хотелось бы призвать ответственных лиц не экономить на задвижках и без сомнений менять то старье с сорванными штоками и запавшими щечками, что с незапамятных времен стоит в наших подвалах, на современные надежные затворы, задвижки, краны — впоследствии затраты себя оправдают, это проверено.

Но вот бюджет составлен, конкурс кем-то выигран, приборы смонтированы и сданы в эксплуатацию — но эксплуатация тоже требует определенных затрат. Так, теплосчетчики установлены для того, чтобы давать показания. Для дачи показаний сейчас модно предлагать к использованию системы передачи данных с модемами,

GSM-модемами и многофункциональным софтом на диспетчерском компьютере. Однако в реальной жизни такая система на энное количество домов может оказаться непоколебимой роскошью как с точки зрения внедрения, так и с точки зрения дальнейшего использования. Поэтому применяется дедовская методика, а именно: обходчик с ручкой и блокнотом. Для ЖЭУ или другой эксплуатирующей организации он практически бесплатен, т.к. выделяется из существующих сотрудников, а значит зарплату так и так получает. А как в краткие сроки конца отчетного месяца списать показания с десятков приборов, каждый из которых спрятан в полутемном подвале за дверью с индивидуальным ключом — это уже проблемы обходчика. Проблема же того, кто разбираться в меню, наконец, не испортить при этом каких-либо уставок или коэффициентов, влияющего на метрологию. А потом еще будет проблема самих ЖЭУ — перенести все записи из блокнотов обходчиков в компьютер, не ошибившись при этом ни в одной цифре. Выходит, что при разработке программы массового внедрения счетчиков следует либо заранее заложить в бюджет затраты на создание и дальнейшую эксплуатацию централизованной системы сбора данных, либо при рассмотрении конкурсных заявок обратить внимание на ближние коммуникационные возможности приборов: насколько эргономичны их органы управления и индикаторные табло, обеспечены ли они аксессуарами для быстрого снятия и переноса данных типа специализированных пультов, флэш-драйвов, а может сопрягаются с ноутбуком или КПК через ИК-порт, bluetooth и пр. Но здесь мы уже несколько забегаем вперед — требования к приборам формулируются чуть ниже.

Итак, из сказанного выведем ряд критериев выбора приборной базы для масштабных программ оснащения приборами учета тех или иных объектов (в основном речь идет об объектах жилищно-коммунальной сферы).

Требования к приборному парку в целом очевидны — он должен быть однороден, и иметь хорошую сервисную базу в регионе внедрения. Неприемлем тот принцип, что «на этом маленьком доме ставим вот такой простенький и дешевый теплосчетчик, а вот на этом большом — дорогой и навороченный». Большинство современных приборов выпускаются в ряде модификаций, что позволяет при одинаковом пользовательском интерфейсе варьировать возможности и, соответственно, цену. Известный всем пример — СПТ942, где, например, модификация 04 может использоваться на том самом маленьком доме (до трех расходомеров, давление не измеряется), а модификация 01 — на большом, даже с двумя тепловыми вводами (шесть расходомеров, давление). Однако и внешне схожие приборы не всегда схожи «по сути»: например, применять совместно СПТ941 и СПТ942 не совсем рационально, т.к. эти приборы имеют различия в меню и подключении периферии (пультов), что придется объяснять тем самым обходчикам. При этом внешность 41-го и 42-го одинакова, и обходчики будут путаться.

<< 40

Что касается сервисной базы, то здесь все понятно — внедряемые приборы должны ремонтироваться и поверяться на месте, т.е., без вывоза в другие регионы (на завод-изготовитель и т.п.). Соответственно, даже если есть местный дилер, то необходимо проблемные приборы за тридевять земель производить.

Здесь отметим один весьма важный момент: считается, что любая монтажная фирма (имеющая соответствующие лицензии и т.п.) способна монтировать и обслуживать любые теплосчетчики любого производителя. Наш опыт не позволяет быть столь оптимистичными: на самом деле проектирующая, монтирующая и обслуживающая организация должна состоять в каких-либо отношениях с производителем приборов, т.е. быть его официальным сервисным, дилерским или каким-либо иным (единой терминологии здесь не существует) центром. Только в этом случае есть уверенность, что монтажники не допустят глупых ошибок, а ответственность за работу приборов не будет в дальнейшем перекладываться с большой головы на здоровую. Т.е. если тендер выигран производителем — он ручается за своих монтажников и сервисменов; если тендер выигран монтажной фирмой, она решит все возможные проблемы со своим поставщиком без ущерба для заказчика.

Требования к комплектации теплосчетчиков не лежат на поверхности — их выдвигает лишь по приобретении реального опыта массовых монтажей. Считаем, что производитель (поставщик) приборов в обязательном порядке должен сам поставлять монтажную арматуру для датчиков температуры и давления, а также монтажные вставки (имитаторы) расходомеров. Это снимает проблемы подбора, соответствия и пр., и позволяет осуществить врезки в трубопроводы до установки приборов. Т.е. даже если затянется установка на объектах дверей, решеток и пр., если будет существовать угроза прорывов и затопов подвалов при предсезонных опрессовках и т.п. — сварочные и слесарные работы будут уже сделаны, и ваши объекты будут готовы и к подаче теплоносителя, и к быстрой установке приборов.

Особое слово — о монтажных вставках расходомеров. Вставка — это, грубо говоря, кусок трубы, по размерам и присоединениям (фланцы, резьбы) совпадающий с трубной частью расходомера. Вставка используется при разметке места установки, как шаблон при сварочных работах, а также для «замыкания» трубопровода в период, когда расходомер демонтирован. Последняя роль важна как раз тогда, когда доступ на объект еще не ограничен (вставку воровать не будут, она на ценную вещь не похожа), а также когда расходомер снят для ремонта, проверки или профилактических работ. Кроме того, в момент пуска (заполнения) системы лучше иметь установленными именно вставки, а не расходомеры: в это время возможны гидроудары, теплоноситель смывает со стенок «обратку», то фильтры при этом «не действуют».

Рассуждая о комплектации, снова отметим, что узел учета — это не только и не столько теплосчетчик, а еще и задвижки (затворы, краны), фильтры, элеватор, балансировочные и обратные клапаны, контрольные показывающие приборы. Неисправными задвижками не отрегулировать подачу теплоносителя, не отсечь расходомерные участки при необходимости их демонтажа для техобслуживания или ремонта. Фильтр, вопреки распространенному мнению, необходим не столько расходомерам, сколько системе отопления в целом, т.к. проще и правильней чистить именно фильтр, а не стояки, батареи или теплообменники (если таковые имеются). (Есть, правда, и другое мнение: вот забьет, мол, морозной ночью входной фильтр — встанет весь дом, а забьет у кого-то стояк или батарею, так это уже его частная проблема. Мы, однако, не сторонники такого подхода — узлы учета нужно обслуживать, а не бросать их на произвол судьбы.) В общем, сторона, проводящая тендер, должна знать, что если перечисленные мелочи в заявке отсутствуют, то... участника всерьез рассматривать не стоит, а заявленная им низкая цена низка именно из-за неполноты предложения.

Совместная работа инженеров «НГ-Энерго» и сотрудников заводов позволила повысить уровень надежности энергообеспечения процесса бурения, в том числе в суровых условиях Крайнего Севера.

Комплекс состоит из 4-х дизельных электростанций общей мощностью 4 МВт, одной резервной установки, закрытого распределительного устройства и пульта управления. Дизельные электростанции Cummins работают в России в составе буровых установок с 1999 года и заслужили признание специалистов благодаря своей надежности и неприхотливости.

17 апреля в рамках комплексных испытаний, которые будут проходить на территории завода «НГ-Энерго», пройдет презентация дизельного энергокомплекса. В презентации энергокомплекса примут участие руководители крупнейших буровых компаний России.

Программа испытаний разработана ЗАО «НГ-Энерго» совместно с ЗАО «Уралмаш-ВНИИБТ» в рамках требований ООО «Бургаз».

Компания «НГ-Энерго» специализируется на инжиниринге, строительстве и сервисе энергетических объектов, является официальным дилером компании Cummins в России. Компания предлагает индивидуальные решения в области автономного энергоснабжения. «НГ-Энерго» работает на всей территории России, имеет представительство в Москве и сеть сервисных центров.

ИА INFOLine

МОДЕРНИЗАЦИЯ РЕЛЕ КОНТРОЛЯ НАПРЯЖЕНИЯ РКН-1—1-15 МЕАНДР

ЗАО «МЕАНДР» объявляет о выпуске реле контроля напряжения РКН-1—1-15 с максимальным допустимым напряжением питания 400 вольт (при номинальном 220 в).

Необходимость изготовления данного реле вызвана тем, что в условиях эксплуатации, когда реле контролирует однофазное переменное напряжение 220 в, при обрыве нулевого провода напряжение может увеличиться

45 >>

Требования к расходомерам специфики практически не имеют: само собой разумеется, что они должны соответствовать характеристикам объекта в части диапазонов и точности измерений, «вписываться» в объект по прямым участкам, «держаться» высокие температуры теплоносителя. Следует обратить внимание, пожалуй, лишь на два пункта: отсутствие необходимости индивидуальной градуировки и настройки каждого расходомера прямо на объекте и ремонтпригодность. Первое означает, что расходомер (точнее, преобразователь расхода) является готовым к употреблению средством измерения и, будучи установлен на трубопровод, сразу выдает выходной сигнал с известными характеристиками. Если же непосредственно на объекте необходимо выполнять какие-либо регулировки, определять какие-либо коэффициенты и т.п., ожидайте затягивания сроков внедрения. Второе требование — ремонтпригодность — понятно без объяснений.

Вообще же в отношении расходомеров существует огромное количество мифов, и мифы эти, как правило, создаются поклонниками одного типа приборов в отношении типа другого. Возьмись мы раскрывать эту тему — заняли бы десятки страниц, а рамки данной статьи сделать этого не позволят. Поэтому скажем лишь, что идеального — на все случаи жизни — расходомера не существует, и всегда приходится искать компромисс между ценой, характеристиками, удобством монтажа и эксплуатации и прочими факторами. При сегодня типов — вихревые, ультразвуковые, электромагнитные (индукционные) — в общем и целом равноценны и не имеют друг над другом каких-либо реально значимых преимуществ [3]. На трубопроводах же малых диаметров с ними также равноценно конкурирует классическая вертушка — тахометрический водосчетчик.

Требования к тепловычислителям можно было бы свести к простоте вывода данных на табло, но такой метод использования теплосчетчиков мы считаем неправильным в принципе. Одно дело, когда вычислитель стоит где-нибудь в детском садике, где старательный завхоз каждый день подходит к нему, набирает наизусть выученные комбинации кнопок и неторопливо переписывает показания себе в блокнотик. Совсем по-другому все будет выглядеть в случае с обходчиком из ЖЭУ, который, бренча связкой ключей от всех вверенных ему узлов, будет торопиться обежать десять-двадцать-тридцать объектов в последний день очередного отчетного периода. А если пылливый начальник попросит его переписать посуточные архивы? Здесь замерзшие пальцы будут путаться в кнопках, глаза — слепнуть в полутемных подвалах, обходчик будет сбиваться, ругаться и нажимать не то, что нужно. Для такого случая мы могли бы выдвинуть такие требования, как:

- минимальная глубина меню для доступа к данным;
- минимальное число нажатий кнопок для перемещения между записями архивов;
- защищенность (паролем, переключателем под пломбой и т.п.) рабочих настроек прибора, и даже
- подсветка ЖКИ;
- звуковое сопровождение нажатий кнопок.

Но, повторимся, подобный подход порочен в принципе. И если он порочен, а создание (и дальнейшая эксплуатация) централизованной диспетчерской системы обойдется дорого, то остается лишь один выход — накопительные пульта.

До сих пор популярны пульта в виде отдельного и уникального (подходящего только к конкретному вычислителю или нескольким типам вычислителей) изделия. Для более эффективного использования и вычислитель, и пульт должны быть оборудованы оптическим портом (оптической головкой), т.к. контактное соединение неудобно и длинным проводом за двери узла выводится оптическая головка, которая скрытно монтируется снаружи. В этом случае обходчику с пультом не нужно будет открывать двери, а это экономия времени плюс избавление от связки ключей и капризов замков. Так что, выбирая вычислитель для массовых установок, следует обратить внимание на наличие у него оптопорта, накопительного пульта с оптопортом, а также — на возможность реализации вышеописанного решения. Сам накопительный пульт тоже должен быть простым в использовании (минимум кнопок, минимум нажатий), но это, как правило, всегда так и бывает.

Стоит обращать внимание и на программное обеспечение, необходимое для считывания данных с пультов или теплосчетчиков в персональный компьютер, формирования и печати отчетов по энергопотреблению. Когда сбор данных со счетчиков производится при помощи пультов или же дистанционно, через проводные или беспроводные каналы связи, то именно это программное обеспечение определяет эффективность и удобство работы с приборами.

Наконец, еще один критерий, с которым, возможно, многие согласятся: удобней и безопасней, когда теплосчетчик в целом имеет автономное электропитание. В случае же, когда с автономным вычислителем используются преобразователи расхода с внешним питанием, желательнее знать, как вычислитель обнаруживает и фиксирует факт пропадания питающего расходомеры напряжения — иначе речь снова может зайти о фальсификациях [4,5].

Итак, критерии выбора приборов в общем сформулированы. В заключение расскажем немного о технологии массового монтажа, которая прекрасно описана в работе [6], и здесь мы приведем лишь некоторые цитаты из последней. Итак, установка теплосчетчика складывается в общем и целом из следующих операций:

- разметка трубопроводов в соответствии с проектом для монтажа первичных преобразователей и необходимого сантехнического оборудования;
- монтаж преобразователей расхода (или вставок!), сантехнического оборудования, отборных устройств под установку преобразователей температуры, давления;
- разметка конструкций, стен, монтаж креплений и необходимых конструкций для кабельных прокладок;
- нарезка необходимых кабелей, подготовка жгутов и монтаж кабельных прокладок по установленным креплениям и конструкциям;

- монтаж вычислителя, первичных преобразователей температуры, давления в установленных местах;

- разделка кабелей и проводов, прозвонка проводов, маркировка кабельных прокладок и проводов, подключение первичных преобразователей и соответствующих проводов к вычислителю.

Измерительные участки представляется правильным собирать вне объекта внедрения, на стационарных постах. На объекте производится лишь досборка (если участок целиком транспортировать к месту установки невозможно или неудобно) и врезка готовых измерительных участков в трубопроводы. Отметим, что сборка участков для монтажа расходомеров с резьбовыми соединениями проще, чем для фланцевых приборов, т.к. требование соосности соединяемых элементов выполняется автоматически, без привлечения высококвалифицированных сварщиков и использования дополнительных приспособлений (кондукторов). (Вот, возможно, и еще один критерий выбора расходомеров — удобство монтажа в трубопровод).

Несколько слов — о подключении кабелей. В последнее время применяются в основном клеммные подключения — они требуют меньше подготовительных работ (хотя на самом деле клеммник не освобождает монтажника от необходимости облудить разделанные концы кабелей) и позволяют резать кабель по месту. Раньше более распространены были паяные разъемные соединения: разъем раз и навсегда припаян к кабелю, прибор оснащен ответным разъемом. При кажущейся большей трудоемкости подготовительных работ такие соединения гораздо более удобны в эксплуатации. Например, чтобы прозвонить кабель в процессе эксплуатации или чтобы демонтировать прибор для профилактических работ или поверки, достаточно просто сдернуть разъем, не заботясь о маркировке проводов, не копаясь в клеммниках и т.п. (Чем не еще один критерий? — расходомеры и термопреобразователи с разъемами под паяное соединение предпочтительней, нежели таковые с клеммами).

В общем, на данную тему говорить можно много, а также можно долго спорить, т.к. и подходы к организации массового теплоучета, и предпочтения монтажников и эксплуатационников в данной сфере могут быть различными. Важно следующее: установка теплосчетчиков — это не просто установка теплосчетчиков, а оборудование узлов учета, в которые, помимо собственно приборов, входит масса дополнительного оборудования. Но и сами теплосчетчики при выборе их именно для массовых программ должны рассматриваться несколько с иной стороны, нежели при выборе для индивидуального или специализированного использования. Именно эти моменты мы и постарались раскрыть в данной статье.

Литература

1. Анисимов Д.Л. Некоторые аспекты применения теплосчетчиков в городских программах энергосбережения. Проблемы коммерческого учета энергоносителей (материалы II Международной научно-практической конференции «Теплосиб-2003»). Также размещено на сайте «Теплопункт», http://www.teplopunkt.ru/articles/0068_adl_gor.html

2. Кузник И.В. Как добиться результата по закону? Коммерческий учет энергоносителей: Труды 20-й международной научно-практической конференции.

3. Кремлевский П.П. Расходомеры и счетчики количества вещества

4. Каргапольцев В.П. О фальсификациях при приборном учете воды. Сайт «Теплопункт», http://www.teplopunkt.ru/articles/0075_kv_p_fls.html

5. Анисимов Д.Л. Теплосчетчики: о фальсификациях и спекуляциях. Коммерческий учет энергоносителей: Труды 18-й международной научно-практической конференции. Также размещено на сайте «Теплопункт», http://www.teplopunkt.ru/articles/0085_adl_fls.html

6. Гущин Н.И. Заметки монтажника. Сайт «Теплопункт», www.teplopunkt.ru

до 380 в (пример: трехфазная сеть 380/220 в нейтрально распределена однофазным потребителям-нагрузкам по фазам неравномерные), в этих условиях требуется реле контроля напряжения, выдерживающее длительное перенапряжение.

Назначение и особенности: Реле контроля однофазного напряжения предназначено для защиты электрооборудования от работы на пониженном или повышенном напряжении из-за неполадок в сети. Питание реле осуществляется от контролируемого напряжения, отдельного напряжения питания не требуется.

ЗАО «МЕАНДР» выпускает следующие реле контроля переменного однофазного и постоянного напряжения:

РКН-1—1-15 регулируемые верхний, нижний пороги срабатывания.

РКН-1—2-15 фиксируемая задержка повторного пуска — 6 мин. (защита компрессоров, холодильников, кондиционеров).

РКН-1—5-15 с оптронным выходом предназначено для применения в устройствах автоматики, с применением микропроцессорной техники (необходимо быстроедействие и частота срабатывания).

www.electronshtik.ru

МНОГОФУНКЦИОНАЛЬНЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ ТЕСТЕРЫ АКИП А-8401/8402

Многофункциональные электрические тестеры АКИП А-8401/8402 измеряют широкий перечень нормируемых параметров: сопротивление изоляции до 2 ГОм, параметры УЗО (всех типов), параметры петли и вычисление тока КЗ (до 42 кА), сопротивление низкоомных цепей током 200 мА (заземления, уравнивания потенциалов), измерение токов утечки.

При помощи модели АКИП-8402 в однофазной энергосети можно проводить измерения: переменного тока и напряжения (TRMS), активной/реактивной/полной мощности, коэфф. мощности, гармоник тока и напряжения (до 49-й), а также параметров окружающей среды: температуры,



В. И. Шарапов,
д. т. н., профессор,
М. Е. Орлов,
к. т. н., доцент,
П. В. Ротов,
к. т. н., доцент,
Ульяновский государственный
технический университет

ТЕХНОЛОГИИ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ПИКОВОЙ МОЩНОСТИ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Работа отечественных систем теплоснабжения сопряжена с рядом проблем, обусловленных ослаблением государственного влияния на энергетику, повышением стоимости топливно-энергетических ресурсов, изношенностью тепловых сетей и оборудования, отсутствием инвестиций на техническое перевооружение и несоответствие традиционно применяемых технологий теплоснабжения современным научно-техническим и экономическим требованиям. Нерешенность этих технических и экономических проблем негативно сказывается на качестве и энергетической эффективности теплоснабжения.

Исследования работы систем теплоснабжения [1—3], проведенные сотрудниками научно-исследовательской лаборатории «Теплоэнергетические системы и установки» (НИЛ ТЭСУ) УлГТУ в ряде городов России, показали, что теплоисточники работают с систематическим недогревом сетевой воды до нормативной температуры (недоотопом). В связи с высокой степенью физического и морального износа тепловых сетей температура теплоносителя на выходе из теплоисточника даже в сильные морозы не превышает 85—110 °С. Недоотпуск тепловой энергии особенно остро ощущается в зимний период, когда значительную часть тепловой нагрузки должны обеспечивать пиковые источники теплоты. На наш взгляд, источникам пиковой тепловой мощности долгое время не уделялось должного внимания, что привело к понижению надежности и экономичности теплоснабжения в настоящий момент.

Действующие системы спроектированы и построены несколько десятилетий назад. За прошедшее с тех пор

время многие заложенные в основу проектов теплоисточников, систем транспорта теплоты и теплоиспользующих систем концептуальные технические и технологические решения устарели. Несмотря на высокую эффективность комбинированного производства тепловой и электрической энергии на ТЭЦ, доля теплофикации в общей выработке тепловой энергии в России снижается. Связано это, прежде всего с тем, что отечественные системы теплоснабжения эксплуатируются на основе устаревших и малоэффективных технологий, разработанных еще в 50-е годы, прежде всего технологий регулирования отпуска теплоты и обеспечения пиковой мощности. Это приводит к тому, что тепловая и электрическая энергии, поставляемые от ТЭЦ, нередко стоят дороже, чем энергоресурсы, предлагаемые отдельными энергоисточниками. Этому способствует также топливная политика: введение лимитов на поставку газа для ТЭЦ и завышенные цены на топливо.

Более половины отечественных систем централизованного теплоснабжения находятся в кризисном состоянии, что обусловлено использованием устаревшего оборудования, износом тепловых сетей, низким уровнем культуры эксплуатации и практически полным отсутствием финансирования на реновацию. Кроме того, относительная экономия топлива от использования теплофикации уменьшилась, поскольку электрический КПД современных КЭС достигает 0,45, а КПД индивидуальных отопительных котлов на природном газе сравнялся с КПД энергетических котлов ТЭЦ. При этом увеличилась продолжительность окупаемости капиталовложений в ТЭЦ и тепловые сети [4]. В некоторых

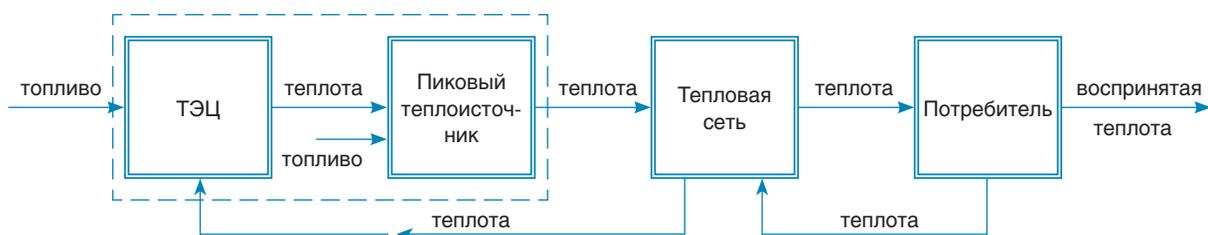


Рис. 1. Традиционная структурная схема системы теплоснабжения

регионах произошли крупные аварии магистральных теплотрасс во время поддержания в теплосетях высоких температур и давлений, т.е. в пиковый период.

Эти обстоятельства стали причиной отказа от теплофикации новых жилых районов в ряде городов и строительства там местных теплоисточников: крышных, блочных котельных или индивидуальных котлов при поквартирном отоплении. Несмотря на то, что децентрализованные системы теплоснабжения не обладают термодинамическими преимуществами комбинированной выработки электроэнергии и теплоты, их экономическая привлекательность сегодня выше, чем централизованных. Таких домов с каждым годом становится все больше, поскольку в ближайшее время трудно ожидать развития городских систем централизованного теплоснабжения из-за отсутствия четкой энергетической политики как на региональном, так и федеральном уровне.

В настоящее время назрела настоятельная необходимость пересмотра или существенной корректировки этих решений. Эта необходимость обусловлена как кардинально изменившимися экономическими условиями, так и опытом зарубежных стран, показавшим огромные возможности совершенствования систем теплоснабжения [5]. Радикальное решение актуальных проблем теплоснабжения возможно, по нашему мнению, только на основе разработки и внедрения отечественных энергоэффективных технологий теплоснабжения с учетом зарубежного опыта.

Традиционные технологии обеспечения пиковой мощности и регулирования нагрузки систем теплоснабжения. Традиционная структура системы теплоснабжения (рис. 1), состоящая из теплоисточника, тепловой сети и потребителя, не менялась с момента своего появления.

В качестве теплоисточника, обеспечивающего базовую и пиковую нагрузки, наиболее часто используются ТЭЦ или котельные. Применение ТЭЦ более выгодно, так как обеспечивается значительная экономия топлива за счет теплофикации.

В качестве источников пиковой тепловой мощности (ПТМ), как правило, применяются стальные водогрейные котлы мощностью 35—209 МВт, устанавливаемые на ТЭЦ. Работа водогрейных котлов при нагреве воды в них до 140—150 °С крайне ненадежна из-за интенсивного накипобразования, обусловленного температурной разверткой в поверхностях нагрева. Для обеспечения требуемого водно-химического режима водогрейных котлов необхо-

димо применять дорогостоящее ионообменное умягчение воды, после которого остаются сильно минерализованные стоки, загрязняющие окружающую среду и требующие утилизации. Низкая экономичность традиционной технологии обеспечения пиковой тепловой мощности с помощью водогрейных котлов связана со значительными потерями теплоты с уходящими газами, что снижает КПД котлов. Установлено, что в среднем по стране перерасход условного топлива пиковыми водогрейными котлами из-за потерь теплоты с уходящими газами достигает 2,3 млн т/год, а перерасход электроэнергии на преодоление дополнительного гидравлического сопротивления, возникающего из-за наличия накипи в поверхностях нагрева, составляет 64,6 млн кВт·ч в год [6].

В отечественных системах теплоснабжения применяется центральное качественное регулирование тепловой нагрузки на теплоисточниках, которое предусматривает изменение температуры теплоносителя в пределах 70—150 °С в зависимости от температуры наружного воздуха при постоянном расходе теплоносителя. Центральное качественное регулирование тепловой нагрузки осуществляется на ТЭЦ, схема которых предусматривает последовательное включение основных и пиковых источников теплоты. Центральное качественное регулирование нагрузки с высокими температурами теплоносителя в периоды пиковых нагрузок приводит к существенным потерям теплоты в теплосетях и повышенным энергозатратам на транспорт теплоносителя [7].

Перспективные направления развития технологий обеспечения пиковой мощности систем теплоснабжения. В результате анализа современного состояния отечественных систем теплоснабжения нами сформулированы основные направления совершенствования технологий теплоснабжения, по которым ведется работа в НИЛ ТЭСУ УлГТУ:

- изменение структуры покрытия пиковых тепловых нагрузок систем теплоснабжения путем комбинированного использования централизованных и децентрализованных теплоисточников;
- совершенствование технологий регулирования нагрузки на базе перехода к количественному регулированию и низкотемпературному теплоснабжению;
- рациональное использование избытков пара производственных отборов турбин для обеспечения пиковой тепловой мощности;

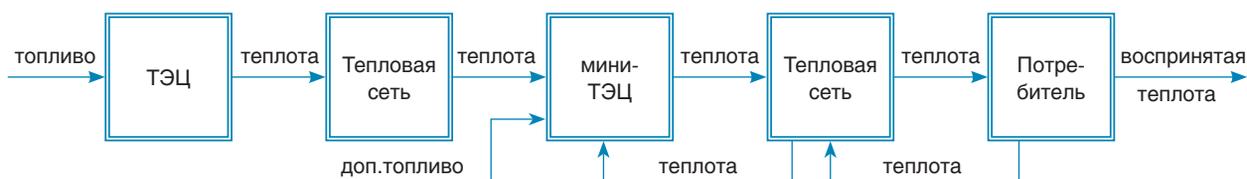


Рис. 2. Структурная схема системы комбинированного теплоснабжения СарГТУ

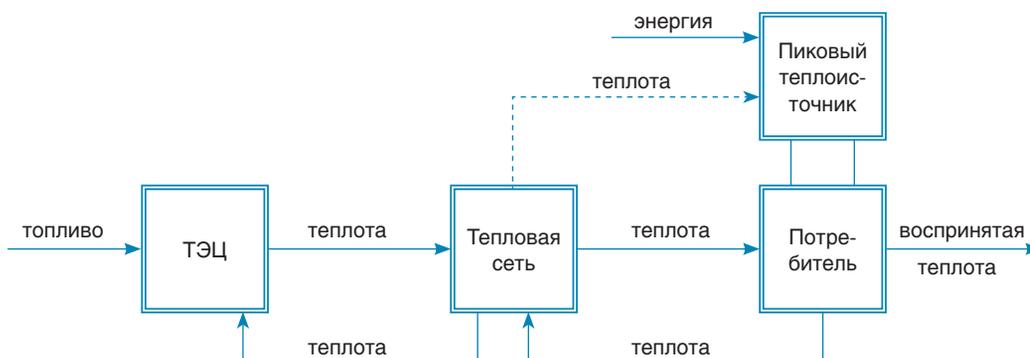


Рис. 3. Структурная схема комбинированной системы теплоснабжения УлГТУ

- повышение энергетической и экономической эффективности теплоисточников, в том числе источников пиковой тепловой мощности;

- повышение надежности систем теплоснабжения путем совершенствования технологий противокоррозионной обработки теплоносителя и защиты его от вторичного насыщения коррозионно-активными газами.

Рассмотрим основные результаты работы НИЛ ТЭСУ по этим направлениям.

Изменение структуры покрытия пиковых тепловых нагрузок. С целью повышения и развития преимуществ теплофикации отечественными инженерами созданы технологии комбинированного теплоснабжения [4, 8—11], которые объединяют в себе структурные элементы централизованных и децентрализованных систем теплоснабжения.

Основоположником изменения структуры отечественных систем теплоснабжения является профессор А.И. Андриященко. Под его руководством в Саратовском государственном техническом университете были разработаны комбинированные системы тепло-, энергоснабжения с мини-ТЭЦ [4]. В таких системах на удаленной от города крупной ТЭЦ, которая может работать и на угле, отработавшим паром турбин нагревается только вода для горячего водоснабжения и подпитки местных отопительных систем. От ТЭЦ горячая вода с температурой 60—65 °С по однострунной магистральной сети отправляется в тепловые пункты или непосредственно к потребителям. Отопление же отдельных зданий осуществляется от местных мини-ТЭЦ, работающих только в отопительный период и обеспечивающих как базовую, так и пиковую тепловую нагрузку.

Структурная схема такой системы теплоснабжения представлена на рис. 2. Пиковая котельная района в этой схеме заменена мини-ТЭЦ, путем надстройки водогрейных котлов дизель-генераторными или газотурбинными установками. Стоимость производства электроэнергии в таких системах уменьшается, а максимальная экономия условного топлива может достигать 16—21 % [4].

Уменьшить влияние негативных факторов при обеспечении пиковой нагрузки систем теплоснабжения и увеличить выработку электроэнергии на тепловом потреблении можно, используя перспективные технологии комбинированного теплоснабжения от централизованных основных и местных пиковых теплоисточников, разработанные в НИЛ ТЭСУ УлГТУ под руководством профессора В.И. Шарапова [8, 9]. В отличие от комбинированной системы теплоснабжения профессора А.И. Андриященко в данной системе ТЭЦ обеспечивает всю расчетную нагрузку отопления и ГВС в базовом режиме, а в пиковом режиме включается в работу местный источник пиковой тепловой мощности. Структурная схема предложенной комбинированной системы теплоснабжения изображена на рис. 3.

На рис. 3 связь теплоисточника с тепловой сетью показана пунктиром, поскольку пиковый теплоисточник может быть связан с наружными тепловыми сетями или может работать только в автономном режиме.

Одна из систем теплоснабжения, работающая по описанной выше технологии, изображена на рис. 4.

В такой системе теплоснабжения ТЭЦ будет работать с максимальной эффективностью при коэффициенте теплофикации, равном 1, поскольку вся тепловая нагрузка

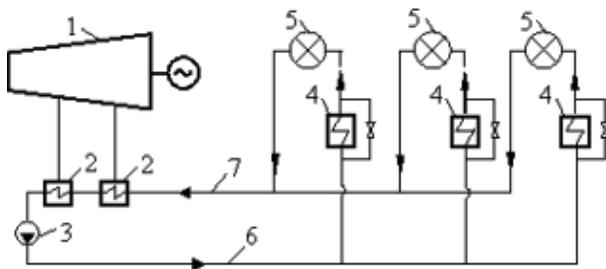


Рис. 4. Комбинированная система теплоснабжения с централизованными и местными теплоисточниками:

1 — теплофикационная турбина; 2 — основные сетевые подогреватели; 3 — сетевой насос; 4 — автономные пиковые источники теплоты; 5 — абоненты; 6, 7 — подающий и обратный трубопроводы теплосети

обеспечивается за счет теплофикационных отборов пара турбин на сетевые подогреватели.

Авторами разработан ряд технологий совместного теплоснабжения от централизованных и децентрализованных источников. Преимуществом этих технологий является возможность каждого отдельного абонента самостоятельно, независимо от остальных, выбирать момент включения пикового теплоисточника и величину нагрева воды в нем, что повышает качество теплоснабжения и создает более комфортные условия индивидуально для каждого потребителя. Кроме того, при аварийных ситуациях на ТЭЦ и перебоях с централизованным теплоснабжением в работе остаются автономные источники теплоты абонентов, которые в этих случаях будут работать в качестве основных, что позволяет защитить систему теплоснабжения от замерзания и существенно повысить ее надежность. При профилактических отключениях теплоснабжения в летний период абоненты, подключенные к децентрализованному пиковому теплоисточнику, будут стабильно обеспечены горячим водоснабжением.

В качестве автономных пиковых источников теплоты могут быть использованы газовые и электрические бытовые отопительные котлы, электрообогреватели, инфракрасные излучатели, тепловые насосы и другое оборудование.

Наиболее выгодно использовать для обеспечения части пиковой нагрузки ТНУ, в которых низкопотенциальным источником теплоты является вода из обратного трубопровода тепловой сети абонента. За счет дополнительного охлаждения обратной сетевой воды в ТНУ более полно используется энтальпия теплоносителя, возрастает экономичность теплоснабжения за счет увеличения выработки электроэнергии на тепловом потреблении при понижении температуры обратной сетевой воды. Так, при снижении температуры обратной сетевой воды на 1 °С выработка электроэнергии на тепловом потреблении увеличивается в среднем на 2—2,5%.

Менее экономичным является использование в качестве автономных пиковых источников теплоты индивидуаль-

ных отопительных котлов и электрокотлов или различных электронагревателей. В первом случае происходит дополнительный расход топлива, а во втором случае — дополнительный расход электроэнергии. В то же время использование индивидуальных отопительных котлов в качестве пиковых источников теплоты является даже более выгодным по сравнению с крупными пиковыми водогрейными котлами ТЭЦ, поскольку снижаются потери теплоты в тепловых сетях, и КПД современных отопительных котлов составляет 90—92%, что на 5—10% больше, чем пиковых водогрейных котлов. Экономия условного топлива при использовании этого варианта обеспечения пиковой тепловой нагрузки составляет 20—50%.

Но там где, требуется повышенная надежность теплоснабжения, например, в медицинских и детских учреждениях, оправдана установка и электрокотлов. Так, в Ульяновске в 2007г. построен Медицинский гемодиализный центр, в котором реализована предложенная нами комбинированная система теплоснабжения с пиковым теплоисточником — электрокотлом. Базовая тепловая нагрузка, как сказано выше, обеспечивается от ТЭЦ.

Преимуществом разработанных в НИЛ ТЭСУ УлГТУ технологий является возможность каждого отдельного абонента самостоятельно, независимо от остальных, выбирать момент включения пикового теплоисточника и величину нагрева воды в нем, что повышает качество теплоснабжения и создает более комфортные условия индивидуально для каждого абонента [6].

Схожие решения по созданию комбинированных систем теплоснабжения разработаны сотрудниками Новосибирского государственного технического университета, в частности, предложены технологии комбинированного теплоснабжения с внутриквартальными абсорбционными ТНУ [10] и установками, оборудованными двигателями внутреннего сгорания [11].

Возможна также установка пикового котла после теплоутилизатора газотурбинных или газопоршневых мини-ТЭЦ, рассчитанных на обеспечение только базовой части тепловой нагрузки, что позволит обеспечить тепловой комфорт в отапливаемых зданиях при недостаточной подаче теплоты от теплоутилизатора.

Технологии комбинированного теплоснабжения, разработанные различными авторами, представлены в табл. 1. Общими преимуществами всех технологий комбинированного теплоснабжения является пониженный температурный график работы теплосети, повышение надежности теплоснабжения за счет резервирования централизованных теплоисточников. При аварийных ситуациях на ТЭЦ и в магистральных тепловых сетях в работе остаются местные источники теплоты, которые будут работать в качестве основных, что позволяет защитить систему теплоснабжения от замерзания.

Дополнительным преимуществом децентрализованного пикового теплоисточника является возможность аккумуляции тепловой энергии у потребителя. Установка на пиковом теплоисточнике аккумулятора тепловой энер-

Технологии комбинированного теплоснабжения

Где разработана	Сущность технологии
Саратовский государственный технический университет	От ТЭЦ вода для ГВС с температурой 60—65 °С по однотрубной магистральной сети подается в тепловые пункты или непосредственно потребителям. Отопление отдельных зданий осуществляется от местных мини-ТЭЦ с дизель-генераторными или газотурбинными установками, обеспечивающими и базовую, и пиковую тепловые нагрузки в отопительный период.
Ульяновский государственный технический университет	ТЭЦ обеспечивает всю расчетную нагрузку отопления и ГВС в базовом режиме, а в пиковом режиме включается в работу местный источник пиковой тепловой мощности. Причем пиковый теплоисточник может быть связан с наружными тепловыми сетями или работать только в автономном режиме. Для обеспечения пиковой нагрузки могут использоваться отопительные котлы малой мощности, ТНУ, электродкотлы и электронагреватели.
Новосибирский государственный технический университет	Основной теплоисточник — ТЭЦ, от которой вода по двухтрубной теплосети поступает в теплообменник, подключенный к внутриквартальным сетям. В этом теплообменнике происходит первоначальный нагрев внутриквартальной сетевой воды. Последующий догрев воды, идущей на нужды отопления и ГВС, происходит с помощью абсорбционных ТНУ или дизель-генераторных установок.

гии позволит уменьшить расчетную тепловую мощность за счет согласования пиков потребления тепловой энергии и горячей воды.

В системах теплоснабжения, использующих возобновляемые источники энергии (энергию Солнца, ветра, геотермальных вод), также не обойтись без пиковых теплоисточников, которые совместно с аккумуляторами обеспечивают догрев теплоносителя до необходимых параметров при недостатке или отсутствии внешней энергии, выравнивают во времени несоответствие между поступлением и потреблением тепловой энергии, повышают энергетическую безопасность систем.

Применение технологий низкотемпературного теплоснабжения с количественным и качественно-количественным регулированием тепловой нагрузки. Методы центрального регулирования были разработаны с учетом технических и технологических возможностей первой половины XX века, которые претерпели значительные изменения. При корректировке принципов регулирования тепловой нагрузки возможно частичное использование зарубежного опыта [5] по применению других методов регулирования, в частности, количественного регулирования.

В работах [7, 12] нами показано, что в будущем в отечественных системах теплоснабжения все большее распространение получат способы коли-

чественного и качественно-количественного регулирования тепловой нагрузки. Достоинства и недостатки этих способов по сравнению с качественным регулированием тепловой нагрузки приведены в табл. 2.

Так как в современной обстановке, характеризующейся крайним дефицитом средств в энергосистемах на капитальное строительство, трудно рассчитывать на ввод новых, более экономичных теплоэнергетических мощностей, то одним из путей повышения экономичности теплоснабжения является реконструкция тепловых схем ТЭЦ, существующих водогрейных котлов и другого оборудования теплоисточников, осуществляемая при разумном минимуме капиталовложений. В НИЛ ТЭСУ разработаны технологии количественного и качественно-количественного регулирования тепловой нагрузки [13, 14]. Сущность и новизна предложенных технологий заключается в параллельном включении пиковых водогрейных котлов и сетевых подогревателей (рис. 5).

При количественном регулировании температуру сетевой воды в подающей магистрали поддерживают постоянной. Устанавливают ее исходя из средней

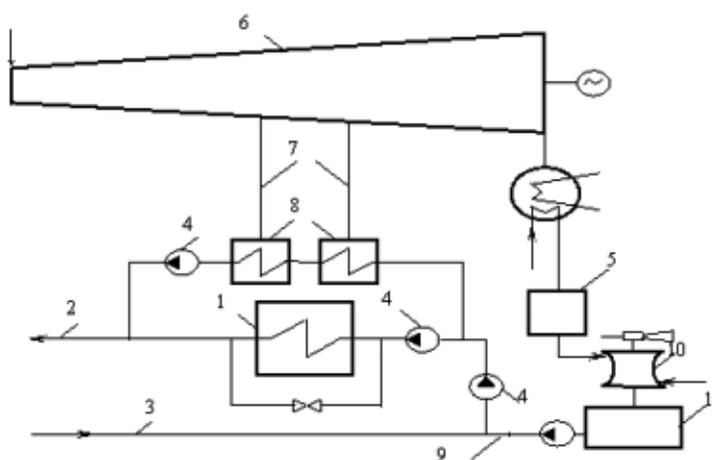


Рис. 5. Схема ТЭЦ с параллельным включением пиковых водогрейных котлов и основных сетевых подогревателей:

1 — пиковый водогрейный котел; 2, 3 — подающий и обратный трубопроводы теплосети; 4 — сетевой насос; 5 — узел умягчения; 6 — теплофикационная турбина; 7 — отопительные отборы пара; 8 — сетевые подогреватели; 9 — трубопровод подпиточной воды; 10 — вакуумный деаэрактор; 11 — бак-аккумулятор

температуры насыщения пара верхних отопительных отборов теплофикационных турбин с учетом средней величины недогрева воды в верхних сетевых подогревателях. Расход сетевой воды в базовой части графика регулирования тепловой нагрузки регулируют изменением количества включенных сетевых подогревателей, а в пиковой части графика, при включенных сетевых подогревателях всех турбин, расход сетевой воды регулируют изменением количества водогрейных котлов, включенных параллельно сетевым подогревателям.

При качественно-количественном регулировании в базовой части графика $Q=f(t_n)$ осуществляют центральное качественное регулирование тепловой нагрузки путем изменения температуры сетевой воды, циркулирующей только через сетевые подогреватели, а после полной загрузки сетевых подогревателей, в пиковой части графика $Q=f(t_n)$, осуществляют качественно-количественное регулирование тепловой нагрузки, для чего увеличивают расход сетевой воды за счет подачи ее в водогрейные котлы, включенные параллельно сетевым подогревателям, и изменение тепловой нагрузки производят путем изменения температуры сетевой воды, циркулирующей через водогрейные котлы.

В обоих случаях регулирование температуры общего потока сетевой воды, подаваемой потребителям, производят по пониженному температурному графику теплосети 110/70°C (вместо традиционно применяемого в известных способах графика 150/70°C) в первую очередь за счет изменения тепловой нагрузки водогрейных котлов и во вторую очередь — за счет изменения нагрузки сетевых подогревателей. Утечки воды из теплосети компенсируются подпиточной водой, которая благодаря пониженному температурному графику работы теплосети подвергается противонакипной обработке по упрощенной технологии, например, путем дозирования в воду фосфонатов (вместо необходимого в известных способах ионообменного умягчения).

За счет понижения максимальной температуры нагрева теплоносителя до 100—110 °С и использования количественного или качественно-количественного регулирования новые технологии позволяют повысить надежность источников ПТМ и шире использовать преимущества теплофикации. При разделении сетевой воды на параллельные потоки снижается гидравлическое сопротивление в оборудовании ТЭЦ, более полно используется тепловая мощность сетевых подогревателей турбин, а также водогрейных котлов

Таблица 2

Сравнительный анализ преимуществ и недостатков различных способов регулирования тепловой нагрузки

Способ регулирования тепловой нагрузки	
Качественный	Количественный и качественно-количественный
<p>Преимущество</p> <p>1. Стабильный гидравлический режим тепловых сетей.</p> <p>Недостатки</p> <p>1. Низкая надежность источников пиковой тепловой мощности.</p> <p>2. Необходимость применения дорогостоящих методов обработки подпиточной воды теплосети при высоких температурах теплоносителя.</p> <p>3. Повышенный температурный график для компенсации отбора воды на горячее водоснабжение и связанное с этим снижение выработки электроэнергии на тепловом потреблении.</p> <p>4. Большое транспортное запаздывание (тепловая инерционность) регулирования тепловой нагрузки системы теплоснабжения.</p> <p>5. Высокая интенсивность коррозии трубопроводов из-за работы системы теплоснабжения большую часть отопительного периода с температурами теплоносителя 60—85 °С.</p> <p>6. Колебания температуры внутреннего воздуха, обусловленные влиянием нагрузки горячего водоснабжения на работу систем отопления и различным соотношением нагрузок горячего водоснабжения и отопления у абонентов.</p> <p>7. Снижение качества теплоснабжения при регулировании температуры теплоносителя по средней за несколько часов температуре наружного воздуха, что приводит к колебаниям температуры внутреннего воздуха.</p> <p>8. При переменной температуре сетевой воды существенно осложняется эксплуатация компенсаторов.</p>	<p>Преимущества</p> <p>1. Увеличение выработки электроэнергии на тепловом потреблении за счет понижения температуры обратной сетевой воды.</p> <p>2. Возможность применения недорогих методов обработки подпиточной воды теплосети при $t_1 < 110$ °С.</p> <p>3. Работа системы теплоснабжения большую часть отопительного периода работают с пониженными расходами сетевой воды и значительной экономией электроэнергии на транспорт теплоносителя.</p> <p>4. Меньшая инерционность регулирования тепловой нагрузки, так как система теплоснабжения более быстро реагирует на изменение давления, чем на изменение температуры сетевой воды.</p> <p>5. Постоянная температура теплоносителя в подающей магистрали теплосети, способствующая снижению коррозионных повреждений трубопроводов теплосети.</p> <p>6. Возможность дополнительной экономии электроэнергии на привод циркуляционных насосов за счет увеличения естественного циркуляционного давления.</p> <p>7. Возможность применения при $t_1 < 110$ °С в местных системах и квартальных сетях долговечных трубопроводов из неметаллических материалов.</p> <p>8. Поддержание температуры сетевой воды постоянной благоприятно сказывается на работе компенсаторов.</p> <p>9. Отсутствие необходимости в смесительных устройствах абонентских вводов.</p> <p>Недостаток</p> <p>1. Переменный гидравлический режим работы тепловых сетей.</p>

за счет увеличения температурного перепада на их входе и выходе до 40—50 °С, а также увеличивается электрическая мощность ТЭЦ и возрастает абсолютная величина комбинированной выработки электрической энергии на величину $\Delta E_{тф}$, кВт·ч, которую можно найти по формуле:

$$\Delta E_{тф} = \Delta D_{отб} (i_o - i_{отб}) K_r \eta_{эм} n, \quad (1)$$

где

$\Delta D_{отб}$ — разность расходов пара в отопительных отборах при обычном и низкотемпературном теплоснабжении, кг/с;

$i_o, i_{отб}$ — энтальпии свежего и отбираемого из турбины пара, кДж/кг;

K_r — коэффициент, учитывающий увеличение мощности за счет регенеративного подогрева конденсата;

$\eta_{эм}$ — электромеханический КПД турбогенератора;

n — число часов, когда обеспечивается прирост электрической мощности.

Расчеты для ТЭЦ тепловой мощностью 1240 МВт с тремя турбинами Т-100-130 и тремя водогрейными котлами КВГМ-180 показывают, что увеличение расхода пара в теплофикационных отборах увеличивает выработку электроэнергии на тепловом потреблении на 19,95 млн кВт·ч в год. При этом на электростанции сэкономятся до 4980 т условного топлива, что при стоимости условного топлива 2000 руб./т составит 9960 тыс. руб. в год [6].

Разработаны методики расчета количественного и качественно-количественного регулирования тепловой нагрузки [7]. В основу методик расчета положено уравнение гидравлики, связывающее потери напора в теплосети с расходами воды на отопление и горячее водоснабжение. Существенной особенностью предложенных методик является учет влияния нагрузки горячего водоснабжения на работу систем отопления. В результате расчетного исследования получена зависимость относительного располагаемого напора на коллекторах станции и относительного эквивалента расхода воды (рис. 6), которую можно

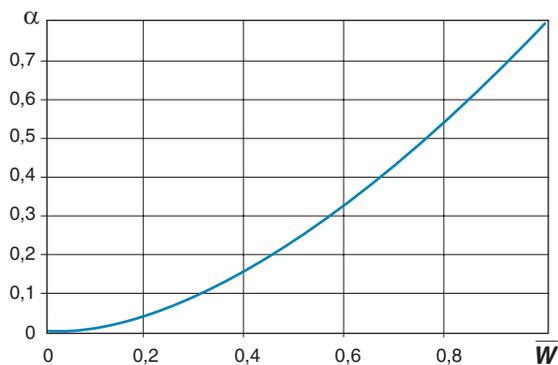


Рис. 6. Зависимость относительного располагаемого напора на станции α от относительного эквивалента расхода воды на отопление W

использовать в качестве графика количественного регулирования.

Использование избытков пара производственных отборов турбин для обеспечения пиковой тепловой мощности. Кроме пиковых водогрейных котлов для обеспечения пиковой нагрузки систем теплоснабжения используются также пиковые сетевые подогреватели. Как показывает опыт эксплуатации, пиковые подогреватели являются более надежным оборудованием, чем водогрейные котлы. Максимальная температурная разверка между некоторыми трубами в водогрейном котле достигает 40—50 °С, чтобы предотвратить пережог труб, необходимо обеспечить достаточно высокое качество противонакипной обработки подпиточной воды теплосети, которое достигается в установках ионообменного умягчения. Пароводяные подогреватели менее подвержены температурным разверкам. Во всем поверхностном пароводяном теплообменнике разверки температур не превышают 5 °С, поэтому противонакипная обработка подпиточной воды может производиться по упрощенным более дешевым технологиям, например, с помощью ультразвуковых установок или дозирования в тракт подпиточной воды хорошо зарекомендовавших себя антинакипинов (ОЭДФ-Zn, ИОМС-1 и других комплексов).

На промышленно-отопительных ТЭЦ из-за неравномерности нагрузки имеются избытки пара производственных отборов. Изменение структуры покрытия тепловых нагрузок на ТЭЦ в сторону увеличения использования избытков пара с давлением 0,6—1,3 МПа для обеспечения пиковой тепловой нагрузки приводит к рационализации режимов работы энергетических паровых котлов, вытеснению неэкономичных и ненадежно работающих пиковых водогрейных котлов, увеличению выработки электроэнергии на тепловом потреблении.

Расчеты, произведенные графо-аналитическим методом для Ульяновской ТЭЦ-1, показывают, что в результате передачи определенной части тепловой мощности с пиковых водогрейных котлов на энергетические котлы экономия условного топлива составит около 3340 т в год [6]. Расчет произведен по докризисным данным работы ТЭЦ-1. В условиях экономического кризиса из-за спада или перепрофилирования производства использование технологического пара на большинстве производственных предприятий ТЭЦ отпущено технологического пара снизилось с 2500 т/ч до 450 т/ч, на Новокуйбышевской ТЭЦ-1 с 1500 т/ч до 20 т/ч. В связи с этим возможность использования технологического пара для обеспечения пиковой тепловой мощности ТЭЦ и его энергосберегающий потенциал увеличились.

На тех ТЭЦ, где имеются турбины с противодавлением, возможно их совместное использование с пиковыми сетевыми подогревателями, что позволяет полезно использовать потенциал отработавшего парового потока и повышать теплофикационную выработку электроэнергии.

Получена зависимость срока окупаемости инвестиций в противодавленческую турбину с пиковыми сетевыми

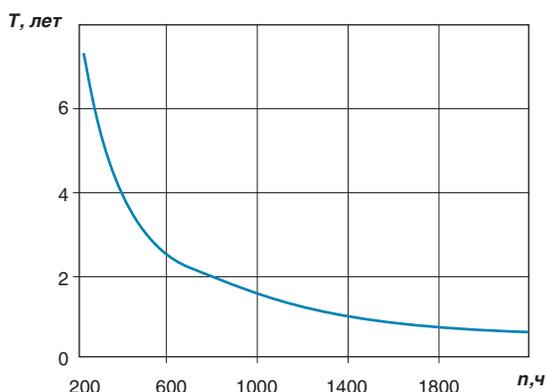


Рис. 7. Зависимость срока окупаемости турбины Р-100-130/15 с пиковыми сетевыми подогревателями ПСВ-500-14-23 от числа часов работы за год

подогревателями, подключенными к паропроводу противодавления, которая представлена на рис. 7.

Из графика видно, что использование в качестве источника ПТМ пиковых сетевых подогревателей, подключенных к паропроводу противодавления, при количестве часов работы в году свыше 1600 является экономически выгодным техническим решением, обеспечивающим относительно быструю (около года) окупаемость капиталовложений, повышающим эффективность теплофикации, маневренность и надежность покрытия электрической и тепловой нагрузки ТЭЦ.

Использование низкопотенциальной теплоты для обеспечения части пиковой нагрузки. Снизить влияние негативных факторов и повысить эффективность обеспечения ПТМ на ТЭЦ можно за счет теплонасосных установок (ТНУ), использующих низкопотенциальную теплоту. В НИЛ ТЭСУ УлГТУ разработано несколько решений, позволяющих использовать ТНУ для обеспечения части пиковой тепловой мощности [6]. На рис. 8 изображена схема тепловой электрической станции, на которой для обеспечения пиковой тепловой мощности наряду с водогрейными котлами используется ТНУ, подключенная по холодной стороне к трубопроводу обратной сетевой воды перед сетевыми подогревателями. Благодаря последовательному включению испарителя ТНУ в обратный трубопровод теплосети до сетевых подогревателей, а конденсатора в подающий трубопровод теплосети после сетевых подогревателей достигается снижение температуры обратной сетевой воды и происходит увеличение выработки электроэнергии на тепловом потреблении, что позволяет повысить экономичность тепловой электрической станции.

Экономия условного топлива от дополнительной выработки электроэнергии на тепловом потреблении составляет 2960 т/год в расчете на одну теплонасосную установку с коэффициентом трансформации $kt = 4$ и турбину Т-100-130. При уменьшении времени использования пиковых водогрейных котлов на ТЭЦ экономия условного топ-

лива составляет $\Delta V_{пвк} = 2330$ т/год. Общая экономия от использования ТНУ в качестве пикового источника теплоты $\Delta V_{общ.} = 5290$ т/год.

Повышение энергетической и экономической эффективности базовых и пиковых теплоисточников. Главной задачей этого направления совершенствования технологий теплоснабжения является снижение потерь материальных и топливно-энергетических ресурсов на всех стадиях выработки и транспортировки тепловой энергии. В рамках этого направления можно выделить следующие мероприятия:

- использование современного энергоэффективного оборудования и энергосберегающих технологий (современных автоматизированных горелок, пластинчатых теплообменников и др.);
- снижение потерь теплоты с уходящими продуктами сгорания в пиковых водогрейных котлах;
- снижение затрат на резервное топливоснабжение и другие вспомогательные нужды базовых и пиковых теплоисточников.

Одним из путей повышения экономичности теплоисточников является реконструкция существующих пиковых водогрейных котлов и другого оборудования, осуществляемая при разумном минимуме капиталовложений.

Поскольку в крупных пиковых водогрейных котлах ПТВМ и КВ-ГМ слабо развиты хвостовые поверхности нагрева, то наиболее перспективным направлением повышения тепловой экономичности водогрейных котлов является

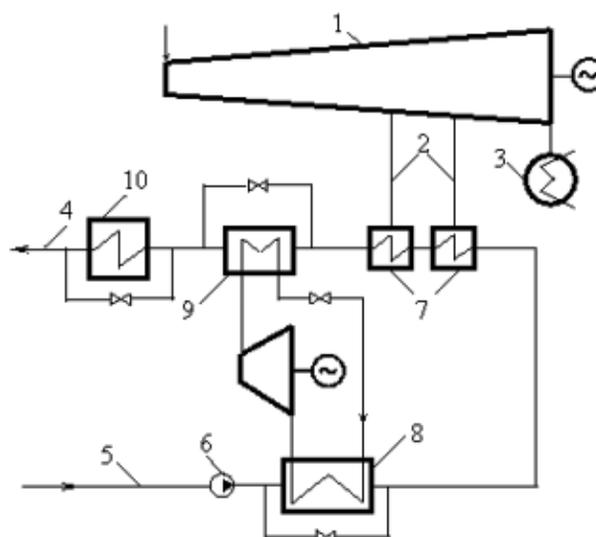


Рис. 8. Принципиальная схема тепловой электростанции с ТНУ, использующей теплоту обратной сетевой воды:

1 — теплофикационная турбина; 2 — отопительные отборы пара; 3 — конденсатор турбины; 4, 5 — подающий и обратный трубопроводы теплосети; 6 — сетевой насос; 7 — сетевые подогреватели; 8 — испаритель ТНУ; 9 — конденсатор ТНУ; 10 — пиковый водогрейный котел

снижение потерь теплоты с уходящими продуктами сгорания, температура которых нередко превышает 200°C, а потери теплоты с уходящими газами составляют более 10,15% [6].

С целью повышения экономичности газифицированных пиковых водогрейных котельных в НИЛ ТЭСУ УлГТУ разработан ряд новых технологий использования теплоты уходящих газов в котельных с вакуумными деаэраторами [15—17]. Предложено использовать теплоту уходящих газов пиковых водогрейных котлов для подогрева различных потоков подпиточной воды теплосети в одном или двух поверхностных теплообменниках, последовательно установленных в газоходах котлов, работающих на газообразном топливе (рис. 9).

Расчет основных параметров разработанных технологий показал, что низкотемпературный теплоноситель выгоднее нагревать в подогревателе конденсационного типа с использованием теплоты конденсации водяных паров, содержащихся в продуктах сгорания [6]. Применение подогревателей «сухого» теплообмена с пиковыми водогрейными котлами позволяет повысить коэффициент использования топлива на 7%, а конденсационных теплоутилизаторов — на 17% (рис. 10).

В последнее время возросла роль экономических требований к вспомогательным процессам и оборудованию котельных установок. Повышение цен на топливо практически до уровня общемировых выдвинуло помимо традиционных требований экономичности сжигания и ряд новых. Это прежде всего уменьшение доли затрат на собственные нужды котельных, входящих, например, на содержание резервного мазутного хозяйства.

Сегодня проблема обеспечения резервным топливом является актуальной как для базовых, так и для пиковых теплоисточников. Опыт работы сотрудников научно-исследовательской лаборатории «Теплоэнергетические системы и установки» (НИЛ ТЭСУ) УлГТУ с различными теплоснабжающими предприятиями Ульяновской области показал, что с подобными

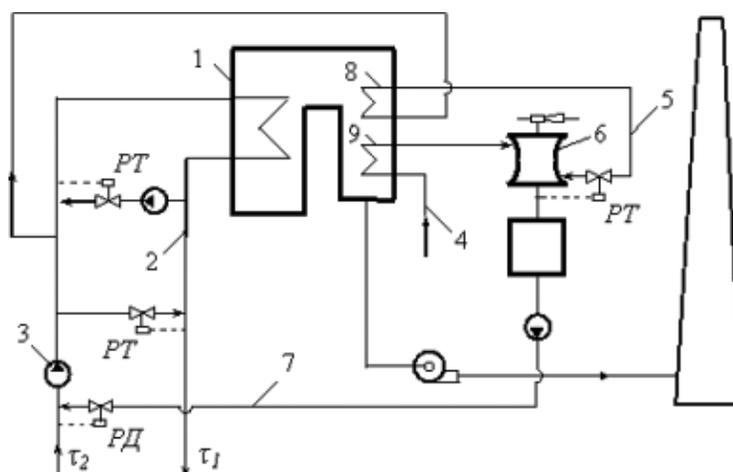


Рис. 9. Пиковая водогрейная котельная с двумя поверхностными теплоутилизаторами, установленными в газоходе котла:

1 — водогрейный котел; 2 — сетевой трубопровод; 3 — сетевой насос; 4 — трубопровод исходной воды; 5 — трубопровод греющего агента; 6 — вакуумный деаэратор; 7 — трубопровод деаэрированной воды; 8 — поверхностный теплообменник для подогрева греющего агента деаэратора; 9 — поверхностный теплообменник для подогрева исходной воды

проблемами сталкиваются во многих котельных, основным топливом в которых служит природный газ [18].

Поскольку резервное мазутное хозяйство котельной — это целый комплекс сооружений, аппаратов и трубопроводов, требующий значительных капиталовложений при строительстве и потребляющий значительную долю собственных нужд котельной, то роль мазутного хозяйства как системы хранения и подготовки жидкого топлива очень велика. Хотя оборудование мазутных хозяйств традиционно относится к вспомогательному оборудованию, но с учетом вышеизложенного мазутное хозяйство должно рассматриваться наравне с основными системами и оборудованием котельной.

При эксплуатации мазутного хозяйства котельной общие эксплуатационные затраты можно выразить в виде:

$$\sum Z_{м.к.} = Z_m + Z_t + Z_э + Z_{о.с} + Z_k + Z_{з.п.} + Z_{пр.} \quad (2)$$

где

$\sum Z_{м.к.}$ — общие эксплуатационные затраты на мазутное хозяйство, руб.;

Z_m — затраты на закупку мазута, руб.;

Z_t — затраты на выработку теплоты на нужды топливного хозяйства, руб.;

$Z_э$ — затраты электроэнергии на нужды топливного хозяйства, руб.;

$Z_{о.с.}$ — затраты на очистку сточных вод после мазутного хозяйства и их отведение, руб.;

Z_k — затраты на восполнение потерь конденсата после мазутоподогревателей химически очищенной водой, руб.;

$Z_{з.п.}$ — зарплата персоналу, руб.;

$Z_{пр.}$ — прочие затраты, руб.

Основными статьями затрат в формуле (2) являются затраты на приобретение самого мазута, заработная плата персоналу, затраты на электроэнергию и на выработку теплоты для подогрева мазута:

$$Z_m = (Q_{сум} Z_{о.л.} + Q_c Z_{с.л.}) \times b_{y.m} C_{y.m} 10^{-6} / 1,163, \quad (3)$$

где

$Q_{сум}$ — суммарные затраты теплоты на нужды мазутного хозяйства, Вт;

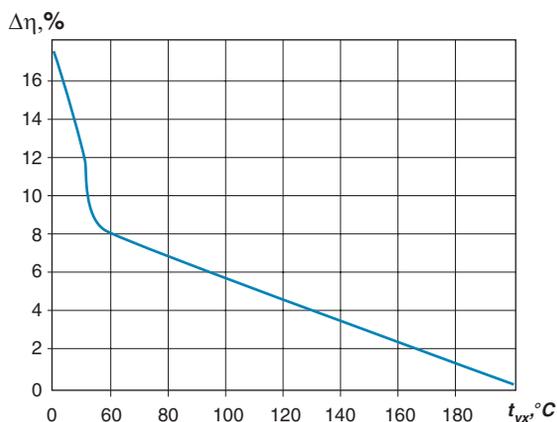


Рис. 10. Повышение коэффициента использования топлива при снижении температуры уходящих газов пиковых водогрейных котлов

$Z_{o.п.}$ — продолжительность отопительного периода, ч;
 Q_c — затраты теплоты на разогрев мазута при сливе из цистерн, Вт;

$Z_{сл.}$ — время слива мазута из цистерн, ч;

$b_{у.т.}$ — удельный расход условного топлива, кг/Гкал;

$C_{у.т.}$ — стоимость условного топлива, руб./кг.

Суммарные затраты теплоты на нужды мазутного хозяйства включают в себя затраты теплоты с паром, идущим на постоянный подогрев мазута в резервуарах Q_p , Вт, на дополнительный нагрев в мазутоподогревателях Q_m , Вт.

Кроме того, необходимо учесть потери теплоты в окружающую среду при транспортировке пара Q_l , Вт, циркуляции мазута Q_c , Вт, и потери теплоты с конденсатом Q_k , Вт.

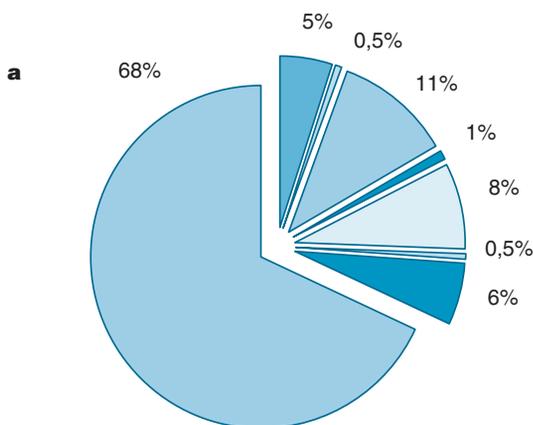
Остальные затраты в формуле (2) имеют гораздо меньшее значение по сравнению с указанными выше, однако их также необходимо учитывать.

Примерное распределение затрат по статьям расходов для резервного мазутного хозяйства отопительной котельной приведено на рис. 11 а.

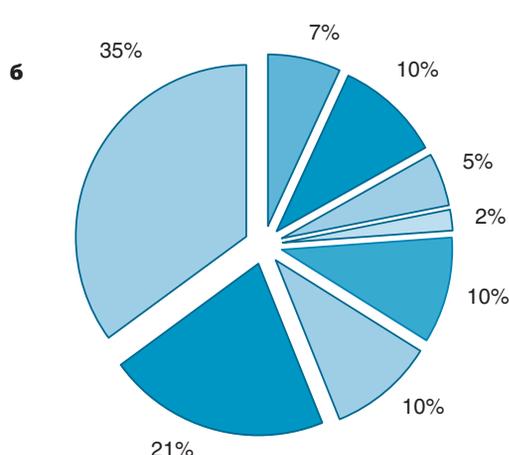
В 2006—2007 гг. авторами проведена работа по совершенствованию систем резервного топливоснабжения для двух котельных.

В одной крупной районной котельной установленной мощностью 105 Гкал/ч мазутное хозяйство несколько лет находилось на консервации. Резервуары и основное оборудование мазутного хозяйства не обновлялось с момента введения в эксплуатацию более 30 лет назад. Положение усложняется еще и тем, что в составе этой котельной нет собственных источников пара, который мог бы подаваться в мазутные подогреватели, поэтому пар вырабатывается на рядом расположенной паровой котельной, работающей только на нужды мазутного хозяйства. Паровая котельная требует значительных затрат на эксплуатацию и заработную плату обслуживающему персоналу.

$\Sigma Зм.х.$ на поддержание в работе мазутного хозяйства с учетом эксплуатации паровой котельной составляют 17,25 млн руб. или 21% от общих эксплуатационных затрат на районную отопительную котельную (рис. 11 б). Эти весьма существенные затраты должны быть учтены в тарифе на тепловую энергию, поставляемую потребителям.



Мазут 68%
 Затраты на выработку тепла 5%
 Сточные воды 0,5%
 Прочие 11%
 Амортизация 1%
 Зарплата 8%
 Вода на собственные нужды 0,5%
 Затраты на электроэнергию 6%



Природный газ 35%
 Вода 7%
 Электроэнергия 10%
 Зарплата 5%
 Амортизация 2%
 Ремонт 10%
 Прочие расходы 10%
 Резервное мазутное хозяйство 21%

Рис. 11. Примерное распределение затрат по резервному мазутному хозяйству (а) и в целом по отопительной котельной (б)

В связи с тем, что содержание мазутного хозяйства обходится дорого, сжигание мазута в механических форсунках водогрейных котлов затруднено, дробевая очистка поверхностей нагрева от коксовых и сажевых отложений несовершенна, существует опасность загрязнения мазучеными стоками окружающей среды, нами доказано, что использование мазута в качестве резервного топлива для рассматриваемой районной котельной нецелесообразно по технологическим, экономическим и экологическим причинам. Целесообразно провести реконструкцию топливного хозяйства котельной с переводом на другой вид резервного топлива.

В ходе работы рассмотрены возможности использования в качестве резервного топлива котельной вместо мазута топлива печного бытового (ТПБ) и сжиженного газа.

Топливо печное бытовое относится к легким нефтяным топливам. Преимуществами ТПБ являются высокая теплота сгорания — около 42,5 МДж/кг, низкая температура застывания по сравнению с мазутом (ниже — 5 °С), низкое содержание серы (около 0,5—1 % по массе).

Для сжигания ТПБ можно использовать те же горелки и форсунки, что и для сжигания мазута. Для подачи ТПБ в котельную можно использовать уже имеющиеся винтовые насосы с электродвигателями.

Общие эксплуатационные затраты на топливное хозяйство могут быть определены как

$$\sum Z_{m.x.} = Z_{ТПБ} + Z_m + Z_э + Z_{з.н.} + Z_{пр.}, \quad (4)$$

где

$\sum Z_{m.x.}$ — общие эксплуатационные затраты на топливное хозяйство, руб.;

$Z_{ТПБ}$ — затраты на закупку ТПБ, руб.

Топливо печное бытовое не намного дороже мазута, а теплота сгорания его выше, поэтому затраты на закупку ТПБ $Z_{ТПБ}$, руб., и мазута Z_m , руб., сопоставимы.

Затраты на выработку теплоты для топливного хозяйства с ТПБ пойдут лишь на компенсацию тепловых потерь через наружные ограждения резервуаров. Однако они будут в несколько раз ниже, поскольку в местах отбора ТПБ из резервуаров топливохранилища температура должна быть не менее 10 °С. Причем в змеевиковые подогреватели, установленные в нижней части резервуаров, вместо пара можно подавать горячую воду от водогрейных котлов районной котельной.

Топливо печное бытовое может подаваться в котлы по тупиковой схеме, в этом случае затраты электроэнергии на циркуляцию топлива отсутствуют, также отсутствуют все затраты, связанные с эксплуатацией паровой котельной, т.е. затраты на электроэнергию $Z_э$, руб., также будут существенно ниже.

При использовании ТПБ практически отсутствуют сбросы загрязненных стоков в производственно-дождевую канализацию и затраты на их очистку.

Общие годовые затраты на эксплуатацию топливного хозяйства $\sum Z_{m.x.}$, руб., с использованием ТПБ в качестве резервного топлива на 10—15% меньше, чем мазутного

хозяйства, при гораздо большей надежности топливоснабжения [19].

Сжиженный углеводородный газ, состоящий из смеси пропана и бутана, является альтернативой природному газу и может использоваться в качестве резервного топлива. Эксплуатационные затраты для топливного хозяйства со сжиженным газом сопоставимы с затратами на эксплуатацию хозяйства с ТПБ. Однако из-за невысокой нормы заполнения (0,425 кг/дм³) для хранения 1670 т сжиженного газа потребуется примерно 40 резервуаров по 100 м³ общей стоимостью 68 млн руб., что в 15 раз больше капитальных затрат, необходимых для замены двух жидкотопливных резервуаров объемом по 1000 м³ каждый. Такие единовременные капиталовложения делают топливное хозяйство со сжиженным газом неконкурентоспособным, поэтому предпочтительным является использование топлива печного бытового [19].

В одной из котельных Ульяновской области также имелись проблемы с резервным топливоснабжением, поскольку мазутное хозяйство полностью пришло в упадок. Положение усугублялось еще и тем, что возвращение к предусмотренному проектом резервному мазутному хозяйству в современных условиях практически невозможно, так как оно потребовало бы больших капитальных затрат на его восстановление и эксплуатационных затрат, определяемых по формуле (2), на его поддержание в рабочем состоянии.

Отличительной особенностью этой котельной является то, что доставка резервного топлива предусмотрена не железнодорожным, а автомобильным транспортом. Согласно СНиПу II-35-76* «Котельные установки» в этом случае на котельной должен быть обеспечен пятисуточный запас резервного топлива или трехсуточный запас аварийного топлива.

Поскольку топливные баки на территории котельной отсутствуют, предложено создать запас резервного жидкого топлива на базе находящейся в непосредственной близости крупной моторно-тракторной станции с его последующей доставкой автоцистернами к котельной.

В качестве наиболее простого и малозатратного мероприятия по повышению надежности топливоснабжения руководству котельной нами рекомендована установка в котельной насосов 1 (один основной, другой резервный) для подачи в горелки 2 котлов 3 жидкого топлива, не требующего предварительного подогрева (дизельного или печного бытового топлива) с устройством приемного трубопровода 4, выходящего за пределы помещения котельной и заканчивающийся гибким шлангом 5 для присоединения к автоцистерне (рис. 12).

Обследование показало, что этот вариант осуществим с минимальными капитальными затратами: топливные насосы могут быть установлены на фундаменте от демонтированного насоса, расположенного рядом с каналом, выходящим за стену котельной, к месту, где возможен подъезд автоцистерны с жидким топливом. В канале необходимо проложить трубопровод с возможностью подключения через гибкий шланг к автоцистерне.

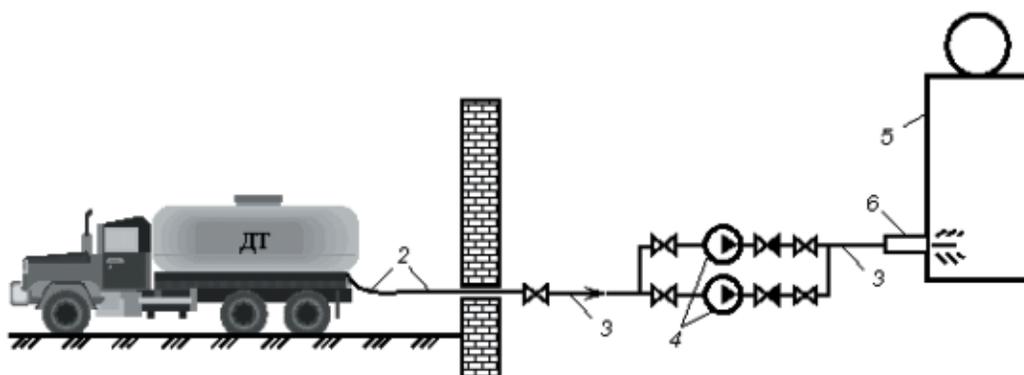


Рис. 12. Схема подачи резервного топлива в котельную:

1 — автоцистерна; 2 — наружный трубопровод с гибким шлангом; 3 — трубопровод подачи резервного топлива; 4 — топливные насосы; 5 — паровой котел; 6 — горелки котла

При реализации этого решения в качестве топливного насоса установлен прежний топливный насос с мазутного хозяйства, который был отремонтирован, опробован на подаче дизельного топлива и показал хорошую работоспособность.

Произведенные технико-экономические расчеты показывают, что экономия при внедрении новой схемы резервного топливоснабжения котельной достигает 30% от эксплуатационных затрат на традиционное мазутное хозяйство [19].

В результате обобщения накопленного в НИЛ ТЭСУ УлГТУ практического опыта можно сформулировать современные требования к резервным системам топливоснабжения и топливным хозяйствам котельных:

- резервное топливное хозяйство должно обеспечивать надежное топливоснабжение котельной в соответствии с действующими нормативами;
- капитальные и эксплуатационные затраты на поддержание резервного топливного хозяйства в рабочем состоянии должны быть минимальными;
- должен обеспечиваться быстрый переход котельных агрегатов на резервное топливо без ухудшения работы горелочного оборудования и образования сажестых отложений на поверхностях нагрева;
- при использовании и хранении резервного топлива должны отсутствовать загрязненные стоки и выбросы вредных веществ в окружающую среду;
- при длительном хранении резервное топливо не должно ухудшать своих теплотехнических свойств.

Рассмотренные варианты решения проблемы резервного или аварийного топливоснабжения могут быть рекомендованы к широкому использованию на промышленных и отопительных котельных страны.

Повышение надежности систем теплоснабжения. Надежность оборудования и трубопроводов систем теплоснабжения в значительной мере определяется интенсивностью внутренней коррозии, вызванной присутствием в теплоносителе, сетевой воде, коррозионно-активных газов. В НИЛ ТЭСУ выполнен комплекс разработок, обес-

печающих надежную противокоррозионную обработку подпиточной воды теплосети и защиту подпиточной и сетевой воды от повторного насыщения газами при ее хранении и транспорте к потребителю. Подробнее эти технологии описаны в докладе профессора В. И. Шарапова.

Выводы

1. Доля теплофикации в общей выработке тепловой энергии в России неуклонно снижается, что обусловлено моральным и физическим износом оборудования, использованием устаревших и малоэффективных технологий, прежде всего технологий регулирования отпуска теплоты и обеспечения пиковой мощности, введением лимитов на природный газ для ТЭЦ и постоянный рост цен на топливо. Все это приводит к тому, что тепловая и электрическая энергии, поставляемые от ТЭЦ, нередко стоят дороже, чем энергоресурсы, предлагаемые отдельными энергоисточниками.

2. Структурные изменения в системах теплоснабжения являются назревшей необходимостью, но они не должны происходить стихийно, в угоду только коммерческих интересов отдельных топливных, генерирующих или коммунальных компаний. А должны подчиняться единой государственной стратегии развития систем тепло-, энергоснабжения, соответствовать сегодняшнему уровню развития техники, полностью использовать преимущества теплофикации, повышать надежность и экономичность теплоснабжения. По нашему мнению, только такой подход сможет обеспечить энергетическую безопасность государства.

3. В отечественной теплоэнергетике в настоящее время можно выделить следующие перспективные направления развития систем теплоснабжения:

- изменение структуры покрытия пиковых тепловых нагрузок систем теплоснабжения путем комбинированного использования централизованных и децентрализованных теплоисточников;
- совершенствование технологий регулирования нагрузки на базе перехода к количественному регулированию и низкотемпературному теплоснабжению;

- рациональное использование избытков пара производственных отборов турбин для обеспечения пиковой тепловой мощности;

- повышение энергетической и экономической эффективности теплоисточников, в том числе источников пиковой тепловой мощности;

- повышение надежности систем теплоснабжения путем совершенствования технологий противокоррозионной обработки теплоносителя и защиты его от вторичного насыщения коррозионно-активными газами.

4. Перспективным направлением развития систем теплоснабжения является переход на комбинированные системы с использованием централизованных основных и местных пиковых теплоисточников, расположенных непосредственно у потребителя, при высокоэкономичной работе ТЭЦ в базовой части графика тепловых нагрузок. Общими преимуществами всех технологий комбинированного теплоснабжения является пониженный температурный график работы теплосети, повышение надежности теплоснабжения за счет резервирования централизованных теплоисточников, при аварийных ситуациях на ТЭЦ и в магистральных тепловых сетях в работе остаются местные источники теплоты, которые будут работать в качестве основных, что позволяет защитить систему теплоснабжения от замерзания на время проведения ремонтных работ.

5. В централизованных системах теплоснабжения от ТЭЦ необходимо применять технологии, повышающие преимущества теплофикации и обеспечивающие рациональное использование отборов турбин при покрытии пиковой тепловой нагрузки, например, за счет использования количественного регулирования нагрузки и низкотемпературного теплоснабжения или передачи части пиковой нагрузки с пиковых водогрейных котлов на другие более эффективные теплоисточники (пиковые сетевые подогреватели, теплонасосные установки и др.).

6. Одним из основных направлений совершенствования технологий теплоснабжения является повышение энергетической и экономической эффективности базовых и пиковых теплоисточников. Для повышения экономичности пиковых водогрейных котельных возможно использование теплоты уходящих продуктов сгорания для подогрева потоков подпиточной воды в одном или двух поверхностных теплоутилизаторах, последовательно установленных в газоходах котлов, при этом коэффициент использования топлива может быть повышен на 17%.

7. Снижению эксплуатационных затрат на теплоисточниках и повышению их надежности способствует также перевод резервных мазутных хозяйств на использование топлива печного бытового в качестве резервного, при этом экономия эксплуатационных затрат составляет 10—30%.

Литература

1. Шарапов В.И. Особенности теплоснабжения городов при дефиците топлива на электростанциях//Электрические станции. 1999. №10. С. 63—66.

2. Козин В.А. Организация, состояние и режим теплоснабжения г. Иваново в 1998 г. В кн. Энергетический ежегодник: Вып. 2. Иваново: РЭК — ИГЭУ, 1999. 256 с.

3. Шарапов В.И. О причинах неудовлетворительного теплоснабжения города Набережные Челны//Материалы 2-го международного симпозиума по энергетике, окружающей среде и экономике. Том 2. Казань: КФ МЭИ. 1998. С. 33—36.

4. Андрищенко А.И. Комбинированные системы энергоснабжения//Теплоэнергетика. 1997. №5. С. 2—6.

5. Шарапов В.И., Ротов П.В. О зарубежном опыте экономии топливно-энергетических ресурсов в системах теплоснабжения//Энергосбережение. 1999. №1. С. 60—62.

6. Шарапов В.И., Орлов М.Е. Технологии обеспечения пиковой нагрузки систем теплоснабжения. М.: Изд-во «Новости теплоснабжения». 2006. 208 с.

7. Шарапов В.И., Ротов П.В. Регулирование нагрузки систем теплоснабжения. М.: Изд-во «Новости теплоснабжения». 2007. 164 с.

8. Пат. 2235249 (RU). Способ теплоснабжения/В.И. Шарапов, М.Е. Орлов, П.В. Ротов, И.Н. Шепелев// Б.И. 2004. №24.

9. Пат. 2235250 (RU). Система теплоснабжения/В.И. Шарапов, М.Е. Орлов, П.В. Ротов, И.Н. Шепелев// Б.И. 2004. №24.

10. Новые технологии в составе энергоблоков ТЭС/П.А. Щинников, Г.В. Ноздренко, П.Ю. Коваленко и др.//Вестник СГТУ. 2004. №3 (4). С. 139—149.

11. Бородихин И.В. Комбинированная система теплоснабжения с внутриквартальными ДВС как энергосберегающая технология//Энергосбережение в городском хозяйстве, энергетике, промышленности: Материалы V Российской научно-технической конференции. Ульяновск: УлГТУ. 2006. С. 34—37.

12. Шарапов В.И., Ротов П.В. О регулировании нагрузки открытых систем теплоснабжения//Промышленная энергетика. 2002. №4. С. 46—50.

13. Пат. 2159393 (RU). Способ работы системы теплоснабжения/В.И. Шарапов, П.В. Ротов, М.Е. Орлов//Бюллетень изобретений. 2000. №32.

14. Пат. 2174610 (RU). Способ работы тепловой электрической станции/В.И. Шарапов, М.Е. Орлов, П.В. Ротов//Бюллетень изобретений. 2001. №28.

15. Пат. 2184309 (RU). Пиковая водогрейная котельная/В.И. Шарапов, М.Е. Орлов, П.В. Ротов//Б.И. 2002. №18.

16. Пат. 2184312 (RU). Пиковая водогрейная котельная/В.И. Шарапов, М.Е. Орлов, П.В. Ротов//Б.И. 2002. №18.

17. Пат. 2189525 (RU). Пиковая водогрейная котельная/В.И. Шарапов, М.Е. Орлов, П.В. Ротов//Б.И. 2002. №26.

18. Орлов М.Е., Шарапов В.И. Об эффективности снабжения промышленных и отопительных котельных резервным топливом. В кн.: Теплоэнергетика и теплоснабжение: Сборник научных трудов НИЛ ТЭСУ УлГТУ. Вып. 4. — Ульяновск: УлГТУ, 2007.

19. Орлов М.Е., Шарапов В.И. Проблемы обеспечения котельных резервным топливом в современных условиях//Промышленная энергетика. 2007. №9. 8—13.



**С. Е. Исаев, к.т.н., зам. директора
ООО «Жилстрой-НН»,
О. Г. Сорокин, к.т.н.
гл. инженер ЗАО «ГОТХ»,
П. И. Бажан, д.т.н., научный консультант,
А. Н. Назин, к.т.н.,
директор ЗАО «ЦЭЭВТ»,
А. Ф. Чернов, зам. начальника отдела
ОКБМ, Нижний Новгород**

ТЕПЛООБМЕННЫЕ АППАРАТЫ ДЛЯ КОММУНАЛЬНОГО ХОЗЯЙСТВА

Введение

В коммунальном хозяйстве, в основном, применяются пластинчатые и кожухотрубные ТА. В рекламных материалах пластинчатых ТА подчеркивают следующие их преимущества по сравнению с кожухотрубными ТА:

- более высокий коэффициент теплопередачи, что, естественно, должно предопределять меньшие массогабаритные характеристики аппаратов;
- простоту эксплуатации и обслуживания;
- более высокую надежность аппаратов.

Достижение значений коэффициентов теплопередачи в рассматриваемых пластинчатых аппаратах до 20 000 Вт/(м²·К) вполне возможно. Это обусловлено особенностями их (аппаратов) конструкцией, в частности — малыми размерами каналов (1,5—3,0 мм), а также их особым профилированием (выштамповкой турбулизаторов), что в совокупности предопределяет высокую степень возмущения потоков обеих сред.

Однако гидравлические потери в трактах пластинчатых ТА со столь большими коэффициентами теплопередачи существенно (в разы) выше, чем у аналогичных кожухотрубных аппаратов. Поэтому реальные значения коэффициентов теплопередачи k новых (незагрязненных) пластинчатых ТА составляют 5000—7000 Вт/(м²·К), а при низком качестве очистки водопроводной воды k через непродолжительное время снижается в 2—2,5 раза (на ряде объектов в городах и поселках РФ разборку и чистку аппаратов приходилось осуществлять через каждые 12—14 часов

работы). Для химической промывки (очистки) пластинчатых аппаратов нужны дорогие промывочные растворы и специальные промывочные устройства.

Разборка, ремонт и сборка разборных пластинчатых ТА является очень трудоемким и дорогостоящим процессом, все проблемы которого достаточно полно описаны в литературе [1, 2, 3, 4]. Авторам статьи известен отрицательный опыт эксплуатации примерно 30 разборных пластинчатых аппаратов (в основном в системах ГВС на территории России), когда после непродолжительного периода их использования (не более 1—2 лет), аппараты были демонтированы и заменены на кожухотрубные; имеются данные об отрицательном опыте применения разборных пластинчатых ТА и за рубежом [3].

Надежность разборных пластинчатых ТА в эксплуатации существенно ниже, чем у кожухотрубных ТА. В ряде крупных европейских городов, например, в Хельсинки со второй половины 1980-х гг. не разрешается установка разборных пластинчатых аппаратов (за исключением особых случаев) из-за их низкой надежности [3].

Авторами статьи выполнено сопоставление характеристик различных кожухотрубных и пластинчатых ТА и на основе проведенного анализа сформулированы требования к кожухотрубным ТА, которые могли бы составить конкуренцию пластинчатым аппаратам, если не принимать во внимание ценовой аспект — цена зарубежных пластинчатых ТА примерно в 1,5 раза выше цены отечественных кожухотрубных аппаратов.

Требования, предъявляемые к кожухотрубным ТА

1. Конкурентоспособный кожухотрубный ТА для коммунального хозяйства должен быть оснащен трубами, профилированными таким образом, чтобы рост гидравлического сопротивления ненамного превышал рост теплоотдачи вследствие применения турбулизаторов потока. Это достигается накаткой на внешней поверхности трубы кольцевых или винтообразных канавок, вследствие образования которых на внутренней поверхности трубы образуются плавно очерченные выступы небольшой высоты, интенсифицирующие теплоотдачу в трубах. Накатка кольцевых турбулизаторов с точки зрения теплоотдачи более эффективна, чем накатка винтообразных канавок, т.к. коэффициент теплоотдачи в трубах может быть увеличен в 2,1—2,5 раза против 1,4—1,9 раз при росте гидравлического сопротивления трубного пучка в 5—7 раз против 4—6 раз по сравнению с гладкой трубой (если в случае применения гладких труб вклад трубного пучка в потери давления трубного тракта составляет около 70%, то в случае применения труб с кольцевой накаткой он увеличивается до 95%). Для сравнения укажем, что применение вставок, закручивающих поток в трубах, приводит к росту теплоотдачи на 30—40% при увеличении потерь давления в 3,5—5,5 раз.

2. Немаловажным является вопрос о диаметре и материале теплообменных труб. Все ТА для нужд отопления и ГВС ориентированы на латунную трубку с наружным диаметром 16 мм и внутренним диаметром 14 мм. Латунь слабо корродирует в среде котловой и сетевой воды, а большой внутренний диаметр трубки увеличивает жесткость трубы и облегчает механическую очистку трубного пространства. Последнее обстоятельство в недалеком прошлом было важнее соображений конкурентоспособности и достижения высоких массогабаритных показателей ТА. Известно, что чем меньше диаметр труб и толщина их стенки, тем выше коэффициенты использования массы и объема ТА. Известны ТА с наружным диаметром труб 6,3 или 8 мм, но в этих аппаратах очистка трубного пространства механическим способом затруднена. По мнению авторов статьи, конструкция кожухотрубного ТА должна позволять выполнять очистку трубного пространства от загрязняющих отложений как химическим, так и механическим способами, трубы при этом должны быть достаточно жесткими во избежание их существенного прогиба после нескольких лет эксплуатации. Таким требованиям отвечают трубы с наружным диаметром 12 мм, толщиной стенки 1 мм и длиной не более 2 м. Накопленный опыт эксплуатации ТА с такой трубой позволил нам перейти впоследствии на толщину стенки 0,8 мм.

Выполненный нашими специалистами мониторинг рынка производителей труб позволил выбрать в качестве заменителя латуни нержавеющую сталь аустенитного класса 08...12X18H10T, которая за исключением особых случаев практически не корродирует в сетевой и котельной воде, в том числе при организации щелочных режимов водоподготовки, и обладает низкой адгезией к взвешенным частицам и кристаллам накипи. Стремление избавиться

в конструкции ТА от коррозионных пар повлекло за собой выбор для трубных решеток, фланцев, перегородок, корпусов и патрубков ТА сталь 12X18H10T и способ закрепления труб в трубных решетках — сваркой в среде аргона. Такой же способ, обеспечивающий высокую прочность и герметичность, целесообразно использовать и для других постоянных соединений ТА.

3. Кожухотрубный ТА для коммунального хозяйства целесообразно выпускать не в секционном исполнении, а как обособленный ТА в своем корпусе и с необходимыми патрубками. При недостающей площади поверхности теплообмена для реализации больших тепловых потоков или при больших потерях давления отдельные ТА могут быть объединены в блоки с параллельным или последовательно-параллельным соединением их трактов. При этом блоки должны иметь минимум обвязки.

Конструктивные особенности и опыт эксплуатации кожухотрубных ТА типа ВВПИ

На основе использования изложенных выше принципов 15 лет назад нами был разработан такой ТА, а более 13 лет назад — ТА типа ВВПИ (в разработку конструкции и технологии изготовления аппарата большой вклад внес С. Н. Валиулин [4]). В результате анализа известных решений по конструкции межтрубного пространства, было принято решение отказаться от интенсифицирующих теплоотдачу схем течения теплоносителя: поперечного омывания труб с помощью сегментных перегородок; закрутки потока в межтрубном пространстве с помощью системы особым образом выполненных поперечных перегородок или с помощью перегородки в межтрубном пространстве в виде закрученной ленты и др. Поэтому рассматриваемые ТА имеют простую так называемую реверсивную схему тока теплоносителей, в межтрубном пространстве нет поперечных перегородок, устанавливается только одна продольная перегородка. Кроме этого, пересмотрены решения по толщинам стенок труб, корпусов, фланцев, трубных решеток, крышек без снижения их прочности. Накопленный к настоящему времени опыт эксплуатации ТА данного типа показал, что рассматриваемые аппараты в отличие от пластинчатых ТА мало чувствительны к резким скачкам температуры и давления. Их трубные пучки легко и без последствий выдерживают гидроудары, вибрацию, тряску.

Патрубки подвода и отвода сред располагаются в районе головки теплообменника (рисунок), что обеспечивает удобство обвязки подогревателей и уменьшение температурных деформаций.

При номинальных значениях расходов ТА типа ВВПИ имеют умеренное гидравлическое сопротивление 20—50 кПа, что позволяет в случае необходимости получения больших тепловых потоков при малых температурных напорах соединять подогреватели в блоки параллельно или последовательно по обоим средам или комбинировать схемы их соединения в блоке.

Очистка полостей данных ТА может быть произведена любым известным способом: химическим (1,5% водным

раствором азотной кислоты), кавитационно-ударным методом, стальными проволочными ежиками и т.п.

Разработанные ТА по энергетическим и массогабаритным характеристикам уступают лишь кожухотрубным аппаратам типа ТТАИ, но превосходят последние по показателям надежности вследствие большей жесткости теплообменных труб — трубы ТА типа ВВПИ не провисают и не трутся друг о друга — и более надежного закрепления труб в трубных решетках сваркой, а не герметиком, как в аппаратах типа ТТАИ.

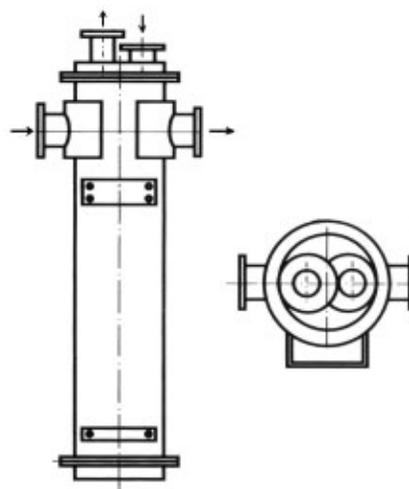
Основным недостатком подогревателей ВВПИ, как и других кожухотрубных ТА, является невозможность достижения высоких значений коэффициентов теплоотдачи при низких скоростях течения теплоносителей (достоинство пластинчатых аппаратов), вследствие чего они не всегда могут конкурировать с пластинчатыми ТА ведущих мировых производителей в тех случаях, когда требуется передавать большие тепловые потоки при малых температурных напорах.

Преимущество пластинчатых ТА по высоким значениям k , однако, сводится на нет в случае загрязнения этих теплообменников. Как показано в [5], пластинчатый ТА с расчетным коэффициентом теплопередачи (без загрязнения теплообменной поверхности) $7000 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$ в случае нарастания на теплообменной поверхности слоя накипи толщиной $0,3 \text{ мм}$ (для пластинчатых аппаратов рядовой случай) имеет коэффициент теплопередачи $2545 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$, что в $2,75$ раза меньше расчетного значения.

Более чем 13-летняя эксплуатация разработанных подогревателей в системах теплоснабжения показывает, что большая загрязняемость для данных аппаратов в силу эффекта самоочистки внутренней поверхности труб (наиболее загрязняемой сетевой водой), направленными в пограничный слой турбулентными вихрями, возникающими при обтекании плавноочерченных турбулизаторов определенной высоты, расположенных на оптимальном расстоянии друг от друга, и разрушающими отложения на той стадии, когда они представляют собой маловязкие структуры, нехарактерна.

Значения коэффициента теплопередачи с учетом загрязнений подогревателей типа ВВПИ при изменении расходов теплоносителей находятся в диапазоне от 1150 до $3300 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$ при температуре греющей среды (воды) $110 \text{ }^\circ\text{C}$ и температуре нагреваемой среды (воды) $70 \text{ }^\circ\text{C}$. Например, в подогревателе ВВПИ-350 число труб составляет 97 шт., а значения k с учетом загрязнений составляют 1150 — $3200 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$. При этом максимальные значения k ограничены максимальными допускаемыми потерями давления 50 кПа (5 м. вод. ст.); минимальные значения коэффициентов теплопередачи относятся к режимам работы ТА с малым теплосъемом.

Анализ параметров рассматриваемых аппаратов показывает, что они в загрязненном состоянии характеризуются коэффициентами теплопередачи, которые ничуть не хуже коэффициентов теплопередачи загрязненных пластинчатых ТА.



Эскиз конструкции кожухотрубного теплообменника типа ВВПИ

Представляет интерес сопоставление показателей современных пластинчатых ТА для коммунального хозяйства и представленных кожухотрубных ТА. Проведем такое сопоставление на основе данных В.Г. Барона [6].

Пример 1. Для нагрева морской воды с расходом $9,4 \text{ т/ч}$ от 4 до $27 \text{ }^\circ\text{C}$ используется пресная вода с расходом $10,4 \text{ т/ч}$ и температурой $70 \text{ }^\circ\text{C}$. Сухая масса выбранного пластинчатого ТА составила 120 кг при $k=5854 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$. Расчет, выполненный авторами статьи, показал, что заданные условия обеспечивает аппарат ВВПИ с массой 47 кг и коэффициентом теплоотдачи при заданных исходных данных $6748 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$. Из приведенных данных видно, что последний ТА по массе и значению коэффициента теплопередачи имеет преимущество перед пластинчатым аппаратом.

Пример 2. Требуется осуществить 2-ступенчатый нагрев воды ГВС, при этом расход нагреваемой воды составляет $8,4 \text{ т/ч}$, температуры нагреваемой воды (последовательно по ступеням) — 5 , 43 и $55 \text{ }^\circ\text{C}$. По греющей среде были заданы следующие параметры: расход через 2-ю и 1-ю ступени соответственно $5,6$ и $15,2 \text{ т/ч}$; температуры греющей среды на входе во 2-ю и 1-ю ступени соответственно 70 и $52 \text{ }^\circ\text{C}$.

Для решения поставленной задачи был предложен пластинчатый теплообменник одной из западноевропейских фирм, имеющий габаритный объем, равный $0,19 \text{ м}^3$. Проведенный расчет показал, что заданные условия обеспечат по второй ступени нагрева воды ГВС теплообменник ВВПИ с габаритным объемом $0,124 \text{ м}^3$, а по первой ступени — двухкорпусной ВВПИ с габаритным объемом $0,416 \text{ м}^3$. Суммарный объем ТА последнего типа составил $0,54 \text{ м}^3$, что больше, чем объем пластинчатого ТА. Пластинчатый ТА имеет в заданных условиях лучшие габариты, чем существующие конструкции предлагаемого ТА.

Авторами статьи разработана конструкция трубчатого ТА, имеющего корпус не в виде кожуха (трубы), а в виде параллелепипеда, то есть похожим на корпус пластинчатого аппарата. Остальные конструктивные признаки практически не отличаются от разработанных ранее авторами ТА.

<< 45

влажности, освещенности, уровня звука (опционально).

В обоих приборах имеется продвинутая функция «Автоизмерения» (АВТО последовательный тест из неск. режимов), которая существенно экономит время на проведение всех процедур при тестировании объекта. При выборе этой функции прибор последовательно и автоматически выполняет измерения: полное сопротивление шины (цепи) заземления + тест УЗО + измерение сопротивления изоляции непосредственно в розетках жилых помещений.

Кроме того, имеется возможность дистанционного запуска заданного теста при использовании опции PR400, что очень удобно при необходимости ускорения тестирования в условиях значительных объемов периодического контроля или при большом количестве протяженных объектов. При помощи опционального пробника PR400 выполнение тестов происходит по разрешению оператора, т.е. только после необходимых настроек прибора и подключения к объекту испытаний. Это обеспечивает не только высокую производительность и удобство при контрольных измерениях во всех режимах, но и повышенную безопасность оператора. Особенно это значимо для функции «АВТО» (выполнения совокупной последовательности базовых тестов по электробезопасности): общее сопротивление в цепи защитного заземления Global Earth Resistance, тест УЗО и измерение изоляции непосредственно при подключении к бытовой электророзетке (3-конт. евровилка).

Внутренняя память приборов АКИП-8401/8402 обеспечивает сохранение 500 результатов измерений (в зависимости от режима), предусмотрен интерфейс оптический RS-232/USB.

Приборы выполнены в современном эргономичном корпусе, оснащены большим ЖК-дисплеем с подсветкой, имеют широкое контекстное справочное меню и развитую систему информационных подсказок (сообщений), что облегчает выполнение измерений в любом из режимов и циклов тестирования.

www.electronshik.ru

76 >>

В случае применения труб с наружным диаметром 12 мм и шагом 13,2 мм (клеевое закрепление в трубных решетках) габаритный объем псевдопластинчатого ТА для примера 2 составит 0,133 м³, а в случае применения стандартной разбивки труб ВВПИ с закреплением труб сваркой — 0,158 м³, что меньше чем у сопоставляемого пластинчатого аппарата (0,19 м³). Таким образом, для трубчатых ТА достигнута компактность, превышающая этот показатель для пластинчатых конкурентов, что ставит точку в споре конструктивных типов ТА для коммунального хозяйства — при надлежащем подходе к компоновке трубных пучков кожухотрубные ТА превосходят пластинчатые ТА по всем показателям.

Выпускаемые ТА успешно заменили ТА типа ПП (ПВ) в МУП ЖКХ г. Коврова, г. Павлово, р. п. Тумботино и др. ТА типа ВВПИ и ПВПИ без рекламаций эксплуатируются в коммунальном хозяйстве Н.Новгорода, городах и поселках Нижегородской, Владимирской, Тверской, Томской, Пермской областей, Республик Марий Эл, Карелия и других регионов России.

Отзывы

Отзыв начальника инженерного отдела ЗАО «ПИ «Карелпроект» Луйкина Э. П. содержит следующее: «Инженерный отдел института «Карелпроект» при проектировании объектов, начиная с 2004 г., там, где встречается и необходимо теплообменное оборудование (котельные, тепловые пункты (ЦТП, ИТП) всегда закладывает в проекты установку водоводяных подогревателей серии ВВПИ. Нас полностью удовлетворяет качество и надежность данной продукции. От эксплуатационных организаций нареканий по данному виду продукции не поступало».

Из отзыва директора МУП «Теплосервис» Вязниковского р-на Пятава Б. Г.: «Продукцию вашего предприятия, а именно водоводяные подогреватели типа ВВПИ применяем 2 года. Основными преимуществами водоподогревателей являются их габаритные размеры, позволяющие произвести установку в помещениях малой площади. Нас полностью удовлетворяет работа и качество вашей продукции. Надежная и качественная работа водоводяных подогревателей позволяет рекомендовать их использование другим потенциальным заказчикам». Получено более 10 аналогичных отзывов о продукции ЦЭЭВТ.

Литература

1. Бродов Ю. М. О применении пластинчатых теплообменных аппаратов в схемах паротурбинных установок//Исследовано в России/Бродов Ю. М., Пермьяков В. А.. 2005, 2357—2365.
2. Лыгин П. А. Новая конструкция кожухотрубных водоводяных теплообменников//Новости теплоснабжения. 2004. № 11. С. 50—53.
3. Вальянов И. В. Паяный или разборный?//Новости теплоснабжения. 2000. № 4. С 41—43.
4. Валиулин С. Н., Бурдастов Н. Н., Хуртин В. В., Пыжов О. В. Новые теплообменные аппараты с пониженной загрязняемостью//Новости теплоснабжения. 2004. № 5. С. 47—49.
5. Жаднов О. В. Пластинчатые теплообменники — дело тонкое//Новости теплоснабжения. 2005. № 3. С. 39—53.
6. Барон В. Г. Легенды и мифы современной теплотехники или пластинчатые и кожухотрубные теплообменные аппараты//Новости теплоснабжения. 2004. № 8. С. 38—42.



В. П. Гусев,
д.т.н., зав. лабораторией защиты
от шума вентиляционного
и инженерно-технологического
оборудования, Научно-
исследовательский институт
строительной физики Российской
академии архитектуры
и строительных наук

ЕЩЕ РАЗ О ШУМОВЫХ ХАРАКТЕРИСТИКАХ ВЕНТОБОРУДОВАНИЯ И АКУСТИЧЕСКИХ ВОЗМОЖНОСТЯХ ШУМОГЛУШИТЕЛЕЙ

Эксплуатация вентиляционного оборудования, как правило, невозможна без осуществления комплекса мероприятий по шумоглушению. Для правильного выбора объема и состава средств снижения при проектировании систем вентиляции и кондиционирования воздуха существует акустический расчет, необходимость выполнения которого устанавливает СНиП [1]. Точность акустического расчета зависит не только от квалификации специалиста его выполняющего, но и от достоверности исходных данных (шумовых характеристик источников шума) и эффективности закладываемых в проект средств снижения шума, в частности, шумоглушителей. Использование неточных исходных данных приводит к существенному искажению прогнозируемых акустических ситуаций на проектируемых объектах, к ошибочным проектным решениям на пути к обеспечению нормативных требований по фактору шума и, как следствие, к необоснованным и часто весьма существенным дополнительным материальным вложениям в проекты.

В последнее время упомянутые неточные данные — явление в каталогах фирм-изготовителей и поставщиков оборудования далеко не редкое. Неточности появляются как с целью создания привлекательности продаваемого фирмами продукта (вентилятора, кондиционера, глушителя и др.), так и ошибочно, думается, по причине отсутствия необходимых специальных знаний.

Озабоченность в связи с существованием такой негативной практики выражают не только специалисты НИИСФ (включая автора), но и эксперты-акустики территориального Управления Роспотребнадзора по Москве [2]. В настоящей статье выражена наша общая позиция по данному вопросу. Ее цель не столько указать на ошибочные или намеренные действия изготовителей вентиляционного оборудования и элементов шумоглушения при представлении ими акустических характеристик, сколько обратить внимание потребителей и проектировщиков на существование неточностей в этих характеристиках, приводящих к неизбежным дополнительным расходам средств.

Основанием для возражения против представляемых завышенных акустических и аэродинамических параметров служат огромный положительный практический опыт снижения шума, в частности, вентиляционного оборудования и обширные экспериментальные данные, накопленные в НИИСФ. В нашем институте помимо совершенствования расчетных методов оценки акустических ситуаций, исследования шума различных источников и разработки средств и методов его снижения в местах обитания человека на специальном стенде [3] систематически проводятся акустические и аэродинамические испытания как источников шума, так и элементов шумоглушения.

О шумовых характеристиках оборудования

Основной характеристикой постоянного шума в местах обитания человека (на рабочих местах, в жилье, в зонах отдыха и др.), соответственно, нормируемыми параметрами являются уровни звукового давления (L, дБ) в девяти октавных полосах частот со среднегеометрическими частотами 31,5; 63; 125;...8000 Гц (СН 2.2.4/2.1.8.562—96 [4]). Для ориентировочной оценки допускается использовать уровни звука (LA, дБ (A)).

В связи с этим, согласно СНиПу [1] и ГОСТ 23941—79 [5], основной шумовой характеристикой оборудования (в том числе вентиляционного), которое создает этот шум в указанных местах, являются октавные уровни звуковой мощности (LP, дБ), а дополнительной — скорректированный уровень звуковой мощности (LPA, дБ (A)).

Несмотря на это, зарубежные фирмы (в первую очередь) в качестве основной шумовой характеристики часто представляют или уровень звуковой мощности (УЗМ) в дБ (A), или суммарный уровень звуковой мощности, или уровень звука в дБ (A) (без указания расстояния от источника, на котором он измерен), или кор-

ректированные октавные уровни звуковой мощности. Иногда эти исходные данные приводятся в каком-либо наборе.

Для выполнения квалифицированного акустического расчета и решения практических задач защиты от шума первые три характеристики, разумеется, непригодны.

По ним невозможно получить зависимое от частоты требуемое снижение шума, которое позволяет достаточно точно поставить диагноз, установить причину неблагоприятной ситуации или источник, ее создающий.

Четвертая характеристика предлагается изготовителем оборудования, в качестве основной шумовой характеристики, однако таковой не является. Это октавные уровни звуковой мощности источника, но с учетом (за вычетом) корректирующей поправки. Такую поправку (частотную характеристику) автоматически вносит измерительный тракт (шумомер) при измерении уровня звука в дБ (A) (по шкале A). В результате чувствительность прибора существенно снижается преимущественно в низкочастотном диапазоне, а восприятие им данного шумового воздействия приближается к восприятию уха человека (ухо человека слабо воспринимает звуковые колебания в диапазоне низких частот). Эта способность уха человека учтена при разработке санитарных норм по фактору шума; на низких частотах допустимые уровни звукового давления значительно выше, чем на средних и высоких частотах.

Впрочем, четвертая характеристика может быть использована в качестве исходных расчетных данных (она позволяет получить точные количественные конечные расчетные данные), но при условии, что при определении требуемого снижения шума в расчетной точке указанная корректирующая поправка будет внесена и в предельно допустимый спектр (в нормы), а это нонсенс.

Иногда в качестве шумовой характеристики крупногабаритного оборудования, например, холодильных машин, воздушных охладителей, конденсаторов, предлагаются октавные уровни звукового давления, измеренные на расстоянии 1, 5 и 10 м от излучающей шум поверхности. Измерения проводятся в прямом поле, где уровень звука снижается на 6 дБ при удвоении расстояния от источника шума.

В этих случаях при расположении расчетных точек на указанных или близких к ним расстояниях от источника изготовители предлагают сравнивать приведенные измеренные уровни (L, дБ) с допустимыми уровнями звукового

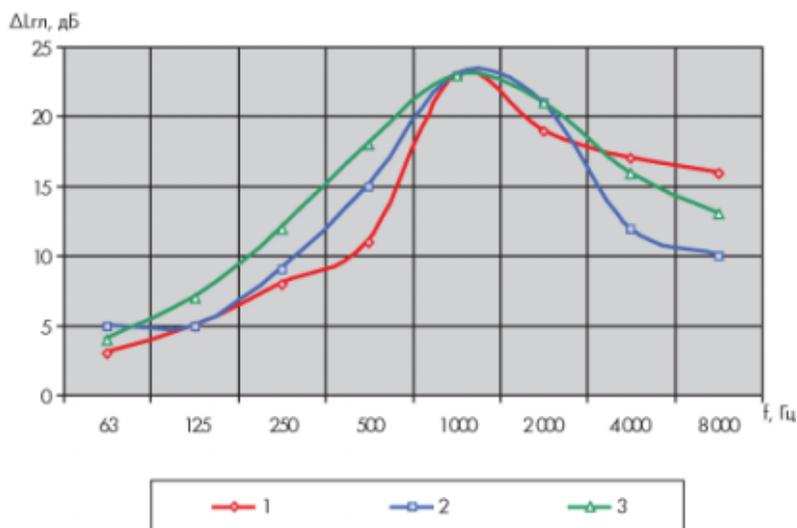


Рис. 1. Эффективность шумоглушителя длиной 1 м:
1 — трубчатого; 2 — канального; 3 — пластинчатого

давления и таким образом определять искомое требуемое снижение шума. Ошибочность такого подхода состоит в том, что в условиях эксплуатации оборудования, как правило, прямое поле вокруг источника отсутствует. Вследствие чего реальные уровни звукового давления на тех же опорных расстояниях будут выше измеренных. Итогом предлагаемого подхода будет занижение требуемого снижения шума оборудования и превышение ожидаемых уровней звукового давления над допустимыми значениями.

О возможностях шумоглушителей

Особое негодование экспертов вызывают проекты вентиляции и прилагаемые к ним акустические расчеты, в которых учитываемые эффективности абсорбционных глушителей шума достигают порой 50—60 дБ. Можно сомневаться, но принять, когда такое снижение звуковой мощности в воздуховоде обеспечивает, например, пластинчатый глушитель длиной около 2 м в диапазоне высоких частот (1000—2000 Гц). Однако когда изготовители (поставщики, проектировщики) утверждают, что метровый пластинчатый глушитель в низкочастотном диапазоне от 50 до 200 Гц снижает уровень звуковой мощности в воздушном канале на 20—25 дБ и более, возникает большой вопрос и по поводу достоверности представляемых характеристик, и по поводу их происхождения.

Удивляют также и весьма высокие допустимые скорости потока воздуха в каналах глушителей. Так, в пластинчатых и канальных глушителях они, по мнению некоторых проектировщиков, могут быть и 10, и 15, и 20 м/с. Причем независимо ни от расположения (места установки) глушителя по вентиляционной сети, ни от назначения здания, в котором осуществляется проект вентиляции.

Прежде всего, видимо, целесообразно подчеркнуть, что для снижения аэродинамического шума вентиляционного оборудования в нашей стране и за рубежом преимущественно применяются трубчатые, пластинчатые и канальные глушители. Они имеют достаточно простую конструкцию, технологию изготовления, создают при правильном проектировании приемлемые гидравлические потери и обеспечивают существенное снижение звуковой мощности, распространяющейся в воздуховоде, в широком диапазоне частот и относятся к абсорбционным глушителям в связи с использованием в них различных звукопоглощающих материалов (ЗПМ) [6].

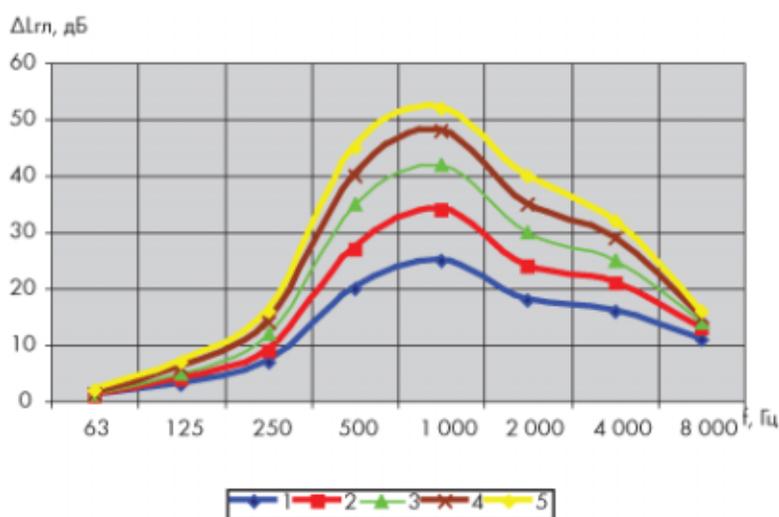


Рис. 2. Эффективность пластинчатого глушителя шума (пластины толщиной 100 мм, расстояние между ними — 100 мм):

1 — $l_1 = 1,0$ м; 2 — $l_2 = 1,5$ м; 3 — $l_3 = 2,0$ м; 4 — $l_4 = 2,5$ м; 5 — $l_5 = 3,0$ м

Трубчатые глушители (круглые и прямоугольные) эффективны в воздуховодах с поперечными размерами до 450—500 мм. Для увеличения затухания в воздуховодах с большими поперечными размерами прибегают к равномерному распределению ЗПМ по их сечению. Этот принцип использован в пластинчатом глушителе. В прямоугольных воздуховодах (в воздушных каналах) с поперечными размерами до 800 x 500 мм часто применяют так называемые канальные глушители. По сути это пластинчатый глушитель, но с одной пластиной. Толщина этой пластины равна половине меньшего размера поперечного сечения прямоугольного воздуховода.

Затухание звука в абсорбционных глушителях зависит от длины активной части, периметра проходного сечения, толщины слоя и плотности, а также коэффициента звукопоглощения ЗПМ, зависящего от его физико-механических свойств. Недостатком названных глушителей, как и других средств шумоглушения, является относительно низкая их эффективность (аЛгл, дБ) на частотах менее 200—300 Гц.

Акустические возможности трех упомянутых типов глушителей длиной 1 м, изготовленных отечественными фирмами, иллюстрирует рис. 1. На нем представлены эффективности глушителей — октавные значения снижения звуковой мощности распространяющегося аэродинамического шума при их установке в прямоугольном воздуховоде сечением 400 x 400 мм. Это средние значения для каждого типа глушителей, заполненных 2—3 типами современных ЗПМ.

Видно, что в диапазоне низких частот (в октавных полосах со среднегеометрическими частотами 63 и 125 Гц) эффективности трубчатого и канального глушителей практически не различаются, но не превышают 7—8 дБ. На частоте 250 Гц эффективность пластинчатого глушителя (толщина пластин — 200 мм, расстояние между пластинами — 200 мм) выше, чем у двух других, и достигает 12—13 дБ. Затем эффективность всех рассматриваемых глушителей повышает-

ся и достигает максимума на частоте 1000 Гц, а при дальнейшем повышении частоты снижается. В октавных полосах со среднегеометрическими частотами 4000 и 8000 Гц более эффективен трубчатый. Канальный глушитель в этих октавных полосах частот наименее эффективен. Правда, в большинстве практических случаев требуемое снижение шума в высокочастотном диапазоне или отсутствует, или имеет весьма низкую величину.

Эффективность трубчатого глушителя может быть увеличена в основном за счет увеличения длины.

В диапазоне низких и средних частот можно добиться некоторого ее повышения и за счет увеличения толщины слоя ЗПМ. Повысить акустические возможности канального глушителя (устанавливаемого в данном канале) можно только увеличивая его длину.

Пластинчатый глушитель имеет преимущество в этом плане. Его эффективность в широком диапазоне частот можно повысить, увеличивая длину пластин (l) или уменьшая расстояние между пластинами (S). Менее значительного ее повышения в низкочастотном диапазоне можно добиться за счет увеличения толщины пластин (b) [6, 7].

Для иллюстрации этих зависимостей пригодны как наши экспериментальные данные (рис. 2, 4), так и данные фирмы Тгох (рис. 3).

На рис. 2 хорошо видно, что при увеличении длины с 1 до 3 м (с шагом 0,5 м) эффективность глушителя существенно возрастает в октавных полосах 250—4000 Гц. В диапазоне низких частот она относительно мало изменяется. Кроме того, он достаточно наглядно демонстрирует ошибочность представления, что эффективности глушителей можно складывать (распространенная ошибка). Ни в одной октавной полосе частот эффективность глушителя длиной 2 м не равна сумме эффективностей двух глушителей длиной по 1 м или эффективность глушителя длиной 3 м не равна сумме эффективностей глушителей длиной 2 и 1 м (или трех глушителей длиной по 1 м).

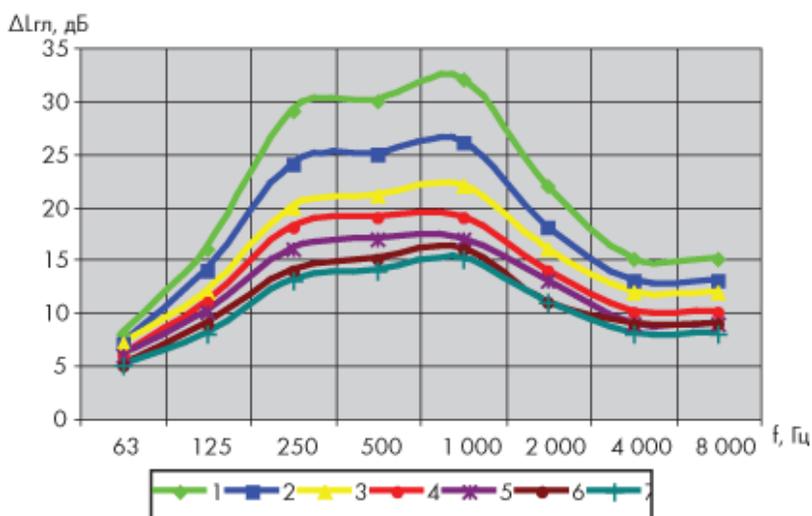


Рис. 3. Эффективность пластиночного шумоглушителя в зависимости от расстояния между пластинами:

1 — $S = 80$ мм; 2 — $S = 100$ мм; 3 — $S = 120$ мм; 4 — $S = 140$ мм; 5 — $S = 160$ мм; 6 — $S = 180$ мм; 7 — $S = 200$ мм

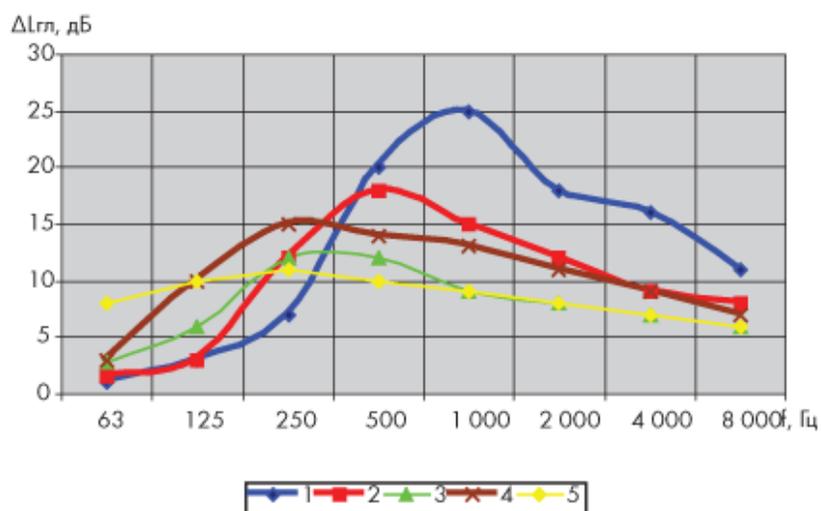


Рис. 4. Эффективность пластиночного шумоглушителя с пластинами длиной 1 м:

1 — $b_1 = 100$ мм ($S = 100$ мм); 2 — $b_2 = 200$ мм ($S = 200$ мм); 3 — $b_3 = 400$ мм ($S = 400$ мм); 4 — $b_4 = 400$ мм ($S = 250$ мм); 5 — $b_5 = 800$ мм ($S = 500$ мм)

Как видно на рис. 3, в диапазоне частот 250—2000 Гц акустические возможности пластиночного глушителя (с пластинами толщиной 200 мм длиной 1 м) за счет уменьшения расстояния между пластинами с 200 до 80 мм можно повысить на 15—20 дБ. Характерно, что на низких частотах (63, 125 Гц) при том же изменении S эффективность глушителя возросла только на 4—9 дБ.

Необходимый оптимальный вариант повышения эффективности пластиночного глушителя в диапазоне низких частот (в октавной полосе со среднегеометрической частотой 250 Гц) можно найти, используя рис. 5. На нем видно, как изменяется эффективность глушителя и при увеличении его длины (и фиксированном расстоянии между звукопоглощающими пластинами толщиной

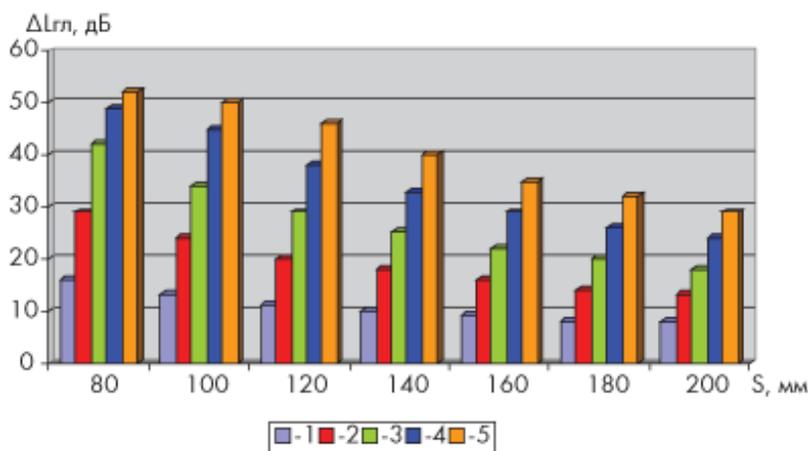


Рис. 5. Эффективность пластинчатого глушителя (толщина пластин — 200 мм) в зависимости от длины пластин и расстояния между ними в октавной полосе со среднегеометрической частотой 250 Гц:

1 — $l_1 = 0,5$ м; 2 — $l_2 = 1,0$ м; 3 — $l_3 = 1,5$ м; 4 — $l_4 = 2,0$ м; 5 — $l_5 = 2,5$ м

200 мм), и при изменении расстояния между пластинами (и фиксированной длине). Пользуясь графиком, нетрудно сделать вывод, что эффективность глушителя на частоте 250 Гц может достигать 50 дБ только при длине пластин 2,5 м и расстоянии между пластинами 80 мм.

Приведенный выше краткий анализ акустических возможностей пластинчатых глушителей в зависимости от конструктивных параметров основывался на результатах испытаний в статическом режиме (без потока воздуха). Поэтому не все выводы и рекомендации могут быть использованы, т.к. не приведут к желаемому эффекту при решении практических задач снижения аэродинамического шума.

Отчасти это связано с тем, что в последнее время пластинчатые глушители устанавливаются в воздухопроводах без расширения (обоснованные рекомендации, приведенные в руководстве [8], игнорируются). Вследствие чего воздушный канал сужается, а скорость потока в узком месте канала, т.е. в глушителе, возрастает.

Уменьшая расстояния между пластинами до 80 мм, действительно можно добиться весьма высокого эффекта от установки глушителя (рис. 3), но при каких скоростях потока в его каналах? Дополнительное шумообразование при установке глушителей в вентсистемах, обслуживающих, например, офисные помещения категории А, возникает при скоростях потока в каналах глушителей около 6—8 м/с. Тогда при указанном расстоянии между пластинами скорость набегающего потока (перед глушителем) должна быть не более 2—2,5 м/с. Поскольку эта скорость часто более 5—6 м/с, то в каналах глушителя скорость потока составит 17—20 м/с. При таких высоких скоростях потока гидравлическое сопротивление, создаваемое глушителем, превысит 150—200 Па, что в большинстве практических случаев по разным причинам недопустимо.

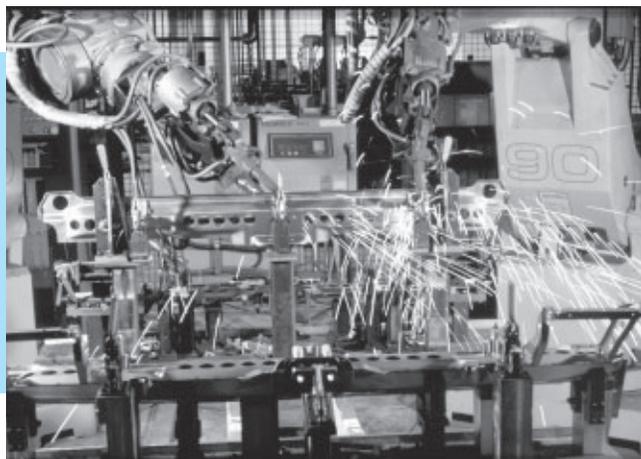
Таким образом, глушитель, с одной стороны, будет эффективно снижать шум, распространяющийся по воздуховоду до места его установки, с другой стороны, генерировать собственный шум, распространяющийся по воздуховоду после него в обслуживаемое системой помещение. Другими словами, уменьшение расстояния между пластинами приводит к увеличению эффективности глушителя и одновременно к росту создаваемого им гидравлического сопротивления, которое является причиной образования шума в нем.

Кстати, некоторое снижение аэродинамического сопротивления пластинчатых глушителей достигается за счет обтекателей (получилиндров), устанавливаемых на торцы пластин (по всей высоте) на входе в глушитель. Если глушитель устанавливается на конечном участке воздуховода перед помещением, то допустимая скорость воздуха зависит от допустимого уровня звука в помещении. Для ориентировочной оценки допустимых скоростей в концевых глушителях в зависимости от назначения помещений, перед которыми они устанавливаются, можно пользоваться таблицей 1, приведенной в работе [7].

Литература

1. СНиП 23-03-2003. Защита от шума. Госстрой России, ФГУТ ЦПП, 2004.
2. Веретина И. А., Гончаренко И. А., Калашникова Н. К., Клименкова О. И., Руднева Е. А. Снижение шума вентиляционными глушителями//Материалы научно-технического семинара. — Севастополь, 2007.
3. Гусев В. П., Лешко М. Ю. К вопросу об аэроакустических испытаниях вентиляционных АВОК. — 2002. — №2.
4. СН 2.2.4/2.1.8.562—96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки.
5. ГОСТ 23941—79. Шум. Методы определения шумовых характеристик. Общие требования.
6. Гусев В. П. Средства снижения воздушного и структурного шума систем вентиляции, кондиционирования и холодоснабжения//АВОК. — 2005. — №4.
7. Гусев В. П., Лешко М. Ю. Пластинчатые глушители шума вентиляционных установок. Акустические и аэродинамические характеристики//АВОК. — 2006. — №8.
8. Руководство по расчету и проектированию шумоглушения вентиляционных установок. — М.: Стройиздат, 1982.

По материалам журнала «АВОК»



В.А. Янсюкевич,
инженер службы
энергоснабжения
ООО «Севергазпром»

МЕТОДИКА ПРОВЕРКИ ТОКОВЫХ, ПРОМЕЖУТОЧНЫХ И УКАЗАТЕЛЬНЫХ РЕЛЕ

Область применения

Рекомендации настоящей методики распространяются на проведение испытаний и проверок реле максимальных токовых защит (реле тока), промежуточных реле и указательных реле, применяемых в схемах защит электроустановок всех типов, напряжений и систем.

Электромагнитные реле тока и напряжения используются в устройствах защиты, сигнализации и автоматики в качестве элементов, реагирующих на превышение (или снижение) заданного тока или напряжения в определенных участках (элементах) электрических установок.

Кроме электромагнитных реле тока в схемах защит часто применяются индукционные токовые реле. Особенностью индукционных реле серии РТ является сочетание в них двух видов защиты: токовой отсечки мгновенного действия и чувствительной токовой защиты с зависящей от тока выдержкой времени. Реле могут работать только на переменном токе. Реле РТ-85, РТ-86 и РТ-95 могут работать в схемах защит на оперативном переменном токе. В последнее время механические реле уступают место электронным реле. На рис. 2 представлен внешний вид реле контроля фаз типа РСН25 на электронной базе.

Реле времени используются в схемах защит автоматики и сигнализации для создания регулируемой выдержки времени (замедления) в подаче исполнительной команды после получения управляющего сигнала. У реле с механическим замедлением переключение исполнительных органов-контактов производит часовой механизм или электродвигатель с редуктором.

Промежуточные реле используются для размножения контактов реле защит, вспомогательных контактов коммутационных аппаратов, для усиления (увеличения мощности) контактов устройств релейных защит, для фиксации или увеличения длительности кратковременного сигнала. Реле различаются по напряжению или току, по наличию удерживающих обмоток, по потребле-

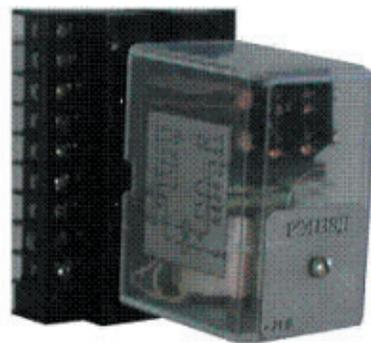


Рис. 1. Промежуточное реле РЭП



Рис. 2. Реле контроля фаз



Рис. 3. Указательные реле

емой мощности срабатывания, мощности (коммутационной способности) и количеству контактов, по времени (скорости) срабатывания и возврата. На рис. 1 представлено промежуточное реле РЭП — малогабаритное промежуточное реле.

Сигнальные реле. В устройствах релейной защиты и автоматики для фиксации и последующей расшифровки происшедших автоматических операций применяются специальные сигнальные устройства (указатели). Срабатывание указателя фиксируется выпадением сигнального флажка, а в некоторых типах — и замыканием его контактов. Указатели имеют лишь ручной возврат. Время срабатывания сигнальных реле — не более 0,05 с. На рис. 3 представлен внешний вид указательного реле типа РПУ 12.

Все реле в схемах релейных защит подвергаются проверке в соответствии с режимами обслуживания и в установленном объеме. Под режимами обслуживания релейных защит подразумевается следующее: режим «Н» — наладка перед первым включением; режим «К1» — первый профилактический контроль; режим «В» — профилактическое восстановление; режим «К» — профилактический контроль; режим «О» — осмотр релейной защиты. Каждый из режимов обслуживания включает в себя определенный объем работы по проверке реле и релейной защиты в целом.

Объект испытания

После проведения проверки токовых цепей релейной защиты в соответствии с «Методикой проведения испытаний вторичных цепей трансформаторов тока устройств релейных защит и учета».

Работа по проверке и испытанию устройств защит начинается с анализа проектных и исполнительных схем. Работа с документацией обязательна, так как в процессе эксплуатации в схемах релейных защит вносятся изменения и дополнения, которые отражаются в схемах.

При производстве испытаний проверяется работоспособность схемы, отсутствие обходных цепей, соответствие проекта типовым решениям, руководящим и директивным указаниям, соответствие монтажа проекту или исполнительным схемам, правильность комплектации оборудования (реле, сигнальных ламп, кнопок, переключателей, резисторов и т.п.), а также состояние изоляции цепей в целом.

В отдельных случаях, когда проектные уставки срабатывания не соответствуют конкретным условиям эксплуатации возникает необходимость в замене реле. Поэтому до начала проверок реле необходимо уже иметь уставки, утвержденные местной или центральной службой релейной защиты, автоматики и измерения МСРЗАИ или ЦСРЗАИ.

У всех реле производится осмотр целостности корпуса, стекол, проверяется крепление деталей, качество паек, чистота контактов. Подвижные части реле должны легко перемещаться в подшипниках и подпятниках, легко поворачиваться и возвращаться пружиной на место, отдельные витки пружины не должны соприкасаться. У реле проверяется ток или напряжение срабатывания и возврата, мегаомметром на 1000 В измеряется сопротивление изоляции токоведущих частей относительно корпуса реле и напряжением 1000 В переменного тока производится испытание изоляции. У ряда реле, где это будет оговорено, производятся и другие специальные испытания. Испытание изоляции повышенным напряжением допустимо производить совместно с испытанием вторичных цепей.

Разборка реле производится лишь в исключительных случаях, когда требуется ремонт (замена деталей, удаление грязи, ржавчины); смазка деталей реле не производится. Скрытые дефекты обнаруживаются электрическими испытаниями по отклонению различных показателей от нормальных, которые приведены ниже или в заводских инструкциях.

Проверяются и регулируются вспомогательные контакты коммутационных аппаратов-выключателей, разъединителей, магнитных пускателей и т.п. Вспомогательные контакты обычно связаны механически с приводами или непосредственно с аппаратами, и их положение должно отражать положение основного коммутационного аппарата (у воздушных выключателей переключение вспомогательных контактов производится пневматически, одновременно с переключением самого выключателя).

Вспомогательные контакты должны обеспечивать: надежный разрыв вторичной цепи (зазор не менее 4—5 мм); надежное замыкание цепи (вжим — «провал» — не менее 1,5—2 мм); у масляных выключателей — размыкание цепи включения выключателя (размыкающие контакты) в конце операции включения, а размыкание контактов в цепи отключения (замыкающие контакты) должно происходить в начале операции отключения выключателя. Если количество цепей вспомогательных контактов недостаточно, тогда один или, для надежности, два контакта подключаются к промежуточным реле-повторителям, которые являются размножителями вспомогательных контактов. Реле-повторители помещаются вблизи основных устройств защит или автоматики и тем самым позволяют экономить в сложных устройствах кабельные линии

Определяемые характеристики

Проверка реле внешним осмотром

Производится при вводе в эксплуатацию (режим проверки защиты «Н»), первом профилактическом контроле

(режим проверки защиты «К1»), профилактическом восстановлении (режим проверки защиты (В) и при техническом контроле (режим проверки защиты «К»). При проведении технического осмотра устройств релейной защиты (режим проверки защиты «О») внешний осмотр производится только в пределах релейных шкафов и панелей без вскрытия крышек реле, без осмотра внутренних частей аппаратов и устройств.

Внешний осмотр включают в себя: осмотр целостности корпуса, стекол, проверяется крепление деталей, качество паек, чистота контактов, проверка и регулировка механической части реле. Подвижные части реле должны легко перемещаться в подшипниках и подпятниках, легко поворачиваться и возвращаться пружиной на место, отдельные витки пружины не должны соприкасаться. Контактные группы реле и отдельные контакты проверяются на соприкосновение для обеспечения надежного контакта.

В случае обнаружения в процессе внешнего осмотра дефектных деталей (ржавые тяги или пружины, деформированные контактные группы и контакты, дефекты пайки и видимые обрывы катушек реле и другие дефекты) реле не разбирается, а заменяется новым.

Проверка сопротивления изоляции реле

Сопротивление изоляции реле в отдельности проверяется только в случае необходимости замены — при этом проверяется сопротивление изоляции нового реле, которое готовится на замену. В этом случае объединяются все контакты реле и проверяется сопротивление изоляции объединенной группы на металлические части реле. Также проверяется сопротивление изоляции контактной группы по отношению к токовым или напряженным катушкам реле (в зависимости от типа реле).

Во всех остальных случаях проверка сопротивления изоляции реле производится со всеми цепями устройства релейной защиты — проверка сопротивления изоляции схемы в сборе.

Проверка электрических характеристик реле и уставок

Электрические характеристики реле проверяются во всех режимах технического обслуживания устройств релейной защиты, за исключением режима обслуживания типа «О».

У реле тока и реле напряжения проверяется токи срабатывания и отпускания реле на рабочей уставке с определением коэффициента возврата реле. При необходимости (если во время работы оперативный персонал производит изменение уставок самостоятельно) реле необходимо проверить по всей шкале — регулировка работы реле по шкале. При этом на каждом значении тока срабатывания по шкале производится проверка тока срабатывания и отпускания, а при необходимости производится регулировка реле для максимального соответствия уставок по указателям шкалы реле.

У промежуточных реле и указательных производится проверка напряжения срабатывания реле и напряжение отпускания. Если указательное реле работает по току — производится проверка тока срабатывания реле.

Условия испытаний и измерений

Испытание производят при температуре окружающей среды не ниже +10 °С. Вторичные цепи должны быть полностью собраны — подключены все реле, счетчики и приборы.

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

Все вторичные устройства (провода, клеммы, реле и т.д.) должны быть очищены от пыли, грязи, избыточная влага и конденсат удаляется, ячейка (шкаф) просушивается.

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

Средства измерений

Измерение сопротивления изоляции производят мегаомметрами на напряжение 1000 В.

Испытание повышенным напряжением промышленной частоты производят с помощью различных установок, которые состоят из следующих элементов: испытательного трансформатора, регулирующего устройства, контрольно-измерительной и защитной аппаратуры. В настоящее время выпускаются установки для проведения испытаний повышенным напряжением промышленной частоты: Т/3000 и другие. Установки способны произвести полноценное испытание вторичных цепей как повышенным напряжением, так и проверку первичным током.

Для проверки обтекаемости токовых цепей используют современные установки типа РЕТОМ-11 или аналогичные. Для измерения вторичных токов и снятия векторных диаграмм удобно применять приборы типа ПАРМА ВАФ или РЕТОМЕТР.

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

Порядок проведения испытаний и измерений

Проверка внешним осмотром

Внешний осмотр реле и аппаратуры релейной защиты производится со вскрытием крышек реле и осмотром механической части реле.

Реле тока РТ40 и реле напряжения типа РН. Ревизия механической части. Якорь реле должен перемещаться от руки свободно, без заметного трения, люфт по оси должен быть в пределах 0,2—0,3 мм (на глаз). При необходимости люфт можно регулировать, освободив цапфу.

Полка лепестка якоря в притянутом состоянии должна образовывать одинаковый зазор, без перекосов, около

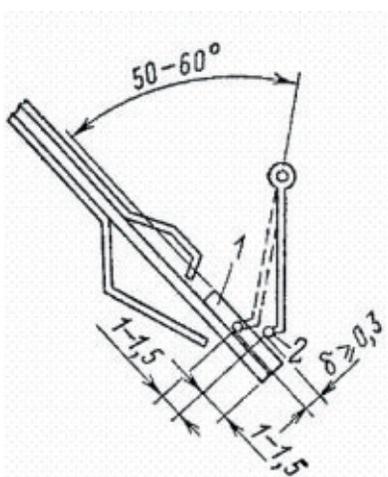


Рис. 4. Регулировка контактной группы реле

0,6 мм. Положение якоря в зазоре регулируется упорным винтом, а величина и равномерность зазора — перемещением магнитопровода при отпущенных крепежных винтах. При всех положениях указателя уставки пружина должна четко возвращать якорь в исходное состояние после отпущения якоря рукой из любого положения. Верхний и нижний неподвижные контакты должны лежать в одной плоскости и должны быть параллельными. Проверяют затяжку гаек крепления неподвижных контактов к пластмассовой колодке. При этом отверткой удерживают крепежные винты во избежание смещения контактов.

Подвижный контакт должен от руки свободно качаться вокруг оси. Суммарный воздушный зазор между пластинами неподвижного контакта и мостиком подвижного контакта в крайних положениях якоря должен составлять 2—2,5 мм.

Проверяют, чтобы упорные винты, ограничивающие поворот якоря, не препятствовали вхождению полков якоря под полюсы, при этом подвижный контакт не должен задевать за торец неподвижного контакта при замыкании цепи, а также не должны доходить до края серебряных напаяк неподвижного контакта в конце хода якоря на 1,5—2 мм (рис. 4). Точка касания подвижного контакта с неподвижным должна находиться на расстоянии 1—1,5 мм от края посеребренной части неподвижного контакта, совместный ход (скольжение по неподвижному контакту) составляет 1—1,5 мм. Прогиб («провал») неподвижных контактов при замыкании (при крайних положениях якоря) должен быть не менее 0,3 мм.

Если заводская регулировка нарушена, то ее следует достигнуть либо смещением неподвижного контакта в пазу пластмассовой колодки, либо подгибанием его. Упорные винты якоря вращать до электрических испытаний не следует, так как это может изменить коэффициент возврата и вывести реле из шкалы уставок.

Впереди и позади пружинящих пластин неподвижного контакта имеются упоры, ограничивающие вибрацию контактов. Передний упор (со стороны неподвижного контакта)

должен иметь зазор, просматриваемый на свет, а задний — несколько больший, но такой, чтобы пружина неподвижного контакта касалась упора лишь в конце поворота якоря при провале контакта.

Чистят контакты чистой тряпочкой, специально изготовленной деревянной палочкой, изготовленной из дерева, а в необходимых случаях — острым лезвием ножа, надфилем с мелкой насечкой (воронилом), но так, чтобы не повредить серебряный защитный слой.

Осматривают состояние и крепление резисторов, полупроводниковых элементов, конденсаторов. Пинцетом проверяют качество пайки электрических контактов.

Индукционные реле тока типа РТ-80, РТ-90. Ревизия механической части. Винт уставки тока срабатывания (переключения отпаек электромагнита) должен завинчиваться до конца без проворачивания во всех гнездах, плотно прилегая плоскостью головки к металлической планке. Регулировочный винт уставки отсечки должен хорошо тормозиться упорной пластиной. Рамка должна свободно качаться и иметь вертикальный люфт около 1 мм, а диск должен вращаться, имея люфт в подпятниках 0,3—0,5 мм. При вращении диска должен быть равномерный зазор не менее 0,3 мм между диском и полюсами постоянного магнита и электромагнита. Якорь элемента отсечки должен поворачиваться без заеданий (люфт в осевом направлении 0,1—0,2 мм), а правый конец его должен при срабатывании прилежать всей плоскостью среза к основному магнитопроводу.

Проверяется свободное вращение сектора и зацепление червяка диска с сектором при повороте рамки с диском от руки при любом положении поводка, регулирующего время срабатывания (при любой уставке времени срабатывания). Проверяется чистота контактов и расстояние между подвижными и неподвижными контактами. Расстояние в разомкнутом состоянии должно составлять 2—3 мм, а для сигнальных контактов — не менее 1,5 мм. Провал контактов 0,8—1 мм.

Реле времени типа РВ, ЭВ и другие с часовыми механизмами. При ревизии механической части проверяется ход плунжера (якоря) электромагнита. Плунжер должен иметь поперечный люфт 0,3—0,6 мм, хорошо полированные поверхности его не должны иметь следов коррозии. После нажатия на плунжер часовой механизм должен доводить стрелку с подвижным контактом до максимальной уставки (при соответствующем положении упорного неподвижного контакта) и замыкать неподвижные контакты. Подвижный контакт должен одновременно касаться серебряных напаяк обеих пластин неподвижного контакта, не касаясь при этом самих пластин и обеспечивая прогиб их (провал) не менее чем на 0,7—1 мм.

Подвижная пластина мгновенного переключающего контакта должна быть прямой, при касании размыкающего контакта она должна прогибаться в среднем на 0,5 мм, при замыкании замыкающего контакта — на 1—2 мм. Зазор

ДИАГНОСТИКА И ИСПЫТАНИЯ

между неподвижным и подвижным контактами должен быть около 2,5 мм, а у реле, работающих с ВУ-200, — 1,5 мм. При медленном опускании плунжера часовой механизм вместе со стрелкой должен вернуться в исходное положение.

Промежуточные реле. При ревизии реле проверяется ход подвижных частей, исправность пружин, чистота контактных поверхностей, соответствие контактов проекту (при повторных проверках в режимах обслуживания «В», «К1» и «К» производится только осмотр контактов и регулировка механической части при необходимости). Многие реле требуют изменения контактных групп, т.е. преобразование замыкающих контактов в размыкающие или наоборот. Конструкции реле типов РП-23, РП-24 и серий РП-40, РП-250, РЭВ позволяют легко это осуществлять с помощью перестановки элементов.

В нормально отрегулированных реле замыкание всех замыкающих и размыкание всех размыкающих контактов должно происходить соответственно одновременно.

Часто, для обеспечения специальных режимов работы схемы или для получения определенных выдержек времени при срабатывании или повышенного коэффициента возврата допускаются отклонения от приведенных данных. Так, раствор контактов в цепи демпферных обмоток можно уменьшить до 1—1,5 мм для того, чтобы было более надежным демпфирование; для получения безобрывного переключения цепей требуется уменьшить раствор в замы-

кающем и увеличить провал в размыкающем контакте, так, чтобы провал был больше раствора соответствующих контактов. В нормальных случаях регулировочные данные контактных групп промежуточных реле представлены в табл. 1.

Поскольку у этих реле времена замыкания (размыкания) контактов при срабатывании и регулировка этих времен связаны с регулировкой напряжения или тока срабатывания, необходимо все измерения производить после регулировки контактных групп в следующей последовательности: сначала проверяется напряжение (ток) срабатывания, затем измеряются и регулируются времена замыкания (размыкания) контактов, потом снова проверяются напряжение (ток) срабатывания и возврата. Если получаются удовлетворительные результаты, то реле включается в рабочую схему.

При значительных отклонениях в регулировке зазоров и контактов от нормы (табл. 1) или при увеличении времен возврата реле отключающие способности контактов реле ухудшаются. Поэтому после окончательной регулировки проверяют работу реле в схеме при включении и отключении нормальной рабочей нагрузки. При заметных искрениях и подгораниях контактов следует разгрузить контакты (отключить часть нагрузки, ввести дополнительное промежуточное реле, установить искрогасительный контур) либо перерегулировать реле; если возможно, то следует включить два-три контакта последовательно.

Таблица 1

Нормальная регулировка магнитных систем и контактов промежуточных реле

Тип реле	Зазоры якоря, мм		Контакты, мм		Давление замкнутых контактов, Н (г)
	якорь отпущен	якорь подтянут	раствор	провал	
РП-23-РП-26, РП-232-РП-233	1,6—2,2	≤0,4	2,5—3	0,6—1,0	≥0,12 (12)
РП-251, РП-254, РП-255	2,4—2,5	0,2	2,5—3	≥0,5	≥0,15 (15)
РП-252, РП-256	2,4—2,5	0,05	2,5—3	≥0,5	≥0,15 (15)
РП-253	≤2	0,2	2	≥0,5	≥0,15 (15)
РП-211, РП-215	≥1	≥0,25	≥1	0,5—0,5	≥0,05 (5)
РП-212, РП-213, РП-214	≥1	≥0,25	≥1	0,3—0,4	≥0,03 (3)
ЭП-1	≥0,5	-	0,5	-	-
МКУ-48, ПЭ-6	2,5—2,8	0,5	2—3	-	-
РЭВ	-	-	3—4	1,5	-
РП-221, РП-222, РП-223, РП-224, РП-225	1 + немагнитная пластина	0,05 + немагнитная пластина	1	0,2—0,3	≥0,05 (5) (неподвижного контакта на упорную пластину — 20)

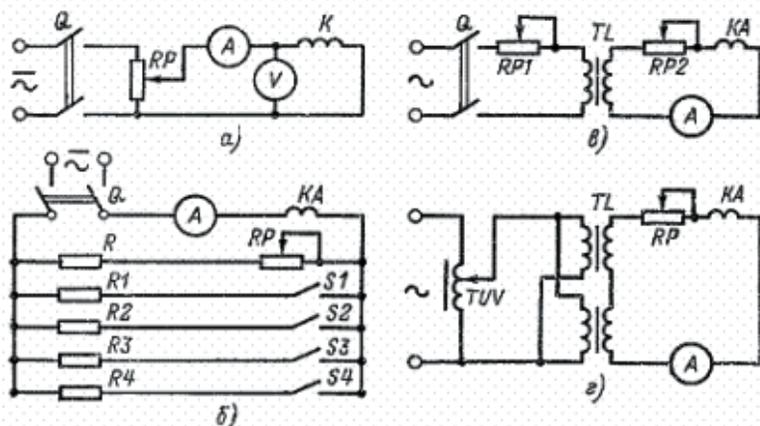


Рис. 5. Схемы проверки тока и напряжения срабатывания возврата реле:

а — проверка реле напряжения и токовых реле (до 2—5 А); *б* — проверка реле тока до 100 А реостатом; *в* — проверка реле тока с нагрузочным трансформатором; *г* — то же, но с регулировкой тока автотрансформатором; *Q* — рубильник; *R1-R4* — регулировочные реостаты; *RP* — потенциометр; *R* — добавочный резистор; *TL* — нагрузочный трансформатор; *TUV* — регулировочный трансформатор; *K* — проверяемое реле

Проверка сопротивления изоляции реле

Измерение сопротивления изоляции производится на отдельных реле только в случае проверки и регулировки их перед установкой в общую схему защиты или на панель защиты. Если проверяется сопротивление изоляции реле в схеме, то реле не выводится из схемы, а проверка сопротивления изоляции производится в целом.

Проверка электрических характеристик реле и уставок

Реле тока РТ40 и реле напряжения типа РН. По схеме на рис. 5 проверяют ток или напряжение срабатывания и возврата реле. У исполнительного органа реле серий РНТ и ДЗТ проверяют ток и напряжение срабатывания отдельно, без промежуточного трансформатора.

Проверка производится в рабочем диапазоне реле при положениях указателя шкалы на первой и последней уставках (проверка шкалы) и на рабочей отметке шкалы, т.е. при заданной уставке. Реле должно быть «в шкале», а ток или напряжение срабатывания не должны отличаться от заданной уставки более чем на 1—2%. Проверка производится не менее 5 раз на каждой точке. Отклонение на 1% от среднего значения свидетельствует о механических неисправностях или загрязнении подпятников. Если положение указателя не соответствует току или напряжению срабатывания, то следует поставить указатель на нужное деление шкалы, ослабить или затянуть пружину якоря, ослабив гайку, прижимающую снизу указатель. Ток или напряжение срабатывания можно увеличить или уменьшить, отвернув или завернув левый упорный винт. При этом, однако, можно нарушить правильность регулировки контакта и изменить коэффициент возврата реле.

Иногда по условиям работы защиты требуется увеличить коэффициент возврата реле максимального тока или напряжения или уменьшить коэффициент возврата для минимальных реле. Следует иметь в виду, что, завинчивая левый упор, уменьшают ток срабатывания, не изменяя тока возврата (для максимальных реле), а завинчивая правый упор якоря, уменьшают ток возврата, не изменяя тока срабатывания, т.е. первая операция уменьшает коэффици-

ент возврата, а вторая увеличивает. Для минимальных реле порядок операций обратный.

Отклонение коэффициента возврата от номинального (0,8) нарушает правильность шкалы реле. Такую регулировку производят лишь при необходимости и только на рабочей уставке, а затем проверяют ток или напряжение работы реле на крайних делениях шкалы. При увеличении коэффициента возврата максимальных реле (или при уменьшении — минимальных) может наблюдаться значительная вибрация контактов.

Индукционные реле тока типа РТ-80, РТ-90. Проверка электрических характеристик проводится по схемам рис. 5, б) и в).

При проверке следует выбирать Р5 Z реле. Особенно важно соблюдать это условие при проверке работы индукционного элемента. За ток срабатывания индукционного элемента принимают ток, при котором червяк входит в надежное зацепление с зубчатым сектором. Если механическая часть реле исправна, то ток начала вращения диска должен быть не более 0,25 I.

Срабатывание должно быть четким: если рамка начала движение, то движение должно закончиться вхождением в зацепление червяка с зубчатым сектором. «Плавание» рамки при токе срабатывания недопустимо. Если наблюдается плавание, то следует подогнуть стальную скобу, которая расположена внизу рамки, так, чтобы при срабатывании конец скобы приблизился к электромагниту. При этом уменьшится коэффициент возврата реле.

Если ток срабатывания индукционного элемента отличается более чем на 5% от заводской шкалы, то следует регулировать ток срабатывания изменением натяжения возвратной пружины рамки реле, которая расположена внизу рамки.

Коэффициент возврата реле должен быть не менее 0,8. Желательно при наладке реле отрегулировать *k* выше номинального (0,85—0,87). Ток возврата можно регулировать (в малых

пределах) упорным винтом подвижной рамки. Проверка токов срабатывания и возврата производится не менее 5 раз на каждой уставке.

Особенностью проверки отсечки (элемента без замедления при срабатывании) является то, что для проверки требуются большие токи, при которых реле перегружается и обмотка его перегревается. Поэтому источник тока при этих проверках необходимо подключать кратковременно. Рекомендуется пользоваться при проверке тока срабатывания «импульсным» (максимальным) амперметром и, быстро увеличивая ток до срабатывания отсечки, отключать ток сразу после срабатывания реле. Импульсным действием обладают практически все цифровые амперметры с функцией Hold.

Реле времени типа РВ, ЭВ и другие с часовыми механизмами. Проверяются напряжения срабатывания и возврата, которые должны быть в пределах, указанных в табл. 2. Проверяется время срабатывания реле на наибольшей уставке по шкале и на рабочей (заданной) уставке по схемам рис. 5 а) и б).

Если в результате электрических испытаний будет установлено, что время срабатывания не соответствует показаниям шкалы, то следует ослабить винты, крепящие шкалу, и повернуть ее в нужном направлении. Если же реле срабатывает значительно медленнее или разброс времени срабатывания больше нормы, то реле заменяется на новое, либо заменяется часовой механизм с повторным регулированием механической части и проверки электрических характеристик.

Промежуточные реле. У всех реле, кроме ЭП-1/0,25-ЭП-1/7,5, РП-232 и РП-254, проверяется напряжение срабатывания и возврата. Если реле имеет удерживающие последовательные (токовые) обмотки, то вместо напряжения возврата проверяется минимальный ток удерживания. У реле РП-232 и РП-254 проверяется ток срабатывания,

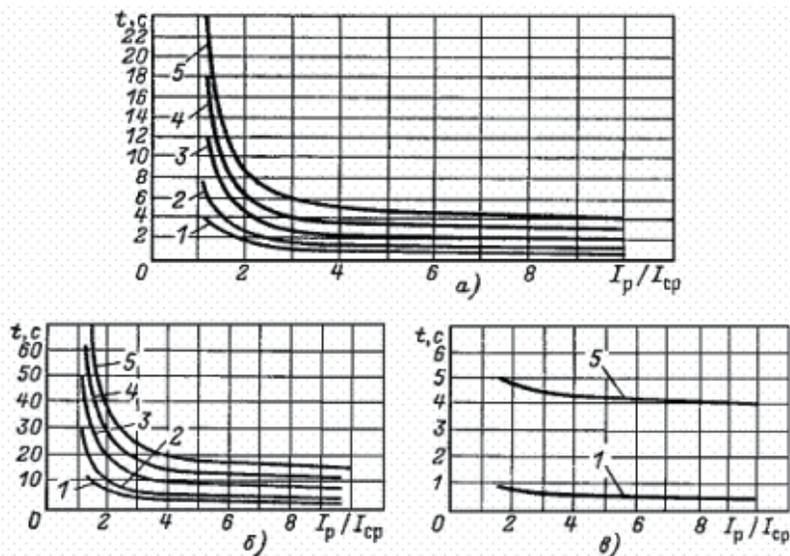


Рис. 6. Временные характеристики индукционных реле:

а — РТ-81, РТ-83, РТ-85; б — РТ-82, РТ-84, РТ-86; в — РТ-91, РТ-95. Уставки на время срабатывания: 1—0,5 с; 2—1,0 с; 3—2 с; 4—3 с; 5—4 с (а, в); 1—2 с; 2—4 с; 3—8 с; 4—12 с; 5—16 с (б)

напряжение и ток удерживания, кроме того, проверяется, что при напряжении 1,15 U реле не срабатывает. У реле ЭП-1/0,25-ЭП-1/7,5 проверяется только ток срабатывания. У реле, имеющих специальные устройства для замедления срабатывания или отпускания, проверяются времена срабатывания и отпускания.

У остальных реле мгновенного действия обычно времена работы проверяются в схеме вместе с другими реле при их взаимодействии.

Поскольку у этих реле времена замыкания (размыкания) контактов при срабатывании и регулировка этих времен связаны с регулировкой напряжения или тока срабатывания, необходимо все измерения производить после регулировки контактных групп в следующей последовательности: сначала проверяется напряжение (ток) срабатывания, затем измеряются и регулируются времена замыкания (размыкания) контактов, потом снова проверяются напряжение (ток) срабатывания и возврата. Если получаются удовлетворительные результаты, то реле включается в рабочую схему.

У реле РП-210, РП-220, РП-230, РП-254 проверяются однополярные выводы. Включением двух или трех удерживающих последовательных (токовых) обмоток в последовательную цепочку можно уменьшить соответственно в 2 или 3 раза номинальный ток удерживания. Изменение начального воздушного зазора изменяет параметры срабатывания реле. Шлифовка поверхностей магнитопровода и якоря реле в месте их смыкания значительно снижает напряжение возврата и увеличивает время возврата.

После регулировки времени работы контактов повторно проверяется напряжение (ток) срабатывания, удерживания и возврата реле.

При значительных отклонениях в регулировке зазоров и контактов от нормы или при увеличении времен возврата реле отключающие способности контактов реле ухудшаются. Поэтому после окончательной регулировки проверяют работу реле в схеме при включении и отключении нормальной рабочей нагрузки. При заметных искрениях и подгораниях контактов следует разгрузить контакты (отключить часть нагрузки, ввести дополнительное промежуточное реле, уста-

Таблица 2

Технические данные реле времени с часовым механизмом

Тип реле	Пределы уставок, с	Максимальный разброс, с	Время замкнутого состояния проскальзывающих контактов, с	$U_{ср}/U_{ном}$	$U_{в}/U_{ном}$	Мощность P	Примечание
Реле постоянного тока $U_{ном}$ — 24, 48, 110 или 220 В; P, Вт							
ЭВ-112	0,1—1,3	0,06	0,05—0,1	0,7	0,1	30	При напряжении 1,1 $U_{ном}$ реле могут находиться не более 2 мин
ЭВ-113	0,1—1,3	0,06	-	0,7	0,03—0,05	30/15	
ЭВ-114	0,1—1,3	0,06	-	0,7	0,1	30	
ЭВ-122	0,25—3,5	0,12	0,17—0,25	0,7	0,1	30	ЭВ-113, ЭВ-123, ЭВ-133
ЭВ-123	0,25—3,5	0,12	-	0,7	0,03—0,05	30/15	ЭВ-143 — длительно
ЭВ-124	0,25—3,5	0,12	-	0,7	0,1	30	
ЭВ-132	0,5—9	0,25	0,45—0,65	0,7	0,1	30	
ЭВ-133	0,5—9	0,25	-	0,7	0,03—0,05	30/15	
ЭВ-134	0,5—9	0,25	-	0,7	0,1	30	
ЭВ-142	1—20	0,8	1—1,5	0,7	0,1	30	
ЭВ-143	1—20	0,8	-	0,7	0,03—0,05	30/15	
ЭВ-144	1—20	0,8	-	0,7	0,1	30	
Реле переменного тока $U_{ном}$ — 100, 127, 220 или 380 В; P, В·А							
ЭВ-215	0,1—1,3	0,06	0,05—0,1	0,75	0,55	20	Реле ЭВ-215, ЭВ-225,
ЭВ-217	0,1—1,3	0,06	-	0,85	0,55	15	ЭВ-235, ЭВ-245 замыкают контакты с заданной выдержкой при возврате реле.
ЭВ-218	0,1—1,3	0,06	0,05—0,1	0,85	0,55	15	
ЭВ-225	0,25—3,5	0,12	0,1—0,6	0,75	0,55	20	
ЭВ-227	0,25—3,5	0,12	-	0,85	0,55	15	Эти реле в комплекте с ВУ-200 работают как трехфазные и обозначаются соответственно ЭВ-215К, ЭВ-225К, ЭВ-235К, ЭВ-245К,
ЭВ-228	0,25—3,5	0,12	0,1—0,6	0,85	0,55	15	
ЭВ-235	0,5—9	0,25	0,1—0,75	0,75	0,55	20	
ЭВ-237	0,5—9	0,25	-	0,85	0,55	15	
ЭВ-238	0,5—9	0,25	0,1—0,75	0,85	0,55	15	
ЭВ-245	1—20	0,8	0,1—1,5	0,75	0,55	20	$U_{в} \leq 0,35 В$
ЭВ-247	1—20	0,8	-	0,85	0,55	15	
ЭВ-248	1—20	0,8	0,1—1,5	0,85	0,55	15	

новить искрогасительный контур) либо перерегулировать реле; если возможно, то следует включить два-три контакта последовательно.

Обработка данных, полученных при испытаниях

Первичные записи рабочей тетради должны содержать следующие данные:

- дату проведения работ;
- температуру, влажность и давление;
- наименование, тип, заводской номер (при наличии) или просто тип реле и год изготовления;
- номинальные данные реле;
- результаты внешнего осмотра;
- результаты испытаний с уставками;
- используемую схему.

<< 62

**МАЧТОВЫЕ
ТРАНСФОРМАТОРНЫЕ
ПОДСТАНЦИИ МТП
МИНСКОГО ЗАВОДА
ИМ. В. И. КОЗЛОВА**

Основное принципиальное отличие мачтовых подстанций — это установка оборудования на опоре (двух опорах для трансформаторов мощностью 160 и 250 кВА). Это позволяет исключить нежелательное проникновение в подстанцию и сэкономить средства для ограждения подстанции.

Достоинства:

- Испытания — оборудование после производства проходит испытания на заводе. Важно отметить, что такие испытания проходят далеко не на всех заводах-производителях.
- Конструкция МТП рассчитана на установку силового трехфазного герметичного трансформатора (ТМГ).
- Сборка — сборка и изготовление на одном из крупных электротехнических заводов в Европе.
- Покраска — защита от коррозии металлических частей путем нанесения эпоксидно-полиэфирного (порошкового) покрытия.
- РЛНД поставляется комплектно с подстанцией (поставляется не у всех производителей).
- В распределительном устройстве со стороны низшего напряжения на отходящие линии устанавливаются автоматические выключатели (вместо рубильников с предохранителями устанавливаемыми другими заводами-изготовителями).
- Для счетчика в шкафу РУНН реализован обогрев.
- Защита:
 - от атмосферных напряжений;
 - от междуфазных коротких замыканий;
 - от перегрузок и коротких замыканий линий 0,4 кВ;
 - от коротких замыканий цепей обогрева и цепей освещения МТП.
- Электрические и механические блокировки (полный комплект), обеспечивающие безопасную работу персонала.
- МТП устанавливается и крепится на опоре (двух опорах мощностью трансформаторов — 160 и 250 кВА)

89 >>

Данные, полученные при проверке, анализируются и делается вывод о соответствии реле требованиям схемы.

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

Меры безопасности при проведении испытаний и охрана окружающей среды

Перед началом работ необходимо:

- Получить наряд (разрешение) на производство работ.
- Подготовить рабочее место в соответствии с характером работы: убедиться в достаточности принятых мер безопасности со стороны допускающего (при работах по наряду) либо принять все меры безопасности самостоятельно (при работах по распоряжению).
- Подготовить необходимый инструмент и приборы.
- При выполнении работ действовать в соответствии с программами (методиками) по испытанию электрооборудования типовыми или на конкретное присоединение. При проведении высоковольтных испытаний на стационарной установке действовать в соответствии с инструкцией.

Перед окончанием работ необходимо:

- Убрать рабочее место, восстановив нарушенные в процессе работы коммутационные соединения (если таковое имело место).
- Сдать наряд (сообщить об окончании работ руководителю или оперативному персоналу).
- Сделать запись в рабочую тетрадь для последующей работы с полученными данными.
- Оформить протокол на проведенные работы.

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

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

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

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

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



Б. Н. Бородин,
зам. гл. энергетика ОЭМК,
В. М. Пупин,
к. т. н., зам. директора,
М. С. Егорова,
инженер ООО «НПК Промир»

НОВЫЙ СИСТЕМНЫЙ ПОДХОД К ПОВЫШЕНИЮ НАДЕЖНОСТИ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ОСКОЛЬСКОГО ЭЛЕКТРОМЕТАЛЛУРГИЧЕСКОГО КОМБИНАТА

Оскольский электрометаллургический комбинат (ОЭМК) проектировался как крупнейший в Европе и первоначально нагрузка была определена в 2500 МВт. В декабре 1975 г. по ОЭМК был подписан протокол, определивший нагрузку на 01.01.83 г. по комбинату 1700 МВт, а в 1976 г. был выполнен расчет комплексным методом, определивший нагрузку на комбинате на 1990 г. в 300 МВт и на полное развитие — не свыше 600 МВт. Прогноз 1981 г. подтвердил нагрузку P_{max} на 1990 г. в размере 300 МВт при расходе электроэнергии 2300 ГВтч и 280 МВт при $T=8036$ ч. Фактически за 1990 г. $P_{max}=290$ МВт, $T=7200$ ч, $A=2080$ ГВтч.

С учетом того, что схема ОЭМК ориентирована на 1700 МВт (а не на 600 МВт, как предполагалось прогнозом) нагрузка в режиме максимальной печной загрузки в 2007 г. составила (при замерах) 567 МВт.

Электроснабжение ОЭМК осуществляется от двух основных питающих подстанций — «Металлургическая 750» (ПС 750/500/330/110) и «Старый Оскол 500» (ПС 500/330 и 500/110), являющимися центрами питания первого уров-

ня (рис. 1). Основное питание ПС «Металлургическая 750» осуществляется по ВЛ напряжением 750 кВ от Курской АЭС (КАЭС). На подстанции установлено $2 \times (3 \times 333)$ МВА автотрансформатора 750/330 кВ. Распределительное устройство (РУ) напряжением 330 кВ выполнено по схеме с двумя системами шин и числом выключателей на присоединении 3/2. Автотрансформаторы работают параллельно. К РУ-330 кВ подключены две воздушные ЛЭП-330 кВ до ПС «ОЭМК» 330/110 кВ и два автотрансформатора 2×200 МВА с трансформацией напряжения 330/110 кВ.

К автотрансформаторам со стороны напряжения 110 кВ подключены воздушные ЛЭП напряжением 110 кВ до распределительной ПС «Голофеевка» на напряжении 110 кВ, являющейся центром питания второго уровня.

К распредустройству ПС «Металлургическая 750» подключены автотрансформаторы напряжением 750/500 кВ мощностью $S_{ном}=3 \times 333$ МВА. Со стороны напряжения 500 кВ к автотрансформаторам подключена ЛЭП напряжением 500 кВ ПС «Металлургическая 750» — ПС «Старый Оскол 500» (длиной $L=35,5$ км, выполненная проводом марки ЗАСО-330).

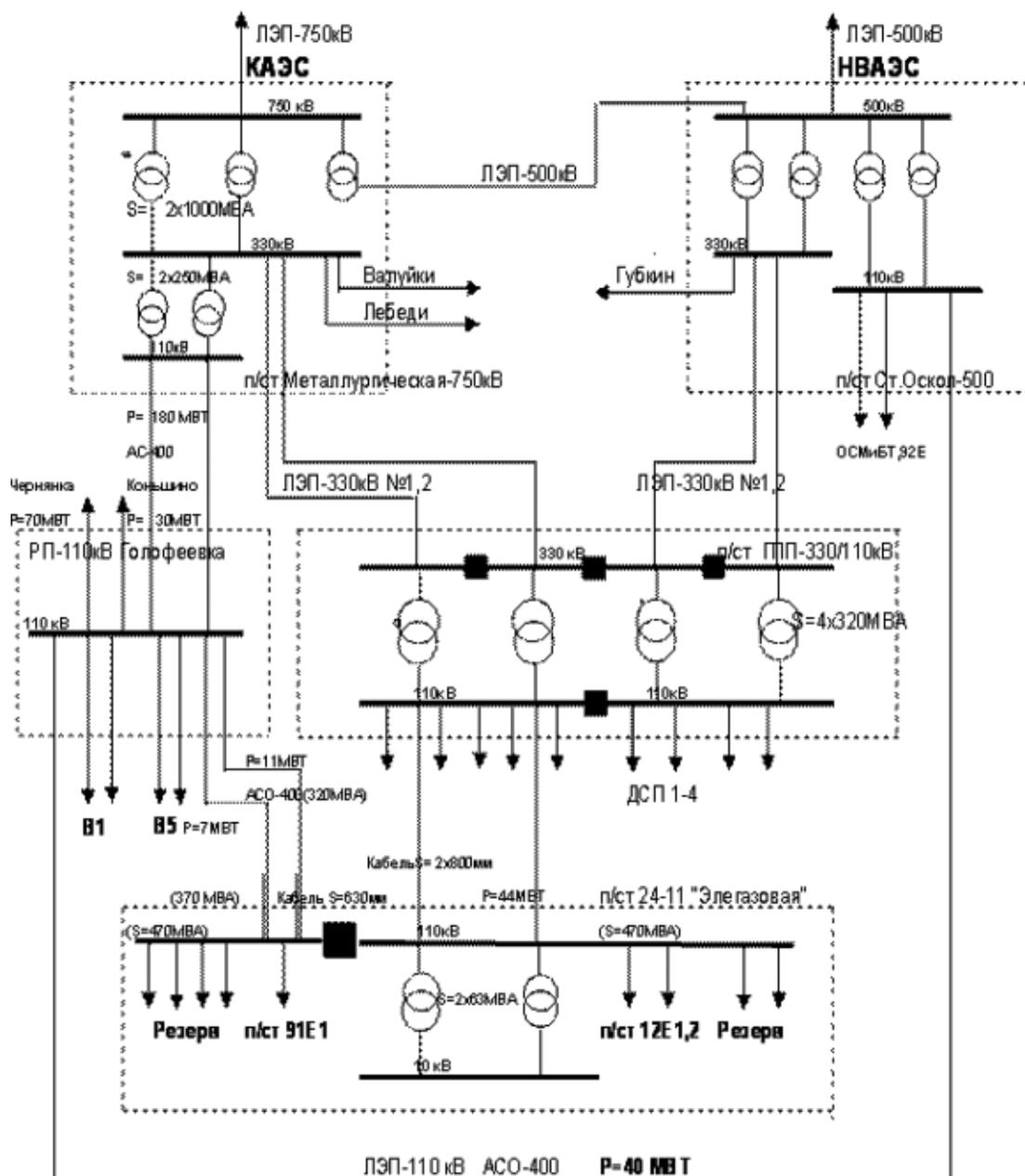


Рис. 1. Структурная схема внешнего электроснабжения ОЭМК

ПС «Старый Оскол 500» (500/330/110 кВ) основное питание получает по ЛЭП-500 кВ от Нововоронежской АЭС (НВАЭС). На подстанции установлены два автотрансформатора АТ-1 и АТ-2 мощностью (3×167 МВА) напряжением 500/330 кВ, работающие параллельно. Каждый из четырех вводов по 330 кВ на ГПП 330/110 кВ комбината выполнен проводами 2×АС-500, позволяющими передавать 2×950А, т.е. около 900 МВт по каждой ЛЭП. Следовательно, по 330 кВ комбинат имеет более чем четырехкратный запас по передаваемой мощности. Но, имея два ввода (500 кВ и 750 кВ), не обеспечивающих надежную работу при пла-

новом или иных отключениях, комбинат работает в зоне риска.

Система электроснабжения ОЭМК постоянно трансформируется, и в ней все больше появляется замкнутых сетей (по ВЛ 110—330 кВ), что позволяет только при использовании математических моделей системы электроснабжения комбината и методов оптимизации выбрать оптимальный вариант модернизации с учетом перспектив развития и обеспечения надежной работы электрооборудования. Для разработки технических решений по повышению надежности электроснабжения потребителей при

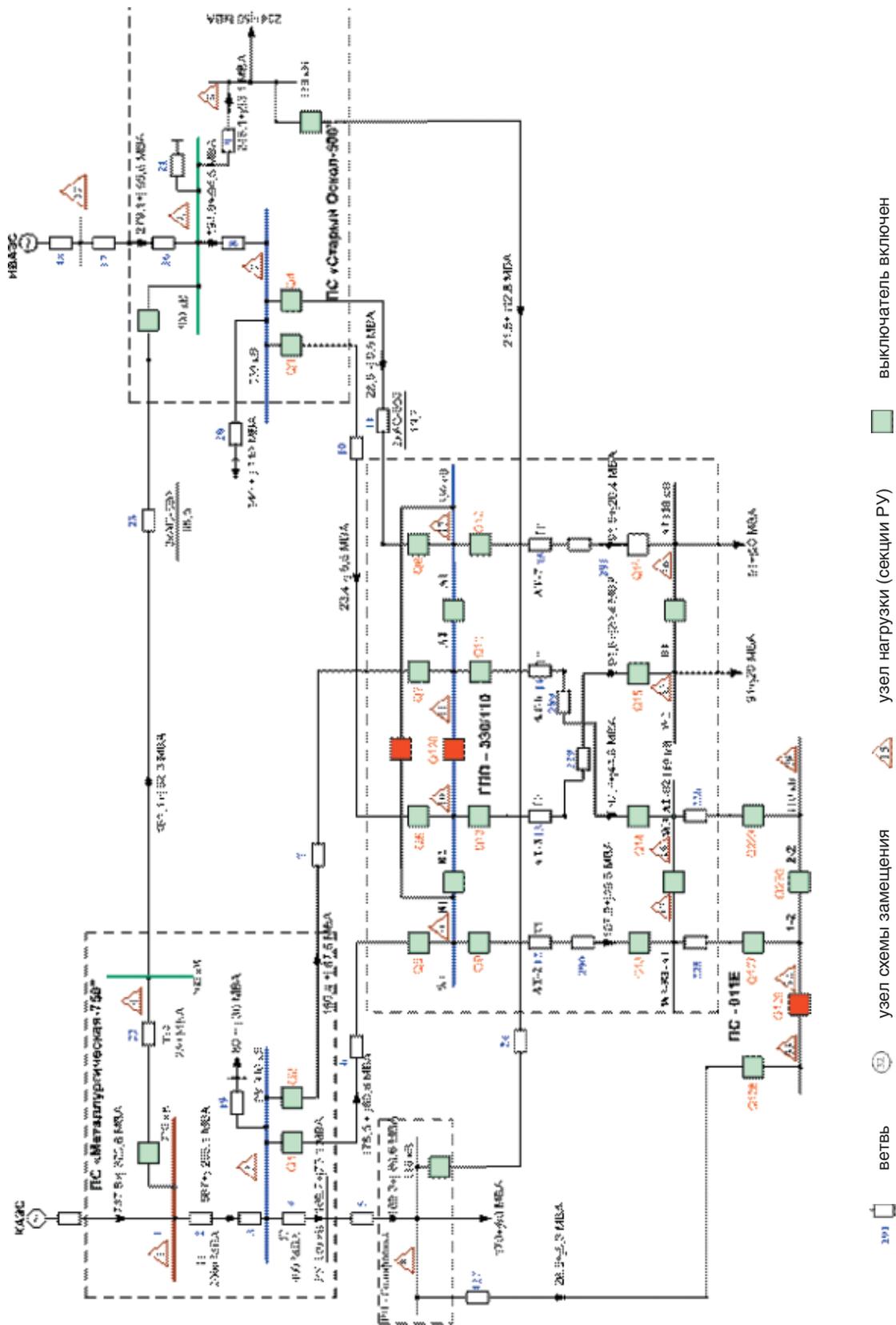


Рис. 2. Схема замещения внешней энергосистемы ОАО «ОЭМК» с распределением потоков мощностей

кратковременных нарушениях электроснабжения (КНЭ) во внешней и внутренней сети комбината проведен анализ допустимости аварийных режимов и вскрыты недостатки существующей схемы электроснабжения, выполнены инструментальные исследования режимов работы существующей системы электроснабжения (СЭС) комбината и определена оптимальная конфигурация сетей и режимов работы подстанций (ПС) для снижения потерь производства при возникновении провалов напряжения.

Результатом работы стали схемные решения и технические проекты, направленные на снижение влияния аварийных и ненормальных режимов, уменьшение (или исключение) длительности и величины провалов напряжения при коротких замыканиях во внутренних или внешних схемах электроснабжения комбината на технологические процессы в цехах.

Колебания мощности, вызванные работой дуговых сталеплавильных печей электросталеплавильного цеха (ЭСПЦ), находятся в пределах от 205 до 429 МВА. Для схемы нормального режима — отключение любой из четырех ВЛ-330 кВ не вызывает потери питания потребителей ГПП, которые объединены в две группы:

- одна запитана от «неспокойной» системы шин 110 кВ, предназначенной для электроснабжения 4-х ДСП ЭСПЦ (трансформаторы мощностью 4х90 МВА) и установок компенсации реактивной мощности (ПС SH-34);

- другая от «спокойной» системы шин 110 кВ для электроснабжения остальных потребителей производственной площадки комбината, которые имеют глубокие, кабельные вводы напряжением 110 кВ: ПС 11Е (цех окомкования и металлизации (ЦОиМ), ЦКС); 14Е (ЭСПЦ); 91Е (ЭСПЦ, ЭНЦ); 16Е (сортопрокатный цех СПЦ-1); 17Е (СПЦ-2). Часть потребителей подстанции 11Е (один трансформатор ПС 91Е) питается от системы РП «Голофеевка» напряжением 110 кВ.

Каждая система шин 110 кВ ГПП получает питание от двух, работающих в параллельном режиме, автотрансформаторов 330/110 кВ, мощностью 320 МВА каждый, что обеспечивает бесперебойность электроснабжения при отключении одного из автотрансформаторов. Все подстанции имеют по два ввода 110 кВ. ЭСПЦ, СПЦ-1 и СПЦ-2 имеют третий резервный ввод напряжением 10 кВ. В 2006 г. в ходе модернизации ОРУ 110 кВ подстанции «Строительная» 110/10/10 на нее подали два дополнительных ввода 10 кВ от подстанции 17Е (СПЦ-2). Эти два ввода служат резервными источниками питания как для подстанции «Строительная», так и для подстанции 17Е.

Всего на ОАО «ОЭМК» сооружено подстанций 330/110кВ — 1 шт.; подстанций с высшим напряжением 110 кВ — 13 шт.; подстанций 110/10/6кВ — 1 шт.; РП напряжением 10 кВ — 8 шт.; подстанций 10/6 кВ — 2 шт.; РП напряжением 6 кВ — 3 шт. В перспективе намечено ввести подстанцию 110 кВ АКOC-3 и одну РП-10 кВ.

Для моделирования различных нормальных, аварийных и послеаварийных режимов работы составлена математическая модель реальной схемы электроснабжения, в кото-

рой отражены (рис. 2): элементы (ветви) СЭС в количестве NB=291; выключатели в количестве NBK=306, задающие конфигурацию схемы; секции РУ (узлы нагрузки), от которых питается электродвигательная и прочая (не двигательная) нагрузка, в количестве NC=77; синхронные — NCD=26 и асинхронные двигатели — NAD=137; трансформаторы и автотрансформаторы — 39; линии электропередачи (воздушные, кабельные и токопроводы); реакторы — 4.

За исходный расчетный принят режим, когда включены все высоковольтные электрические двигатели с максимальной нагрузкой (за исключением резервных), а прочая нагрузка (собственные нужды) представлена максимальными мощностями. Этот режим может отличаться от реальных нагрузок, но именно по нему проводят проверку загрузки по отношению к допустимой элементов СЭС.

Результаты расчетов исходного установившегося режима максимальных нагрузок показали, что суммарные потери активной мощности $\Delta P_{\text{сум}}=10,168$ МВт (из них в электрической сети $\Delta P_{\text{сети}}=8,78$ МВт); реактивной $\Delta Q_{\text{сум}}=178,05$ Мвар (все в электрической сети). Полученные значения свидетельствуют о значительных возможностях энергосбережения и должны быть предметом прикладных исследований, обеспечивающих экономию электроэнергии 52—75 млн руб./год.

Проведенный анализ осциллограмм аварийных остановов и расчетно-экспериментальные исследования показывают, что часть остановов оборудования вызывается не отключением питания, а является следствием: 1) КЗ и вызываемых ими провалов напряжения во внешних сетях 750-330 кВ и, особенно в сетях 110 кВ; 2) КЗ в сетях 110 кВ комбината; 3) КЗ в распределительной сети 6—10 кВ, при которых происходят кратковременные провалы (посадки) напряжения и отключаются электрооборудование цехов (пускатели, контакторы, преобразователи, имеют место сбои в системах автоматики устройств Simatic, вторичных цепях). Это влечет за собой останов технологических процессов, брак и потери производства. Сбои в работе оборудования прокатных производств происходят при отключении и включении воздушной линии 750 кВ.

КЗ во внешних электрических сетях 750, 500, 330, 110 кВ вызывают провалы напряжения в СЭС комбината, которые проходят до потребителей на напряжении 6—10 и 0,4 кВ. После отключения внешнего КЗ напряжение в центре питания восстанавливается, но в СЭС комбината могут возникать необратимые процессы, связанные со сбоем программ управления технологическими процессами, успешным самозапуском СД, срабатыванием защит преобразователей напряжения, отключением контакторов и магнитных пускателей.

Для выявления глубины и влияния длительности провалов напряжения, их распространения по системе электроснабжения ОАО «ОЭМК», проверки влияния КЗ во внешней питающей сети на режимы работы электрооборудования (на ступенях 110/10/6/0,4 кВ СЭС комбината) проведены следующие расчетно-экспериментальные исследования (табл. 1 и 2):

Таблица 1

**Напряжение на шинах секций узлов нагрузки ОАО «ОЭМК»
при трехфазном КЗ в разных точках системы электроснабжения**

Узлы нагрузки СЭС ОАО «ОЭМК»	Места точек 3-фазного короткого замыкания (узел схемы замещения СЭС)						
	1	3	6	7	8	9	13
1 Металлург-750 кВ	0	0,343	0,829	0,866	0,400	0,430	0,835
2 Металлург-330 кВ	0,137	0	0,734	0,790	0,259	0,192	0,780
3 Металлург-110 кВ	0,183	0,072	0	0,238	0,237	0,225	0,667
4 Голофеевка110 кВ	0,199	0,101	0,070	0	0,224	0,235	0,607
5 Металлург-500 кВ	0,215	0,364	0,825	0,858	0,143	0,351	0,771
6 СтарыйОскол-500	0,334	0,375	0,822	0,854	0	0,307	0,735
7 Старый Оскол-330	0,223	0,163	0,772	0,817	0,150	0	0,762
8 Старый Оскол-110	0,323	0,343	0,727	0,744	0,037	0,307	0
13 ГПП 110 кВ W3-B1	0,227	0,114	0,783	0,834	0,305	0,226	0,816
14 ГПП 110 кВ W3-B2	0,227	0,114	0,783	0,834	0,305	0,226	0,816
15 ГПП 110 кВ W2 B1	0,163	0,038	0,769	0,825	0,247	0,160	0,805
16 ГПП 110 кВ W2 A1	0,163	0,038	0,769	0,825	0,247	0,160	0,805
18 WB1 ПС14Е1 10 кВ	0,252	0,145	0,784	0,833	0,000	0,251	0,816
19 WB2 ПС14Е1 10 кВ	0,252	0,147	0,772	0,820	0,326	0,252	0,803
20 WB3 ПС14Е1 10 кВ	0,257	0,152	0,778	0,825	0,325	0,256	0,809
21 WB4 ПС14Е1 10 кВ	0,258	0,152	0,783	0,832	0,330	0,257	0,815
23 ТП-10/0,4 кВ Т2	0,383	0,300	0,793	0,831	0,387	0,383	0,818
24 ПС 91 Е1 1 с	0,562	0,512	0,496	0,462	0,440	0,583	0,775
25 ПС 91 Е1 2 с	0,635	0,578	0,919	0,945	0,577	0,635	0,936
26 ПС 95К 1 с 10 кВ	0,535	0,481	0,463	0,427	0,675	0,558	0,770
27 ПС 95К 2 с 10 кВ	0,633	0,576	0,923	0,950	0,553	0,634	0,941
28 ПС 95К 1 с 6 кВ	0,566	0,517	0,501	0,468	0,674	0,586	0,775
29 ПС 95К 2 с 6 кВ	0,648	0,595	0,916	0,942	0,581	0,649	0,933
30 ПС 97К 1 с 6 кВ	0,574	0,529	0,514	0,484	0,686	0,594	0,773
31 ПС 97К 2 с 6 кВ	0,654	0,603	0,909	0,933	0,590	0,655	0,925
32 ПС 011Е 1-1,2-1	0,213	0,117	0,086	0,021	0,689	0,250	0,613
33 ПС 011Е 1-2,2-2	0,228	0,115	0,783	0,834	0,239	0,226	0,816
34 ПС 12Е1 11с 10 кВ	0,330	0,235	0,800	0,843	0,305	0,330	0,828
35 ПС 12Е1 12 с	0,309	0,210	0,796	0,841	0,395	0,308	0,825
36 ПС 12Е1 22 с	0,327	0,231	0,800	0,844	0,377	0,326	0,828
37 ПС 12Е1 21 с	0,309	0,211	0,798	0,843	0,392	0,309	0,827
38 ПС 011Е 1Т 1 с	0,403	0,315	0,840	0,880	0,377	0,403	0,866
39 ПС 011Е 2Т 2 с	0,400	0,311	0,841	0,881	0,464	0,400	0,867

40 ПС 011Е 1Т 3 с	0,300	0,198	0,802	0,848	0,462	0,299	0,832
41 ПС 011Е 2Т 4 с	0,349	0,254	0,819	0,862	0,370	0,348	0,847
42 ПС 91К 1 с 10 кВ	0,405	0,317	0,840	0,880	0,414	0,405	0,866
43 ПС 91К 2 с 10 кВ	0,421	0,339	0,838	0,877	0,465	0,422	0,864
44 ПС 11.1К 1 с 10 кВ	0,300	0,199	0,802	0,848	0,479	0,300	0,832
45 ПС 11.1К 2 с	0,350	0,255	0,819	0,862	0,370	0,350	0,846
46 ПС 94К 2 с 10 кВ	0,403	0,316	0,839	0,879	0,415	0,403	0,865
47 ПС 94К 1 с 10 кВ	0,349	0,254	0,818	0,861	0,464	0,348	0,846
48 ПС 94К 6 кВ	0,529	0,465	0,853	0,883	0,414	0,530	0,872
49 ТП-10/0,4 кВ Т1	0,325	0,232	0,790	0,832	0,575	0,325	0,817
50 ТП-10/0,4 кВ Т2	0,380	0,299	0,785	0,822	0,390	0,380	0,809
51 ПС 17Е 1Т 1 с	0,237	0,125	0,786	0,836	0,436	0,235	0,818
52 ПС 17Е 1Т 2 с	0,231	0,119	0,785	0,836	0,313	0,230	0,818
53 ПС 17Е 2Т 3 с	0,234	0,122	0,786	0,837	0,308	0,233	0,819
54 ПС 17Е 2Т 4 с	0,231	0,118	0,787	0,837	0,311	0,230	0,819
58 ПС 16Е1 1Т 1 с	0,249	0,140	0,788	0,837	0,334	0,248	0,820
59 ПС 16Е1 1Т 2 с	0,237	0,125	0,785	0,835	0,324	0,235	0,817
60 ПС 16Е1 2Т 1 с	0,231	0,119	0,782	0,833	0,313	0,230	0,815
61 ПС 16Е1 2Т 2 с	0,230	0,118	0,782	0,832	0,308	0,229	0,815
65 ТП 10/0,4 4 с	0,259	0,155	0,777	0,824	0,333	0,258	0,808
66 РУ ВН-1	0,256	0,152	0,774	0,821	0,331	0,256	0,805
67 РУ ВН-2	0,251	0,147	0,769	0,816	0,328	0,251	0,799
70 РП 98к 10 кВ 1 с	0,256	0,151	0,777	0,825	0,348	0,256	0,808
71 РП 98к 10 кВ 3 с	0,523	0,466	0,447	0,409	0,329	0,546	0,764
72 РП 98к 10 кВ 2 с	0,251	0,147	0,766	0,814	0,540	0,250	0,797
73 РП 100 10 кВ 2 с	0,530	0,474	0,455	0,418	0,322	0,553	0,769
74 РП 100 10 кВ 1 с	0,636	0,579	0,924	0,951	0,547	0,637	0,941
77 ТП-10/0,4 кВ 4 с	0,278	0,181	0,764	0,808	0,552	0,278	0,793

● КЗ вблизи шин 750 кВ ПС «Металлургическая-750» (точка 1);

● КЗ вблизи шин РУ 330 кВ ПС «Металлургическая-750» (точка 3);

● КЗ на РУ 110 кВ ПС «Металлургическая-750 (точка 6);

● КЗ вблизи шин РУ 110 кВ ПС «Голофеевка» (точка 7);

● КЗ вблизи шин РУ 500 кВ ПС «Старый Оскол-500» (точка 8);

● КЗ вблизи шин РУ 330 кВ ПС «Старый Оскол-500» (точка 9);

● КЗ вблизи шин РУ 110 кВ ПС «Старый Оскол-500» (точка 13).

При КЗ в точках 1, 3, 8, 9 остаточные напряжения (табл. 1) на шинах секций не превышают $0,6-0,7 U_{ном}$ (про-

валы напряжений глубиной до 40%). Это означает, что при длительности КЗ выше критической ($t_{кз} > T_{кр}$) возможны сбои, сопровождающиеся расстройством технологического процесса.

При трехфазных КЗ вблизи шин 750 кВ (точка 1) и 330 кВ (точка 3); вблизи шин 500 кВ (точка 8) и 330 кВ (точка 9) остаточные напряжения на шинах подстанций 110 кВ, 10—6 и 0,4 кВ ОЭМК не превышает $0,3U_{ном}$.

При трехфазных КЗ на РУ 110 кВ ПС «Металлургическая-750 (точка 6) и вблизи шин РУ-110 кВ ПС «Голофеевка» (точка 7) (табл. 1) остаточные напряжения на шинах подстанций 110 кВ, 10—6 и 0,4 кВ составляют $(0,4 \pm 0,6) U_{ном}$.

Длительность провалов напряжения определялась из условий нарушения устойчивости электродвигательной

Таблица 2

Статистика экспериментальных исследований провалов напряжений, полученных с помощью анализатора Ресурс UF-2M

Дата	Глубина провала напряжения, %	Число фаз	Длительность КНЭ, сек.	Примечания
ПС 011Е, 1 секция 10 кВ				
08.05.2007 г. 21:35	10,50%	Ua	0,12	
08.05.2007 г. 01:22	11,20%	Uв	4,20	Пуск мощного ЭД
12.05.2007 г. 02:44	11,30%	Ua	4,71	Пуск мощного ЭД
12.05.2007 г. 02:44	12,30%	Uв	5,02	Пуск мощного ЭД
12.05.2007 г. 07:24	11,70%	Ua	3,76	Пуск мощного ЭД
ПС 95К 6 кВ				
31.05.2007 г. 21:02	28,10%	Ua	0,10	
07.06.2007 г. 15:37	11,80%	Ua	3,71	Пуск мощного ЭД
07.06.2007 г. 15:49	11,90%	Ua	3,65	Пуск мощного ЭД
31.05.2007 г. 21:02	20,50%	Uв	0,13	
31.05.2007 г. 21:02	27,60%	Uв	0,09	
07.06.2007 г. 15:38	10,60%	Uв	3,63	Пуск мощного ЭД
07.06.2007 г. 15:49	10,70%	Uв	3,44	Пуск мощного ЭД
31.05.2007 г. 21:02	26,30%	Uc	0,10	
07.06.2007 г. 15:38	11,40%	Uc	3,65	Пуск мощного ЭД
07.06.2007 г. 15:49	11,60%	Uc	3,64	Пуск мощного ЭД
ПС 97К 6 кВ				
07.06.2007 г. 16:38	10,10%	Uв	3,46	Пуск мощного ЭД
07.06.2007 г. 16:50	10,70%	Uв	3,44	Пуск мощного ЭД
ПС 17Е Т1				
10.07.2007 г. 11:48	15,30%	Uв	0,11	
ПС 17Е Т2				
10.07.2007 г. 10:47	15,70%	Uв	0,10	
ПС 16Е				
21.07.2007 г. 20:38	13,50%	Ua	0,09	
25.07.2007 г. 20:32	12,40%	Ua	0,34	
25.07.2007 г. 20:32	12,70%	Uв	0,35	
25.07.2007 г. 20:32	11,30%	Uc	0,13	
30.07.2007 г. 14:33	11,20%	Uc	0,08	
21.07.2007 г. 20:38	15,40%	Uca	0,09	
25.07.2007 г. 20:32	11,90%	Uca	0,31	
30.07.2007 г. 14:33	12,00%	Uca	0,09	

нагрузки. Критическое время $T_{кр}$ длительности КЗ (табл. 3) определяется тем, что при отключении КЗ за время, меньше критического, происходит восстановление нормального режима во всех узлах нагрузки СЭС ОЭМК. После КЗ, длительностью 180 мс (рис. 3), восстановление напряжения проходит неуспешно, так как в течение 1с напряжение некоторых секций не превышает $0,7U_{ном}$, а для ПС 91 Е12с, 95К 2с 10кВ, 95К 2с 6кВ, 97К 2с 6 кВ, РП 100 10 кВ даже снижается, что приведет к останову технологических процессов ряда производств ОАО «ОЭМК».

По данным расчетов самые глубокие провалы напряжения возникают на подстанциях 95К 2с 6 кВ, 95К 2с 10 кВ, 97К 1с 6 кВ, 95К 1с 6 кВ, 94К 6 кВ, 97К 2с 6 кВ, РП 100 10 кВ 1с, когда остаточное напряжение в начальный момент его восстановления равно $(0,39 \div 0,55) U_{ном}$. При таких напряжениях и с учетом длительности переходных процессов $1 \div 3$ с, непрерывность технологических процессов производств нарушается. Из расчетов получили, что наиболее чувствительны к КНЭ подстанции (табл. 1): 95К и 97К 1с, 2с напряжением 6 кВ; 95К 1с, 2с напряжением 10 кВ; 94К напряжением 6 кВ; РП 100 1с, 2с напряжением 10 кВ; РП 98к 3с напряжением 10 кВ; 91К 2с, 1с напряжением 10 кВ; 94К 2с напряжением 10 кВ; 011Е 1Т 1с; 011Е 2Т 2с и ТП, запитанные от указанных выше подстанций.

Уровень напряжения для всех вышеуказанных секций в аварийных режимах, вызванных КЗ во внешней питающей сети (отмеченных цветом), не превышает $0,69U_{ном}$ в начальный момент восстановления напряжения, что вызовет в конечном счете останов технологии.

Низкий уровень напряжения ($U < 0,8U_{ном}$) в течение времени $0,1 \div 0,75$ мс с момента начала процесса восстановления напряжения, способный вызвать отключение отдельных машин и механизмов, наблюдается для секций ПС 12Е1 12с, ПС 12Е1 22с, ПС 12Е1 21с, ПС 011Е 2Т 4с, ПС 011Е 1Т 3с, ПС 11.1К 2с, ПС 94К 1с 10кВ, ТП-10/0,4 ВН-1, ВН-2 и др. (табл. 1).

Для подстанций и РУ напряжением 330—750 кВ (табл. 1) напряжение не снижается ниже $0,96U_{ном}$ во время

переходного процесса восстановления напряжения системы электроснабжения комбината. С точки зрения влияния места КЗ на низкий уровень остаточных напряжений во время переходного процесса восстановления напряжения, то наибольшее воздействие оказывают КЗ на шинах в точках 3, 1, 8, 9.

Для исходной схемы СЭС комбината трехфазные КЗ во внешней питающей сети в режиме максимальных нагрузок приводят к следующему.

1. Минимальное критическое время длительности КЗ ($T_{кр}=0,12$ с) имеет место при КЗ в точке 7 (табл. 3). При большей длительности внешнего КЗ происходит нарушение устойчивости электродвигательной нагрузки подстанций 91Е1 1с, 96К 6 кВ 1с, 97К и выпадение СД из синхронизма.

2. При КЗ в точке 9 критическое время длительности КЗ ($T_{кр}=0,15$ с), а при большей длительности КЗ происходит нарушение устойчивости электродвигательной нагрузки ПС 91Е1 1с, 96К 6 кВ 1с, 97К и выпадение СД из синхронизма.

3. При КЗ в электрических сетях 750 кВ и в точке 7, а также в сетях 500 кВ ПС «Старый Оскол-500» ($T_{кр}=0,18$ с), а при большей длительности КЗ происходит нарушение устойчивости электродвигательной нагрузки ПС 91Е1 1с, 96К 6 кВ 1с, 97К и выпадение СД из синхронизма.

4. При КЗ в электрических сетях 110 кВ ПС «Старый Оскол-500» критическое время длительности КЗ велико и равно ($T_{кр}=0,6$ с), т.е. за это время автоматика должна отключить КЗ без последствий для комбината.

5. При КЗ в электрических сетях 330 кВ ПС «Металлургическая-750», «Старый Оскол-500» остаточное напряжение во всех узлах нагрузки комбината находится на уровне $U_{ост} = (0,2 \div 0,5)U_{ном}$ для начального момента КЗ и затем уменьшается более чем в 2 раза к моменту отключения КЗ, т.е. провалы напряжения доходят до всех потребителей комбината одновременно.

6. Критическое время длительности КЗ часто определяется тем, что двигатели СДКП после выпадения из синхронизма под нагрузкой не синхронизируются и отключаются

Таблица 3

Критическое время КНЭ ОАО «ОЭМК», мс

Вид схемы электроснабжения	Места 3-фазного КЗ (узел схемы замещения СЭС)						
	1	3	6	7	8	9	13
Исходная схема	180	150	180	130	180	150	600
Отключение ВЛ-500	200				200		
Отключение ВЛ-500 и ВЛ-110 Голофеевка				120			∞
Отключение ВЛ-500 и СВ-330		140				∞	
Отключение ВЛ-500, СВ-330, СВ-110 на ГПП		140				∞	
Отключение ВЛ-500 и АТ-2		120			200	150	
Отключение ВЛ-500 и АТ-3		150				200	
Отключение Е-07 и вкл. Е-09		140				140	

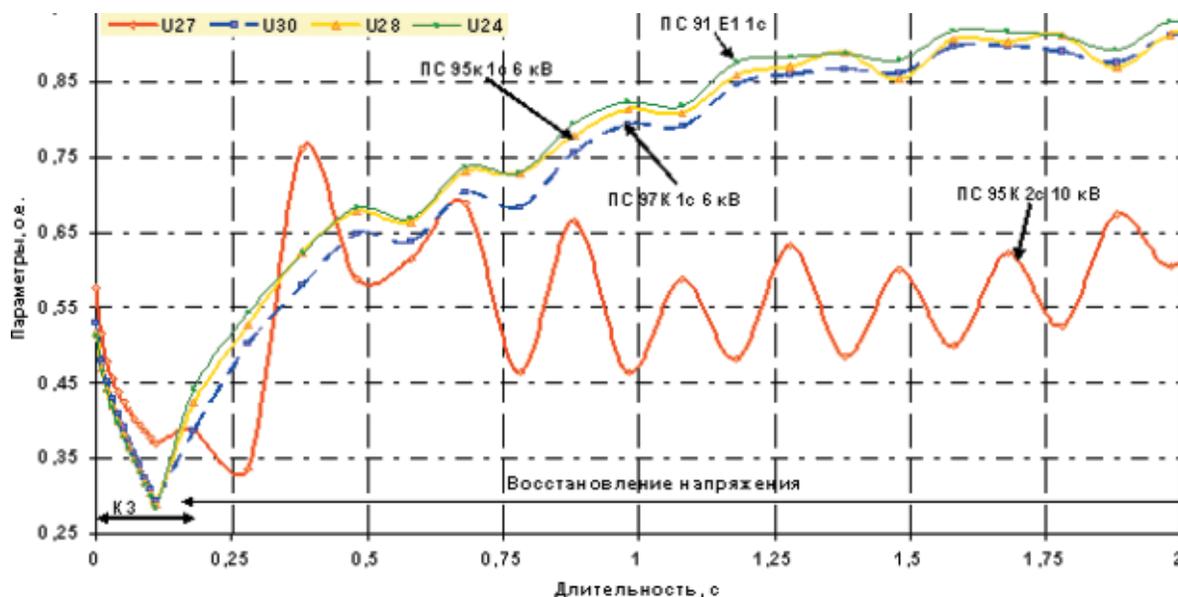


Рис. 3. Осциллограммы напряжений PS 95K, 97K, 91E1 при КЗ в точке 1 ($T_{КЗ}=0,18с > T_{КР}$) и после его отключения

от электрической сети. Поэтому наиболее критичными к КЗ являются РП 95К (6кВ) и РП 97К (6 кВ), питающиеся от PS 91E1. Синхронные двигатели СТД после выпадения из синхронизма успешно ресинхронизируются под нагрузкой. Поэтому РП 95К 10 кВ, 11.1К, от которых запитаны эти двигатели менее чувствительны к провалам напряжения при КЗ,

7. После отключения КЗ и восстановления нормального электроснабжения за счет самозапуска электродвигателей (при котором протекают большие токи $I_{КЗ} = (3 \div 5)I_{ном}$, напряжение узлов нагрузки еще долгое время находится ниже, чем $0,7U_{ном}$. Общая длительность провалов напряжения в узлах нагрузки $\Delta U_{пр} \geq 0,3U_{ном}$ составляет $0,7 \div 1$ с.

При различных аварийных и эксплуатационных режимах схемы электроснабжения и конфигурации СЭС комбината получили следующие результаты (табл. 3). Отключение воздушной ЛЭП 500 кВ PS «Металлургическая-750» — PS «Старый Оскол-500» влияет на критическую длительность КЗ. При КЗ в электрических сетях 750 кВ PS «Металлургическая-750» и в сетях 500 кВ PS «Старый Оскол-500» критическое время длительности КЗ составляет 0,2 с (вместо $T_{КР}=0,18с$ в исходной схеме СЭС комбината). При КЗ в электрических сетях др. номинальных напряжений $T_{КР}$ не меняется.

Отключение ВЛ-500 кВ PS «Металлургическая-750» — PS «Старый Оскол-500» и ВЛ-110 кВ PS «Старый Оскол-500»-РП «Голофеевка» приводит к уменьшению критического времени длительности КЗ до 0,12 с (вместо $T_{КР}=0,13с$). При КЗ в электрических сетях 110 кВ PS «Старый Оскол-500» устойчивость нагрузки не нарушается $T_{КР}=\infty$.

Для режима с отключенными СВ в РУ 330 кВ PS 102С уменьшается критическое время длительности КЗ до 0,14с

(вместо $T_{КР} = 0,15с$). При КЗ в электрических сетях 330 кВ PS «Старый Оскол-500» устойчивость нагрузки не нарушается $T_{КР}=\infty$.

В режиме раздельной работы автотрансформаторов ГПП 330/110 кВ как со стороны напряжения 330 и 110 кВ и раздельной работы секций 110 кВ PS 011E уменьшается критическое время длительности КЗ до 0,14 с (вместо $T_{КР}=0,15 с$). При КЗ в электрических сетях 330 кВ PS «Старый Оскол-500» устойчивость нагрузки не нарушается $T_{КР}=\infty$, тогда как в исходном режиме $T_{КР}=0,15 с$.

В режиме с отключенным автотрансформатором АТ-2 ГПП 330/110 кВ изменяется критическое время длительности КЗ при коротких замыканиях в электрических сетях 330 кВ PS «Металлургическая-750» $T_{КР}=0,12 с$ (вместо $T_{КР}=0,15 с$). При отключении автотрансформатора АТ-3 ГПП 330/110 кВ увеличивается критическое время длительности КЗ при коротких замыканиях в электрических сетях 330 кВ PS «Старый Оскол-500» $T_{КР}=0,2 с$ (вместо $T_{КР}=0,15 с$).

В режиме с отключенной ЛЭП 110 кВ РП «Голофеевка»-PS 011E и переводе питания всех секций РУ-110 кВ PS 011E от РУ-110 кВ ГПП 330/110 критическое время длительности КЗ при коротких замыканиях в сетях 330 кВ PS «Металлургическая-750» и PS «Старый Оскол-500» составляет 0,14 с (вместо $T_{КР}=0,15 с$ в исходной схеме СЭС комбината).

Для подстанций и РУ 330-750 кВ напряжение не снижается ниже $0,96U_{ном}$ во время переходного процесса восстановления напряжения системы электроснабжения ОАО «ОЭМК». С точки зрения неблагоприятного влияния места КЗ на уровень остаточных напряжений во время переходного процесса после восстановления напряжения наибольшее воздействие оказывают КЗ в точках 1, 3, 8, 9.

Таблица 4

**Напряжение на секциях РУ в начальный момент КЗ
в точке 3 для различных режимов работы СЭС ОАО «ОЭМК»**

Узлы нагрузки СЭС	Исходный	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3	Вариант 4
1 Metallург-750 кВ	0,343	0,397	0,397	0,394	0,335
2 Metallург-330 кВ	0	0	0	0	0
3 Metallург-110 кВ	0,072	0,110	0,100	0,152	0,13
4 Голофеевка110 кВ	0,101	0,155	0,140	0,214	0,182
5 Metallург-500 кВ	0,364	0,544	0,545	0,536	0,335
6 Старый Оскол-500	0,375	0,625	0,625	0,613	0,818
7 Старый Оскол-330	0,163	0,588	0,588	0,577	0,766
8 Старый Оскол-110	0,343	0,569	0,572	0,519	0,744
11 ГПП 330 кВ-4 W1-A2	0,037	0,565	0,566	0,555	0,734
12 ГПП 330 кВ-1 W1-A1	0,037	0,565	0,566	0,555	0,734
14 ГПП 110 кВ-3 W3-B1-A1	0,114	0,628	0,628	0,618	0,786
18 WB1 ПС14Е1 10 кВ	0,145	0,636	0,637	0,627	0,788
20 WB3 ПС14Е1 10 кВ	0,152	0,633	0,633	0,624	0,782
24 ПС 91 Е1 1 с	0,512	0,538	0,772	0,606	0,857
25 ПС 91 Е1 2 с	0,578	0,845	0,845	0,840	0,926
26 ПС 95К 1 с 10 кВ	0,481	0,508	0,764	0,582	0,858
27 ПС 95К 2 с 10 кВ	0,576	0,846	0,846	0,841	0,929
28 ПС 95К 1 с 6 кВ	0,517	0,542	0,772	0,609	0,855
29 ПС 95К 2 с 6 кВ	0,595	0,847	0,846	0,841	0,923
30 ПС 97К 1 с 6 кВ	0,529	0,551	0,771	0,614	0,850
31 ПС 97К 2 с 6 кВ	0,603	0,843	0,843	0,838	0,916
32 ПС 011Е 1-1,2-1	0,117	0,170	0,593	0,293	0,753
34 ПС 12Е1 11с10кВ	0,235	0,670	0,670	0,662	0,804
36 ПС 12Е1 22 с	0,231	0,669	0,669	0,661	0,805
39 ПС 011Е 2Т 2 с	0,311	0,720	0,720	0,712	0,846
41 ПС 011Е 2Т 4 с	0,254	0,689	0,689	0,681	0,823
43 ПС 91К 2 с 10 кВ	0,339	0,723	0,723	0,715	0,844
45 ПС 11.1К 2 с	0,255	0,689	0,689	0,681	0,823
47 ПС 94К 1 с	0,254	0,689	0,689	0,680	0,823
49 ТП-10/0,4 кВ Т1	0,232	0,662	0,662	0,653	0,794
50 ТП-10/0,4 кВ Т2	0,299	0,674	0,674	0,667	0,790
52 ПС 17Е 1Т 2 с	0,119	0,631	0,631	0,621	0,789
54 ПС 17Е 2Т 4 с	0,118	0,632	0,632	0,622	0,790
56 ТП 10/0,4 2 с	0,165	0,641	0,641	0,632	0,788
57 ТП 10/0,4 3 с	0,156	0,639	0,639	0,630	0,788
59 ПС 16Е1 1Т 2 с	0,125	0,632	0,632	0,622	0,788

61 ПС 16Е1 2Т 2 с	0,118	0,628	0,628	0,618	0,786
63 ТП 10/0,4 2 с	0,162	0,637	0,637	0,628	0,784
65 ТП 10/0,4 4 с	0,155	0,633	0,633	0,624	0,781
66 РУ ВВ-1	0,152	0,630	0,630	0,621	0,778
68 ТП-10/0,4 ВВ-2	0,187	0,637	0,637	0,628	0,777
70 РП 98к 10 кВ 1 с	0,151	0,107	0,107	0,107	0,109
71 РП 98к 10 кВ 3 с	0,466	0,495	0,758	0,572	0,854
73 РП 100 10 кВ 2 с	0,474	0,502	0,763	0,578	0,858
74 РП 100 10 кВ 1 с	0,579	0,848	0,848	0,842	0,930
75 ТП-10/0,4 кВ 2 с	0,186	0,144	0,144	0,144	0,146
76 ТП-10/0,4 кВ 3 с	0,483	0,510	0,759	0,583	0,849
77 ТП-10/0,4 кВ 4 с	0,181	0,140	0,397	0,140	0,141

Статистика инструментальных исследований (табл. 2) показывает, что провалы напряжения являются следствием как аварийных режимов (во внешних и во внутренних сетях предприятия), так и нормальных режимов пуска электрооборудования (высоковольтных двигателей и др. мощной нагрузки). Из 21 случая провалов напряжения за период со 2 мая по 31 июля 2007 г.: в двух случаях длительность провала 0,13 с, а глубина больше 19,1%; в одном случае длительность провала 0,12 с, а глубина 10,5%; в одном случае длительность провала 0,11 сек., а глубина 15,3%; в шести случаях длительность провала 0,10 с, а глубина от 15,7 до 28,1%; в пяти случаях длительность провала 0,08—0,09 с, а глубина от 11,2 до 27,6%; в оставшихся случаях — глубина провалов напряжения 10,1—11,0%, а длительность 40—70 мс.

Статистика провалов напряжений свидетельствует (табл. 2): однофазных провалов напряжения было 20 глубиной 9,4÷100% и длительностью 48÷146 мс; двухфазных провалов напряжения было 8 глубиной 8,4÷29,50% и длительностью 72÷184 мс; трехфазных провалов напряжения было 16 глубиной 13,3÷77,6% и длительностью 78÷203 мс.

Глубина и длительность провала напряжения по фазам различна для одного и того же аварийного режима. При пуске высоковольтных СД на РП 95К наблюдаются провалы напряжения глубиной до 11,9% и длительностью до 3,8 с; при пуске высоковольтных ЭД на РП 97К наблюдаются провалы напряжения глубиной до 10,7% и длительностью до 3,5 с; при пуске электродвигателей, запитанных от ПС 11.1К, наблюдаются провалы напряжения глубиной до 12,3% и длительностью до 5,1 с.

Осциллограммы аварий 08.09.2007, когда при однофазном КЗ в фазе «С» в линии WL303 ГПП, питающей трансформатор 110/10/10кВ Т1 подстанции 17Е, показали провал 47,2% от $U_{ном}$ по одному вводу и 34% по второму РУ-330 кВ. Провал напряжения в РУ-110 кВ на всех четырех секциях составил 91% при длительности провала везде 73 мс. Помимо отключения трансформатора Т1, произошло

отключение технологического оборудования: роликовые грохота, обжиговая машина, приводы постоянного тока I группы клетей, главные приводы черновой группы, среднего и мелкого сорта, два высоковольтные СД кислородных компрессоров и устройства динамической компенсации. Для повышения надежности электроснабжения потребителей ОАО «ОЭМК» предлагаем следующие рекомендации (табл. 4).

1. Для повышения устойчивости работы электрооборудования основных производств в РУ-330 кВ ПС 102С путем оперативных переключений коммутационных аппаратов необходимо осуществить (рис. 4) пересоединение двух ЛЭП-330 кВ от ПС «Металлургическая-750» и ПС «Старый Оскол-500». Одну из ЛЭП-330 кВ ПС «Старый Оскол-500» подключить к секции 330 кВ автотрансформатора АТ-6, а другую — от ПС «Металлургическая-750» к секции 330 кВ автотрансформатора АТ-3. При этом будет обеспечено электроснабжение «спокойной» и «неспокойной» нагрузки комбината от двух независимых вводов.

В предлагаемых нами вариантах остаточное напряжение при КЗ в точках 3 и 9 напряжение на смежных секциях подстанций существенно выше, чем в исходном режиме. Схему РУ 330 кВ ГПП на период планового отключения со стороны НВАЭС или КАЭС целесообразно вернуть в исходный режим СЭС.

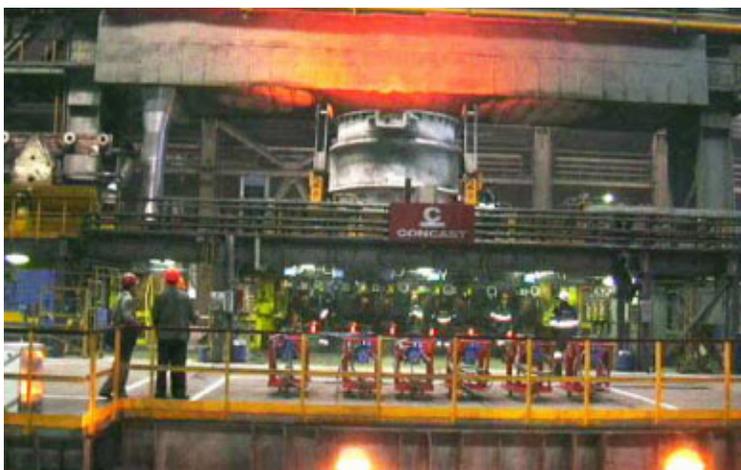
2. После реконструкции РУ-330 кВ ПС 102С целесообразным режимом работы автотрансформаторов АТ-2 и АТ-6 и секций РУВ-110 кВ ПС 011Е является режим раздельной работы (при выключенных секционных выключателях в нормальном режиме). При этом обеспечивается независимость вводов на ПС 110 кВ по отношению к провалам напряжения от внешних КЗ (любой провал напряжения отражается только на одном из вводов), а также создаются благоприятные условия для эффективного использования быстродействующего АВР на РП-6—10 кВ.

3. На проблемных РП-6—10 кВ (в первую очередь 11.1К, 97К, 95К, 91К) необходимо внедрить комплекс быстродей-

твующих АВР (БАВР) на вводных и секционных выключателях (с заменой существующих на вакуумные типа VM-1T, VD-4, Evolis, ВБЭ, ВВ/TEL). Максимальное время переключения на резервный источник составит: 30-50 мс с выключателями VM-1T, ВБЭ; 55-90 мс — с Evolis, VD-4. При этом БАВР обеспечит: защиту от любых аварийных режимов на каждом из вводов; снижение чувствительности нагрузок РП — 6 (10) кВ и питающихся от них ТП-6 (10)/0,4 кВ по отношению к провалам напряжения от внешних КЗ, т.к. переключение на резервный ввод за 50 (70) мс не приведет к значительному снижению напряжения.

4. Для повышения устойчивости электрооборудования СПЦ-1, СПЦ-2, ЭСПЦ и проблемных ПС предлагаются решения по изменению схемы электроснабжения ГПП. При этом достигаются высокие уровни остаточных напряжений в начальный момент КЗ (табл. 4) и в момент восстановления электроснабжения. Предлагаются варианты: 1. Раздельная работа автотрансформаторов АТ-2 и АТ6 ГПП как по стороне 330 кВ, так и по стороне 110 кВ. АТ-6 запитан от подстанции «Старый Оскол-500», АТ-2 от подстанции «Металлургическая-750». 2. Раздельный режим работы автотрансформаторов АТ-6 и АТ-2 с отключенной ВЛ-110 кВ РП «Голофеевка» — ПС 011Е, включена в работу построенная линия 110 кВ «Старый Оскол-500» — ПС 011Е. 3. Раздельный режим работы автотрансформаторов АТ-6, АТ-2 и включенными линиями 110 кВ существующей РП «Голофеевка» — ПС 011Е и построенной «Старый Оскол-500» — 011Е. 4. Раздельный режим работы автотрансформаторов АТ-6, АТ-2 с отключенными ВЛ-110 кВ РП «Голофеевка» — ПС 011Е и ВЛ-500, включена в работу построенная линия 110кВ «Старый Оскол-500» — ПС 011Е. Самые высокие уровни остаточных напряжений (табл. 4) в начальный момент КЗ и в момент восстановления электроснабжения достигаются для варианта 4. В связи с невозможностью отключения на длительный период ВЛ 500 кВ ПС «Металлургическая-750» — ПС «Старый Оскол-500» считаем оптимальным вариант 2.

5. Для исключения сбоев в работе устройств управления технологическими процессами, вызываемых провалами напряжения на вводах в цепях питания этих устройств, считаем необходимым установку динамических компенсаторов искажений напряжения (ДКИН) как групповых для основных производств СПЦ-1, СПЦ-2, ЭСПЦ, так и индивидуальных. По сравнению с ИБП ДКИН обладает следующими преимуществами: устраняет несимметрию напряжений по фазам и несинусоидальность в нормальном режиме работы; обеспечивает надежное и непрерывное электроснабжение потребителей за счет IGBT-преобразователя напряжения и вольтодобавочных трансформаторов в случае аварийных и ненормальных режимов в питающих электрических сетях. Ориентировочная удельная стоимость ДКИН составляет 10 000 руб./кВА.



Оскольский электрометаллургический комбинат

с площадкой обслуживания на высоте, что исключает необходимость ограждения подстанции.

- Полный комплект монтажных частей — быстрый монтаж и демонтаж при изменении места установки.
- Площадка для обслуживания (при заказе).
- Срок службы МТП — 25 лет.
- Гарантийный срок эксплуатации МТП — три года со дня ввода в эксплуатацию.
- Подстанция безопасна для окружающей среды и имеет привлекательный эстетический вид.
- МТП в разобранном виде укомплектовывается в деревянную упаковку, что сохраняет целостность и общий вид комплекта МТП, а также занимает наименьшее место при транспортировке.

О наличии на складе мачтовых подстанций МТП можно узнать по тел.: (812) 325-43-58.

www.mitek.spb.ru

ВОЛГОГРАДСКИЕ ЭНЕРГЕТИКИ ПРЕДСТАВИЛИ УНИКАЛЬНУЮ СИСТЕМУ МОНИТОРИНГА ЛЭП

«На VIII межрегиональной специализированной выставке «Энергетика. Энергосбережение. Электротехника — 2008» ОАО «Волгоградэнерго», входящее в состав ОАО «МРСК Юга», представило технические новинки, среди которых система мониторинга ЛЭП, которая предназначена для непрерывного измерения в реальном времени гололедно-ветровых нагрузок на линии», — сообщил корреспонденту «Кавказского узла» Валерий Таранов, руководитель отдела по работе с органами власти, общественными организациями и СМИ.

Валерий Таранов отметил, что данная система «не только позволяет увидеть нагрузку на ЛЭП в ее любой точке, но и распознает характер отложений (гололед, снег, изморозь), информирует о возникшем предаварийном режиме работы ВЛ, контролирует температуру провода при плавке гололедных отложений».



**П.В. Косенков,
проректор по учебной
и научной работе
НОУ ВПО МИЭЭ**

РЕКОМЕНДАЦИИ ПО РАЗРАБОТКЕ «ПОЛОЖЕНИЯ ОБ ЭНЕРГОСЛУЖБЕ ПРЕДПРИЯТИЯ»

1.1. Руководство производственной эксплуатацией, техническим обслуживанием и ремонтом энергетического оборудования предприятия главный энергетик осуществляет лично и в энергослужбе через отдел главного энергетика (ОГЭ).

1.2. Вне зависимости от формы собственности и подчиненности предприятия, его масштабов, вида выпускаемой продукции и оказываемых услуг ОГЭ предприятия осуществляет единую техническую политику по всем вопросам производственной эксплуатации, технического обслуживания и ремонта энергетического оборудования предприятия.

1.3. В ведении ОГЭ и подчиненных ему подразделений находятся:

а) все общезаводские и межцеховые энергоустройства: трансформаторные подстанции, электрические преобразовательные станции и установки, котельные и бойлерные установки, водонасосные станции и артезианские скважины, станции перекачки фекальных и ливневых вод, очистные сооружения, компрессорные, вакуумные и холодильные установки, ацетиленовые, водородные и кислородные станции, газовое оборудование, вентиляционные, сантехнические и светотехнические устройства, телефонные станции, радиоузлы, устройства связи и сигнализации;

б) все магистральные и распределительные сети и коммуникации: электросети всех напряжений, частот и токов, трубопроводы пара, горячей воды и сжатого воздуха, газопроводы, системы водоснабжения и канализации, отопления и вентиляции, а также сети всех видов связи и сигнализации.

1.4. Типовые структуры управления энергетическими службами предприятий различного масштаба приведены в Приложении №1.

1.5. На крупных промышленных предприятиях в штате ОГЭ имеются два заместителя: один — по электрической части, другой — по теплотехнической, каждый из которых несет ответственность за организацию ремонта подведомственного оборудования. Непосредственное планирование, организацию и обеспечение ремонта осуществляют секторы (бюро, группы) отдела главного энергетика.

1.6. При незначительных объемах ремонтных работ по энергетическому оборудованию функции ОГЭ выполняются отделом главного механика, где предусматривается должность энергетика.

1.7. Численность ОГЭ на промышленных предприятиях рекомендуется устанавливать в зависимости от годовой суммарной трудоемкости работ по ремонту оборудования, подведомственного главному энергетiku (Приложение №2).

1.8. Задачи отдела главного энергетика.

- Обеспечивает и несет ответственность за бесперебойное энергоснабжение всех подразделений предприятия и за соблюдение заданных параметров всех видов энергии и энергоносителей на входах потребителей.

- Разрабатывает и контролирует оптимальные режимы работы оборудования и сетей для обеспечения выполнения производственной программы при минимальных расходах всех видов топлива, энергии и энергоносителей с минимальными эксплуатационными и ремонтными затратами,

а также минимальным простоем оборудования и сетей в ремонте при обеспечении максимальной надежности.

- Выполняет оперативные распоряжения в отношении графика нагрузки и режима электро-, газо- и водопотребления.

- Обеспечивает внедрение мероприятий по повышению надежности и безопасности обслуживания энергетического оборудования.

- Ведет учет, расследование и анализ аварий оборудования и сетей на предприятии в целом, разрабатывает и осуществляет противоаварийные мероприятия.

- Обеспечивает комплектование резерва оборудования, материалов и запасных частей, необходимых для быстрой ликвидации возможных аварий.

- Контролирует и силами энергоремонтных служб обеспечивает выполнение годовых и месячных графиков технического обслуживания и ремонта оборудования.

- Разрабатывает принципиальные, оперативные и исполнительные схемы и паспорта энергетических сетей и установок оборудования.

- Организует разработку проектно-сметной документации и обеспечивает производство работ по модернизации и автоматизации оборудования и сетей.

- Разрабатывает техническую и технологическую документацию по ремонту оборудования, составляет альбомы чертежей изготавливаемых запасных частей.

- Определяет потребность в запасных частях для ремонта оборудования, обеспечивает их изготовление силами энергоремонтных цехов, размещает заказы на изготовление их в других цехах или на специализированных предприятиях, контролирует их расход.

- Разрабатывает и представляет на утверждение нормы расхода материалов и покупных изделий на ремонт и эксплуатацию оборудования, определяет эксплуатационную потребность энергохозяйства в оборудовании, приборах, материалах, кабельных и других изделиях, а также топливе.

- Внедряет передовые методы эксплуатации и ремонта объектов энергохозяйства.

- Разрабатывает перспективные планы развития энергетического хозяйства.

- Участвует в составлении, а для энергетических объектов составляет технические задания на проектирование новых объектов и на реконструкцию действующих, участвует в согласовании технических условий на присоединение ко всем видам районных сетей, дает заключение по проектам, осуществляет надзор за скрытыми и монтажными работами при строительстве, производит совместно со строительно-монтажными и наладочными организациями подготовку и наладку энергетических объектов к промышленной эксплуатации. Осуществляет приемку оборудования сетей в эксплуатацию в соответствии с правилами устройств, технической эксплуатации и безопасности обслуживания.

- Отвечает за организацию безопасной эксплуатации общезаводских и межцеховых энергетических объектов. Совместно с отделом техники безопасности осуществляет контроль за соблюдением цехами и отделами предприятия правил техники безопасности по оборудованию энергохозяйства.

- Отвечает за своевременную проверку защитных средств, электрической изоляции и заземлений, газовых сетей, оборудования и сосудов, работающих под давлением, на всех общезаводских и цеховых объектах.

- Разрабатывает и утверждает инструкции по техническому обслуживанию и ремонту общезаводского энергооборудования, должностные инструкции для подчиненного ему персонала. Рассматривает и согласовывает разработанные производственными подразделениями инструкции по техническому обслуживанию энерготехнологического оборудования (сварочные машины, ультразвуковые установки, гальваническое оборудование и т.п.).

Эта система, по словам Таранова, уже применяется в районах с наиболее сложными климатическими условиями: Котовском, Даниловском, Жирновском, Камышинском. Кроме того, филиал «Камышинские электрические сети» презентовал свой учебно-тренировочный полигон, где проходят тренировки единственной в России бригады электромонтеров, работающей под напряжением.

Говоря о мерах повышения надежности энергообеспечения, заместитель генерального директора ОАО «МРСК Юга» — управляющий директор ОАО «Волгоградэнерго» Евгений Бибин отметил: «Среди задач, которые стоят сегодня перед электросетевой компаний, одна из важнейших — снижение степени износа сетей, которая сегодня составляет 64,4%. Уже к 2015 году мы планируем приблизиться к среднеевропейскому показателю — 50%. Эти и другие меры требуют значительного финансирования. За последние три года объем инвестиций ОАО «Волгоградэнерго» составил 1,9 млрд руб. За этот период нам удалось ввести дополнительно 126 МВА (мегавольтампер) трансформаторной мощности, только за последний год введено более 200 км новых сетей».

На 2008 год, по словам Бибина, запланирована не менее масштабная инвестпрограмма, сумма финансирования которой составляет 928,5 млн руб. Эти средства будут направлены в первую очередь на ремонт и реконструкцию объектов электросетевого хозяйства.

«Кроме этого, у нас существует ряд целевых программ — замена масляных выключателей на современные элегазовые, неизолированного провода на самонесущий изолированный и т.д. Также будет вестись строительство новых подстанций, которые будут обсуживать новые жилые массивы, промышленные, торгово-развлекательные объекты», — подвел итог Валерий Таранов.

Ранее «Кавказский узел» сообщал, что энергетики области планируют в 2008 году направить на природоохранные мероприятия 274 млн руб., что на 36,5% больше, чем в прошлом году.

- Организует изучение подчиненным ему персоналом правил технической эксплуатации и безопасности обслуживания оборудования, схем, инструкций. Производит проверку знаний, аттестацию в установленные сроки и допуск к работе подчиненного ему персонала и работников из числа электротехнического персонала, ответственного за безопасность в других подразделениях предприятия.

- Принимает участие в выполнении планов организационно-технических мероприятий по охране труда и технике безопасности.

- Совместно с отделом главного технолога и плановым отделом разрабатывает и представляет на утверждение руководству балансы и планы потребления всех видов энергии, нормы и лимиты расхода топлива, электроэнергии и других энергоносителей на единицу продукции как в целом по предприятию, так и по отдельным технологическим операциям, осуществляет контроль за их соблюдением.

- Лимитирует потребление электрической энергии предприятием.

- Отвечает за соблюдение предприятием в целом установленных общезаводских норм и лимитов потребления электрической и тепловой энергии, топлива и других энергоносителей, а также за правильность учета их потребления производственными подразделениями.

- Организует учет всех видов энергии и энергоносителей в соответствии с правилами технической эксплуатации, в том числе и внедрением автоматизированных систем и приборов на вводах хозрасчетных цехов, на магистралях, питающих субабонентов, на технологических и энергетических объектах в целом контроля за соблюдением норм лимитов потребления соответствующих видов энергии и энергоносителей; обеспечивает оптимальное потребление реактивной мощности и экономичные режимы работы компенсирующих устройств.

- Осуществляет надзор за измерительными приборами, применяемыми в энергохозяйстве, организует проверку, ремонт приборов учета, контроля, защиты и автоматики, при необходимости использует услуги общезаводских лабораторий или специализированных организаций; внедряет приборы измерения показателей качества поставляемой энергии.

- Разрабатывает и внедряет совместно с другими производствами и техническими подразделениями планы организационно-технических мероприятий по повышению эффективности использования и экономии топлива, электроэнергии.

- Осуществляет наладку оптимальных режимов работы оборудования энергохозяйства и энергоемкого технологического оборудования.

- Дает заключение по рационализаторским предложениям и изобретениям, касающимся энергохозяйства, осуществляет контроль за внедрением и способствует внедрению принятых предложений.

- Производит техническую подготовку к заключению договоров на энергоснабжение предприятия от посторонних источников, на ремонт энергооборудования и коммуникаций подрядным способом, на специальные испытания энергооборудования и сетей в целях контроля за их техническим состоянием и повышения их экономических показателей, контролирует соблюдение договоров, оформляет акты на выполнение работ, а также на нарушения договорных обязательств для предъявления исков, рекламаций.

- Ведет систематический анализ деятельности энергетической службы в целях планомерного снижения затрат всех видов энергии и энергоносителей, эксплуатационных и ремонтных затрат на единицу продукции.

- Составляет сметно-финансовые расчеты средств, необходимых для ремонта энергооборудования и энергосетей и для их эксплуатации.

- Осуществляет планирование энергетических, эксплуатационных и ремонтных затрат на обеспечение всеми видами энергии и энергоносителей, на содержание энергетического хозяйства и оказание других услуг энергетической службы всем подразделениям предприятия.

- Организует совместно с бухгалтерией предприятия инвентарный учет наличия и движения находящегося на предприятии энергооборудования и энергоустановок.

- Участвует в приемке поступающего на предприятие энергетического оборудования; несет ответственность за учет и сохранность демонтированного и резервного оборудования.

- Оформляет акты на списание и передачу энергооборудования другим организациям в установленном порядке.

- Ведет технический паспорт энергетического хозяйства предприятия; составляет и проводит анализ энергобаланса предприятия и принимает меры по его оптимизации.

- Обеспечивает своевременное предоставление вышестоящим и энергоснабжающим организациям сведений по установленным формам отчетности, а также необходимых расчетов потребности в топливе, тепловой и электрической энергии.

Приложение №1

Типовые структуры управления энергетическими службами предприятий

Структуры управления	Суммарная годовая трудоемкость работ по ремонту энергооборудования, тыс. чел.ч		
	> 1000	250–1000	<250
1. Отдел главного энергетика:			
главный энергетик — начальник отдела	+	+	-
заместитель главного энергетика по электротехнической части	+	-	-

ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ

заместитель главного энергетика по теплотехнической части	+	-	-
заместитель главного энергетика	-	+	-
2. Энергомеханический отдел (отдел главного механика и главного энергетика):*	-	-	+
заместитель начальника отдела по энергетике	-	-	+
3. Секторы (бюро, группы):			
планово-предупредительного ремонта и запчастей	+	-	-
учета, нормирования и планирования энергоресурсов	+	+	-
энергонадзора и надежности	+	-	-
планово-предупредительного ремонта, запчастей, энергонадзора и надежности	-	+	-
4. Цехи, участки			
котельный**, парокотельный, ТЭЦ	+	+	-
теплоснабжения (пароснабжения)	+	-	-
электроснабжения	+	-	-
электроремонтный	+	-	-
водоснабжения и канализации	+	-	-
электроснабжения и электроремонта	-	+	-
энергоцех (пароснабжение, котельная, водоснабжение, электро-снабжение)	-	-	+
связи	+	-	-
лаборатория по испытанию энергоустановок***	+	-	-
электролаборатория***	-	+	-
5. Участок связи	-	+	-

* В отдельных случаях функции ОГЭ выполняет ОГМ.
 ** Котельный цех создается при производительности котлов от 112 т пара в час и выше или 70 Гкал/час горячей воды и выше.
 *** Лаборатории входят в состав цехов

Приложение №2

Рекомендуемая численность персонала

Суммарная годовая трудоемкость работ по ремонту энергооборудования тыс. чел.ч	Общая численность ОГЭ, чел.
< 100	До 5
100—250	6—9
250—500	10—16
500—1000	17—27
1000—2500	28—43
2500—5000	44—66
>5000	>66



На вопросы читателей отвечает
доцент МГАУ
им. В.П. Горячкина, к.т.н.
Юрий Владимирович Харечко

**ВОПРОСЫ МОЖНО ЗАДАВАТЬ ПО ПОЧТОВОМУ АДРЕСУ РЕДАКЦИИ
ИЛИ ЭЛЕКТРОННОЙ ПОЧТЕ: GLAVENERGO@MAIL.RU**

— *Какие дополнительные устройства выпускают для УЗО?*

— Для устройств защитного отключения¹ выпускают блок-контакты, независимые расцепители, расцепители минимального напряжения и другие устройства, предназначенные для выполнения цепей управления и вспомогательных цепей УЗО. Многие фирмы производят для УЗО специальные соединительные шины.

Блок-контакты

Блок-контакт представляет собой выключатель с одним или несколькими контактами управления и (или) вспомогательными контактами, который механически приводится в действие устройством защитного отключения.

Блок-контакт имеет один или несколько замыкающих контактов² и (или) один или несколько размыкающих контактов³, обычно рассчитанных на коммутацию переменного тока до 6 А при напряжении до 230 В. Электрические цепи, в которых задействованы контакты блок-контакта, должны быть защищены от токов короткого замыкания с помощью плавких предохранителей или автоматических выключателей. Номинальный ток устройства защиты от сверхтока не должен превышать значение, установленное производителем блок-контакта.

Ширина одного блок-контакта (рис. 1) обычно равна половине модуля (8,8 или 9 мм). Остальные размеры блок-контакта соответствуют размерам ВДТ или АВДТ.

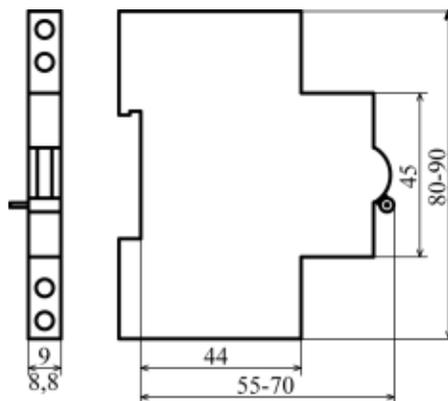


Рис. 1. Блок-контакт

Для устройств защитного отключения выпускают блок-контакты трех типов: блок-контакты положения (БКП), блок-контакты срабатывания (БКС) и универсальные блок-контакты (БКУ).

Блок-контакт положения используют для контроля за коммутационным положением устройства защитного отключения, а именно: в замкнутом или разомкнутом положении находятся его главные контакты. Причина замыкания и размыкания главных контактов УЗО не имеет никакого значения.

При замыкании главных контактов устройства защитного отключения замыкающие контакты БКП замыкаются,

¹ Речь идет об автоматических выключателях, управляемых дифференциальным током, без встроенной защиты от сверхтока (ВДТ), которые, соответствуют требованиям ГОСТ Р 51326.1–99 (МЭК 61008-1–96) «Выключатели автоматические, управляемые дифференциальным током, бытового и аналогичного назначения без встроенной защиты от сверхтоков. Часть 1. Общие требования и методы испытаний», и автоматических выключателей, управляемых дифференциальным током, со встроенной защитой от сверхтока (АВДТ), которые соответствуют требованиям ГОСТ Р 51327.1–99 (МЭК 61009-1–96) «Выключатели автоматические, управляемые дифференциальным током, бытового и аналогичного назначения со встроенной защитой от сверхтоков. Часть 1. Общие требования и методы испытаний».

² Замыкающий контакт — контакт, разомкнутый в начальном положении УЗО и замкнутый в его конечном положении.

³ Размыкающий контакт — контакт, замкнутый в начальном положении УЗО и разомкнутый в его конечном положении.

а размыкающие контакты — размыкаются. При размыкании УЗО своих главных контактов из-за появления в его главной цепи тока замыкания на землю (ВДТ и АВДТ) или сверхтока (АВДТ), под воздействием независимого расцепителя или расцепителя минимального напряжения, а также при ручном управлении устройством защитного отключения замыкающие контакты БКП размыкаются, а размыкающие контакты — замыкаются.

Применение блок-контактов положения во вспомогательных цепях устройств защитного отключения позволяет выполнить в электроустановке здания систему сигнализации и контроля за их коммутационным положением. Кроме того, БКП могут быть использованы в цепях управления других коммутационных устройств, которые применяют в одной электроустановке здания с указанными УЗО.

Блок-контакт срабатывания используют для осуществления контроля за срабатыванием устройства защитного отключения, которое произошло из-за протекания в его главной цепи тока замыкания на землю (ВДТ и АВДТ) или сверхтока (АВДТ).

При замыкании главных контактов устройства защитного отключения замыкающие контакты БКС замыкаются, а размыкающие контакты БКС размыкаются. В исходное положение контакты БКС возвращаются в двух случаях: при размыкании УЗО своих главных контактов из-за появления в его главной цепи тока замыкания на землю или сверхтока и при отключении устройства защитного отключения с помощью независимого расцепителя или расцепителя минимального напряжения. При ручном размыкании УЗО контакты БКС не меняют своего коммутационного положения.

Блок-контакты срабатывания, как правило, используют во вспомогательных цепях для сигнализации об отключении устройством защитного отключения тока замыкания на землю или сверхтока, но их можно применять и в цепях управления других коммутационных устройств, установленных в электроустановке здания.

Универсальные блок-контакты можно использовать и как БКП, и как БКС. Конкретный режим работы блок-контакта задается с помощью встроенного в него переключателя перед установкой блок-контакта на УЗО.

Если АВДТ собирают из устройства дифференциального тока (УДТ) и автоматического выключателя⁴, то, при необходимости, его оснащают блок-контактами, которые производят для автоматических выключателей.

Блок-контакты крепят с правой или левой стороны устройства защитного отключения при помощи пружинных скобок или других средств крепления. На одно УЗО можно установить один или несколько блок-контактов в любой комбинации (рис. 2).

Независимый расцепитель

Независимый расцепитель представляет собой расцепитель, возбуждаемый источником напряжения.

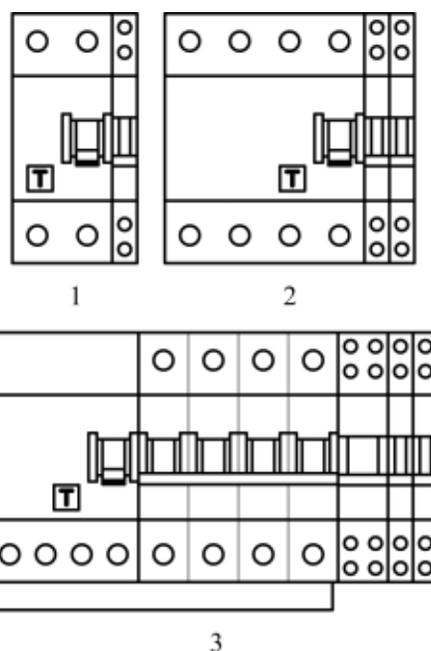


Рис. 2. Установка дополнительных устройств на УЗО:

- 1 — одного блок-контакта на двухполюсном ВДТ;
- 2 — двух блок-контактов на четырехполюсном ВДТ;
- 3 — независимого расцепителя или расцепителя минимального напряжения и двух блок-контактов на четырехполюсном АВДТ, которое собрано из УДТ и автоматического выключателя

Независимый расцепитель применяют в цепи управления устройства защитного отключения. Он предназначен для дистанционного управления УЗО и его используют в тех случаях, когда существует потребность в дистанционном отключении каких-то электрических цепей с помощью устройства защитного отключения.

После подачи напряжения на цепь управления независимого расцепителя его электромагнитный механизм воздействует на удерживающее приспособление устройства защитного отключения, инициируя размыкание контактов его главной цепи. Управляющий сигнал для независимого расцепителя может быть сформирован вручную, например, с помощью кнопочного выключателя с замыкающим контактом, или сгенерирован каким-либо коммутационным или электронным устройством по факту выполнения каких-то определенных условий, например, таймером при наступлении установленного часа.

Включение устройства защитного отключения после осуществления его дистанционного отключения с помощью независимого расцепителя производят вручную.

Независимые расцепители, выпускаемые для устройств защитного отключения, могут иметь цепь управления пере-

⁴ Речь идет об автоматических выключателях, которые соответствуют требованиям ГОСТ Р 50345—99 (МЭК 60898—95) «Аппаратура малогабаритная электрическая. Автоматические выключатели для защиты от сверхтоков бытового и аналогичного назначения».

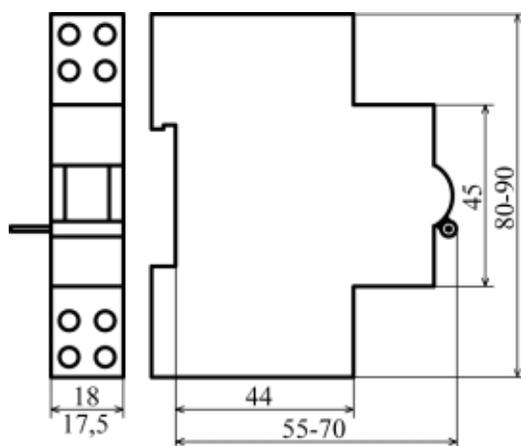


Рис. 3. Независимый расцепитель (расцепитель минимального напряжения)

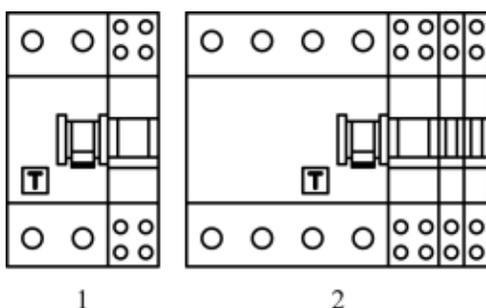


Рис. 4. Установка дополнительных устройств на УЗО:

- 1 — независимого расцепителя или расцепителя минимального напряжения на двухполюсном ВДТ;
- 2 — независимого расцепителя или расцепителя минимального напряжения и двух блок-контактов на четырехполюсном ВДТ

менного тока напряжением 12—415 В и постоянного тока напряжением 12—220 В. Защиту цепи управления независимого расцепителя от короткого замыкания следует выполнять плавким предохранителем или автоматическим выключателем с номинальным током, величина которого указана производителем независимого расцепителя.

Ширина независимого расцепителя (рис. 3) обычно равна одному модулю (17,5 или 18 мм). Остальные размеры независимого расцепителя соответствуют размерам ВДТ или АВДТ.

Независимый расцепитель крепят к устройству защитного отключения с правой или левой стороны с помощью пружинных скобок, винтов или других средств крепления (рис. 4). Конструкция независимого расцепителя может позволять крепление на нем одного или нескольких блок-контактов.

Если АВДТ собирают из устройства дифференциального тока и автоматического выключателя, то, при необходи-

мости, его оснащают независимым расцепителем, который производят для автоматических выключателей.

Расцепитель минимального напряжения

Расцепитель минимального напряжения представляет собой расцепитель, инициирующий размыкание устройства защитного отключения с выдержкой времени или без нее, когда напряжение на выводах расцепителя снижается ниже predetermined значения.

Расцепитель минимального напряжения (см. рис. 3) применяют в цепи управления устройства защитного отключения. Основным его назначением является побуждение УЗО к отключению электрооборудования при недопустимом для него снижении напряжения. Расцепитель минимального напряжения обычно вызывает отключение устройства защитного отключения при снижении напряжения в своей цепи управления до 75 % от его номинального значения (например, равного 230 В переменного тока) и менее, а также препятствует включению УЗО, если напряжение в этой цепи меньше 85 % от номинального напряжения.

Расцепители минимального напряжения, обычно выпускаемые для устройств защитного отключения, имеют цель управления переменного тока напряжением 230—400 В и постоянного тока напряжением 24—220 В.

Ширина расцепителя минимального напряжения обычно равна одному модулю. Остальные размеры расцепителя минимального напряжения соответствуют размерам ВДТ или АВДТ.

Расцепитель минимального напряжения крепят к устройству защитного отключения с правой или левой стороны при помощи пружинных скобок, винтов или других средств крепления (см. рис. 4). На расцепитель минимального напряжения могут быть установлены один или несколько блок-контактов.

Расцепитель минимального напряжения может иметь замыкающие и размыкающие контакты, которые используют для вспомогательных цепей и цепей управления устройством защитного отключения. Некоторые модификации расцепителей минимального напряжения имеют кратковременную задержку на срабатывание и допускают регулировку напряжения срабатывания.

Расцепитель минимального напряжения можно также использовать в качестве независимого расцепителя, если последовательно в цепь его управления включить нажимную кнопку с размыкающим контактом. При кратковременном размыкании этого контакта расцепитель минимального напряжения отключит устройство защитного отключения.

Включение устройства защитного отключения после осуществления его отключения с помощью расцепителя минимального напряжения обычно производят вручную.

Если АВДТ собирают из устройства дифференциального тока и автоматического выключателя, то, при необходимости, его оснащают расцепителем минимального напряжения, который производят для автоматических выключателей.

Соединительные шины

Соединительные шины предназначены для соединения устройства защитного отключения с автоматическими выключателями, выполняемого с целью упрощения монтажа низковольтных распределительных устройств и повышения его качества за счет исключения монтажных проводов.

Выпускают разные модификации медных двухполюсных, трехполюсных и четырехполюсных соединительных шин, имеющих сечение 10 и 16 мм² и длину около 200 мм (рис. 5) и около 1000 мм.

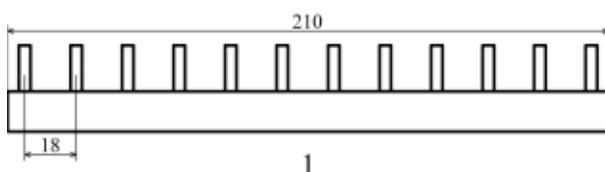


Рис. 5. Двух-, трех- и четырехполюсная соединительные шины длиной 210 мм

Соединительные шины сечением 10 мм² рассчитаны на длительное протекание электрического тока, приблизительно равного 50 А, а соединительные шины сечением 16 мм² — на протекание электрического тока, примерно равного 65 А.

Двухполюсные соединительные шины длиной 210 мм предназначены для соединения между собой двухполюсного устройства защитного отключения с пятью двухполюсными автоматическими выключателями. Трехполюсные соединительные шины обычно используют для соединения трехполюсного УЗО с тремя трехполюсными автоматическими выключателями. Четырехполюсной соединительной шиной можно соединить между собой четырехполюсное УЗО и два четырехполюсных автоматических выключателя.

Соединительные шины длиной около 200 мм имеют пластмассовые корпуса с закрытыми торцами. Это исключает прямое прикосновение пальцем к медной токоведущей части соединительной шины, подключенной к устройству защитного отключения и автоматическим выключателям. При использовании соединительных шин длиной около 1000 мм их следует разрезать на части, длина которых зависит от условий монтажа низковольтного распределительного устройства. После разрезания торцы соединительных шин должны быть закрыты специальными торцевыми крышками, выполненными из изоляционного материала.

— Что такое автоматический выключатель категории В?

— Автоматические выключатели категории применения В производят в соответствии с требованиями ГОСТ Р 50030.2–99 (МЭК 60947-2–98) «Аппаратура распределения и управления низковольтная. Часть 2. Автоматические выключатели», который разработан на основе стандарта МЭК 60947⁵ 1998 г. ГОСТ Р 50030.2 применяют совместно с ГОСТ Р 50030.1–2000 (МЭК 60947-1–99) «Аппаратура распределения и управления низковольтная. Часть 1. Общие требования и методы испытаний» [2], который разработан на основе стандарта МЭК 60947-1⁶ 1999 г.

В ГОСТ Р 50030.2 автоматические выключатели классифицированы по категории применения (utilization category) следующим образом:

- автоматические выключатели категории применения А, к которым относят автоматические выключатели, специально не предназначенные для обеспечения селективности в условиях короткого замыкания относительно других устройств защиты от коротких замыканий, последовательно присоединенных к ним со стороны нагрузки. Эти автоматические выключатели не имеют заданной кратковременной выдержки времени, необходимой для обеспечения селективности в условиях короткого замыкания. Характеристика «номинальный кратковременно выдерживаемый ток» для них не установлена;

- автоматические выключатели категории применения В, к которой относят такие автоматические выключатели, которые специально предназначены для обеспечения селективности в условиях короткого замыкания относительно других устройств защиты от коротких замыканий, последовательно присоединенных к ним со стороны нагрузки. Такие автоматические выключатели имеют заданную кратковременную выдержку времени, необходимую для обеспечения селективности в условиях короткого замыкания, а также характеристику «номинальный кратковременно выдерживаемый ток».

То есть для обеспечения селективности срабатывания последовательно включенных устройств защиты от сверхтока при коротких замыканиях в низковольтных электроустановках нужно использовать автоматические выключатели категории применения В. Автоматические выключатели категории применения В обычно устанавливают на вводе низковольтной электроустановки. Их могут также устанавливать в низковольтные распределительные устройства, через которые передают электроэнергию для частей электроустановки.

Селективность при коротких замыканиях обеспечивается за счет наличия у автоматических выключателей

⁵ В настоящее время действует стандарт МЭК 60947-2 «Низковольтная коммутационная аппаратура и аппаратура управления. Часть 2. Автоматические выключатели» (International standard IEC 60947-2. Low-voltage switchgear and controlgear. Part 2: Circuit-breakers), датированный 2006 г.

⁶ В настоящее время действует стандарт МЭК 60947-1 «Низковольтная коммутационная аппаратура и аппаратура управления. Часть 1. Общие правила» (International standard IEC 60947-1. Low-voltage switchgear and controlgear. Part 1: General rules), датированный 2007 г.

<< 91

Свыше 230 млн руб. в 2008 году компания направит на внедрение современного и более экологически безопасного в эксплуатации оборудования. В частности, будут заменены 22 масляных выключателя 35—110-220 кВ, продолжится замена так называемого «голого» провода на самонесущий изолированный.

www.kavkaz-uzel. ru

**«УЛЬТРАТИХИЕ»
ГЕНЕРАТОРНЫЕ
УСТАНОВКИ**

Компания «ЕвроСтандартСервис» наладила поставку электростанций абсолютно новой серии — «ультратихие» генераторы «Фаворит». «Ультратихие» генераторы обладают повышенными параметрами шумоизоляции, по сравнению с генераторами в кожухе других производителей, поскольку используют более передовые технологии шумопоглощения. В частности, в новой серии оборудования вентилятор на механическом приводе заменен электрическим. Кроме этого, в «ультратихом» генераторе «Фаворит» применен двойной шумоглушитель, который оснащен особым звукопоглощающим материалом, позволяющим снижать уровень шума до минимального предела. Звуковое давление от работающего «ультратихого» генератора не превышает 53 дБ (А)/7м (замер с 7 м по ГОСТу ГОСТ-31252), что примерно соответствует уровню звука работающего двигателя импортного грузовика.

Качественно новый уровень шумоизоляции «ультратихих» генераторов позволяет применять оборудование на открытых производственных рабочих площадках, требующих особых условий соблюдения параметров по уровню шума, в том числе в закрытых помещениях. «Ультратихие» генераторы могут использоваться в качестве резервного источника питания, в случае аварийного отключения электроэнергии.

www.ess-ltd. ru

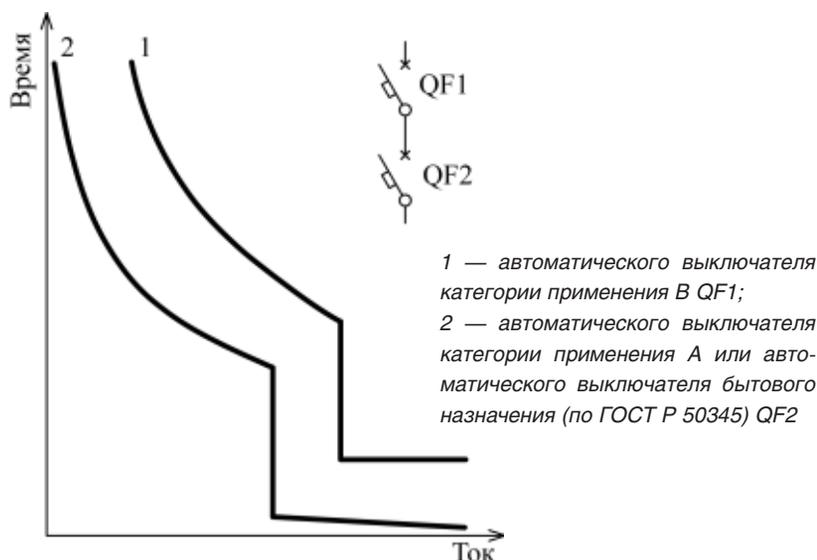


Рис. Время-токовые характеристики последовательно включенных автоматических выключателей:

категории применения В кратковременной задержки времени срабатывания, минимальное значение которой равно 0,05 с. В ГОСТ Р 50030.2 также установлены другие предпочтительные значения выдержки времени: 0,10; 0,25; 0,50 и 1,00 с. В течение этого времени устройства защиты от сверхтока, установленные после автоматических выключателей категории применения В, отключают токи коротких замыканий. В области токов короткого замыкания время-токовые характеристики автоматических выключателей категории применения В расположены выше время-токовых характеристик включенных после них устройств защиты от сверхтока, как условно показано на рисунке.

Автоматические выключатели категории применения В имеют специальную характеристику — «номинальный кратковременно выдерживаемый ток» («rated short-time withstand current») I_{cw} , под которой понимают установленное изготовителем для автоматического выключателя значение кратковременно выдерживаемого тока, который он может проводить без повреждений в условиях испытаний, определенных в стандарте.

Для автоматических выключателей, имеющих номинальный ток I_n до 2500 А включительно, значение номинального кратковременно выдерживаемого тока должно быть не менее следующих значений: или $I_{cw} = 12 I_n$, или $I_{cw} = 5 \text{ кА}$ (выбирают большее значение). Для автоматических выключателей, номинальный ток которых превышает 2500 А, минимальное значение номинального кратковременно выдерживаемого тока установлено в стандарте равным 30 кА. Номинальный кратковременно выдерживаемый ток, протекая через главную цепь автоматического выключателя в течение указанных выше промежутков времени, не должен вызывать его повреждение.

Селективная работа автоматического выключателя категории применения В должна быть обеспечена во всем диапазоне сверхтока вплоть до величины его номинального кратковременно выдерживаемого тока.

Автоматический выключатель категории применения А также может иметь заданную кратковременную выдержку времени для обеспечения селективности в условиях, которые не связаны с коротким замыканием, при кратковременно выдерживаемом токе, значение которого меньше номинального кратковременно выдерживаемого тока.



А. В. Сомородов,
заместитель начальника отдела
по надзору за электрическими
станциями, тепловыми
установками и сетями, Управление
государственного энергетического
надзора, Москва

ОБЕСПЕЧЕНИЕ БЕЗОПАСНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ТЕПЛОМЕХАНИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ НА ОБЪЕКТАХ, ПОДКОНТРОЛЬНЫХ РОСТЕХНАДЗОРУ

Согласно постановлению от 30 июля 2004 г. № 401, Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору является федеральным органом исполнительной власти в области энергетики. Служба осуществляет функции по принятию нормативно-правовых актов, контролю и надзору в сфере промышленной безопасности, безопасности электрических и тепловых установок и сетей (кроме бытовых установок и сетей), безопасности гидротехнических сооружений на объектах промышленности и энергетики.

Приказом Ростехнадзора от 17 июля 2006 г. № 688 было утверждено положение об Управлении государственного энергетического надзора. Согласно положению, Управление государственного энергетического надзора (УГЭН) является структурным подразделением центрального аппарата Службы, к сфере деятельности которого относятся: организация, осуществление контроля и надзора за соблюдением требований безопасности при производстве, передаче, распределении и потреблении электрической и тепловой энергии; составление требований промышленной безопас-

ности (при проектировании, строительстве, эксплуатации, консервации и ликвидации опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под давлением); контроль за системой оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике; контроль за соблюдением безопасности гидротехнических сооружений на объектах промышленности и энергетики.

Учитывая важность вопроса энергоэффективности, как составной части энергетической безопасности, УГЭН считает целесообразным определение Ростехнадзора уполномоченным органом исполнительной власти, осуществляющим надзор за эффективным использованием энергоресурсов. Данному вопросу служба уделяет особое внимание. Также следует сказать о работе, которую УГЭН ведет по разработке технических регламентов: о безопасности теплоснабжения; о безопасности тепломеханического оборудования станций и сетей; о безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением свыше 0,07 МПа или при температуре нагрева воды свыше 115 °С.

Основные задачи, стоящие перед УГЭН: обеспечение бесперебойного снабжения населения теплом и электроэнергией, в том числе резервным электроснабжением социально значимых объектов; осуществление контроля за безопасным обслуживанием и эксплуатацией энергетического оборудования.

При выполнении возложенных на Управление задач, уделяется большое внимание следующим вопросам: подготовке и аттестации персонала; своевременному и качественному проведению диагностики, ремонту, модернизации и реконструкции энергетического оборудования; поддержанию исправного состояния, экономической и безопасной эксплуатации энергоустановок; резервному энергоснабжению, анализу схем резервирования; учету и анализу нарушений в работе энергоустановок, несчастных случаев и принятию мер по предупреждению аварийности и травматизма.

Для энергоснабжающих предприятий показательным является прохождение ими осенне-зимнего периода (ОЗП). При подготовке и прохождении ОЗП большая работа проводится Ростехнадзором при осуществлении контроля за безопасностью в электроснабжающих и теплоснабжающих организациях.

В целом уровень подготовки энергоснабжающих предприятий к ОЗП 2006—2007 гг. можно признать удовлетворительным. Так, по состоянию на 15 ноября 2006 г. в целом по России из 25 577 подконтрольных энергоснабжающих организаций получили паспорта готовности 20 158 организаций (79%). По организациям РАО «ЕЭС России» процент готовности составил 99% (531 из 536), в то время как в организациях, не входящих в РАО «ЕЭС России», — 78% (рисунок).

По энергоснабжающим организациям, не входящим в РАО «ЕЭС России», самый высокий процент получения паспортов готовности в ЦФО — 94% (4290 из 4589) и УФО — 92% (2805 из 3042). Особую озабоченность вызывает положение дел в ДФО, где паспорта готовности получили лишь 37% энергоснабжающих организаций, не входящих в РАО «ЕЭС России». Среди основных причин неполучения организациями паспортов готовности можно выделить следующие: рабочие места не укомплектованы обученным и аттестованным персоналом; не проведены своевременно технические освидетельствования оборудования, экспертизы промышленной безопасности; не проводятся ремонтные работы и наладочные испытания; несоответствие схем электроснабжения требованиям по надежности (резервное электропитание котельных); отсутствие работоспособного резервного топливного хозяйства; отсутствие или неисправность автоматики безопасности; отсутствие необходимого запаса материалов и средств для аварийно-восстановительных работ; отсутствие необходимого запаса топлива. При прохождении ОЗП произошло 3 крупных аварии на котельных, основными причинами которых стали: низкий уровень производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности; нарушения инструкций по эксплуатации оборудования; нарушение трудовой и производственной дисциплины; эксплуатация

оборудования необученным и не аттестованным обслуживающим персоналом; использование оборудования, изготовленного кустарным способом.

Так, например, 20 ноября 2006 г. в котельной Муниципальной Грачевской средней общеобразовательной школы (хутор Грачи Городищенского р-на Волгоградской области) произошел взрыв водогрейного котла КВ-0,08, работающего с температурой воды до 90 °С. Причины аварии: — отсутствие циркуляции в системе теплоснабжения из-за остановки насоса (нарушение эластичного соединения полумуфт электродвигателя и циркуляционного насоса), при этом терморегулятор, установленный на котле, не отключил подачу газа на горелку по достижении температуры, превышающей доступную; отсутствие на подающем трубопроводе предохранительного клапана (нарушение проекта); эксплуатация котла осуществлялась слесарем, не аттестованным на право обслуживания котла.

В результате прекращения циркуляции системы произошел нагрев воды в котле до парообразования и последующий разрыв фронтальной стенки котла, в результате его сорвало с места установки, и котел пробил и разрушил стену. Стена, выходящая на школьный двор, также разрушилась, при этом упали две плиты перекрытия.

В январе-феврале 2007 г. произошло 11 технологических нарушений в тепловых установках и сетях, послуживших причиной прекращения теплоснабжения потребителей на срок более чем 24 часа. Основной причиной нарушения явилось аварийное состояние тепловых сетей. В целом, работу теплоснабжающих организаций при прохождении ОЗП 2006—2007 гг. можно признать удовлетворительной.

В результате сложившейся ситуации УГЭН ставит перед собой следующие основные задачи: в целях совершенствования надзорной и контрольной деятельности на объектах энергетики Управление планирует обеспечение технического сопровождения с привлечением ФГУ «ЦЛАТИ» Ростехнадзора; создание в рамках Единой системы на базе ФГУ НТЦ «Энергобезопасность» отраслевого органа оценки соответствия Ростехнадзора в области энергетики; мониторинг безопасности на объектах энергетики в установленной сфере деятельности Управления, путем внедрения информационных систем; подготовка предложений по совершенствованию законодательства РФ с целью создания правовой основы для повышения энергетической безопасности; совершенствование нормативно-правового регулирования в сфере деятельности Управления, в том числе в целях реализации Федерального закона «О техническом регулировании»; подготовка предложений по бесперебойному функционированию систем обеспечения населения электричеством и теплом, в том числе резервного обеспечения электричеством социально важных объектов (школ, больниц и т.д.).

Доклад на семинаре «Техника, технологии и организация работ аварийно-диспетчерских служб теплоснабжающих предприятий»

ЦЕНА УКАЗЫВАЕТСЯ ПО ПОДПИСНОМУ КАТАЛОГУ

Ф. СП-1

АБОНЕМЕНТ на журнал		82717	
(наименование издания)		Индекс издания	
Главный энергетик		Количество комплектов	

на 2008 год по месяцам

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12

Куда _____ (почтовый индекс) _____ (адрес)

Кому _____ (фамилия, инициалы)

ДОСТАВОЧНАЯ КАРТОЧКА

на журнал **82717** (индекс издания)

ПВ	место	ли-тер	подписки	--- руб. --- коп.	Количество комплектов
			Перед-ресо-вки	--- руб. --- коп.	

на 2008 год по месяцам

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12

Куда _____ (почтовый индекс) _____ (адрес)

Кому _____ (фамилия, инициалы)

ЦЕНА УКАЗЫВАЕТСЯ ПО ПОДПИСНОМУ КАТАЛОГУ

Ф. СП-1

АБОНЕМЕНТ на журнал		16579	
(наименование издания)		Индекс издания	
Главный энергетик		Количество комплектов	

на 2008 год по месяцам

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12

Куда _____ (почтовый индекс) _____ (адрес)

Кому _____ (фамилия, инициалы)

ДОСТАВОЧНАЯ КАРТОЧКА

на журнал **16579** (индекс издания)

ПВ	место	ли-тер	подписки	--- руб. --- коп.	Количество комплектов
			Перед-ресо-вки	--- руб. --- коп.	

на 2008 год по месяцам

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12

Куда _____ (почтовый индекс) _____ (адрес)

Кому _____ (фамилия, инициалы)

**ПРОВЕРЬТЕ ПРАВИЛЬНОСТЬ
ОФОРМЛЕНИЯ АБОНЕМЕНТА!**

На абонементе должен быть проставлен оттиск кассовой машины.

При оформлении подписки (переадресовки) без кассовой машины на абонементе проставляется оттиск календарного штампа отдела связи. В этом случае абонемент выдается подписчику с квитанцией об оплате стоимости подписки (переадресовки).

Для оформления подписки на газету или журнал, а также для переадресования издания бланк абонемента с доставочной карточкой заполняется подписчиком чернилами, разборчиво, без сокращений, в соответствии с условиями, изложенными в подписных каталогах.

Заполнение месячных клеток при переадресовании издания, а также клетки «ПВ-МЕСТО» производится работниками предприятий связи и подписных агентств.

**ПРОВЕРЬТЕ ПРАВИЛЬНОСТЬ
ОФОРМЛЕНИЯ АБОНЕМЕНТА!**

На абонементе должен быть проставлен оттиск кассовой машины.

При оформлении подписки (переадресовки) без кассовой машины на абонементе проставляется оттиск календарного штампа отдела связи. В этом случае абонемент выдается подписчику с квитанцией об оплате стоимости подписки (переадресовки).

Для оформления подписки на газету или журнал, а также для переадресования издания бланк абонемента с доставочной карточкой заполняется подписчиком чернилами, разборчиво, без сокращений, в соответствии с условиями, изложенными в подписных каталогах.

Заполнение месячных клеток при переадресовании издания, а также клетки «ПВ-МЕСТО» производится работниками предприятий связи и подписных агентств.

**ЗАО «Издательство литературы по архитектуре,
строительству и жилищно-коммунальному хозяйству
«СТРОЙИЗДАТ»**

Почтовый адрес: 107031, г. Москва, а/я 49

Образец заполнения платежного поручения

В ГРАФЕ «НАЗНАЧЕНИЕ ПЛАТЕЖА» ОБЯЗАТЕЛЬНО УКАЗЫВАТЬ ТОЧНЫЙ АДРЕС ДОСТАВКИ ЛИТЕРАТУРЫ И ПЕРЕЧЕНЬ ЗАКАЗЫВАЕМЫХ ЖУРНАЛОВ.

ДОСТАВКА ИЗДАНИЙ ОСУЩЕСТВЛЯЕТСЯ ПО ПОЧТЕ ЗАКАЗНЫМИ БАНДЕРОЛЯМИ ЗА СЧЕТ РЕДАКЦИИ. В СЛУЧАЕ ВОЗВРАТА ЖУРНАЛОВ ОТПРАВИТЕЛЮ, ПОЛУЧАТЕЛЬ ОПЛАЧИВАЕТ СТОИМОСТЬ ПОЧТОВОЙ УСЛУГИ ПО ВОЗВРАТУ И ДОСЫЛУ ИЗДАНИЙ ПО ИСТЕЧЕНИИ 15 ДНЕЙ.

Получатель

ИНН 7709739154\ КПП 770901001

сч. № 40702810938180136002

ЗАО «Издательство литературы по архитектуре, строительству и жилищно-коммунальному хозяйству «СТРОЙИЗДАТ»

Вернадское ОСБ №7970

Банк получателя

Сбербанк России ОАО, г. Москва

БИК 044525225

к/сч. № 30101810400000000225

СЧЕТ № 2Ж8 от 10.04.2008

Покупатель:

Расчетный счет №:

Адрес:

№№ п/п	Предмет счета (наименование издания)	Кол-во экз.	Цена за 1 экз.	Сумма	НДС, %	Всего
1	Главный энергетик	6	540	3240	Не обл.	3240
ИТОГО:						

ВСЕГО К ОПЛАТЕ:

Генеральный директор

Главный бухгалтер



М.П.

Москаленко К.А. Москаленко

Москаленко Л.В. Москаленко

ВНИМАНИЮ БУХГАЛТЕРИИ!

В ГРАФЕ «НАЗНАЧЕНИЕ ПЛАТЕЖА» ОБЯЗАТЕЛЬНО УКАЗЫВАТЬ ТОЧНЫЙ АДРЕС ДОСТАВКИ ЛИТЕРАТУРЫ (С ИНДЕКСОМ) И ПЕРЕЧЕНЬ ЗАКАЗЫВАЕМЫХ ЖУРНАЛОВ.

ОПЛАТА ДОСТАВКИ ЖУРНАЛОВ ОСУЩЕСТВЛЯЕТСЯ ИЗДАТЕЛЬСТВОМ.

НДС НЕ ВЗИМАЕТСЯ (УПРОЩЕННАЯ СИСТЕМА НАЛОГООБЛОЖЕНИЯ).

ДАННЫЙ СЧЕТ ЯВЛЯЕТСЯ ОСНОВАНИЕМ ДЛЯ ОПЛАТЫ ПОДПИСКИ НА ИЗДАНИЯ ЧЕРЕЗ РЕДАКЦИЮ И ЗАПОЛНЯЕТСЯ ПОДПИСЧИКОМ. СЧЕТ НЕ ОТПРАВЛЯТЬ В АДРЕС ИЗДАТЕЛЬСТВА.