

СОДЕРЖАНИЕ

ЖУРНАЛ
«ГЛАВНЫЙ ЭНЕРГЕТИК»
№7/2006

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

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

Редакционная коллегия

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

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

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

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

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

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

Главный редактор

С.А. Леонов

Выпускающий редактор

Н.А. Пунтус

Верстка

А.М. Коломейцев

Корректор

В.М. Колобовников

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

Почтовый адрес редакции:

119602, Москва, а/я 202,

ИД «ПАНОРАМА»

Тел.: (495) 625-93-50, 131-73-95

E-mail: glavenergo@mail.ru

Сайт: www.glavenergo.panor.ru

Подписано в печать 29.06.2006
Формат 60x88/8. Бумага офсетная.

Усл. печ. л. 14

Тираж Заказ №

ГЛАВНЫЙ ЭНЕРГЕТИК №7/2006

*При подготовке материалов
данного номера были использованы
материалы изданий:
Журнал ЭСКО
www.ecoenergy.ru*

ДОЛГИ ЗА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЮ ВОЛОГОДСКИМ ПРЕДПРИЯТИЯМ ПРИДЕТСЯ ВЫПЛАЧИВАТЬ С ПРОЦЕНТАМИ

Решение о взыскании процентов за пользование чужими денежными средствами с потребителей, имеющих задолженность по оплате электрической энергии, принято в ОАО «Вологодская сбытовая компания».

Размер процентов будет зависеть от суммы задолженности, количества дней просрочки и ставки рефинансирования, установленной Центральным банком РФ. С 26 декабря 2005 года она составляет 12%. Ряд потребителей, нарушивших договор энергоснабжения, уже получили от энергетиков претензии с предложением оплатить задолженность и проценты за пользование чужими денежными средствами с указанием конкретных сумм.

В частности, это ГП ВО «Череповецкая ЭТС», ГП ВО «Тотемская ЭТС», ООО «Вашкинское ЖКХ», СПК «Овощной», ООО «Льнозавод» Тотемский, СПК «Кема» и другие предприятия, а также ряд индивидуальных предпринимателей. Если добровольной оплаты не последует, дела будут переданы в суд. В этом случае должникам придется оплатить еще и судебные издержки.

По оперативным данным общая задолженность всех потребителей области перед энергокомпанией на 1 мая составляет 449 млн рублей. При этом Вологодская сбытовая компания должна обеспечить бесперебойные поставки электроэнергии в область, своевременно провести расчеты с субъектами оптового энергорынка, выполнить свои обязательства по налоговым платежам.

В сложившейся ситуации энергокомпания вынуждена брать банковские кредиты, проценты по которым, по предварительным данным к концу

2006 года, превысят 28 млн рублей. В то же время есть потребители-должники, которые сами в состоянии взять кредит и рассчитаться за электроэнергию.

Пока данная мера будет применяться только к юридическим лицам, которые регулярно не соблюдают договорные условия, но в перспективе энергокомпания не исключает возможности взыскания процентов и с должников. бюджетных организаций, физических лиц. При этом гарантируется индивидуальный подход, будет учитываться реальная платежеспособность потребителя, исчерпанность всех прочих мер воздействия на неплательщика.

«По сути, речь идет о неоплаченном товарном кредите, ни в одном магазине ни одному покупателю на таких условиях не отпустят товар. А наш товар. энергия.. комментирует решение генеральный директор ОАО. Вологодская сбытовая компания. Сергей Кочуров.. Мы действуем в рамках закона и считаем, что взыскание процентов должно стимулировать потребителя к соблюдению договорной дисциплины, в данном случае. это главная цель».

ИА «Новости Вологодской обл.

В БИЙСКЕ ПРОВОДЯТ ПЕРВЫЕ ЭКСПЕРИМЕНТЫ ПО ИСПОЛЬЗОВАНИЮ АНАМЕГАТОРОВ

Революционное изобретение бийских ученых, возможно, в скором будущем позволит снизить тарифы на тепловую энергию. В его основу легло новейшее вещество – анамегатор, разработанное с применением нанотехнологий.

В Бийске на предприятии «Тепло» уже проводят первые эксперименты по использованию анамегаторов. По словам технического директора ООО «Тепло» Геннадия Дворецкого, это органическое вещество имеет сложную химическую формулу.

Многочисленные опыты на одной из малых котельных города показали, что достаточно добавить всего 1 литр анамегатора в 20 тонн мазута – и расход топлива уменьшается на 25%. Такой эффект достигается за счет резкого повышения температуры горения. К тому же топливо, смешанное с органикой, обладает уникальным свойством. Во время горения оно очищает стенки котла, тем самым повышается его коэффициент полезного действия.

Авторы изобретения – группа бийских ученых – получили патент на свое детище. А специалисты предприятия «Тепло» в следующем отопительном сезоне планируют использовать новые технологии на практике.

www.amic.ru

В РОССИИ ПОЯВИТСЯ ПОЖАРНЫЙ АУДИТ

Новый Закон «О пожарной безопасности» будет принят в России. Об этом на пресс-конференции сообщил начальник Управления государственного пожарного надзора МЧС России, генерал-майор Юрий Ненашев. По словам Юрия Ненашева, новый закон будет регламентировать все требования пожарной безопасности.

«В настоящее время нормы противопожарной безопасности разбросаны по множеству различных документов, число которых достигает полутора тысяч», – сообщил Ненашев. В новом законе нормы будут собраны вместе, и станет проще в них ориентироваться, добавил он.

Кроме того, в Правительство РФ внесен проект Технического регламента «Об общих требованиях пожарной безопасности», который после рассмотрения также будет направлен в Госдуму РФ для принятия в качестве Федерального закона, сообщил Ненашев.

В случае принятия закона российские предприятия смогут либо непосредственно выполнять тре-

бования регламента, либо с помощью пожарного аудитора составить декларацию собственной пожарной безопасности. По словам Ненашева, в последнем случае ответственность перед Госпожнадзором будет нести уже не предприятие, а аудитор, подтвердивший его безопасность.

«Если вы предприниматель и у вас склад с автоматической системой складирования, где нет людей, то вы можете рискнуть своим имуществом и не устанавливать у себя автоматическую систему пожаротушения», – пояснил Ненашев. Однако если к такому складу примыкает другое здание, то собственник должен будет построить противопожарную стену, отделяющую склад, подчеркнул он. «Рисковать чужим имуществом вы не имеете права», – добавил Ненашев.

Задача аудитора – рассчитывать индивидуальную пожарную безопасность для зданий. «Если раньше между зданиями зазор должен был составлять строго десять метров, то теперь ответственное лицо может посчитать риск пожара и теплового потока индивидуально, и тогда этот зазор может составлять, например, девять метров», – сообщил глава Госпожнадзора.

После того, как будет принят закон, МЧС России составит списки предприятий повышенной опасности, где аудит проводится не будет, добавил он. В числе таких предприятий будут объекты массового скопления людей и высотные жилые здания.

ИА REGNUM

ВСТУПИЛИ В СИЛУ ПРАВИЛА ОПЕРАТИВНО-ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ РОССИИ

С 15 мая вступили в силу правила оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике России.

Соответствующее постановление подписал премьер-министр РФ Михаил Фрадков (Постановление от 6 мая 2006г. N 273 «О внесении изменений в постановление Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2004г. №854»). Документ определяет перечень организаций, осуществляющих оперативно-диспетчерское управление, в том числе в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах, а также структуру и зоны диспетчерской ответственности.

В частности, в соответствии с постановлением, территории в пределах Единой энергетической системы России, в которых на дату вступления в силу утвержденных правил оперативно-диспетчерское управление осуществлялось акционерными обществами (АО) энергетики и электрификации (их дочерними или зависимыми обществами), в уставном капитале которых доля ПАО «ЕЭС России» на указанную дату составляла менее 25%, являются зонами диспетчерской ответственности соответствующих АО. При этом данное положение действует до приобретения Российской Федерацией доли участия в уставном капитале системного оператора в размере не менее 52%.

В соответствии с правилами, субъект оперативно-диспетчерского управления осуществляет управление электроэнергетическим режимом энергосистемы в зоне своей диспетчерской ответственности через один или несколько диспетчерских центров, за каждым из которых закрепляет соответствующую операционную зону.

Системный оператор (в технологически изолированной территориальной электроэнергетической системе – соответствующий субъект оперативно-диспетчерского управления) определяет в зоне своей диспетчерской ответственности структуру диспетчерских центров, включая их уровни и соподчиненность.

В соответствии с утвержденным перечнем технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем и соответствующих субъектов оперативно-диспетчерского управления, Камчатская область является зоной диспетчерской ответственности ОАО «Камчатскэнерго», Магаданская область – ОАО «Магаданэнерго», запад и центральная часть Республики Саха – ОАО «Якутскэнерго», Сахалинская область – ОАО «Сахалинэнерго», Чукотский автономный округ – ОАО «Чукотэнерго», Таймырский (Долгано-Ненецкий) автономный округ – ОАО «Таймырэнерго».

ИА REGNUM

ЭНЕРГЕТИКИ ВОССТАНОВЯТ НОРМАЛЬНОЕ ЭНЕРГООБЕСПЕЧЕНИЕ СОРСКОГО ГОКА

Специалисты филиала «Южные электрические сети» ОАО «Хакасэнерго» выявили негабарит линии электропередач С 81—82, питающей ГОК. Один из пролетов ЛЭП представлял непосредственную угрозу здоровью людей: нижние провода находились меньше, чем в 1 метре 80 см от земли – с точки зрения безопасности такое расстояние недопустимо. Энергетики провели переустройство линии, исключив опасность поражения людей и животных электрическим током. По словам директора Южных электросетей Виктора Сицукова, комбинат продолжает работать в прежнем режиме, но надежность его энергоснабжения сейчас несколько ослаблена, поскольку электричество подается на ГОК по одной цепи вместо двух, положенных по нормативам предприятию как потребителю второй категории. Чтобы возобновить нормальное энергообеспечение, руководство ЮЭС совместно с ГОК решило установить 25-метровую опору на ЛЭП.

ИИА Хакасия

ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ В ПРОМЫШЛЕННОСТИ ЧУВАШИИ ПОЗВОЛИЛО СЭКОНОМИТЬ 193 МЛН РУБЛЕЙ

В рамках республиканской программы энергосбережения в Чувашии, реализация которой завершилась в 2005 году, на ряде промышленных предприятий республики были проведены обследования (энергоаудит) энергохозяйств. По их результатам выданы рекомендации и технические решения по снижению энергетических затрат. Среди предприятий, активно проводивших энергосберегающие мероприятия, – «Химпром», «Промтрактор», «Чебоксарский агрегатный завод», «Чебоксарский электроаппаратный завод», «Корпорация «Чебоксарский хлопчатобумажный комбинат», «Элара». Всего по промышленным предприятиям получена экономия в размере 193 млн рублей, в Минпромэнерго. Предприятиями реализованы организационно-технические мероприятия, направленные на снижение издержек в энергетическом хозяйстве, переориентацию производства на выпуск менее энергоемкой продукции, консервацию неэффективных мощностей, создание схем ступенчатого регулирования энергетических мощностей, внедрение энергосберегающих технологий, использование вторичных энергетических ресурсов, внедрены автоматизированные системы контроля и учета электроэнергии.

ИА «ВолгаИнформ»

МИНПРОМЭНЕРГО: ОБ ОСОБЕННОСТЯХ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ЭНЕРГОКОМПЛЕКСОВ

Минпромэнерго России разработало и представило в Правительство РФ проект постановления об особенностях функционирования энергоемких промышленных предприятий, эксплу-

атирующих собственное электрооборудование, на которые не распространяются требования по разделению энергетических активов.

Это возможно в тех случаях, когда принадлежащие предприятию электростанции и сети непосредственно связаны между собой и с энергопринимающими устройствами и используются для собственных производственных нужд. «Такая схема, – отмечает директор Департамента структурной и тарифной политики Минпромэнерго Вячеслав Кравченко, – носит название «промышленный энергокомплекс» – в нем жизненно важно сохранение единых энергетических активов, что в рамках реформы электроэнергетики обеспечивает промышленную безопасность крупнейших предприятий металлургии, нефтяной, газовой и других отраслей. На это, по сути, и направлено подготовленное Минпромэнерго постановление. Вместе с принятым недавно федеральным законом оно создает необходимую нормативно-правовую базу, позволяющую ряду предприятий, эксплуатирующих собственные электростанции и сети, не соблюдать требование об обязательном с 1 апреля 2006 года разделении видов деятельности в электроэнергетике».

К особенностям функционирования промэнергокомплексов отнесены, в частности, вопросы, касающиеся:

- суммарного ежемесячного потребления промэнергокомплексом электроэнергии (оно должно быть не меньше 75 процентов суммарного ежемесячного объема производимого на его электростанциях электричества);

- объема электроэнергии, ежемесячно передаваемого по сетям промэнергокомплекса в электросети сетевой организации, имеющие технологическое присоединение к его объектам, и объема электричества, ежемесячно принимаемого потребителями (в совокупности эти объемы не должны превышать объемов пот-

ребления энергокомплекса для собственных нужд);

- объектов единой национальной энергосистемы (если таковые входят в промэнергокомплекс, то хозяйствующему субъекту следует заключить соглашение с ОАО «ФСК ЕЭС» в целях обеспечения единой политики использования данных объектов и развития магистральных сетей).

Справочно

Доля выработки электроэнергетики электростанциями, входящими в состав промышленных энергокомплексов, составляет около 8 процентов общего объема производства в целом по России, их общая установленная мощность – 7,8 тыс. МВт.

Минпромэнерго РФ

ЕВРОПЕЙСКИЕ ПРОИЗВОДИТЕЛИ КОНТРОЛИРУЮТ 50% РОССИЙСКОГО РЫНКА ИЗОЛЯЦИИ

Российский рынок волокнистых теплоизоляционных материалов считается самым динамичным в Европе. По данным одного из лидеров российского рынка волокнистой теплоизоляции, – компании Rockwool – его емкость в 2004 г. составила 12 млн куб. м (оценка приведена в марте 2005 г.). В ноябре 2005 г. компания оценивала объем рынка в 11,5 млн куб. м. В 2002 году объем рынка равнялся около 8,8 млн куб. м, в 2003–9,8 млн куб. м.

С учетом темпа роста рынка, который, по нашей оценке, составляет в настоящее время порядка 13–15% в год, емкость российского рынка в 2005 г. равнялась примерно 13,6–13,8 млн куб. м. По оценке компании «Ситистрой», объем рынка достиг 13,8 млн куб. м уже в 2004 году или 69 млн долларов в стоимостном выражении. По мнению DISCOVERY Research Group, оценка емкости рынка «Ситистрой» в 2004 г. в натуральном выражении является завышенной,

а в стоимостном выражении – заниженной.

По расчетам DISCOVERY, объем рынка волокнистой теплоизоляции в стоимостном выражении в 2003 г. составил от 247 до 273 млн евро, в 2004 – от 270 до 310 млн евро, а в 2005 г. – от 308 до 353 млн евро. Расчеты по второму методу показывают, что объем рынка в 2004 составил 322 млн евро, а в 2005 г. – порядка 367 млн евро. По расчетам, в ценах торговых компаний объем российского рынка в стоимостном выражении в 2004 г. составил порядка 429 млн евро (или 353 млн долларов), в 2005 г. – 482 млн евро (или 396 млн долларов).

В течение следующих нескольких лет темпы роста рынка будут на уровне 10–15%, при этом доля изделий из каменной ваты ежегодно будет увеличиваться на 3–5% за счет сокращения доли материалов из стекловолокна и пенопласта. Наиболее быстро развивающимся считается сегмент эструдированного пенополистерола, увеличивающийся на 25–30%. Сегменты стекловаты и каменной ваты развиваются в несколько более медленном темпе, по 10% каждый.

Потребность в утеплителях резко возросла после введения новых нормативов, указывающих предельные показатели теплопотерь ограждающих конструкций зданий. Общая потребность в утеплителях для всех отраслей российской экономики, по оценкам экспертов, составит к 2010 г. от 50 до 55 млн куб. м, в том числе для жилищного строительства – 18–20 млн куб. м.

В настоящий момент в России сложилась примерно такая же структура потребления утеплителей, как и в экономически развитых странах «золотого миллиарда», где волокнистые утеплители также занимают 60–80% от общего объема выпуска теплоизоляционных материалов.

Распределение объемов выпуска утеплителей по стране характеризуется значительной неравномерностью. Относительно благополучными являются Северо-Западный регион, а наибольшие проблемы с утеплителями собственного производства сложились в Поволжском, Северо-Кавказском и Западно-Сибирском экономических районах.

По мнению специалистов DISCOVERY Research Group, низкое качество и ограниченная номенклатура утеплителей, выпускаемых многими отечественными производителями, позволяет ряду зарубежных компаний успешно внедряться на российский рынок.

Повышенный спрос на современные виды теплоизоляции позволяет ведущим зарубежным фирмам успешно продавать свою продукцию на рынках России. По разным оценкам, европейские производители контролируют 50% российского рынка изоляции. Самые крупные игроки – URSA, Saint-Gobain и Rockwool. По оценкам Saint-Gobain, эта компания контролирует 15% российского рынка теплоизоляционных материалов, URSA – 23,9%. Компании Rockwool принадлежит 7,6%, остальную часть рынка поделили отечественные производители (около 60 компаний).

research.rbc.ru

СПЕЦИАЛИСТЫ ОАО «ТУЛЭНЕРГО» ИСПОЛЬЗУЕТ НОВЕЙШЕЕ ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ДИАГНОСТИКИ

С недавнего времени специалисты центральной службы диагностики и измерений (ЦСДИ) ОАО «Тулэнерго» используют для обследования заземляющих устройств (контуров заземлений) новый прибор КДЗ – 1 производства НПФ «ЭЛНАП» (г. Москва).

Как сообщили корреспонденту REGIONS.RU в пресс-службе энергокомпании, прибор действует по принципу кабелеискателя и позволяет

определить конфигурацию контура и место, где контур заземления поврежден. Это значительно сокращает время и стоимость ремонта. В этом году с помощью КДЗ 1 будет произведено комплексное обследование заземляющих устройств 6 подстанций 110 кВ. Своевременная диагностика оборудования с использованием новейших приборов позволяет тульским энергетикам значительно сократить аварийность на объектах электросетевого комплекса.

Вообще же в «Тулэнерго» около 12 лет практикуется применение тепловизионного метода контроля сетевого электрооборудования, позволяющего выявлять дефекты на ранней стадии развития. С начала 2006 года специалисты центральной службы диагностики и измерений (ЦСДИ) ОАО «Тулэнерго» уже обследовали при помощи японского тепловизора TN9100WL оборудование 42 подстанций 35110 кВ в четырех сетевых филиалах компании. Тепловизором выявляются аномальные зоны нагрева электрооборудования, свидетельствующие о наличии дефектов, производится съемка термограммы объекта.

Такие обследования осуществляются на расстоянии от 2 до 30 м, под рабочим напряжением, без вывода оборудования из работы – они экономят время и стоимость ремонтов. До конца года тепловизионную проверку пройдет оборудование 72 подстанций 35110 кВ и 68 км ВЛ 110 кВ «Тулэнерго».

Regions.ru

СОСТОЯЛАСЬ ОЧЕРЕДНАЯ ВСТРЕЧА ТУЛЬСКИХ ЭНЕРГЕТИКОВ С ПРЕДСТАВИТЕЛЯМИ ФИРМЫ ООО «ЭССИЭЙ ХАЙДЖИН ПРОДАКТС РАША»

Как сообщили корреспонденту REGIONS.RU в пресс-службе энергокомпании, руководство ОАО «ТГК-4» и представители фирмы SCA на пере-

говорах 11 мая 2006 года продолжили конструктивный диалог по продвижению проекта строительства завода SCA в городе Советске Тульской области.

На встрече обсуждался вопрос о сроках выдачи Технических условий на подключение завода к существующим инженерным сетям, системам и сооружениям Щекинской ГРЭС.

Согласно графику SCA, начало подготовительных строительных работ предусмотрено в августе – начале сентября текущего года.

В переговорах приняли участие: генеральный директор ОАО «ТГК-4» Г. Кочетков, генеральный директор ООО «ЭсСиЭй Хайджин Продактс Раша» Т. Соколенко, директор Щекинской ГРЭС С. Финкельштейн.

ОАО «Территориальная генерирующая компания N4» зарегистрировано 20 апреля 2005г. В конфигурацию ОАО «ТГК – 4» входят региональные генерирующие компании (РГК) Тульской, Воронежской, Тамбовской, Брянской, Смоленской, Липецкой, Курской, Рязанской, Орловской, Калужской, Белгородской областей.

В декабре 2005 года в доверительное управление ТГК-4 переданы акции региональных сбытовых компаний Тульской, Воронежской, Брянской, Смоленской, Липецкой, Курской, Рязанской, Орловской, Белгородской областей.

Regions.ru

В НОВОСИБИРСКЕ РАЗРАБОТАЛИ ТЕХНОЛОГИЮ БЕЗМАЗУТНОЙ РАСТОПКИ КОТЛОВ ТЕПЛОВЫХ СТАНЦИЙ

В Новосибирском институте теплофизики создана технология, впервые позволяющая производить растопку котлов тепловых станций без применения мазута или природного газа.

В ходе этой работы ученые получили 10 патентов на изобретения. Первые опыты внедрения новинки

на Гусиноозерской ГРЭС в Бурятии показали, что разработка новосибирских физиков не только полностью избавляет работу котельной от необходимости использовать дорогостоящие нефтепродукты, но и дает серьезный экологический эффект: достигается более полное сгорание угля, а также сильно снижаются выбросы оксидов азота.

Как считает автор разработки, старший научный сотрудник Новосибирского института теплофизики Валентин Перегудов, актуальность замещения мазута углем на тепловых станциях будет повышаться по мере роста мировых цен на нефть. По этой причине уже сейчас созданной в Новосибирске технологией безмазутной растопки заинтересовались в Китае, где также начинается ее промышленное освоение.

www.regnum.ru

ПСКОВСКИЙ «ГОРВОДОКАНАЛ» ЗАПУСТИЛ АВТОМАТИЧЕСКУЮ СИСТЕМУ УПРАВЛЕНИЯ КНС

Муниципальное предприятие г. Пскова «Горводоканал» запустил в эксплуатацию принципиально новую систему диспетчерского управления канализационно-насосными станциями (КНС).

Как сообщил главный энергетик предприятия Андрей Сусленников, оптимизированная система управления позволяет в автоматическом режиме отслеживать уровень стоков в любое время суток, контролировать состояние работы двигателей, обеспечивать круглосуточную охрану объектов, а также вести журнал событий.

На сегодняшний день система введена на 13 из 18 станций. Радиосигналы с КНС передаются по радиоканалу в диспетчерскую, созданную на базе 8-го цеха пред-

приятия (район Завеличье), где проводится их анализ и обработка. «Это увеличивает надежность работы системы приема и передачи стоков, высвобождает персонал», считает А. Сусленников. Он также отметил, что подобной технологической разработки нет ни на одном предприятии Пскова.

Псковский Горводоканал инвестировал в реализацию этого проекта порядка 2,5 млн рублей. Разработкой проекта занималась компания «Радуга-Энерго» (Московская область), технической реализацией – фирма «Энергострой» (Санкт-Петербург).

В настоящее время «Горводоканал» обеспечивает услуги холодного водоснабжения и водоотведения около 200 тыс. жителей Пскова. Среднесуточная подача в водопровод питьевой холодной воды в городе составляет около 105 тыс. м³. Напор воды обеспечивают 35 повысительных насосных станций. В Пскове ежедневно очищается около 110 тыс. м³ сточных вод. Протяженность водопроводных и канализационных сетей в городе превышает 600 км.

www.regions.ru

«ОРЕНБУРГЭНЕРГО- НЕФТЬ» – НОВЫЙ УРОВЕНЬ ПРЕДОСТАВЛЕНИЯ УСЛУГ

ООО «Оренбургэнергонефть», осуществляющее энергообеспечение объектов нефтедобычи компании ТНК-ВР в Оренбургской области, намерено выйти на качественно новый уровень предоставления услуг. Как сообщил управляющий директор предприятия Герман Елисеев, приоритетным направлением деятельности «Оренбургэнергонефти» является надежная эксплуатация энергетических объектов компании. По его словам, в текущем году на предприятии решено внедрять проект управления качеством на основе опыта мировых лидеров в этом направлении – компаний TOYOTA, MITSUBISHI

и других. Новые методики называются «Бережливое производство», «Чистота рабочего места» и целый ряд других. Внедрение инноваций позволит вывести предприятие на качественно новый уровень предоставления услуг. Помимо этого, в ООО «Оренбургэнергонефть» развивается направление диагностики как своего, так и стороннего оборудования. В этом году предприятие стало заниматься и ремонтом энергетического оборудования по перемотке двигателей, сообщил Г. Елисеев.

Новости Оренбурга

НА ЮУЖД ВЫРАБАТЫВАЕТСЯ НОВАЯ ПОЛИТИКА ПО СБЕРЕЖЕНИЮ ТОПЛИВНО- ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ

Как сообщили агентству в службе по связям с общественностью ЮУЖД, в ближайшее время на дороге планируется создать специальный топливно-энергетический центр. Его главной задачей станет оптимизация управления энергоресурсами дороги в целом. Центр будет искать пути экономии расходов ЮУЖД на электричество и горюче-смазочные материалы, выстраивать систему нормирования и контроля стационарной энергетики (освещение, производственные нужды) и теплоэнергетики (котельные). За первый квартал 2006 года на оплату потребленного дизельного топлива ЮУЖД истратила более 400 миллионов рублей, на электроэнергию более 700 миллионов рублей. Это составляет 13,7 процента от всех эксплуатационных расходов дороги. Снижение этих трат хотя бы на один процент приведет к экономии более 11 миллионов рублей за квартал. Учитывая важность и актуальность задачи сокращения эксплуатационных издержек, на дороге и создается координационный топливно-энергетичес-

кий центр. Это работа на магистрали ведется в рамках проводимой компанией ОАО «РЖД» политики, а также в соответствии с поручением вице-президента Гапановича о создании единой системы учета топливно-энергетических ресурсов ОАО «РЖД». Сети «Российских железных дорог» сегодня действует только один такой центр. В ноябре прошлого года он был создан на Западно-Сибирской железной дороге в виде «пилотного» проекта, сегодня дорабатывается концепция такого же на Южно-Уральской магистрали.

Урал-пресс

ОТХОДЫ В ВЕЛИКОМ УСТЮГЕ ПЕРЕРАБАТЫВАЮТ В ДЕНЬГИ

За два месяца работы Великоустюгский завод по производству биотоплива вышел на 50 процентов своей производительности, которая равняется 50 тысяч тонн в год. Это самый высокий показатель в России на аналогичных производствах.

Основная продукция завода – топливные древесные гранулы – пеллеты. По словам заместителя главы района Николая Илюшина, предприятие является не только источником доходов, но и своеобразным экологическим санитаром. Ведь основным сырьем для производства пеллет служат отходы лесопиления и деревообработки: «Завод работает на отходах перерабатывающих производств. Это древесная стружка, горбыль, опилки и низкосортная древесина. Это все освоено на предприятии. Наша первая задача – очистить все наши так называемые свалки от тех отходов, которые есть. Ведь мы в районе в год пилим около 170 тысяч кубов древесины, а опилки – это 10 процентов!»

На сегодняшний день вся продукция завода экспортируется в Италию, Данию и Скандинавские страны. На Вологодчине биотопли-

во пока не нашло себе применения. Наши котельные не предназначены для работы на древесных гранулах. Но, как сообщил нам Николай Илюшин, в будущем такой возможности власти не исключают. В Великоустюгском районе уже рассматривают проекты по переоборудованию отдельных котельных.

www.transmit.ru

В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ ТНК-ВР ВНЕДРЯЕТСЯ СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ ТОИР

В компании «Нижневартовскэнерго», входящей в состав ТНК-ВР, начинается внедрение информационной системы управления техническим обслуживанием и ремонтом (ИСУ ТОиР). Соответствующий договор на выполнение работ заключили НПП СпецТек и компания «Микротест». Система будет создана на основе готовой отраслевой функциональности программного комплекса TRIM.

Предприятие «Нижневарто-вскэнерго» обеспечивает передачу электроэнергии от ОАО «Тюменьэнерго» до объектов нефтедобычи ОАО «Самотлорнефтегаз» и ОАО «Нижневартовское нефтегазодобывающее предприятие» корпорации ТНК-ВР. Помимо сбыта электроэнергии его деятельность включает эксплуатацию и обслуживание энергетического оборудования, в частности, выполнение планово-предупредительных, аварийно-восстановительных и капитальных ремонтов, проведение диагностик и измерений. В область ответственности компании входит бесперебойное энергоснабжение, сокращение потерь нефти из-за перебоев в энергоснабжении, оптимизация затрат на ТОиР. Для решения этих задач при территориальной распределенности и большом количестве оборудования и подразделений (21 сетевой район) потребовалось адекватное информационное обеспечение процесса эксплуатации.

В этой связи в ООО «Нижневартовскэнерго-нефть» началось внедрение информационной системы управления надежностью энергооборудования (ИСУ НЭ). Генеральным исполнителем данного проекта выступает компания «Микротест». В рамках ИСУ НЭ предусмотрено создание подсистемы ИСУ ТОиР, а также подсистем «Стратегия ремонтов» и «Анализ эксплуатации и ремонтов». В ходе анализа возможных решений, а также выбора программного продукта и исполнителя для ИСУ ТОиР предпочтение было отдано НПП СпецТек и ЕАМ-системе TRIM (<http://www.trim.ru>). Решающим фактором выбора стал опыт успешного внедрения TRIM на аналогичных предприятиях – «ЮНГ-Энергонефть» (НК Роснефть) и «Энергонефть-Самара» (НК ЮКОС), а значит возможность тиражирования отработанных там функций, минимизации удельных затрат и сокращения сроков реализации проекта.

Создание ИСУ ТОиР предусматривает реализацию таких функций, как централизованное ведение нормативно-справочной информации по ТОиР, формирование и сопровождение базы данных объектов технической эксплуатации, планирование ТОиР по данным из подсистемы «Стратегия ремонтов» с учетом важности, надежности и технического состояния оборудования, планирование ТОиР по регламенту (календарное, по наработке), согласование плана ТОиР между подразделениями, регистрация внеплановых и аварийных работ, определение и обеспечение потребности в ресурсах, распределение работ на день, формирование заданий на работы, организация, учет и анализ выполнения работ и их результатов, в том числе анализ трудозатрат и расхода ТМЦ.

Договором НПП СпецТек с генеральным заказчиком ООО «Нижневартовскэнерго-нефть» предусмотрена поставка лицензий TRIM для всех 73

пользователей ИСУ НЭ, часть которых будет также работать в подсистемах «Стратегия ремонтов» и «Анализ эксплуатации и ремонтов». Данные ИСУ ТОиР будут обеспечивать функционирование этих подсистем и решение таких задач, как анализ надежности оборудования и соотношения потерь нефти и затрат на ТОиР, расчет важности оборудования и разработка обоснованной стратегии ремонтов, формирование объективного бюджета ТОиР, планов модернизации оборудования с учетом оптимизации работы энергосети. Внедрение ИСУ ТОиР планируется завершить к ноябрю 2006 г.

НПП СпецТек

НТМК НАГРАДИЛИ ДИПЛОМОМ ЗА СБЕРЕЖЕНИЕ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ

Нижнетагильский металлургический комбинат награжден дипломом администрации Нижнего Тагила за достижение эффективных результатов в области сбережения энергоресурсов. Как сообщили Накануне.RU в пресс-службе НТМК, работники комбината уже несколько лет подряд занимают призовые места в конкурсе среди промышленных предприятий города на лучшие технические разработки и изобретения, позволяющие экономить ресурсы.

Начиная с 2001 года проводится программа по полному оснащению предприятия приборами энергоучета. В первую очередь их установили на теплофикационных узлах, через которые производятся поставки теплоносителя в город, мониторинг ведется в режиме реального времени. В настоящее время автоматизированным учетом обеспечено 97% всего потребления собственной электроэнергии на НТМК. Энергосчетчики также стоят на большинстве газопроводов и водопроводов предприятия.

Экономия энергоресурсов заложена в каждый проект, реализуемый

в рамках программы реконструкции НТМК. В частности, модернизация доменной печи ~6 и коксовой батареи ~6 сохраняет комбинату до 125 тыс. т условного топлива в год, а благодаря пуску новой нагревательной печи в колесопрокатном цехе в 2007 году, плановая экономия газа (коксо-доменная смесь) составит почти 30 тысяч ккал/час.

Программой энергосбережения НТМК предусмотрено снижение потребления электроэнергии от внешних источников. Работы по замене уставших турбогенераторов и турбокомпрессоров на теплоэлектроцентрали позволили увеличить мощность ТЭЦ и повысить устойчивость ее работы.

Накануне.ru

НОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ОБЛАСТНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

На предприятии «Кировские городские электрические сети» состоялась демонстрация новейшего оборудования – комплекта «Спрут», предназначенного для обеспечения безопасности при работах с подъемом персонала на опоры воздушных линий. ОАО «Ленинградская областная управляющая электросетевая компания» закупила комплекты «Спрут», изготовленные в городе Кировске, для всех своих 15 филиалов в городах Ленинградской области.

В ОАО «ЛОЭСК» с момента создания много внимания уделяется технике безопасности и охране труда. Закупаются удобная спецодежда и новейшее оборудование, проводятся многочисленные мастер-классы. В Кировске прошла не только демонстрация нового оборудования, когда специалисты ООО «Электробезопасность – Вятка» наглядно показали, как пользоваться своим изделием, но и теоретическая часть – обучающий семинар для специалистов филиалов ЛОЭСК. На Кировских городских электрических

ких сетях оборудован новый кабинет по охране труда, который можно назвать образцовым.

У энергетиков области были вопросы по работе комплекта «Спрут» применительно к местным условиям, ведь в каждом филиале своя специфика работы: разные грунты, разные типы опор. Разработчики пообещали учесть все пожелания и замечания в последующих модификациях прибора.

Как отметил начальник отдела организации эксплуатации и промышленной безопасности ОАО «ЛОЭСК» Борис Анахин, освоение новых технологий – прямой путь к безопасности труда, необходимость этого подтверждает сама жизнь. Сейчас еще только начало лета, но энергетики уже готовятся к зиме, проводят ремонты. Прошедший мастер-класс можно рассматривать как один из этапов подготовки к ремонтной компании 2006 года, гарантирующей жителям Ленинградской области надежное и бесперебойное энергоснабжение в зимние холода.

Общая газета

М. ФРАДКОВ: РАЗРЫВ МЕЖДУ УРОВНЕМ ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЯ И МОЩНОСТЯМИ НЕ СОКРАЩАЕТСЯ, А УВЕЛИЧИВАЕТСЯ

Появляются некие опасения, что разрыв между уровнем энергопотребления и мощностями не сокращается, а увеличивается. Об этом сообщил премьер-министр РФ Михаил Фрадков, открывая заседание правительства, на котором рассматривается вопрос о перспективах развития электроэнергетики в РФ. По его словам, на данную проблему, в частности, необходимо обратить внимание сегодня на заседании кабинета министров.

Премьер-министр РФ отметил, что электроэнергетика является «ключевым резервом развития эконо-

мики». При этом он подчеркнул, что, с одной стороны, нынешнее состояние в этой сфере «сдерживает развитие экономики, а с другой стороны, располагает необходимыми ресурсами, чтобы развивать экономику России».

М. Фрадков напомнил, что реформа электроэнергетики предполагает, что эта отрасль «может и должна стать привлекательной для инвесторов и бюджета». Он отметил, что реформу необходимо проводить так, чтобы рассчитывать на реальные результаты, запланированные еще на первоначальном этапе реформирования.

РБК

ВОЛОГОДСКИЙ ВУЗ ОДНИМ ИЗ ПЕРВЫХ В РОССИИ НАЧНЕТ ГОТОВИТЬ КАДРЫ ДЛЯ ЭНЕРГОРЫНКА

В настоящее время осуществляется реформирование энергетической отрасли страны: создан оптовый рынок электроэнергии, развиваются конкурентные виды бизнеса – генерация и энергосбыт, меняются взаимоотношения между энергоснабжающими организациями и потребителями, методики расчета тарифов.

Новые условия хозяйствования требуют наличия специалистов, имеющих наряду с технической подготовкой, углубленные знания в области рыночной экономики, юриспруденции, энергосбытовой деятельности. Однако высшие учебные заведения страны не готовят специалистов данного направления.

Вологодский государственный технический университет и Вологодская энергосбытовая компания рассматривают возможность организации подготовки на базе кафедры электроснабжения ВГТУ инженеров-электриков со специализацией по организации функционирования рынков электроэнергии и энергосбытовой деятельности.

Войти в некоммерческое партнерство могут крупнейшие предприятия области, заинтересованность которых в квалифицированных кадрах очевидна – основные потребители и поставщики электрической энергии, монтажные организации, поставщики оборудования для учета электроэнергии и др. На данный момент в составе НП – Вологодская сбытовая компания, Вологдаэнерго, Энергобаланс – Вологда, Вологодское РДУ, Вологдаоблкоммунэнерго.

Задача некоммерческого партнерства – прогнозировать необходимое количество специалистов, оказывать практическую помощь вузу в разработке учебной программы, формировании учебно-методической базы, совершенствовании технических средств обучения.

Предполагается, что на младших курсах студенты будут изучать общую теорию, а специализированные знания получают на 4–5 курсах, обучение будет целевым, обеспеченным рабочими местами. Особенно грамотные кадры нужны в районах области.

ИА «СеверИнформ»

ПРАВИТЕЛЬСТВО РФ ПРИНЯЛО РЕШЕНИЕ О ЛИБЕРАЛИЗАЦИИ РЫНКА ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

Правительство РФ приняло решение о либерализации рынка электроэнергетики. Об этом, как передает корреспондент ИА REGNUM, заявил по окончании заседания кабинета министров глава Министерства промышленности и энергетики РФ Виктор Христенко.

По его словам, к 1 августа 2006 года будут готовы ключевые документы регулирующие этот процесс, а с 1 января 2007 года начнется постепенная, по 5–15% либерализация сектора торговли электроэнергией. Христенко также сообщил, что параллельно с этим процессом начнется вхождение частных инвес-

торов в сектор тепловой генерации. Уже в 2007 году, по словам министра, за счет частных инвестиций в этот сектор планируется привлечь 70 млрд рублей. При этом РАО «ЕЭС России» останется активным владельцем компаний, производящих теплоэнергию. Говоря о среднесрочной программе развития электроэнергетики, Христенко отметил, что она, в первую очередь, направлена на снятие ограничений на подключение новых потребителей и недопущение возникновения дефицита генерирующих мощностей в условиях растущего энергопотребления.

«Мы рассчитываем почти в 3 раза увеличить ввод новых генераций, – сообщил министр, – таким образом, к концу 2010 года угроза отключений электроэнергии будет снята».

ИА REGNUM

СКОРРЕКТИРОВАНА ПРАВИТЕЛЬСТВЕННАЯ ПРОГРАММА РАЗРАБОТКИ ТЕХРЕГЛАМЕНТОВ НА 2006—2008 ГОДЫ

Нынешние изменения Программы, которые должны вноситься ежегодно, отличаются радикальностью. «Срок разработки технических регламентов, – отмечает заместитель директора Департамента технического регулирования и метрологии Минпромэнерго Вадим Грот, – с учетом особой сложности их написания, необходимостью анализа многочисленных нормативно-технических документов, непростым характером прохождения всех процедур, решено установить не менее 1,5 лет». Кроме того, в Программе повышена ответственность министерств и ведомств за подготовку техрегламентов для соответствующих отраслей и сфер деятельности. До 181 вырос список технических регламентов, изменились названия ряда таких документов.

С практикой работы над регламентами в течение 2005—2006 годов при-

шло понимание того, что эту деятельность следует систематизировать по отраслям и сферам деятельности, и нынешняя редакция Программы построена с учетом именно отраслевых особенностей.

«Сейчас в разработке находятся 18 отраслевых систем технического регулирования, – говорит Грот, – основанных на наиболее эффективном обеспечении безопасности продукции и соответствующих процессов. Системная работа позволяет полнее учесть и переработать с учетом современных требований все существующие правовые и технические нормы в той или иной области, гармонизировать российские требования с международными нормами и правилами».

Минпромэнерго РФ

НЕОБХОДИМО НА ГОСУДАРСТВЕННОМ УРОВНЕ РАЗРАБОТАТЬ ПРОГРАММУ РАЗВИТИЯ МОЩНОСТЕЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ОБЪЕКТОВ НА 10—15 ЛЕТ

Прикамские машиностроители считают необходимым долгосрочное планирование производства и развития энергетической и машиностроительной отраслей. Как заявил по итогам конференции «Россия – энергетическая сверхдержава, исполнительный директор ХК ОАО «Привод» (г. Лысьва, Пермский край) Юрий Мыльников, «Для преодоления существующих в отрасли ограничений, предприятия-производители энергооборудования сегодня должны формировать планы перспективного развития производства на период до 10-ти лет, ведь только на подготовку кадров и развертывание новых мощностей требуется 2—3 года».

Напомним, конференция «Россия – энергетическая сверхдержава» прошла в Российской Академии Наук в конце мая.

Российскую промышленность на конференции представляли исполнительный директор ХК ОАО «Привод» Юрий Мыльников и вице-президент ОАО «РАО «Норильский никель» Владимир Пивнюк.

Как сообщил Ю. Мыльников, «Существующие мощности ТЭЦ, ГЭС, АЭС и т.д. устаревают, модернизация осуществляется в недостаточном объеме, а запуск новых мощностей – не ведется... Всего 19% нашего оборудования поставляется в структуры РАО ЕЭС. Но мы готовы расширить поставки для энергетики России. И участвуем в программах модернизации, запуска новых мощностей объектов РАО. На данный момент осуществляем поставки генераторов на Безымянскую ТЭЦ в Самаре (12 МВт), двух генераторов по 25 МВт на Казанскую ТЭЦ, газотурбину – в г. Электросталь Московской области». Для подъема энергоотраслей, по мнению Ю. Мыльникова, «необходимо на государственном уровне разработать программу развития мощностей энергетических объектов, как федерального, так и регионального масштаба на 10—15 лет. Это нужно для того, чтобы машиностроительные предприятия могли планировать развитие собственного производства в рамках потребностей энергетических компаний. В настоящий момент можно реализовывать и краткосрочные программы для решения проблем энергообеспечения: Необходимо уделить больше внимание малым энергетическим установкам, которые могут решить проблемы энергообеспечения небольших предприятий. На создание с нуля таких ТЭЦ будет потрачено от 6 месяцев до полутора лет. Необходимо внедрять программы обследования существующего энергетического оборудования, которые позволят продлить срок эксплуатации энергетических установок», – считает Ю. Мыльников.

РИА «Новый Регион»



**Б. Максимов, В. Молодюк,
Московский энергетический
институт (Технический
университет),
электроэнергетический
институт**

ОЦЕНКА ВЫПОЛНЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СТРАТЕГИИ РОССИИ ЗА 2005 ГОД

Подведены итоги выполнения Энергетической стратегии России за 2005 год. Проанализирована эффективность работы ТЭК в 2005 году. Показатели, достигнутые отраслями ТЭК в последние годы, сопоставляются с их значениями, заложенными в Энергетической стратегии.

«Энергетическая стратегия России на период до 2020 года» (далее – Энергетическая стратегия) – программный документ, определяющий основные направления развития отраслей ТЭК 11. Энергетическая стратегия была принята распоряжением Правительства РФ от 28 августа 2003 года № 1234-р. Анализ выполнения Энергетической стратегии предусматривает непрерывное наблюдение за фактическим выполнением отраслями ТЭК основных показателей Энергетической стратегии в целях предупреждения негативных тенденций в развитии энергетики страны и принятия своевременных мер. В соответствии с указанным распоряжением Правительства РФ Минпромэнерго России представляет в Правительство РФ ежегодный доклад я22, в котором анализируются итоги выполнения Энергетической стратегии и оцениваются результаты государственной энергетической политики. Основными критериями эффективности энергетической политики являются: энергетическая и экологическая безопасность; энергетическая и бюджетная эффективность.

ИТОГИ ВЫПОЛНЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СТРАТЕГИИ РОССИИ ЗА 2005 ГОД

Топливо-энергетический комплекс России в 2005 году продолжал развиваться с опережением прогнозных оценок, заложенных в Энергетической стратегии. Темп роста ВВП страны в 2005 году по сравнению с 2004 годом составил 6,4% против 5,3% по оптимистическому варианту Энергетической стратегии. В 2005 году ТЭК полностью удовлетворил спрос на топливо-энергетические ресурсы (ТЭР) рынка страны и увеличил экспорт энергоносителей, а также обеспечил около 30% объема ВВП и 31,5% промышленного производства.

Высокие темпы экономического роста в 2005 году в значительной мере связаны с увеличением мировых цен на нефть и нефтепродукты, а также ростом экспортных цен на газ. Так, средние мировые цены на нефть в 2004 и 2005 годах составили соответственно 43,4 и 50,6 дол. США за баррель против прогнозирувавшихся Минэкономразвития России 22 и 22,3 дол. США за баррель соответственно. Повышение цен на нефть стимулировало рост ее добычи и экспорта углеводородов. По оценкам Минэкономразвития России это обеспечило около половины увеличения ВВП в 2004 году и одной трети роста ВВП в 2005 году.



Производство первичных ТЭР в 2005 году возросло на 1,8 против 2,2%, указанных в Энергетической стратегии, их потребление в стране – на 0,7 вместо 2,3%, а экспорт энергоресурсов возрос на 3,4 против 2,2%.

Для объективной оценки проведено сравнение фактических и прогнозных показателей Энергетической стратегии за пятилетний период, т.е. с 2000 года. Такое сопоставление показывает, что при фактическом росте ВВП за 5 лет на 34,7 вместо 27% по данным Энергетической стратегии, добыча ТЭР возросла на 21,9 вместо 18,8%, экспорт ТЭР – на 43,6 вместо 30,9%, а внутреннее потребление первичных ТЭР увеличилось только на 6,2 вместо 8,2%. Таким образом, фактический объем добычи и экспорта ТЭР оказался существенно выше, а размер их внутреннего потребления – ниже показателей Энергетической стратегии.

В предыдущем 2004 году рост внутреннего потребления ТЭР также был ниже показателей Энергетической стратегии (0,9 против 2,5%, указанных в Энергетической стратегии) 33. Этот тревожный результат еще раз напоминает о превалировании экспортно-сырьевой модели развития экономики России. Не решена проблема создания эффективного механизма перераспределения ресурсов между экспортно-сырьевыми и перерабатывающими секторами экономики.

Абсолютный рост добычи и производства ТЭР осуществлен в 2005 году за счет всех основных энергоносителей. Так, добыча нефти составила 470 млн тонн (против 459 в 2004 г. и 447 млн тонн по данным Энергетической стратегии), газа – 638 млрд куб. м (против 633 в 2004 году и 615 млрд куб. м по показателям Энергетической стратегии), угля – 298 млн тонн (против 282 в 2004 г. и 280 млн тонн, указанных в Энергетической стратегии), производство электроэнергии – 952 млрд кВт·ч (против 932 в 2004 году и 936 млрд кВт·ч по данным Энергетической стратегии). Таким образом, в 2005 году объемы производства всех энергоносителей превысили оценки Энергетической стратегии, а прирост добычи к предыдущему году оказался ниже только по газу (6 вместо 7 млрд куб. м).

Превышение ориентиров Энергетической стратегии фактическими объемами добычи ТЭР связано с благоприятной конъюнктурой внешнего рынка и не свидетельствует о необходимости пересмотра показателей Энергетической стратегии. Прогнозы по объемам производства всех видов ТЭР характеризуются постепенным уменьшением разницы между ожидаемыми и заложенными значениями этих показателей в оптимистическом варианте Энергетической стратегии.

Годовые темпы роста добычи нефти в 2005 году уменьшились до 2,2% из-за исчерпания возможностей увеличения добычи на старых месторождениях, снижения добычи нефти ОАО «НК «ЮКОС» и ОАО «НК «Сибнефть». Важные причины замедления годовых темпов роста добычи нефти – увеличение налоговой нагрузки, транспортных тарифов и, как следствие, снижение привлекательности экспорта нефти. Экспорт нефти железнодорожным и другими видами транспорта существенно сократился против соответствующего периода прошлого года и составил 33,9 млн тонн (67,4% к 2004 году).

В 2005 году общий объем экспорта нефти уменьшился по сравнению с 2004 годом на 2,0% из-за сокращения экспорта нефти нетрубопроводным транспортом в страны дальнего зарубежья и поставок на НПЗ Украины и составил 252,2 млн тонн. В 2005 году поставки нефти на НПЗ Украины уменьшились на 4,5 млн тонн (рост 23,6% в сравнении с прошлым годом) в связи с попытками со стороны украинских властей установить государственное регулирование цен на нефтепродукты и, как следствие, снижением эффективности экспорта в эту страну. Дальнейшее развитие Балтийской трубопроводной системы позволило увеличить экспорт нефти в страны дальнего зарубежья по системе ОАО «АК «Транснефть» на 8,2%.

Удельный вес экспорта в объеме добычи нефти уменьшился и составил 53,7% (в 2004 г. – 56,1%). Сокращение экспорта нефти способствовало увеличению поставок нефтяного сырья на российские НПЗ и росту производства нефтепродуктов для обеспечения спроса внутреннего и внешнего рынка. Глубина переработки нефтяного сырья в 2005 году составила 71,5% (в 2004 году – 71,4%).

В структуре производства продолжает оставаться высоким удельный вес мазута и дизельного топлива, спрос на которые на внутреннем рынке ограничен. В результате эти нефтепродукты экспортируются не только как топливо, но и как сырье для дальнейшей переработки. В 2005 году рост экспорта нефтепродуктов к соответствующему периоду 2004 года составил 14,4 млн тонн (117,4% от физического и 174,8% от стоимостного объема).

В течение 2005 года проявилась позитивная тенденция роста объемов эксплуатационного и разведочного бурения. Так, по данным ЦДУ ТЭК за 2005 год объем эксплуатационного бурения увеличился на 9,0% к соответствующему периоду 2004 года и составил 9,2 млн м, а объем разведочного бурения вырос на 8,5% и достиг 635 тыс. м.

ПРОБЛЕМЫ И РЕШЕНИЯ

Добыча газа в 2005 году выросла на 1% по сравнению с 2004 годом. При этом доля ОАО «Газпром» в объеме добычи сохранилась на уровне 2004 года и составила 86,1%.

В 2005 году введено свыше 1,6 тыс км магистральных газопроводов и отводов, 20 компрессорных станций общей мощностью 1494 МВт, 284 эксплуатационных скважин. Для обеспечения на перспективу роста экспорта газа начато строительство Северо-Европейского газопровода, который даст России прямой выход на Европейский рынок, минуя страны-транзитеры. По предварительным данным ФТС России и Росстата экспорт газа в 2005 году составил 207,3 млрд куб. м (103,4% к 2004 году), в том числе в дальнее зарубежье – 159,8 млрд куб. м (110%), а в страны СНГ – 47,5 млрд куб. м (86,3%). Снижение поставок газа в страны СНГ вызвано сокращением его поставок на Украину.

Российским потребителям в январе-декабре 2005 года было поставлено 388 млрд куб. м газа (101,1% к 2004 году), в т.ч. ПАО «ЕЭС России» – 152,8 млрд куб. м (102,4%). Рост потребления газа ПАО «ЕЭС России» значительно опережал общий рост потребления газа в стране. Эта негативная тенденция противоречит установке Энергетической стратегии, в соответствии с которой структура расходуемого топлива на тепловых электростанциях будет изменяться в сторону уменьшения доли газа и увеличения доли угля.

Добыча угля в 2005 году выросла на 5,8% по сравнению с 2004 годом. При этом наблюдалось уменьшение добычи коксующегося угля в связи со снижением спроса со стороны металлургического производства. Прирост мощностей по добыче угля в 2005 году составил 18,9 млн тонн, в том числе за счет строительства новых и расширения действующих предприятий – 8,6 млн тонн и за счет реконструкции и технического перевооружения шахт и разрезов – 10,3 млн тонн. Увеличение добычи угля связано с благоприятной внешнеэкономической конъюнктурой и, как следствие, ростом экспортных поставок. По сравнению с 2004 годом добыча угля экономичным открытым способом выросла в 2005 году на 7,2%. В 2005 году сохранилась тенденция увеличения экспорта угля, который по данным Росстата составил 79,8 млн тонн или 110,8% к 2004 году.

Основными районами добычи угля продолжают оставаться Сибирский, Дальневосточный и Северо-Западный федеральные округа, доля которых в общей добыче составила более 95%. При этом в Северо-Западном федеральном округе имеет место снижение добычи угля по сравнению с 2004 годом.

Электроэнергии в 2005 году выработано на 2,2% больше, чем в 2004 году. Рост производства электроэнергии обеспечен атомными и тепловыми электростанциями (103,5 и 103% к 2004 году соответственно). Повышение выработки электроэнергии атомными станциями связано с выходом на проектную мощность третьего энергоблока Калининской АЭС. Из-за неблагоприятной гидрологической обстановки

на ряде рек имело место отставание в выработке электроэнергии на ГЭС к соответствующему периоду 2004 года. Доля электроэнергии, произведенной тепловыми электростанциями в общей выработке электроэнергии, возросла с 65,4% в 2004 году до 65,9% в 2005 году, атомными электростанциями – с 15,5 до 15,7%, а гидростанциями – уменьшилась с 19,1 до 18,3%.

В 2005 году введены в промышленную эксплуатацию первый блок Калининградской ТЭЦ-2 установленной мощностью 450 МВт и 4-ый гидроагрегат Бурейской ГЭС мощностью 335 МВт. В результате установленная мощность ГЭС увеличилась с 670 до 1005 МВт, что положительно сказалось на надежности энергоснабжения Дальнего Востока.

Объем производства электроэнергии на атомных станциях в 2005 году составил 150 млрд кВт·ч, что ниже установленного в Энергетической стратегии на 10 млрд кВт·ч. Причина пониженной выработки на АЭС – неполное финансирование стройки новых мощностей в предыдущий период. В соответствии с Энергетической стратегией к 2020 году должны эксплуатироваться атомные станции с установленной мощностью не менее 45 ГВт. Сегодня суммарная мощность всех АЭС составляет только 23,2 ГВт. С учетом ожидаемого выбытия отдельных энергоблоков АЭС, это означает, что в период с 2011 по 2019 годы необходимо ежегодно вводить по 3 ГВт. В этих условиях необходимо разработать и приступить к реализации стратегического плана развития атомной энергетики.

Потребление электроэнергии в 2005 году составило 940,7 млрд кВт·ч (на 1,6% больше потребления 2004 года). Сальдо-переток экспортно-импортных поставок электроэнергии в 2005 году достиг 11,3 млрд кВт·ч, что на 74% превышает уровень предыдущего года. Это связано с уменьшением импорта электроэнергии из Республики Казахстан и стран Балтии.

Сезонные запасы топлива в 2005 году были сформированы в достаточном объеме, превосходящем норматив, что позволило обеспечить надежное централизованное энергоснабжение. На предприятиях отрасли на 1 января 2006 года запасы мазута и угля были выше нормативных на 21,8 и 40,9% соответственно. По углю запасы превышали прошлогодние на 7,4%, а по мазуту были несколько ниже – 90,6%.

В 2005 году продолжились структурные преобразования в отрасли. Прошли государственную регистрацию все оптовые генерирующие компании, были утверждены 68 проектов реформирования региональных энергосистем. Продолжилось формирование новой рыночной инфраструктуры. Так, 1 мая 2005 года на территории Сибири стал работать сектор свободной торговли, а 20 октября 2005 года был запущен балансирующий рынок электроэнергии.

В недропользовании в 2005 году была принята к исполнению «Долгосрочная государственная программа изуче-

ния недр и воспроизводства минерально-сырьевой базы России на основе баланса потребления и воспроизводства минерального сырья» (2005—2010 годы и до 2020 года). Для детализации направлений геологоразведочных работ, предусмотренных программой, и уточнения их объемов создана система среднесрочных отраслевых программ геологического изучения, воспроизводства минерально-сырьевой базы страны и ее континентального шельфа. Намечено опережение поисковых работ в новых стратегически важных регионах. Разработаны проекты стратегии изучения и освоения нефтегазового потенциала континентального шельфа России и комплексного плана действий по ее реализации. Разрабатывается «Программа геологического изучения, воспроизводства и освоения ресурсов нефти и газа Западной Сибири».

Геологоразведочные работы в 2005 году характеризовались высокой эффективностью вложения средств федерального бюджета. Прирост ценности недр за счет локализации прогнозных ресурсов полезных ископаемых на 1 руб. затрат составил: для углеводородного сырья 890 руб., для угля – 1320 руб. Объем финансирования геологоразведочных работ в нефтегазовом секторе, выполненных в 2005 году за счет средств федерального бюджета, составил 4,5 млрд руб. Площадь участков, подготовленных под лицензирование, составила 215 тыс. кв. км, в том числе по суше – 43, по шельфу – 172 тыс. кв. км.

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

В условиях опережающих темпов экономического развития страны по сравнению с прогнозными оценками, принятыми в Энергетической стратегии, энергетическая безопасность России в 2005 году была полностью обеспечена. Одним из элементов энергетической безопасности является динамика относительных затрат на энергоресурсы в структуре затрат производительных сил страны. По данным Росстата за 2002—2004 годы доля затрат на топливо и энергию в промышленности не только стабилизировалась, но и даже снизилась с 14,1 до 13,0%.

Однако при общей позитивной оценке состояния энергетической безопасности ряд факторов вызывает серьезную озабоченность по ее дальнейшему обеспечению. Так, в 2005 году не удалось переломить сложившуюся в последние годы тенденцию отставания приростов разведанных запасов от объемов добычи нефти и газа. И хотя коэффициент воспроизводства запасов газа в прошедшем году превысил 100%, для нефти этот показатель составил только 60%. С учетом накопленного отставания в воспроизводстве запасов, такое положение создает угрозу энергетической безопасности страны. Необходимо реализовать предусмотренную Энергетической стратегией политику недропользования и управления государственным фондом недр, включая совершенствование системы лицензирования геологических запасов, повышение экономической заинтересованности и финансовых возможностей выпол-

нения геологоразведочных работ хозяйствующими субъектами.

При ускорении экономического развития страны по сравнению с оценками Энергетической стратегии внутренний спрос на ТЭР может возрасти в период 2006—2012 годы с превышением оценок Энергетической стратегии на 2—4%. Ключевой проблемой обеспечения энергетической безопасности страны в этих условиях является инвестирование в отраслях ТЭК, обеспечивающего их развитие. Действующая технологическая база отраслей ТЭК изношена физически и морально и по своим технико-экономическим характеристикам не соответствует современным требованиям. В электроэнергетике и газовой промышленности износ основных фондов достигает 58%, а в нефтеперерабатывающей промышленности – 80%. Сверх 30 лет работает 38% нефтепроводов и 47% нефтепродуктопроводов, а более 20 лет – соответственно 75 и 80%. К 2010 году отработают проектный ресурс почти 50% оборудования электростанций и снизится добыча газа на основных действующих месторождениях на 150—200 млрд куб. м в год, которые надо компенсировать вводами новых мощностей, а также обеспечить намечаемый рост добычи (по данным Энергетической стратегии на 50 млрд куб. м в год).

Объемы инвестиций продолжают отставать от уровня, установленного Энергетической стратегией. В 2004 году капитальные вложения составили в электроэнергетике 65% от необходимых, в добыче газа – 81%, в нефтедобыче – 79%, в нефтепереработке – 99%, в угольной промышленности – 102%, а в целом в ТЭК – 84%. В 2005 году это отставание еще более увеличилось и составило: в электроэнергетике 56% и в добыче газа 58%. Улучшились показатели только в нефтедобыче (86%) и в угольной отрасли (144%). Объем инвестиций по ТЭК в целом составил в 2005 году 85% от необходимого уровня.

Инвестиции в новые месторождения газа, которые должны компенсировать снижение добычи на разрабатываемых месторождениях и обеспечить необходимый прирост добычи газа, уже не первый год значительно отстают от необходимых, а работы по освоению таких ключевых месторождений, как Штокмановское и на полуострове Ямал, не ведутся. В то же время в газовой промышленности более 50% инвестиций направляется на строительство магистральных газопроводов (в основном экспортных) и объем этих инвестиций превышает предусматривавшиеся в Энергетической стратегии в 1,5 раза. При этом объем инвестиций в добычу газа составляет 80% от величины, установленной в Энергетической стратегии. Все это снижает энергетическую безопасность страны.

Сложившаяся тревожная ситуация с инвестициями в ТЭК требует принятия мер со стороны государства по поддержке формирования и целевого использования инвестиционных ресурсов, прежде всего, в отраслях с естественно монопольными видами деятельности, где цены и тарифы

регулируются и необходимо осуществлять ценовую политику с учетом обеспечения перспективной энергетической безопасности.

Важной причиной дефицита инвестиций в электроэнергетику и газовую промышленность является отставание темпов роста тарифов на энергию и цен на газ от оценок Энергетической стратегии, что связано со стремлением Правительства РФ ограничить инфляцию. В 2005 году по сравнению с 2000 годом тарифы на электроэнергию возросли сверх инфляции на 15%, а цена на газ – на 59% вместо предусмотренного в Энергетической стратегии роста соответственно на 38 и 64%.

Показателем уровня энергетической безопасности является доля доминирующего энергоносителя в потреблении первичных ТЭР в стране. В Энергетической стратегии поставлена важная задача диверсификации энергоносителей путем снижения в перспективе доли газа, достигавшей в 2000 году почти 50%, и повышения доли угля, составлявшей в том же году 18%. Тревожная картина складывается в топливном балансе тепловых электростанций. Оптимистический вариант Энергетической стратегии предусматривает в период 2005—2020 годы снижение доли газа с 63,1 до 56%, увеличение доли твердого топлива с 31,4 до 40%, а также стабилизацию доли жидкого топлива на уровне 4—5%. Фактические тенденции не соответствуют показателям Энергетической стратегии. Так, за период 2000—2005 годы доля газа, наоборот, возросла с 63,5 до 68,3%, а доля твердого топлива уменьшилась с 31 до 28,6%.

Главной причиной негативной динамики структуры потребления топлива в прошедшие годы являются ценовые соотношения на основные взаимозаменяемые энергоносители – газ и уголь. Регулируемые государством цены на газ, обладающий высокими потребительскими качествами, в 2004 и 2005 годах практически равнялись ценам на энергетический уголь (в расчете на 1 т у. т.). В сложившихся условиях необходимо наряду с реализацией политики поэтапного повышения цены на газ, предусмотренной в Энергетической стратегии, принять меры антимонопольного воздействия на цену угля. Необходимо также оптимизировать топливный баланс электростанций РАО «ЕЭС России» в увязке с прогнозируемым поэтапным увеличением цены на природный газ.

Обеспечение энергетической безопасности непосредственно связано с разделением государственных функций между федеральными и региональными органами власти в энергетической сфере. Статьей 71 Конституции РФ устанавливается, что федеральные энергетические системы относятся к ведению Российской Федерации, однако ни понятие «федеральные энергетические системы», ни компетенция органов власти по ведению ими законодательно не установлены. Актуальны в этой связи доработка и скорейшее принятие закона «О федеральных энергетических системах».

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ

Анализ хода реализации Энергетической стратегии по параметрам энергетической эффективности показывает, что в 2005 году достигнуты результаты, существенно превосходящие в целом прогнозные оценки. В соответствии с Энергетической стратегией удельная энергоемкость ВВП в 2005 году должна была составить по сравнению с 2000 годом 85%, в то время как фактически она снизилась до 78,9%. За прошедший год удельная энергоемкость экономики уменьшилась почти на 5,4%, что и позволило при росте ВВП в этот период на 6,4%, ограничиться увеличением потребления первичных энергоресурсов только на 0,7%.

Значительное снижение в 2005 году удельной энергоемкости связано со структурными изменениями в экономике страны, когда неэнергоемкие составляющие ВВП росли опережающими темпами по сравнению с энергоемкими. До 80% достигнутого в 2005 году снижения удельной энергоемкости экономики связаны со структурными составляющими и только около 20% достигнуто с помощью потенциала энергосбережения. В Энергетической стратегии предусмотрено, что за счет технологического энергосбережения должно быть обеспечено 30—35% снижения удельной энергоемкости. В 2005 году доля торговли в росте ВВП составила 39,4%, в то время как энергоемкие обрабатывающие производства внесли только 12%. Производство и распределение электроэнергии, воды и газа увеличились лишь на 1,2%, а добыча полезных ископаемых – на 1,3%.

Снижение удельной энергоемкости экономики и затрат на энергоснабжение страны могло бы быть еще более динамичным, поскольку суммарный потенциал технологического и организационного энергосбережения достигает 40—45% от всего энергопотребления России.

Сказанное подтверждается остающимся по-прежнему высоким уровнем потерь энергии. Только в электросетях холдинга «РАО «ЕЭС России», по оценкам независимых специалистов, потери в 2005 году составили 108 млрд кВт·ч (11% всего отпуска электроэнергии в сети). С учетом потерь в сетях промышленных предприятий и жилищно-коммунального комплекса эта цифра возрастает до 130 млрд кВт·ч. В магистральных теплосетях «РАО «ЕЭС России» потери достигли 12%, а на ряде участков при дальнейшей транспортировке тепла – до 20%.

В целях сокращения потерь энергии и рациональному использованию ТЭР Минпромэнерго России разработаны положения, регламентирующие порядок подготовки и утверждения нормативов удельных расходов топлива на отпущенную электрическую и тепловую энергию от тепловых электростанций и котельных, создания запасов топлива на тепловых электростанциях и котельных, технологических потерь электроэнергии при передаче по электрическим сетям и при передаче тепловой энергии. По каждому из этих положений разработаны и начали применяться соответствующие методики расчета

и обоснования нормативов. Энергоснабжающие и сетевые компании теперь должны представлять на утверждение в Минпромэнерго России обосновывающие материалы, исходные данные и расчеты нормативов. В 2006 году подлежат утверждению нормативы для более чем 100 тысяч таких организаций.

Необходима интеграция усилий государства и бизнеса в сфере энергосбережения на основе государственно-частного партнерства. Именно такой подход принят в подготовленном проекте Концепции федеральной целевой программы «Энергоэффективная экономика» на 2007—2010 годы и на период до 2015 года. Намеченная на 2015 год экономия годового потребления энергоресурсов за счет программных мероприятий составляет примерно 100 млн т у. т. Необходимо осуществить меры по повышению экономической заинтересованности потребителей топлива и энергии в энергосбережении. Эти меры в основном предусмотрены в Энергетической стратегии, и для их осуществления необходимо ускорить разработку и принятие новой редакции Федерального закона «Об энергосбережении».

БЮДЖЕТНАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ

Бюджетная эффективность ТЭК также отнесена Энергетической стратегией к числу стратегических ориентиров государственной энергетической политики. В истекшем году ТЭК сохранил и упрочил свою ключевую бюджетообразующую роль. Доля отраслей ТЭК в объеме ВВП за 2005 год составила 30,9% (в 2004 году – 29,6%), в экспорте – 62,8% (в 2004 году – 56,5%), в налоговых поступлениях в бюджетную систему с учетом таможенных платежей – 57,9% (в 2004 году – 41,2%). Следует отметить, что такой рост также свидетельствует о недостаточных темпах развития несырьевых отраслей российской экономики.

В 2005 году прибыль в ТЭК составила 44,5% от прибыли предприятий и организаций России и возросла (в текущих ценах) по сравнению с 2004 годом: в добыче ТЭР на 82,6%; в производстве нефтепродуктов – на 54,8%; в производстве, передаче и распределении электроэнергии – на 22,8%; в производстве и распределении газообразного топлива – на 53,2%; в трубопроводном транспорте – на 46%.

На бюджетную эффективность ТЭК оказывают влияние и такие характеристики, как динамика рынка акций и капитализации ведущих компаний ТЭК, совершенствование государственного ценового регулирования, формирование благоприятного предпринимательского и инвестиционного климата. Рынок акций и капитализация ведущих компаний ТЭК в 2005 году претерпевали положительные изменения. Позитивное влияние на стоимость акций в нефтегазовом комплексе оказывал рост цен мирового рынка на нефть и газ. В целом в 2005 году продолжился рост цен на российском рынке акций и, как следствие, рост капитализации компаний, который составил: ОАО «Газпром» – в 2,2 раза; РАО «ЕЭС России» – в 1,6 раза; ОАО НК «Лукойл» –

в 2,1 раза, ОАО НК «Сургутнефтегаз» – в 1,5 раза, ОАО «Сибнефть» – в 1,3 раза; ОАО НК «Татнефть» – в 2,4 раза.

ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

Количественные оценки воздействия ТЭК на окружающую среду позволяют сделать вывод, что основные расчетные параметры Энергетической стратегии, касающиеся экологической безопасности энергетики, выполняются. В то же время негативное влияние ТЭК на окружающую природную среду остается большим. Так, доля ТЭК в суммарных выбросах вредных веществ промышленностью России составляет 56%, в том числе твердых – 58%, жидких и газообразных – 54%, сброс загрязненных сточных вод – 23%. Большие объемы выбросов в окружающую среду обусловлены также рядом специфических причин, таких как недостаточный уровень утилизации попутных и технологических газов при добыче и переработке нефти, утилизации угольного метана и потери углеводородного сырья при транспортировке. Негативное влияние оказывают также старение основных фондов, отставание внедрения высокоэффективных природоохранных методов и оборудования в основные производственные процессы.

В то же время наметились положительные сдвиги в снижении объемов водопотребления за счет ввода оборотных систем и последующего использования сточных вод. Увеличивается количество обезвреживаемых и повторно перерабатываемых токсичных отходов, включая нефтешламы и другие компоненты производства. В целях реализации основных задач рационального природопользования в отраслях ТЭК проводится разработка и реализация экологических программ, направленных на укрепление систем управления охраной окружающей среды в соответствии с международными требованиями.

В связи с ратификацией Россией Киотского протокола особое значение и международную актуальность приобретают объемы выбросов парниковых газов и динамика этих выбросов. Как известно, основой допустимых объемов выбросов парниковых газов указанным документом установлен уровень 1990 года, когда в России эти выбросы составляли 2326 млн тонн. Этот уровень не может быть превзойден до 2008—2012 годов. Выбросы парниковых газов оцениваются величиной 1725—1750 млн тонн (рост к 2003 году составляет 2%). Экстраполяция объема этих выбросов на перспективу с учетом прогноза социально-экономического развития для решения задачи удвоения ВВП, а также изменения структуры ТЭБ показывает, что они могут достигнуть в 2010 году 1900 млн тонн и в 2015 году – 2030 млн тонн, что составляет соответственно 81,7% и 87,3% от допустимого уровня выбросов по Киотскому протоколу для 2008—2012 годов. Иными словами, принятые Россией на себя обязательства по Киотскому протоколу не ограничивают темпов и масштабов роста экономики страны и составляют значительные резервы, которые могут быть

использованы частично для аренды квот этих выбросов на коммерческой основе.

К принятым в 2005 году мерам нормативно-правового характера, направленным на охрану окружающей среды и выполнение обязательств России по Киотскому протоколу, относится постановление Правительства Российской Федерации от 1 июля 2005 года № 410 об увеличении нормативов платы за выбросы отдельных веществ в атмосферу. Согласно указанному постановлению норматив платы за выбросы в атмосферный воздух метана, в том числе в составе нефтяного (попутного) газа, сжигаемого факельными установками, увеличился с 0,05 до 50 руб. за 1 тонну (в пределах лимитов выбросов) и с 0,25 до 250 руб. за 1 тонну (за сверхнормативные выбросы).

В 2005 году разработан проект технического регламента «Об экологической безопасности». Предусматривается, что указанный технический регламент должен быть общим, регулирующим отношения, возникающие при разработке, принятии, исполнении и применении обязательных требований к планируемой и осуществляемой деятельности, а также к экологически опасной продукции (оценке соответствия).

Наряду со значительными запасами ископаемого органического топлива Российская Федерация обладает и обширными запасами возобновляемых топливных ресурсов и источников энергии (геотермальной, солнечной, ветровой, океанической, энергии биомассы и др.). Технический потенциал возобновляемых источников энергии (ВИЭ) составляет около 4,6 млрд т у. т в год, что в 5 раз превышает объем потребления всех ТЭР России, а экономический потенциал определен в 270 млн т у. т., что составляет 25 % годового внутреннего потребления энергоресурсов в стране. Экономический потенциал ВИЭ постоянно увеличивается в связи с удорожанием традиционного органического топлива и сопутствующими его применению проблемами загрязнения окружающей среды.

Мировой опыт показывает, что развитые страны ведут интенсивный поиск альтернатив органическому топливу. Одной из реально существующих альтернатив является использование ВИЭ. Объем энергии, производимый в мире с помощью ВИЭ, в настоящее время составляет 10 % от общего объема энергопотребления, в развитых странах – около 6%. В Российской Федерации этот показатель составляет менее 1%.

РАЗВИТИЕ РЫНКА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Практическое осуществление установок Энергетической стратегии во многом зависит от успешного применения основных механизмов реализации государственной энергетической политики – формирования рациональной рыночной среды, введения перспективных технических регламентов и стандартов, поддержки стратегических инициатив. Меры по формированию рациональной рыночной среды наиболее активно осуществлялись в 2005 году в электро-

энергетике. Минпромэнерго России разработало новую редакцию Плана мероприятий по реформированию электроэнергетики на 2005—2006 годы который был утвержден распоряжением Правительства Российской Федерации от 15 апреля 2005 года № 417-р.

Во исполнение нового Плана мероприятий были, в частности, подготовлены:

- положение о лицензировании деятельности по продаже электрической энергии гражданам;
- проект постановления Правительства РФ «Об утверждении правил заключения и исполнения публичных договоров на оптовом и розничных рынках электроэнергетики»;
- проект постановления Правительства РФ «О порядке формирования источника средств на услуги по формированию технологического резерва мощностей по производству электрической энергии и порядке и условиях финансирования объектов по производству электрической энергии (мощности) в целях предотвращения возникновения дефицита электрической мощности»;
- проект постановления Правительства РФ «Об утверждении правил функционирования розничных рынков электрической энергии в переходный период реформирования электроэнергетики»;
- проект постановления Правительства РФ «Об утверждении правил осуществления антимонопольного контроля на оптовом и розничных рынках электрической энергии (мощности)»;
- правила оказания услуг по обеспечению системной надежности и услуг, оказываемых потребителями с управляемой нагрузкой, обеспечивающие реализацию рыночного механизма предоставления указанных услуг;
- проект постановления Правительства РФ, определяющего условия и порядок вывода объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации;
- проект постановления Правительства РФ, определяющего порядок формирования государственной системы долгосрочного прогнозирования спроса и предложения электрической энергии (мощности), а также прогнозирования дефицита электрической мощности на оптовом и розничных рынках.

План реформирования оптового рынка предполагает введение в 2006 году регулируемых договоров сроком до 31 декабря 2006 года. Одновременно с запуском системы регулируемых договоров планируются качественные преобразования сектора свободной торговли, касающиеся объема этого сектора.

Основное содержание механизма гарантирования инвестиций (утвержден постановлением Правительства Российской Федерации от 7 декабря 2005 года № 738) состоит в закреплении условий, предусматривающих гарантированное возмещение частным инвесторам средств, вложенных в строительство новых генерирующих мощностей, посредством платы за услуги по формированию перспективного технологического резерва (аналогично платы за мощ-

ность) на основании соответствующего договора с Системным оператором.

Осуществляется подготовка нормативной базы для предполагаемого введения с 1 января 2007 года новой системы субсидирования в электроэнергетике. Суть новой системы заключается в законодательном определении категорий социально значимых потребителей (в основном население) и механизма обеспечения доступности электрической энергии для указанных потребителей.

РАЗВИТИЕ РЫНКА УГЛЯ И УГЛЕВОДОРОДОВ

В части развития рынка угля предусматривается:

- разработать с участием ФАС России комплекс мер по совершенствованию организации внутреннего рынка угля;

- повысить инвестиционную привлекательность угольной отрасли на основе механизма государственного субсидирования процентных ставок по кредитам коммерческих организаций для реализации приоритетных инвестиционных проектов.

Ряд проработывавшихся в течение 2005 года вопросов по формированию рациональной рыночной среды включен в План действий Правительства РФ по реализации в 2006 году Программы социально-экономического развития Российской Федерации на среднесрочную перспективу (2006—2008 годы), в частности:

- внесение в главу 26 Налогового кодекса РФ изменений, направленных на совершенствование механизма исчисления и уплаты налога на добычу полезных ископаемых (в части установления «налоговых каникул» при разработке новых месторождений на территории Восточной Сибири и Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции, дифференциации налога на добычу полезных ископаемых по критерию «выработанность месторождений» и стимулирования повышения качества российской нефти);

- внесение изменений в главу 22 Налогового кодекса РФ (в части изме-

нения принципа установления акцизов на нефтепродукты по принципу снижения ставки акциза на топливо более высокого качества);

- совершенствование антимонопольного законодательства (подготовка поправок Правительства РФ для рассмотрения во втором чтении в Государственной Думе проекта федерального закона «О защите конкуренции»);

- внесение изменений в Кодекс РФ об административных правонарушениях в части повышения ответственности за нарушение антимонопольного законодательства;

- корректировка (снижение, отмена) ставок ввозных таможенных пошлин на технологическое оборудование, не производимое в Российской Федерации (проводится в целях обновления основных производственных фондов);

- создание условий для стимулирования биржевой торговли нефтепродуктами в целях развития конкуренции в сфере реализации нефтепродуктов).

Необходимо срочно принимать меры по следующим проблемам:

- переориентация нефтяной отрасли в сторону более глубокой переработки нефти, балансирование перспективного спроса и производства высокооктановых бензинов и мазута, а также конкретные сроки и параметры перехода к производству и реализации экологических автомобильных топлив;

- формирование и развитие рынка газа на основе создания равных условий для всех производителей и потребителей газа.

В 2005 году активизировалась работа в области технического регулирования в ТЭК, осуществляемая на основе Программы разработки технических регламентов, утвержденной распоряжением Правительства РФ от 6 ноября 2004 года № 1421-р (в редакции распоряжения от 8 ноября 2005 года № 1889-р).

Особое значение на данном этапе реализации Энергетической страте-

OEZ: АВТОМАТИЧЕСКИЕ ВЫКЛЮЧАТЕЛИ MODEION И ПРЕДОХРАНИТЕЛЬНЫЕ СИСТЕМЫ VARIUS

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

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

Разъединители с предохранителями серии VARIUS имеют широкий диапазон подсоединений, экономную дистанционную сигнализацию, отличную видимость предохранителей (держателей предохранителей) в разъединителях, исполнение – 1, 2, 3, 4-полюсное.

*Представительство
OEZ в России*

«ЮЖКАБЕЛЬ» ОСВОИЛ ВЫПУСК САМОНЕСУЩИХ ИЗОЛИРОВАННЫХ ПРОВОДОВ

АО «Южкабель», крупнейший украинский производитель кабельной и проводной продукции, освоил комплекс оборудования по выпуску самонесущих изолированных проводов. Как сообщили на предприятии, новые производственные мощности позволяют выпускать 35000 км проводов в год. Оборудование поставлено такими известными мировыми брендами как «NIEHOF», «CABALLE», «ROSENDAHL».

На новых мощностях налажено изготовление нескольких видов самонесущих проводов. В их числе самонесущие изолированные провода с алюминиевыми токопроводящими жилами, с изоляцией из светостабилизированного термопластичного полиэтилена 0,4 кВ, самонесущие изолированные провода с алюминиевыми токопроводящими жилами, с изоляцией из сшитого светостабилизирован-

ПРОБЛЕМЫ И РЕШЕНИЯ

гии приобретают разработка и государственная поддержка крупных стратегических инициатив. В стадии подготовки или реализации находятся следующие крупные комплексные проекты и программы:

- проект строительства нефтепроводной системы «Восточная Сибирь – Тихий океан» (ВСТО), увязанный с Программой геологического изучения и предоставления в пользование углеводородных месторождений Восточной Сибири и Дальнего Востока;
- проект Северо-Европейского газопровода;
- программа перспективного развития электроэнергетики на период до 2020 года;
- программа создания в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке единой системы добычи, транспортировки газа и газоснабжения с учетом возможного экспорта на рынки Китая и других стран Азиатско-Тихоокеанского региона;
- программа комплексного освоения ресурсов углеводородного сырья Северо-Западного региона Российской Федерации на период до 2020 года с учетом перспективы увеличения экспорта энергоносителей в страны Европы;
- комплексная стратегия изучения и освоения нефтегазового потенциала континентального шельфа Российской Федерации до 2020 года, и план действий по ее реализации;
- генеральная схема развития газовой отрасли;
- генеральная схема развития магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов.

Реализация соответствующих мероприятий должна существенно изменить как ситуацию в ТЭК, так и внешние условия его функционирования, обеспечить необходимый приток инвестиций, требуемые поступления в доходную часть бюджета и финансово-экономическую устойчивость энергетических компаний. Однако крупные проекты и программы не могут разрабатываться изолированно, необходима их координация друг с другом и с социально-экономической стратегией развития страны и ее регионов. Поэтому возникает новая задача – построение целостной, постоянно действующей, учитывающей приоритеты Энергетической стратегии, системы долгосрочного прогнозирования и стратегического планирования развития энергетического сектора. Один из первых контуров такой системы, создаваемый в 2006 году в электроэнергетике, будет включать регулярно обновляемые: стратегию развития отрасли на 25 лет, программу развития на 15 лет, инвестиционные программы субъектов электроэнергетики на 5 лет.

ЗАКОНОДАТЕЛЬНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СТРАТЕГИИ

Приоритетным является формирование комплексного законодательного обеспечения, требующегося для реализации Энергетической стратегии. Необходимо, в частности, разработать и принять следующие важные законы:

- «О недрах» (новая редакция);
- «О внесении изменений в Федеральный закон «Об энергосбережении»;

- «О теплоснабжении»;
- «О магистральном трубопроводном транспорте»;
- «О внесении изменений в Федеральный закон «О газоснабжении в Российской Федерации»;
- «О федеральных энергетических системах»;
- «О внесении изменений и дополнений в Федеральный закон «Об использовании атомной энергии»;
- «О малой (нетрадиционной) энергетике».

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Анализ хода реализации Энергетической стратегии в 2005 году показал, что на фоне продолжающегося повышения мировых цен на нефть происходит замедление роста внутреннего потребления ТЭР. Необходимо предпринимать меры по уходу от экспортно-сырьевой модели развития экономики России в направлении развития перерабатывающих секторов.

В 2005 году не удалось переломить сложившуюся в последние годы тенденцию отставания приростов разведанных запасов нефти и газа от объемов их добычи. Такое положение создает угрозу энергетической безопасности страны. Необходимо реализовать предусмотренную Энергетической стратегией политику недропользования и управления государственным фондом недр, включая совершенствование системы лицензирования геологических запасов, повышение экономической заинтересованности и финансовых возможностей выполнения геологоразведочных работ хозяйствующими субъектами.

Объемы инвестиций продолжают отставать от уровня, установленного Энергетической стратегией. Сложившаяся тревожная ситуация с инвестициями в ТЭК требует принятия мер со стороны государства по поддержке формирования и целевого использования инвестиционных ресурсов, прежде всего, в отраслях с естественно монопольными видами деятельности, где цены и тарифы регулируются.

Тревожная картина складывается в топливном балансе тепловых электростанций. Заниженная цена на газ является основной причиной низкого уровня инвестиций в газовой промышленности и высокой доли газа в топливном балансе электростанций.

Необходимо срочно принимать меры по формированию и развитию рынка газа, а также завершить комплексное законодательное обеспечение выполнения Энергетической стратегии.

Литература

1. Энергетическая стратегия России на период до 2020 года. М.: РИА ТЭК, 2003.
2. Ежегодный доклад о ходе реализации Энергетической стратегии России на период до 2020 года//Минпромэнерго России. 2006.
3. Максимов Б. К., Молодюк В. В. Энергетическая стратегия России: оценка эффективности ее реализации//Вестник МЭИ. 2005. № 5. С. 47—53.

В. П. Герасин



МОДЕРНИЗАЦИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ: РЫНОК И ПЕРСПЕКТИВЫ

Реформирование жилищно-коммунального хозяйства неразрывно связано с модернизацией и реконструкцией источников теплоснабжения, большинство из которых введены в строй в 60—70 годы прошлого столетия. По оценкам специалистов износ основного оборудования котельных превышает в среднем 60%, назначенные сроки службы значительной части котлов и обеспечивающих их систем полностью исчерпаны.

В условиях финансовых ограничений энергоснабжающие организации вынуждены поддерживать и восстанавливать работоспособное состояние оборудования и систем теплоисточников в процессе текущих и капитальных ремонтов, объемы которых имеют тенденцию к резкому возрастанию и в ряде случаев сопоставимы со стоимостью приобретения новых котлоагрегатов. Таким образом, проводимая энергоснабжающими организациями техническая политика по своему существу является затратной как для владельцев теплоисточников, так и для потребителей тепловой энергии – в первую очередь населения, вынужденного оплачивать услуги по горячему водоснабжению и отоплению по тарифам, учитывающим затраты на выполнение работ по ремонтам.

В последние годы многие организации – владельцы источников теплоснабжения, а также организации, использующие тепловую энергию на нужды технологии и начавшие «считать деньги», приняли решение о необходимости модернизацию и реконструкцию источников теплоснабжения.

В условиях становления рынка теплоэнергетического оборудования, средств и систем автоматизации и явного дефицита достоверной информации по их достоинствам, недостаткам и ценам подавляющее большинство руководителей этих организаций на начальной фазе работ вынуждены решать, как минимум, два важных вопроса:

- как организационно обеспечить максимальную эффективность работ по модернизации (реконструкции), в том числе как минимизировать возможные издержки;
- каким техническим средствам (котлы, горелки, насосы и т.д.) и каких фирм – изготовителей и (или) поставщиков следует отдать предпочтение при наличии ограничений на возможные объемы финансирования работ.

Опыт показывает, что первым этапом работ должно стать энергетическое обследование (аудит) теплоисточника, выполняемое специализированной организацией. Энергетический аудит может быть выполнен в двух вариантах:

- «краткий» энергоаудит, результатом проведения которого является полученное на основе инструментального обследования заключение о фактическом техническом состоянии теплоисточника. Руководителю представляется отчет по перечню элементов теплоисточника, нуждающихся в замене или модернизации, а также перечень рекомендуемых мероприятий по энергосбережению;
- «полный» энергоаудит, результатом проведения которого является также бизнес-план работ по модернизации (реконструкции) объекта, содержащий перечень крат-

РЫНОК И ПЕРСПЕКТИВЫ

косрочных, среднесрочных и долгосрочных мероприятий и укрупненную оценку затрат на их реализацию, а также оценку сроков окупаемости инвестиций.

Проведение наряду с «полным» энергетическим аудитом финансового аудита существенно повышает достоверность информации по необходимым затратам на работы по модернизации и возможным источникам их финансирования.

Результаты энергетического аудита являются основой для формирования «Проекта модернизации (реконструкции) теплоисточника [1]».

В общем случае целью работ является минимизация себестоимости производства (и передачи) тепловой энергии, отпускаемой потребителям, при ограничении на объем затрат, необходимых для финансирования проекта.

Наиболее востребованы такие виды модернизации источников теплоснабжения, как:

- замена части оборудования котельной на новое и современное, производимое зарубежными или отечественными фирмами. В первую очередь заменяются котлы, которые комплектуются, как правило, импортными горелочными устройствами;
- замена «штатных» горелок отечественного производства на горелочные устройства зарубежного производства с необходимым для их функционирования дополнительным оборудованием;
- полная реконструкция или создание нового теплоисточника на основе котельных полной заводской готовности, в том числе блочно-модульных котельных.

Для реализации цели модернизации теплоисточника руководитель должен решить достаточно непростой вопрос – какому оборудованию отдать предпочтение – оте-

чественному или импортному. Этот вопрос, как правило, решается с позиции «эффективность – стоимость».

Анализ рынка российского котельного оборудования показывает, что производство котельного оборудования в России претерпело значительные изменения:

- на отечественных предприятиях несколько сократилось производство больших котлов (10 МВт и более);
- возрос объем производства отечественных котлов малой и средней мощности (0,25—3 МВт);
- отмечается тенденция к росту производства бытовых газовых котлов;
- расширилось лицензированное производство, использование импортных комплектующих и западных технологий;
- усилилась конкуренция со стороны поставщиков импортного оборудования.

Котельное оборудование малой и средней мощности в настоящее время выпускается практически всеми российскими котельными заводами. Наряду с традиционными моделями котлов котлопроизводители начали выпускать котлы в содружестве с зарубежными фирмами или на основе используемых ими технологий. Новинкой российского рынка стали гидронные котлы с тепловой мощностью до 4,5 МВт.

Продукция импортного производства довольно широко распространена на российском рынке отопительного оборудования, хотя и не занимает на нем главенствующие позиции. Многие западные фирмы уже создали в России свои представительства, а ассортимент предлагаемой продукции очень широк.

Наиболее представленной является продукция немецких компаний, многие из которых являются мировыми

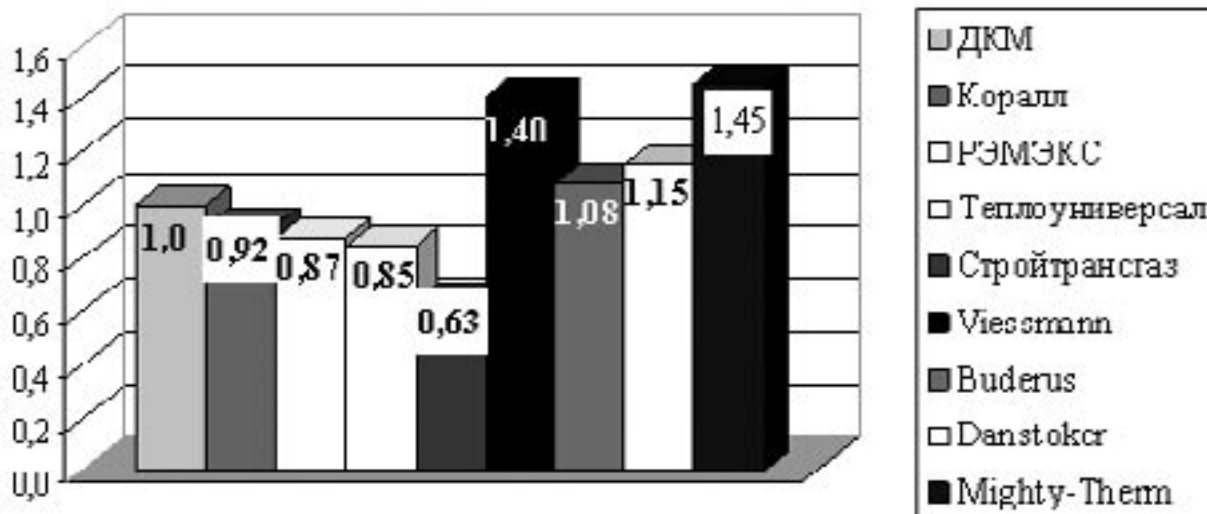


Рис. 1. Относительная стоимость котлов различных производителей (без горелок)

лидерами по производству котлов. Среди наиболее известных в России можно назвать такие фирмы, как Viessman, Wolf, Vaillant. Котлы немецкого производства завоевали популярность в первую очередь благодаря высокому качеству, надежности и экономичности, однако есть у них один существенный недостаток – высокая цена. Но в случае, когда стоимость не является главным критерием, выбирают котел именно немецкого производства.

Всего в России представляя свою продукцию около 40 иностранных фирм-производителей котельного оборудования, в том числе такие известные фирмы, как ACV (Бельгия); Protherm, Dakon, Mora Moravia (Чехия); Beretta, Ferroli, Ecoflam, Riello, Fondital, Ariston (Италия); CTC (Швеция); DHAL, Bosch (Германия); Jama, Jaspri (Финляндия); Saunier Duval, Frisquet (Франция); Rinnai (Япония); Roca Radiadores (Испания); Urbas (Австрия); Modratherm (Словакия) и многих других.

Рынок котельного оборудования промышленного назначения условно подразделен на четыре сектора:

- высококачественные и дорогие котлы от всемирно известных производителей из Германии и Франции (Viessmann, De Dietrich, Vaillant, Buderus, Wolf и др.);

- средние по стоимости при качественном обеспечении важнейших потребительских свойств от производителей из Италии (Beretta, Fondital, Ferroli), Испании (Roca), Чехии (Dakon), Южной Кореи (Kiturami) и др.;

- средние по стоимости при качественном обеспечении важнейших потребительских свойств отечественных производителей, выпускаемые на основе лицензионного производства (ЗАО «ЗИОСАБ», Группа предприятий «РЭМЭК», ООО «Теплоуниверсал», ОАО «РусНИТ», и др.);

- отечественного производства, производимые по традиционным технологиям, обеспечивающие оптималь-

ное соотношение «цена – качество тепловой энергии» (ООО «Торговый Дом «Дорогобужкотломаш», ОАО «Бийский котельный завод», ООО «Псковский котельный завод», ООО «Стройтрансгаз», ОАО «Белэнергомаш» и др.

На рис. 1 приведены данные по относительной стоимости котлов со средней установленной мощностью 1 МВт.

Если производство котлов малой и средней мощности российскими предприятиями налажено, то основные проблемы возникли с горелочными устройствами и системами автоматического регулирования.

Решение проблемы с производством систем автоматического регулирования в России было найдено не в гражданском котлостроении, а в большей степени на оборонных предприятиях. Их поставляют котлостроителям Уральский приборостроительный завод, предприятия Зеленограда и ряд других.

Более серьезные проблемы имеются с производством отечественных горелок. По мнению многих экспертов, аналогов импортных горелок с соответствующими характеристиками в России практически не производится. Долгое время в России выпускались горелки большой мощности для ТЭЦ и подобных потребителей, а серийного производства горелок бытового и полупромышленного применения практически не было.

В настоящее время работа в данном направлении ведется и горелочные устройства некоторых производителей России и стран СНГ начинают приближаться к мировым стандартам. Однако, котлы российского производства зачастую комплектуются импортными горелками. При этом заказчик преследует цель повышения эффективности, за счет сокращения расхода топлива, а также снижения токсичности выбросов, поскольку горелки российских производителей и поставщиков из стран СНГ, по мнению многих специалистов, пока находятся далеко не в первых рядах среди оборудо-

ванного полиэтилена на напряжение 0,4 кВ, самонесущие изолированные провода с токопроводящими жилами из алюминиевого сплава, с изоляцией из сшитого светостабилизированного полиэтилена на переменное напряжение до 20 кВ. Вся продукция сертифицирована на соответствие техническим условиям в системе УкрСЕПРО. АО «Южкабель» поставляет свою продукцию заказчикам в Украине, Российской Федерации, других странах.

www.procable.com.ua

ОГНЕСТОЙКИЕ ИЗОЛЯЦИОННЫЕ МАТЕРИАЛЫ

Однокомпонентный силиконовый огнестойкий нейтральный герметик «Силотерм ЭП-71» является эффективным барьером для воды, дыма, газа, давления и огня.

Герметик «Силотерм ЭП-71» предназначен для: герметизации муфт ЕК, предназначенных для оконцевания контрольных и силовых кабелей напряжением до 500 В, до 1000 В, до 10 кВ. огне-, дымо-, водозащитных уплотнений кабелей в трубах небольшого диаметра; локального уплотнения различного типа полостей, стыков, компенсационных швов имеющих заданную огнестойкость; огнестойкого уплотнения, герметизации и фиксации дверей и стеклопакетов. Для изготовления опалубки при монтаже огнезащитных кабельных перегородок из двухкомпонентного силиконового огнезащитного герметика «Силотерм ЭП-120»

www.elox-prom.ru

НОВЫЕ ФАРФОРОВЫЕ ИЗОЛЯТОРЫ ПРОИЗВОДСТВА ЮАИЗ

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

Если раньше номенклатура продукции была рассчитана на строителей и эксплуатационников ЛЭП, то сейчас все больше ориентируются и на электротехническую отрасль. Так, поставлен на производство опорно-стержневой керамический изолятор С4—80 УХЛ, С4—80 Т2. Он предназначен для изоляции и крепления токово-

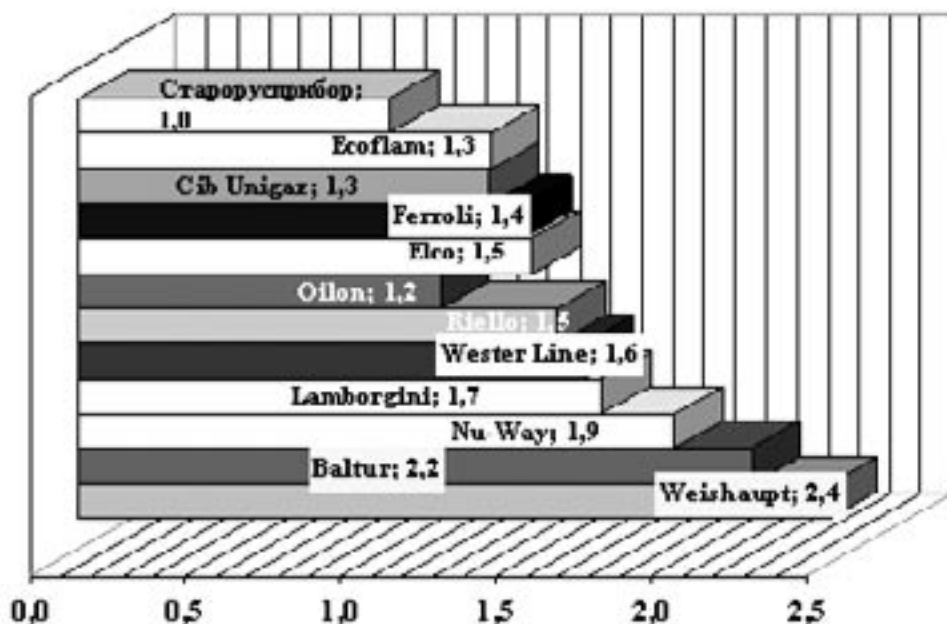


Рис. 2. Относительная стоимость горелок мощностью 0,8—1,2 МВт (в объеме комплекта поставки, двухступенчатое регулирование)

вания, отвечающего сегодняшним высоким требованиям по экологии.

Ряд заводов комплектует выпускаемые котлы горелками собственного производства. Большинство перечисленных ниже предприятий, специализирующихся на производстве котлов, выпускает также и горелки: ОАО «Бийский котельный завод», ОАО ТКЗ «Красный Котельщик», АО «Буммаш», ОАО «БКМЗ», ОАО «Кировский завод», ОАО «Камбарский ЗГО», ООО «Каменский ЗГО» и др. ОАО «Сарэнергомаш», ОАО «Дорогобужкотломаш» и некоторые другие предприятия среди горелок отечественного производства используют продукцию, изготовленную белорусским заводом ОАО «Брестсельмаш» с применением немецких комплектующих. К другим наиболее известным поставщикам отечественных горелок можно отнести такие предприятия, как ОАО Завод «Старорусприбор», выпускающее комплектующие для котельного оборудования, а также ОАО «Перловский завод энергетического оборудования», в последние годы специализирующееся на выпуске горелочных устройств.

В России распространены газовые горелки, а также комбинированные горелки на газе и мазуте типа ГМГ. Инжекционные горелки на сегодняшний момент признаны морально устаревшими, и разработка их прекращена.

В силу специфики российского рынка, а также поведения на нем зарубежных фирм – поставщиков горелочного оборудования, пребывающих между Сциллой коммерческой тайны и Харибдой необходимости рекламировать

и продавать свою продукцию «любимым возможным способом», данные по объемам поставок горелок и их продажам либо отсутствуют, либо являются недостоверными.

Определенным ориентиром для потенциальных заказчиков горелочного оборудования может служить рейтинг компаний на рынке Германии, публикуемый журналом ISH (Installation/Ssnior/Heiznia), выходящим в Дюссельдорфе.

В настоящее время на российском рынке горелочного оборудования представлены следующие фирмы: GIERSCHE, «Koerting Hannover AG», WEISHAUPT, SAACKE (Германия); WESTER LINE, Nu-Way (Великобритания); OILON (Финляндия); BENTONE (Швеция); OLYMPIA, KITURAMI (Южная Корея); ECOFLAM, LAMBORGINI, CIB UNIGAZ, RIELLO UPS MANUFACTURING, BALTUR (Италия); OLYMP (Австрия).

Среди отечественных производителей горелочного оборудования могут быть отмечены ОАО «Старорусприбор», ОАО «КРАСНЫЙ ГИДРОПРЕСС» и ЗАО «РУСНИТ», приступившие в последние годы к выпуску горелок новых типов.

Анализ российского рынка горелочного оборудования, в том числе представленных на нем горелочных устройств зарубежного производства показал, что:

- ценовая информация, предоставляемая фирмами-изготовителями и поставщиками горелочного оборудования в прайс-листах, как правило, занижена, не включает стоимость вспомогательного оборудования, необходимого для обеспечения функционирования горелок и их техни-

ческого обслуживания. На основании сравнительного анализа цен, указанных в прайс-листах, и стоимости поставки горелочных устройств согласно спецификациям для конкретных тепловых источников, установлено, что разница может составлять от 10% до 100% (в зависимости от фирмы-поставщика).

- организации – дистрибьюторы, работая на российском рынке, как правило, являются «патриотами фирмы-изготовителя». Вследствие этого их основной целью является продажа продукции с максимальной выгодой. При этом следует четко понимать, что «выгода поставщика» и «выгода потребителя» являются если не антиподами, то практически наверняка полем для поиска компромиссных решений.

На рис. 2 представлены относительные стоимости газовых горелочных устройств мощностью от 800 кВт до 1,2 МВт.

Очевидно, что в условиях отсутствия полной и достоверной информации по характеристикам технических средств, существенное значение имеют данные о деловой репутации потенциальных поставщиков, а также фактическом объеме предоставляемых им услуг. Так, например, следует отдать предпочтение поставщикам горелочного оборудования предлагающим не только поставку изделий, но и проектную проработку их привязки к котлу, монтаж, комплекс услуг по пуско-наладке и сервису в послегарантийный период эксплуатации.

Особое внимание следует обратить на наличие эксплуатационной документации, подготовленной в соответствии с требованиями действующих российских стандартов, и в первую очередь ГОСТ Р. 2.601—95. «Единая система конструкторской документации. Эксплуатационные документы».

Результаты энергетического аудита, а также определенные цели работ по модернизации и приоритеты в части выбора типов оборудования и его поставщиков, являются осно-

ванием для полномасштабной разработки проекта модернизации (реконструкции, строительства) источника теплоснабжения, регламентирующего объем работ, сроки их выполнения, исполнителей, источники и порядок финансирования.

До начала выполнения этого этапа работ целесообразно назначение менеджера проекта – лица уполномоченного принимать решения на всех этапах его формирования и реализации и несущего полную юридическую ответственность за достижение конечной цели.

За рубежом, а в последние 10—15 лет и в отечественной практике, полномасштабная разработка проекта осуществляется специализированной организацией. Исполнителем работ по проекту может стать как фирма – изготовитель основного оборудования, так и монтажная организация, предоставляющая полный комплекс услуг, начиная с выпуска рабочей документации и завершая сдачей объекта «под ключ».

Менеджеру проекта, представляющему интересы потенциального заказчика, при выборе подрядчика следует учитывать возможность снижения затрат за счет предоставляемых монтажными организациями и поставщиками оборудования скидок, которые могут составить порядка 15% – 20% от затрат на комплект оборудования в полном объеме поставки.

Дальнейшая реализация проекта является, по существу, комплексом привычных для заказчика операций, регулируемых заключенным договором – подряда, в особых условиях выполнения работ по которому целесообразно включить рассмотрение и документальное оформление приемки (отказа от приемки) этапов выполненных работ.

2[1] В соответствии с терминологией системотехники и управления проектами под Проектом в контексте статьи понимается полный комплекс мероприятий по формированию и реализации программы модернизации.

дущих частей в электрических аппаратах, распределительных устройствах станций и подстанций, комплексных распределительных устройствах, а также токопроводах переменного тока напряжением свыше 1000 В и частотой до 100 Гц.

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

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

*Южноуральский
арматурно-изоляционный завод*

ТЕПЛОВИЗОРЫ IRISYS (АНГЛИЯ) – НИЗКАЯ ЦЕНА, ВЫСОКОЕ КАЧЕСТВО!

Новейшие технологии позволили английской фирме IRISYS создать тепловизоры, цена которых сопоставима с ценой на пирометры!

Простота использования, легкий вес, интуитивно удобная работа с фирменным ПО позволяют применять тепловизоры IRISYS для решения множества задач, связанных с оценкой температурных полей на небольших расстояниях:

- обнаружение дефектов и неисправностей в контактных соединениях электрооборудования, теплообменниках, подшипниках;
- выявление лиц, имеющих повышенную температуру тела (борьба с распространением различных инфекционных заболеваний).

<http://www.irisys.ru>

КОМПАНИЯ «ИНТЕРЭЛЕКТРОКОМПЛЕКТ»: КОНТАКТОР, КОТОРОГО ЖДАЛИ

Компания «ИНТЕРЭЛЕКТРОКОМПЛЕКТ» сообщает о начале продаж нового аппарата – контактора малогабаритного серии КМИ в оболочке IP54 с катушкой управления на 220В. Контактторы КМИ в оболочке с катушкой управления на 220В наиболее рационально использовать в цепях управления активными нагрузками (цепи освещения, нагревательные цепи).



Киреева Э. А.

ОБЕСПЕЧЕНИЕ РАЦИОНАЛЬНЫХ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ НА ОСНОВЕ КОНТРОЛЯ ИХ ПАРАМЕТРОВ

Многие параметры режимов работы электрических сетей определяют надежность и экономичность систем электроснабжения. Поэтому при эксплуатации сетей энергетику надо четко знать, в каком режиме работает сеть и в каком – электрооборудование, питающееся от этой сети.

Кроме того, имеют место чисто практические рекомендации по оптимизации работы электрических сетей и электрооборудования, разработанные на основе многолетнего опыта эксплуатации. Так, например, для двухтрансформаторной ТП оптимальным коэффициентом загрузки каждого трансформатора считают величину 0,7; оптимальной мощностью цеховых трансформаторов называют величину 1000 кВ·А; с точки зрения уменьшения потерь активной мощности и электроэнергии выгодно применять одну трехтрансформаторную ТП вместо двух двухтрансформаторных; оправдывает себя использование экономически целесообразного режима работы цеховых трансформаторов, а также включение их на параллельную работу. Последнее обеспечивает, кроме надежности и экономичности, также улучшение качества электроэнергии.

Режимы работы электрических сетей характеризуются токовой нагрузкой линий и проводников, частотой тока, уровнем напряжения у подключенных к сети приемников

электроэнергии и источников питания, напряжением проводников сети относительно земли, способом заземления нейтрали, симметричностью многофазной системы напряжения, синусоидальностью напряжения, сопротивлением изоляции рабочих проводников между собой и относительно земли. Кроме того, для характеристики режимов работы сети применяют и другие электрические и неэлектрические параметры.

Существуют различные классификации режимов работы электрических сетей.

В соответствии с наиболее применяемой классификацией различают четыре вида режимов:

- нормальные, при которых отключение приведенных выше параметров от их нормируемых значений не выходят за длительно допустимые пределы;
- временно допустимые, которые допускаются на определенное, обычно ограниченное, время без существенного ущерба для сети и питаемых от нее приемников;
- аварийные, характеризующиеся опасными для элементов сети сверхтоками или другими недопустимыми процессами; эти режимы обычно возникают, например, при нарушении изоляции, обрыве проводников, и имеют переходный (неуставившийся) характер;



● послеаварийные, состояние как из переходных процессов, возникающих при ручном или автоматическом восстановлении питания (например, при самозапуске большого количества двигателей, запускаемых одновременно), так и установившихся процессов в новых, часто ограниченных по мощности условиях питания.

Аварийные режимы (например, все виды КЗ), несмотря на их кратковременность, вызывают существенный дополнительный нагрев проводников и значительные динамические усилия между проводниками. Поэтому в соответствии с ПУЭ выбранное оборудование проверяют по условиям КЗ (на термическую, электродинамическую стойкость и коммутационную способность).

К послеаварийным режимам относятся переходные процессы, вызываемые, например, кратковременными перерывами электроснабжения. Поведение приемников электроэнергии и их влияние на систему электроснабжения при восстановлении питания во многом зависят от характера переходных процессов, проникающих в них во время такого перерыва. Наиболее важными в этих случаях считают явления самозапуска электродвигателей, которые являются самой значительной группой приемников на промышленных предприятиях.

К временно допустимым режимам относятся режимы, возникающие, например, при снижении показателей качества электроэнергии: при существенных отклонениях напряжения и частоты от номинальных значений, при несимметричности и несимметричности напряжения и т.д.

От режимов работы электрических сетей следует отличать режимы работы электроприемников, которые могут быть длительными, кратковременными, повторно-кратковременными или более сложными.

Для того, чтобы обеспечить нормальный режим работы электрооборудования, необходимо проводить систематический контроль всех параметров, характеризующих режим работы этого оборудования.

Одними из таких контролирующих приборов являются цифровые аварийные регистраторы электрических событий типа РЭС-3, предназначенные для сбора, первичной обработки и архивирования эксплуатационно-технологических параметров штатных и аварийных процессов в оборудовании электрических станций и энергетических объектов электроснабжающих организаций и потребителей электрической энергии. Кроме того, приборы широко применяются для испытаний электротехнического оборудования (электроприводов, выключателей, трансформаторов, электрических машин и др.).

Технические характеристики регистраторов РЭС-3 (поставщик: инженерная компания ПРОСОФТ-СИСТЕМС)

Число аналоговых входных каналов	16 ... 64
Число дискретных входных каналов	24 ... 240
Период сканирования, мс	0,07; 0,14
Разрядность АЦП	16
Время регистрации аварийного режима, ч	до 1
Время регистрации предаварийного режима, с	0,1 ... 90
Максимальный регистрируемый ток, А	250
Максимальное регистрируемое напряжение, В	500
Вероятность безотказной работы, не менее	0,98
Срок службы, лет	10
Среднее время восстановления, ч	0,5
Межповоротный интервал, лет, не более	2
Гарантийный срок эксплуатации, лет	3
Температура окружающей среды, °С	+5 ... +50
Относительная влажность воздуха	до 90% при +30°С
Атмосферное давление, мм рт.ст.	630 ... 800
Напряжение питания	85 ... 264 В при 47 ... 400Гц; или 120 ... 370 В постоянного тока

Технические характеристики регистраторов типа ПАРМА РП 4.06

Параметры	Значение параметров	Примечание
Максимальное число аналоговых каналов	96	Один комплект регистратора
Входные аналоговые каналы: – ток, А – напряжение, В	~0-120=0-170 ~0-460=0-650	Регистрация напряжений и токов любой формы
Точность преобразования на основных пределах, %	1	Приведенная относительная погрешность
Максимальное число дискретных каналов	768	Один комплект регистратора
Напряжение опроса дискретных каналов, В	48–220	По заказу
Режим «самописцев»: – время усреднения, с – время записи, сутки	0,1–5 не менее 7	Регистрируемые величины: P, Q, f, U, I и все дискретные сигналы
Частота дискретизации аналоговых и дискретных сигналов, Гц	1800/3600	36/72 отсчета на период
Условия пуска по: – симметричным составляющим – действующему значению – изменению дискретного сигнала, частоте	$U_0, U_1, U_2, I_0, I_1, I_2$ U, I f	Задается пользователем
Габариты, мм – блока регистрации – ПУ16/32М2 и БПД-128	482x452x177 404x285x118	—
Степень защиты: – блока регистрации – ПУ16/32М2 и БПД-128	IP22 IP54	—
Класс защиты: – блок регистрации – ПК16/32М2 и БПД-128	I II	—
Помехоустойчивость	Категория качества А, степень жесткости 4	—
Питание, В	=220, ~220	Без переключения

Основные функции приборов: регистрация измерительной информации о значениях фазных токов и фазных напряжений электрической сети, токов и напряжений нулевой и обратной последовательностей (в том числе в предаварийном и аварийном режимах) с отметкой времени события; регистрация дискретных сигналов релейной защиты и автоматики; обработка информации в реальном времени, формирование архивов и их энергонезависимое хранение; вывод информации на дисплей и принтер с отметкой времени события; передача информации в центр обработки (управления) через внешние интерфейсы; вычисление активной, реактивной и полной мощностей, симметричных составляющих токов и напряжений; сопротивлений линий.

Регистраторы имеют малый период сканирования (до 0,07 мс), высокую точность измерения аналоговых сигналов (0,4%), высокую надежность (наработка на отказ составляет не менее 50000 часов); широкие возможности по изменению конфигурации и изменению набора функций, параметров, уставок.

Регистраторы РЭС-3 имеют также гибкую систему связи (для связи с диспетчерским компьютером применим как интерфейс Ethernet, так и стандартный телефонный модем).

Для регистрации длительных и каскадных аварийных процессов с предысторией применяют регистраторы электрических процессов типа ПАРМА РП 4.06 (поставщик: ООО «ПАРМА»), имеющие следующие функциональные возможности: измерение напряжений и токов любой формы; регистрацию практически неограниченное время аварийных процессов без «мертвой зоны»; осуществление пуска регистратора по симметричным составляющим напряжений (токов), по действующему значению аналогового сигнала, по частоте, по изменению любых дискретных сигналов одного или нескольких присоединений; автоматическое определение в реальном времени поврежденной линии, вида КЗ и расстояния; учет взаимоиндукции линий и отпаек с выводом на индикатор всех возможных решений; автоматическую передачу по расписанию аварийных файлов

Технические характеристики моделей Neme Analyst 2050/2060 (фирма LEM, Великобритания)

Ток, А	40; 400; 2000
Погрешность, %	±1,5% от измеренного значения
Напряжение, В	4; 40; 400; 750
Погрешность, %	±1,0% от измеренного значения
Мощность, кВт	4; 40; 400; 1200
Погрешность, %	±2,5% от измеренного значения
Коэффициент мощности	0,3 ... 1,0
Погрешность, %	±3% от измеренного значения
Энергия, кВт·ч	4; 40; 400; 4000; 40000
Погрешность, %	±3% от измеренного значения
Частота	10 Гц ... 1 кГц
Погрешность	40 Гц... 70 Гц±0,5%; 70 Гц ... 1 кГц±1,0%
Гармонический состав	До 25-ой гармоники (только модель 2060)
Общий коэффициент гармонических искажений, %	1% ... 100%; 100% ... 600%
Погрешность, %	±3%; ±5%
Габариты, мм	300 x 98 x 52
Вес, г	820

и экспресс-отчета по коммутируемым телефонным линиям; осуществление автоматизированной поверки, облегчающей контроль метрологических характеристик регистратора; в режиме «вольтметр» просмотреть текущих значений аналоговых и дискретных сигналов на индикаторе; осуществление дистанционного управления, контроля и самодиагностики по локальным и телефонным сетям. Регистраторы имеют ПО и мощную программную поддержку для анализа и печати аварийных процессов; совместимы с другими устройствами, встраиваются в АСУ ТП.

Из зарубежных регистраторов следует отметить малогабаритные современные микропроцессорные измерители/регистраторы параметров электропотребления моделей Neme Analyst 2050 фирмы LEM (Великобритания), имеющих широкие функциональные возможности. Высокие метрологические и эксплуатационные характе-

ристики этих приборов соответствуют самым последним достижениям измерительной техники и микроэлектроники.

Они заменяют сложные дорогостоящие регистраторы/анализаторы, так как позволяют измерять в широких диапазонах переменные и постоянные токи (бесконтактно), переменные и постоянные напряжения, мощности (переменные и постоянные), активную энергию, значения коэффициентов мощности, частоту. Есть также режим измерения мощности и энергии в симметричных трехфазных цепях. Прибор имеет весьма полезные функции цифрового осциллографа и регистратора. Объем внутренней памяти – 5000 результатов. При работе в осциллографическом режиме есть возможность менять в сравнительно небольших пределах скорость развертки. Во всех режимах прибор обеспечивает автоматический выбор диапазона измерений.

Кроме того, согласно требованиям нормативных технических документов в промышленных аппаратах необходимо наличие отдельного проводника заземления. В определенных случаях эксплуатации в качестве заземляющего проводника можно использовать четвертый нулевой рабочий проводник, предусмотренной схемой управления на 220В. Оболочка со степенью защиты IP54 позволяет использовать контакторы на строительных площадках, в лакокрасочных, термических и гальванических цехах (при условии помещения аппаратов под защитный навес). Контактные КМИ в оболочке представляют собой комплектное устройство, состоящее из контактора малогабаритного серии КМИ и теплового реле РТИ.

Данное комплектное устройство позволяет избежать ошибок при подключении на месте и сокращает время монтажа, которое ограничено только присоединением линейных питающих проводников.

Компания
«Интерэлектрокомплект»

«РЫБИНСКИЙ КАБЕЛЬНЫЙ ЗАВОД» РАСШИРЯЕТ НОМЕНКЛАТУРУ

«Рыбинский кабельный завод» завершил первый этап реализации проекта производства силовых кабелей с пластмассовой изоляцией напряжением до 1кВ включительно. Смонтировано и запущено по всей технологической цепочке изготовления кабелей новое оборудование передовых фирм-производителей.

Номенклатура нового производства будет включать в себя кабели силовые с изоляцией из ПВХ-пластиката и сшитого ПЭ, с покровами из ПВХ-пластиката, галогено-несодержащих композиций, ПЭ, в том числе с заполнением, бронированные и в исполнении -нг (-нг-LS) и HFFR.

В настоящее время отработана технология и выпущены под заказ первые партии кабелей: АВВГз-0,664x16мм² с заполнением из мелонаполненной резины (по типу кабелей NYM), что обеспечивает отличную разделку кабеля; АВВГ-0,664x70 мм² со скрученными уплотненными жилами секторной формы, что в свою очередь обеспечивает снижение себестоимости кабеля за счет уменьшения наружного диаметра, и АПвВГ-



В. Н. Харечко,
Ю. В. Харечко

БАЗОВЫЕ ПОНЯТИЯ НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТОВ, УСТАНОВЛИВАЮЩИХ ТРЕБОВАНИЯ К ЭЛЕКТРОУСТАНОВКАМ ЗДАНИЙ

Действующие национальные нормативные документы, устанавливающие требования к электроустановкам зданий и другим низковольтным электроустановкам, содержат большое число терминологических ошибок, из-за которых многие требования невозможно прочитать, понять и, следовательно, правильно выполнить. Более того, в нормативных требованиях имеют место такие ошибки, которые могут повлечь за собой поражение электрическим током. В целом нынешнее состояние национальной терминологии в немалой степени является причиной того хаоса, который наблюдается в национальной нормативной документации. Специалисты вынуждены корректировать и даже исправлять нормативные требования перед их выполнением.

В помощь специалистам, проектирующим, монтирующим и эксплуатирующим электроустановки зданий, будет

опубликована серия статей, посвященных разъяснению терминологии, применяемой в нормативных документах. Вся терминология адаптирована к электроустановкам зданий. В первой статье рассматриваются базовые понятия.

Низкое напряжение (НН) – напряжение, не превышающее значений 1000 В переменного тока и 1500 В постоянного тока.

В Международном электротехническом словаре¹ (МЭС) (International Electrotechnical Vocabulary (IEV)) термин «низкое напряжение» определен в нескольких стандартах. В стандарте МЭК 60050—601 «Международный электротехнический словарь. Глава 601. Производство, передача и распределение электрической энергии. Общие понятия» 1985 г. [1] термин «низкое напряжение (аббревиатура: НН)» определен так: заданные уровни напряжения, используе-

¹ В состав Международного электротехнического словаря входит более 70 стандартов комплекса МЭК 60050, в которых даны определения около 20000 терминов.

мые для распределения электроэнергии, чей верхний предел обычно принят равным 1000 В переменного тока².

На основе процитированного определения в стандарте МЭК 60050—151 «Международный электротехнический словарь. Часть 151. Электрические и магнитные устройства» 2001 г. [2] определен термин «низкое напряжение, НН аббревиатура»: напряжение, имеющее значение ниже условно выбранного предела. В примечании к определению сказано, что для распределения электрической энергии переменного тока верхний предел обычно принят равным 1000 В.

В стандарте МЭК 60601—1-2 «Медицинское электрическое оборудование. Часть 1—2. Основные требования для безопасности. Вспомогательный стандарт. Электромагнитная совместимость. Требования и испытания» 2005 г. [3] рассматриваемый термин определен следующим образом: линейное или фазное напряжение, которое меньше чем или равно 1000 В переменного тока или 1500 В постоянного тока.

В британском стандарте BS 7671 «Требования для электрических установок. Правила электропроводок IEE³» 2001 г. [4] в определении термина «напряжение, номинальное» указано, что определены следующие диапазоны номинального напряжения (действующее значение для переменного тока):

- сверхнизкое – обычно не превышающее 50 В переменного тока или 120 В постоянного тока без пульсаций, любое из двух между проводниками или по отношению к Земле;
- низкое – обычно превышающее сверхнизкое напряжение, но не превышающее 1000 В переменного тока или 1500 В постоянного тока между проводниками, или 600 В переменного тока или 900 В постоянного тока между проводниками и Землей.

Термин «низкое напряжение» до сих пор не получил должного распространения в национальной нормативной документации. В Правилах устройства электроустановок все электроустановки классифицируют на электроустановки до 1000 В и электроустановки выше 1000 В. В стандартах МЭК применяют иную классификацию электроустановок и электрооборудования. Они могут быть низковольтными или высоковольтными электроустановками (электрооборудованием).

Под низким напряжением в стандартах МЭК понимают любое напряжение переменного тока до 1000 В включительно и постоянного тока до 1500 В включительно. В новых государственных стандартах России, разработанных на основе стандартов МЭК, широко используют понятие «низкое напряжение». Так, например, электроустановка здания в соответствии с требованиями стандартов комплекса ГОСТ Р 50571 «Электроустановки зданий», включающем в себя 27 стандартов, является низковольтной электроустановкой. В стандартах комплекса ГОСТ Р 50030 «Низковольтная аппаратура распределения и управления» установлены требования к низковольтной коммутационной аппаратуре и аппаратуре управления, предназначенной для эксплуатации в электрических цепях переменного тока напряжением до 1000 В и постоянного тока до 1500 В. В стандартах комплекса ГОСТ Р 51321 «Устройства комплектные низковольтные распределения и управления» изложены требования к комплектным низковольтным распределительным устройствам, которые могут иметь номинальное напряжение не более 1000 В переменного тока и не более 1500 В постоянного тока. Даже п. 1.7.134 ПУЭ седьмого издания [5] содержит упоминание о низковольтных комплектных устройствах!

В ГОСТ Р МЭК 449 [6], введенном в действие с 1 января 1997 г., для электроустановок зданий установлены

Таблица 1

Диапазоны номинального напряжения U

Диапазоны	Заземленные системы		Изолированные или неэффективно заземленные системы
	Напряжение между фазой (полюсом) и землей, В	Напряжение между фазами (полюсами), В	Напряжение между фазами (полюсами), В
переменный ток			
I	$U \leq 50$	$U \leq 50$	$U \leq 50$
II	$50 < U \leq 600$	$50 < U \leq 1\ 000$	$50 < U \leq 1\ 000$
постоянный ток			
I	$U \leq 120$	$U \leq 120$	$U \leq 120$
II	$120 < U \leq 900$	$120 < U \leq 1\ 500$	$120 < U \leq 1\ 500$

² Перевод информации из стандартов МЭК с английского языка на русский язык выполнен авторами статьи.

³ The Institution of Electrical Engineers – Общество инженеров-электриков.

два диапазона номинального напряжения (см. таблицу 1). Напряжения диапазона I соответствуют так называемому сверхнизкому напряжению. Напряжения диапазона II, максимальные значения которых равны 1000 В для электрических цепей переменного тока и 1500 В – для постоянного тока, соответствуют низкому напряжению.

Под заземленной системой в ГОСТ Р МЭК 449 подразумевают электрическую систему, у которой одна точка, как правило, нейтраль⁴, непосредственно соединена с заземляющим устройством без преднамеренно включенного резистора. Под изолированной или неэффективно заземленной системой – электрическую систему, у которой ни одна точка не заземлена или у которой одна точка, как правило, нейтраль, (в системах переменного тока) или средняя точка (в системах постоянного тока) соединена с землей через ограничивающий резистор.

Для устранения противоречий, имеющихся в национальной нормативной документации, в Правила устройства электроустановок и другие национальные нормативные документы следует внести изменения, которые исключат их них понятия «напряжение до 1000 В» и «напряжение выше 1000 В» и заменят их понятиями «низкое напряжение» и «высокое напряжение». Все электроустановки в ПУЭ и в другой нормативной документации должны быть классифицированы соответственно как низковольтные электроустановки и как высоковольтные электроустановки.

Необходимость такой замены красноречиво иллюстрирует глава 4.1 ПУЭ [6], введенная в действие с 1 ноября 2003 г., которая называется «Распределительные устройства напряжением до 1 кВ переменного тока и до 1,5 кВ постоянного тока». Требования этой главы распространяются на распределительные устройства и низковольтные комплектные устройства, которые могут иметь номинальное напряжение до 1 кВ переменного тока и до 1,5 кВ постоянного тока. В то же время глава 4.2 ПУЭ названа так: «Распределительные устройства и подстанции напряжением выше 1 кВ», глава 2.4 – «Воздушные линии электропередачи напряжением до 1 кВ», а глава 2.5 – «Воздушные линии электропередачи напряжением выше 1 кВ». После внесения изменений указанные главы ПУЭ должны иметь следующие наименования:

- глава 2.4 – «Низковольтные воздушные линии электропередачи»;
- глава 2.5 – «Высоковольтные воздушные линии электропередачи»;
- глава 4.1 – «Низковольтные распределительные устройства»;
- глава 4.2 – «Высоковольтные распределительные устройства и подстанции».

Сверхнизкое напряжение (СНН) – напряжение, не превышающее значений 50 В переменного тока и 120 В постоянного тока.

⁴ В системах постоянного тока эквивалентом нейтрали является средняя токоведущая часть (средняя точка) источника питания, которую обычно заземляют.

В стандарте МЭК 60050—826 «Международный электротехнический словарь. Часть 826. Электрические установки» 2004 г. [8] термин «сверхнизкое напряжение СНН (аббревиатура)» определен следующим образом: напряжение, не превышающее соответствующий предел напряжения диапазона I, установленный в МЭК 60449.

В стандарте МЭК 61140 «Защита от поражения электрическим током. Общие положения для установки и оборудования» 2001 г. [9] также определен термин «сверхнизкое напряжение (СНН)» – любое напряжение, не превышающее соответствующий предел напряжения, определенный в техническом отчете МЭК 61201.

Технический отчет МЭК 61201 «Сверхнизкое напряжение (СНН). Предельные значения» 1992 г. [10] содержит руководство по выбору значений напряжения для диапазона I низкого напряжения, установленного в стандарте МЭК 60449 «Диапазоны напряжения для электрических установок зданий» 1972 г. [11] и поправке к нему [12]. На основе стандарта МЭК 60449 разработан и с 1 января 1997 г. введен в действие ГОСТ Р МЭК 60449 (см. «низкое напряжение»). Технический отчет МЭК 61201 официально не применяют в качестве национального нормативного документа. Поэтому при определении термина «сверхнизкое напряжение» целесообразно указать численные значения максимального напряжения, которыми в ГОСТ Р МЭК 60449 ограничен диапазон I номинального напряжения.

В некоторых стандартах МЭК, устанавливающих требования к электрооборудованию, также определен рассматриваемый термин. В стандарте МЭК 60335—1 «Бытовые и аналогичные электрические приборы. Безопасность. Часть 1. Общие требования» 2004 г. [13] термин «сверхнизкое напряжение» определен так: напряжение, подаваемое от источника, которое в пределах прибора не превышает 50 В между проводниками и между проводниками и землей, когда прибор питается номинальным напряжением.

В стандарте МЭК 60745—1 «Ручной электрический инструмент с приводом от двигателя. Безопасность. Часть 1. Общие требования» 2004 г. [14] термин «сверхнизкое напряжение» определен похоже: напряжение, подаваемое от источника, и которое в пределах инструмента не превышает 50 В между проводниками и между проводниками и землей, когда инструмент питается номинальным напряжением.

В BS 76712001 г. установлен диапазон сверхнизкого напряжения, которое обычно не превышает 50 В переменного тока или 120 В постоянного тока без пульсаций между проводниками или по отношению к Земле.

В Правилах устройства электроустановок определен термин «сверхнизкое (малое) напряжение (СНН)» – «напряжение, не превышающее 50 В переменного и 120 В постоянного тока».

Термин «сверхнизкое напряжение» характеризует значения напряжения в электрических цепях переменного и постоянного тока, которые при определенных условиях не представляют опасности для человека. Человек, прикоснувшийся к токоведущей части или к открытой проводящей части, которые находятся под сверхнизким напряжением, в большинстве случаев не подвергается опасности поражения электрическим током.

В зависимости от условий, в которых эксплуатируют электрооборудование, величина сверхнизкого напряжения может быть установлена нормативными документами значительно меньше 50 В переменного тока и 120 В постоянного тока. Для частей электроустановки здания, размещенных в помещениях с повышенной опасностью поражения электрическим током, сверхнизким напряжением считают напряжение не более 25 В переменного тока и 60 В постоянного тока, а в особо опасных условиях – напряжение, которое не превышает 12 В переменного тока и 30 В постоянного тока.

На использовании сверхнизкого напряжения (точнее – безопасного сверхнизкого напряжения) в отдельных частях электроустановки здания основана защита человека и животных от поражения электрическим током в случае их прикосновения и к токоведущим частям, и к открытым проводящим частям, оказавшимся под напряжением. Для этого в электроустановках зданий применяют электрооборудование класса III, токоведущие части которого находятся под напряжением, не превышающим сверхнизкое напряжение. В качестве источника питания для электрооборудования класса III обычно применяют безопасный разделительный трансформатор.

Использование в электроустановках зданий электрооборудования класса III, подключенного к безопасным разделительным трансформаторам, рассматривают в нормативной документации (см. ГОСТ Р 50571.3 [15] и главу 1.7 ПУЭ) в качестве меры защиты от прямого и косвенного прикосновений.

Номинальное напряжение – напряжение, для которого предназначена и которым идентифицирована электроустановка здания или ее часть.

В стандарте МЭК 60050—826 определен термин «номинальное напряжение (электрической установки)»: значение напряжения, которым электрическая установка или часть электрической установки охарактеризована и идентифицирована.

Номинальное напряжение представляет собой такое напряжение, на работу при котором рассчитана электроустановка здания или какая-то ее часть. Номинальное напряжение электрооборудования, совокупность которого образует электроустановку здания, должно соответствовать номинальному напряжению электроустановки.

Значения номинального напряжения, которые следует использовать в электроустановках зданий, установлены в ГОСТ 29322 [16], разработанном на основе стандарта

МЭК 600381983 г. и введенном в действие с 1 января 1993 г. В соответствии с требованиями ГОСТ 29322 номинальные напряжения трехфазных трехпроводных или четырехпроводных электрических сетей могут быть равными 230/400 В, 277/480 В и 400/690 В, а однофазных трехпроводных электрических сетей – 120/240 В.

Стандарт предписывал до 2003 г. заменить используемые в России номинальные напряжения 220/380 В и 240/415 В значением 230/400 В. Однако в национальных нормативных документах до сих пор не учтены требования ГОСТ 29322, которые соответствуют требованиям международных нормативных документов. Так, например, в ПУЭ седьмого издания, главы которых вводят в действие с 2000 г., указаны значения номинального напряжения 220 В, 380 В и 380/220 В (см., например, пп. 1.7.81, 1.7.101, 1.7.103, 6.1.13, 6.1.15, 6.1.16, 7.1.13, 7.2.9 ПУЭ и другие). В ГОСТ Р 50571.27 [17], который введен в действие с 1 января 2004 г., также указаны значения 220 В и 380/220 В несмотря на то, что в первоисточнике – стандарте МЭК 60364—7-7402000 г. [18], копией которого на русском языке должен быть ГОСТ Р 50571.27, значения номинального напряжения указаны правильно – 230/400 В.

Линейное напряжение – напряжение между двумя линейными проводниками в данной точке электрической цепи.

В стандарте МЭК 60050—601 термин «напряжение фазы по отношению к фазе» и его эквивалент – «напряжение линии по отношению к линии», употребляемый в США, определен так: напряжение между фазами.

На основе процитированного определения в стандарте МЭК 60050—1951998 г. с поправкой 2001 г. [19, 20] определен термин «напряжение линии по отношению к линии»: напряжение между двумя линейными проводниками в данной точке электрической цепи. Название термина «напряжение фазы по отношению к фазе» в этом стандарте признано недопустимым.

В стандарте МЭК 60050—826 приведены наименование и определение рассматриваемого термина, заимствованные из стандарта МЭК 60050—195. Наименование термина «напряжение фазы по отношению к фазе» также признано недопустимым.

В национальной нормативной документации употребляют термин «линейное напряжение», который характеризует напряжение между линейными проводниками какой-либо электрической цепи, а именно – между фазными проводниками в электрической цепи переменного тока или между полюсными проводниками в электрической цепи постоянного тока. При обозначении номинального напряжения электрической цепи используют значение линейного напряжения. Например, в обозначении номинального напряжения трехфазной электрической цепи 230/400 В последнее значение – 400 В соответствует линейному напряжению. В обозначении номинального напряжения однофазной трехпроводной электрической цепи 120/240 В последнее

значение – 240 В также соответствует линейному напряжению. Последнее значение – 440 В в обозначении номинального напряжения трехпроводной электрической цепи постоянного тока 220/440 В также указывает линейное напряжение.

Фазное напряжение – напряжение между линейным проводником и нейтральным проводником в данной точке электрической цепи переменного тока.

В стандарте МЭК 60050—601 термин «напряжение фазы по отношению к нейтрали» и его эквивалент – «напряжение линии по отношению к нейтрали», употребляемый в США, определен следующим образом: напряжение между фазой в многофазной системе и нейтральной точкой.

На основе процитированного определения в стандарте МЭК 60050—195 определен термин «напряжение линии по отношению к нейтрали»: напряжение между линейным проводником и нейтральным проводником в данной точке цепи переменного тока. Название термина «напряжение фазы по отношению к нейтрали» в этом стандарте признано недопустимым.

В стандарте МЭК 60050—826 рассматриваемый термин определен на основе информации из стандарта МЭК 60050—195 следующим образом: напряжение между линейным проводником и нейтральным проводником в данной точке электрической цепи переменного тока. Название термина «напряжение фазы по отношению к нейтрали» также признано недопустимым.

В национальной нормативной документации употребляют термин «фазное напряжение», который характеризует напряжение между линейным (фазным) проводником и нейтральным проводником какой-либо электрической цепи переменного тока. При обозначении номинального напряжения электрической цепи используют значение фазного напряжения. Например, в обозначении номинального напряжения трехфазной электрической цепи 230/400 В первое значение – 230 В соответствует фазному напряжению. В обозначении номинального напряжения однофазной трехпроводной электрической цепи 120/240 В первое значение – 120 В также соответствует фазному напряжению.

Напряжение линии относительно земли – напряжение между линейным проводником и эталонной землей в данной точке электрической цепи.

В стандарте МЭК 60050—601 термин «напряжение фазы по отношению к земле» и его эквивалент – «напряжение линии по отношению к земле», употребляемый в США, определен следующим образом: напряжение между фазой и землей.

На основе процитированного определения в стандарте МЭК 60050—195 определен термин «напряжение линии по отношению к земле»: напряжение между линейным проводником и эталонной землей в данной точке электрической цепи. Название термина «напряжение фазы по отношению к земле» в этом стандарте признано недопустимым.

В стандарте МЭК 60050—826 приведены наименование и определение рассматриваемого термина, заимствованные из стандарта МЭК 60050—195. Название термина «напряжение фазы по отношению к земле» также признано недопустимым.

Термин «напряжение линии относительно земли» характеризует напряжение между линейным (фазным или полюсным) проводником в какой-либо точке электрической цепи и эталонной землей, чей электрический потенциал принят равным нулю. В электрических системах переменного тока с заземленной нейтралью значение этого напряжения обычно равно значению фазного напряжения.

Обученное лицо – лицо, достаточно осведомленное или контролируемое квалифицированными лицами, что позволяет ему осознавать риски и избегать опасностей, создаваемых электричеством.

В стандарте МЭК 60050—195 определен термин «(электрически) обученное лицо» – лицо, достаточно осведомленное или контролируемое электрически квалифицированными лицами, что позволяет ему или ей осознавать риски и избегать опасностей, которые может создать электричество. В стандарте МЭК 60050—826 рассматриваемый термин имеет аналогичное определение.

В стандарте МЭК 61140:2001 г. также использованы наименование и определение рассматриваемого термина, заимствованные из стандарта МЭК 60050—195. В ГОСТ Р МЭК 61140 [21], который разработан на основе стандарта МЭК 61140:1997 г. [22], используется термин «проинструктированное лицо», определенный следующим образом: «Человек, получивший соответствующие инструкции или работающий под наблюдением квалифицированного специалиста, что позволяет ему избежать опасности и исключить риск, которые может создать электричество». Хотя в первоисточнике – стандарте МЭК 61140:1997 г. – был использован термин «обученное лицо» и следующее его определение, которое было заимствовано из ранее действовавшего стандарта МЭК 60050—826:1982 г. [23]: лицо, достаточно осведомленное или контролируемое квалифицированными лицами, что позволяет ему или ей избегать опасностей и предотвращать риски, которые может создать электричество.

В стандарте МЭК 60519—1 «Безопасность в электрообогревательных установках. Часть 1. Основные требования» 2004 г. [24] термин «(электрически) обученное лицо» также определен на основе информации из стандарта МЭК 60050—826:1982 г.: лицо, достаточно осведомленное или контролируемое электрически квалифицированными лицами, что позволяет ему или ей осознавать риски и избегать опасностей, которые могут создать электрообогревательные установки (работающий и обслуживающий персонал).

В стандарте МЭК 60204—1 «Безопасность механического оборудования. Электрическое оборудование для механизмов. Часть 1. Основные требования» 2005 г. [25] опреде-

ление термина «(электрически) обученное лицо» заимствовано из стандарта МЭК 60050—8262004 г.

В стандарте МЭК 60974—1 «Оборудование электродуговой сварки. Часть 1. Сварочные источники питания» 2005 г. [26] определен термин «обученное лицо»: лицо, информированное о порученных заданиях и о возможных опасностях, вызываемых невнимательным поведением. В примечании к определению термина указано, что, если необходимо, лицо подвергают некоторой подготовке.

В стандарте МЭК 60335—2-90 «Бытовые и аналогичные электрические приборы. Безопасность. Часть 2—90. Специальные требования для коммерческих микроволновых печей» 2006 г. [27] также определен термин «обученное лицо»: лицо, которое в достаточной мере обученное и контролируемое, чтобы знать, как избегать любой опасности, вызываемой оперированием микроволновых печей.

Понятие «обученное лицо» характеризует группу лиц, которые:

- имеют надлежащую подготовку в области эксплуатации электроустановки здания, каких-то ее частей или установленного в ней электрооборудования;
- информированы о правилах техники безопасности при эксплуатации электрооборудования;
- выполняют некоторые работы по обслуживанию электрооборудования под контролем квалифицированных лиц.

Знания, которыми обладают обученные лица, позволяют им реально осознавать потенциальную опасность поражения электрическим током и избегать ее. Обученными лицами обычно являются лица, которые принимают участие в создании электроустановок зданий, их обслуживании и надзоре за безопасной эксплуатацией электроустановок.

Термин «обученное лицо» используют в нормативной документации, в том числе, и для уточнения условий, в которых будут эксплуатировать электроустановку здания или отдельные ее части. Классификация внешних условий, которые должны учитываться при проектировании, монтаже и эксплуатации электроустановок зданий, приведена в ГОСТ Р 50571.2 [28] и в ГОСТ Р 50571.24 [29]. В указанной классификации предусмотрены условия пользования электроэнергией, в том числе, учитывающие компетентность персонала. Обученному персоналу (обученным лицам) в классификации соответствует код ВА4. Для обученного персонала в таблице 51А ГОСТ Р 50571.24, который содержит более новые требования, чем ГОСТ Р 50571.2, задана следующая характеристика по выбору и монтажу оборудования: «Электрооборудование, не защищенное от непосредственного прикосновения, допускается исключительно в помещениях, которые доступны только уполномоченным должным образом лицам».

В помещениях здания, доступных только обученным лицам (обученному персоналу), допускается применение такого электрооборудования и использование таких мер защиты от поражения электрическим током, которые нельзя применять в помещениях, где могут находиться

обычные лица. Например, в этих помещениях можно применять электрооборудование, имеющее степень защиты менее IP20, использовать барьеры для защиты от поражения электрическим током, размещать опасные токоведущие части вне зоны досягаемости, применять местное уравнивание потенциалов и др.

Квалифицированное лицо – лицо, имеющее соответствующее образование и опыт, которые позволяют ему осознавать риски и избегать опасностей, создаваемых электричеством.

В стандарте МЭК 60050—195 определен термин «(электрически) квалифицированное лицо» – лицо с уместным образованием и опытом, что позволяет ему или ей осознавать риски и избегать опасностей, которые может создать электричество. В стандарте МЭК 60050—826 рассматриваемый термин имеет аналогичное определение.

В стандарте МЭК 61140:2001 г. также использованы наименование и определение рассматриваемого термина, заимствованные из стандарта МЭК 60050—195. В ГОСТ Р МЭК 61140 используется термин «квалифицированный специалист», определенный следующим образом: «Человек, имеющий соответствующее образование и опыт работы, позволяющие ему избегать опасности и исключить риск, которые может создать электричество». Хотя в первоисточнике – стандарте МЭК 61140:1997 г. – был использован термин «квалифицированное лицо» и следующее его определение, которое было заимствовано из ранее действовавшего стандарта МЭК 60050—826:1982 г.: лицо с уместным образованием и опытом, что позволяет ему или ей избегать опасностей и предотвращать риски, которые может создать электричество.

В стандарте МЭК 60519—1 термин «(электрически) квалифицированное лицо» также определен на основе информации из стандарта МЭК 60050—826:1982 г.: лицо с уместным образованием и опытом, что позволяет ему или ей осознавать риски и избегать опасностей, которые могут создать электрообогревательные установки.

В стандарте МЭК 60204—1 определение термина «(электрически) квалифицированное лицо» выполнено на основе стандарта МЭК 60050—826:2004 г.: лицо с достаточной подготовкой, образованием и опытом, что позволяет ему или ей осознавать риски и избегать опасностей, связанных с электричеством.

В стандарте МЭК 60974—1 определен термин «эксперт, компетентное лицо, квалифицированное лицо»: лицо, которое может оценивать определенную работу и осознавать возможные опасности на основе профессиональной подготовки, знаний, опыта и знания уместного оборудования. В примечании к определению термина указано, что несколько лет практики в уместной области технического применения может быть принято во внимание в оценке профессиональной подготовки.

В стандарте МЭК 60335—2-90 определен термин «квалифицированное лицо»: лицо с соответствующим профес-

сиональным образованием, знаниями и опытом, чтобы распознавать и избегать любой опасности, вызываемой оперированием микроволновых печей.

В Правилах устройства электроустановок используют термин «квалифицированный обслуживающий персонал», который можно рассматривать в качестве приближенного эквивалента термина «квалифицированное лицо».

Понятие «квалифицированное лицо» характеризует группу лиц, которые:

- получили специальное образование в области эксплуатации электроустановок зданий и установленного в них электрооборудования;

- имеют надлежащую подготовку в области правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок зданий и электрооборудования.

Знания и опыт, которыми обладают квалифицированные лица, позволяют им осознавать потенциальную опасность поражения электрическим током и избегать ее, а также осуществлять организацию работ по эксплуатации электроустановок зданий и выполнять контроль обычных лиц при проведении ими этих работ. Квалифицированными лицами обычно являются лица, которые принимают участие в создании электроустановок зданий, их обслуживании и надзоре за безопасной эксплуатацией электроустановок.

Термин «квалифицированное лицо» используют в нормативной документации, в том числе, и для уточнения условий, в которых будут эксплуатироваться электроустановка здания или отдельные ее части. Квалифицированному персоналу в классификации внешних условий соответствует код ВА5. Для квалифицированного персонала в таблице 51А ГОСТ Р 50571.24 задана следующая характеристика по выбору и монтажу оборудования: «Электрооборудование, не защищенное от непосредственного прикосновения, допускается исключительно в помещениях, которые доступны только уполномоченным должным образом лицам».

В помещениях здания, доступных только квалифицированным лицам (квалифицированному персоналу), допускается применение электрооборудования и использование таких мер защиты от поражения электрическим током, которые нельзя применять в помещениях, где могут находиться обычные лица. Например, в этих помещениях можно применять электрооборудование, имеющее степень защиты менее IP20, использовать барьеры для защиты от поражения электрическим током, размещать опасные токоведущие части вне зоны досягаемости, применять местное уравнивание потенциалов и др.

Обычное лицо – лицо, которое не является ни квалифицированным лицом, ни обученным лицом.

В стандарте МЭК 60050—195 термин «обычное лицо» определен следующим образом: лицо, которое не является ни квалифицированным лицом, ни обученным лицом. В стандарте МЭК 60050—826 рассматриваемый термин имеет аналогичное определение.

В стандарте МЭК 611402001г. также использованы наименование и определение рассматриваемого термина, заимствованные из стандарта МЭК 60050—195. В ГОСТ Р МЭК 61140 используется термин «простое лицо», определенный следующим образом: «Человек, не являющийся ни квалифицированным специалистом, ни проинструктированным лицом». Хотя в первоисточнике – стандарте МЭК 611401997г. – был использован термин «обычное лицо» и следующее его определение, которое было заимствовано из ранее действовавшего стандарта МЭК 60050—8261982г.: лицо, которое не является ни квалифицированным лицом, ни обученным лицом.

В стандарте МЭК 60335—2-90 термин «обычное лицо» определен аналогично: лицо, которое не является ни квалифицированным лицом, ни обученным лицом.

Понятие «обычное лицо» характеризует группу лиц, охватывающую практически все население страны, которое не имеет специальной подготовки в области эксплуатации электрооборудования такой, как у обученных и квалифицированных лиц. При работе с электрооборудованием обычные лица, в лучшем случае, руководствуются следующей информацией: «попадешь под напряжение, ударит током и уйдет». Поэтому электроустановки зданий следует создавать, прежде всего, ориентируясь на обычных лиц.

Термин «обычное лицо» используется в нормативной документации, в том числе, и для уточнения условий, в которых будет эксплуатироваться электроустановка здания или отдельные ее части. Обычному лицу в классификации внешних условий соответствует код ВА1. Для обычных лиц в таблице 51А ГОСТ Р 50571.24 характеристика по выбору и монтажу оборудования предусматривает нормальные условия, для которых «обычное электрооборудование будет безопасно функционировать при приведенных внешних воздействиях».

Кроме того, в таблице 51А ГОСТ Р 50571.24 предусмотрены еще две категории – дети (код ВА2) и инвалиды (код ВА3). Для детей задана следующая характеристика по выбору и монтажу оборудования: «Электрооборудование со степенью защиты выше IP2X. Недоступность электрооборудования с температурой наружной поверхности, превышающей 80 °С (60 °С для яслей и т.п.)», а для инвалидов выбор и монтаж оборудования выполняют «Согласно виду инвалидности».

В помещениях здания, доступных обычным лицам, не допускается применение некоторых видов электрооборудования, например, электрооборудования, имеющего степень защиты менее IP20. В этих же помещениях нельзя использовать такие меры защиты от поражения электрическим током, как барьеры, размещение опасных токоведущих частей вне зоны досягаемости, местное уравнивание потенциалов и др.

Электрический контакт – состояние двух или более проводящих частей, которые касаются друг друга и формируют путь для электрического тока.

В стандарте МЭК 60050—195 термин «электрический контакт» определен так: состояние двух или более проводящих частей, которые касаются друг друга случайно или преднамеренно и формируют единственный непрерывный проводящий путь.

В стандарте МЭК 60050—151 рассматриваемый термин определен аналогично: состояние двух проводящих частей, которые касаются друг друга преднамеренно или случайно и формируют единственный непрерывный проводящий путь.

Рассматриваемый термин широко применяют в национальной нормативной документации для определения такого взаимодействия проводящих частей, когда в результате их случайного или преднамеренного соприкосновения образуется путь для протекания электрического тока. То есть для выполнения электрического соединения проводников между ними необходимо обеспечить электрический контакт. Присоединение проводника к какой-либо проводящей части также осуществляют установлением между ними электрического контакта.

Термин «электрический контакт» используют в нормативной документации при определении других терминов.

Электрическое соединение — электрический контакт между проводящими частями.

В стандарте МЭК 60050—151 термин «соединение» определен так: преднамеренный электрический контакт между проводниками или преднамеренное соединение между волноводами, включая оптические волокна.

В приведенном определении термина «соединение» первая часть характеризует электрическое соединение, а вторая его часть — соединение другого вида. При этом в первой части определения сказано только о преднамеренном электрическом контакте проводников, хотя в определении термина «электрический контакт», которое имеется в МЭС, сказано и о случайном, и о преднамеренном действии, в результате которого появляется непрерывный путь для электрического тока.

Кроме того, в определении рассматриваемого термина речь идет только о проводниках, а в действительности проводник может быть электрически присоединен к сторонней проводящей части, например, к металлической трубе системы отопления здания, которая не является проводником. Поэтому при определении термина «электрическое соединение» более правильно говорить об электрическом контакте между проводящими частями, а не между проводниками.

В стандарте МЭК 60998—1 «Соединительные устройства для низковольтных цепей для бытового и аналогичного назначения. Часть 1. Основные требования» 2002 г. [30] термин «соединение» определен с помощью термина «электрическое соединение»: электрическое соединение между двумя или более проводниками или между проводящей частью и одним или более проводниками.

В стандарте МЭК 60519—10 «Безопасность в электронагревательных установках. Часть 10. Специальные требо-

вания для электрических систем распределенного резистивного обогрева для промышленного и коммерческого применения» 2005 г. [31] определен термин «электрическое соединение»: средство или фактическое условие, которое позволяет или гарантирует протекание электрического тока между двумя проводящими частями.

Рассматриваемый термин широко применяют в национальной нормативной документации для определения таких действий над проводящими частями, в результате которых создают непрерывный путь для протекания электрического тока. С этой целью проводящие части вводят в соприкосновение, которое обеспечивает появление между ними электрического контакта.

В п. 526 «Электрические соединения» ГОСТ Р 50571.15 [32] изложены общие требования, которыми следует руководствоваться при выполнении соединений проводников электропроводок и при осуществлении их присоединения к другим проводящим частям. Как указано в стандарте, электрические соединения проводников между собой, а также их присоединение к электрооборудованию должны быть выполнены так, чтобы обеспечить постоянную непрерывность электрических цепей и достаточную механическую прочность и защиту. При выборе способа электрического соединения следует учитывать материал проводника и его изоляцию, число и форму проволок, образующих проводник, поперечное сечение проводника, число проводников, которые подлежат одновременному соединению, а также условия окружающей среды и зоны помещений по взрыво- и пожароопасности.

В ГОСТ Р 50571.15 также указано, что следует избегать соединений проводников с помощью пайки. Однако, если такие соединения применяют, их следует выполнять с учетом возможных смещений и механических воздействий на эти соединения. Все соединения должны быть доступны для их проверки, испытания и обслуживания, кроме соединений кабелей, расположенных в земле, соединений, заполненных компаундом или загерметизированных, соединений холодных концов с нагревательными элементами систем обогрева пола и потолка. В случае возникновения необходимости следует предпринимать меры, чтобы температура соединений при нормальной эксплуатации не ухудшала эффективность изоляции проводников, присоединенных к ним или поддерживающих их.

Особо надежными должны быть электрические соединения защитных проводников, так как их применяют для защиты от поражения электрическим током. В п. 543.3 ГОСТ Р 50571.10 [33] изложены требования к обеспечению электрической непрерывности защитных проводников. В соответствии с этими требованиями соединения защитных проводников должны быть доступны для осмотра и испытания, за исключением тех соединений, которые заполнены компаундом или являются герметизированными. В цепях защитных проводников могут быть предусмотрены соединения, которые можно рассоединить при

помощи инструмента для целей испытания. Заземляющий проводник следует надежно присоединять к заземлителю для обеспечения надлежащего электрического контакта. Если для соединения применяют зажимы, то они не должны повреждать ни заземлитель, ни заземляющие проводники.

При испытаниях электроустановок зданий всегда проверяют качество электрических соединений проводников и других проводящих частей. ГОСТ Р 50571.16 [34] предписывает с помощью визуального осмотра выполнять проверку правильности соединения проводников. В качестве первого испытания, которое следует проводить в электроустановке здания, стандарт рекомендует выполнять испытания непрерывности защитных проводников, включая проводники уравнивания потенциалов. Это испытание рекомендуется осуществлять с использованием источника питания, имеющего напряжение холостого хода от 4 до 24 В постоянного или переменного тока при испытательном токе не менее 0,2 А.

Общие требования к выполнению электрических соединений проводников изложены в ГОСТ 10434 [35], который распространяется на разборные и неразборные электрические контактные соединения проводников (шин, проводов и кабелей), выполненных из меди, алюминия и его сплавов,

стали, алюмомедных проводов с выводами электротехнических устройств. Требования к устройствам, предназначенным для соединения проводников между собой и их присоединения к электрооборудованию, изложены в стандартах комплекса ГОСТ Р 50043 «Соединительные устройства для низковольтных цепей бытового и аналогичного назначения», комплекса ГОСТ Р 51686 «Соединительные устройства. Требования безопасности к контактным зажимам», комплекса ГОСТ Р 50030 «Аппаратура распределения и управления низковольтная», которые разработаны на основе стандартов соответственно комплекса МЭК 60998 «Соединительные устройства для низковольтных цепей для бытовых и аналогичных целей» (IEC 60998 «Connecting devices for low-voltage circuits for household and similar purposes»), комплекса МЭК 60999 «Соединительные устройства. Электрические медные проводники. Требования безопасности для зажимных элементов резьбового типа и безрезьбового типа» (IEC 60999 «Connecting devices. Electrical copper conductors. Safety requirements for screw-type and screwless-type clamping units»), комплекса МЭК 60947 «Низковольтная коммутационная аппаратура и аппаратура управления» (IEC 60947 «Low-voltage switchgear and controlgear»), и в некоторых других стандартах.

ЛИТЕРАТУРА

1. *International standard IEC 60050—601. International Electrotechnical Vocabulary. Chapter 601: Generation, transmission and distribution of electricity. General.* – Geneva: IEC, 1985.
2. *International standard IEC 60050—151. International Electrotechnical Vocabulary. Part 151: Electrical and magnetic devices.* – Geneva: IEC, 2001—07.
3. *International standard IEC 60601—1-2. Medical electrical equipment. Part 1—2: General requirements for safety. Collateral standard. Electromagnetic compatibility. Requirements and tests. Edition 2.1.* – Geneva: IEC, 2005—09.
4. *British Standard BS 7671—2001. Requirements for Electrical Installations. IEE Wiring Regulations. Sixteenth edition.* – London: BSI and IEE, 2001.
5. *Правила устройства электроустановок/Раздел 1. Общие правила. Гл. 1.1: Общая часть; гл. 1.2: Электроснабжение и электрические сети; гл. 1.7: Заземление и защитные меры электробезопасности; гл. 1.9: Изоляция электроустановок. Раздел 6. Электрическое освещение. Раздел 7. Электрооборудование специальных установок. Гл. 7.1: Электроустановки жилых, общественных, административных и бытовых зданий; гл. 7.2: Электроустановки зрелищных предприятий, клубных учреждений и спортивных сооружений; гл. 7.5: Электротермические установки; гл. 7.6: Электросварочные установки; гл. 7.10: Электролизные установки и установки гальванических покрытий.* – 7-е изд. – М.: ЗАО «Энергосервис», 2002.
6. *ГОСТ Р МЭК 449—96. Электроустановки зданий. Диапазоны напряжения.* – М.: ИПК Изд-во стандартов, 1996.
7. *Правила устройства электроустановок/Раздел 1. Общие правила. Гл. 1.8: Нормы приемо-сдаточных испытаний. Раздел 2. Передача электроэнергии. Гл. 2.4: Воздушные линии электропередачи напряжением до 1 кВ; гл. 2.5: Воздушные линии электропередачи напряжением выше 1 кВ. Раздел 4. Распределительные устройства и подстанции. Гл. 4.1: Распределительные устройства напряжением до 1 кВ переменного тока и до 1,5 кВ постоянного тока; гл. 4.2: Распределительные устройства и подстанции напряжением выше 1 кВ.* – 7-е изд. – М.: ЗАО «Энергосервис», 2003.
8. *International standard IEC 60050—826. International Electrotechnical Vocabulary. Part 826: Electrical installations. Second edition.* – Geneva: IEC, 2004—08.
9. *International standard IEC 61140. Protection against electric shock. Common aspects for installation and equipment. Third edition.* – Geneva: IEC, 2001—10.
10. *Technical report IEC/TR IEC 61201. Extra-low voltage (ELV). Limit values. First edition.* – Geneva: IEC, 1992—08.
11. *International standard IEC 60449. Voltage bands for electrical installations of buildings. First edition.* – Geneva: IEC, 1973—01.
12. *International standard IEC 60449-am1. Voltage bands for electrical installations of buildings. Amendment 1.* – Geneva: IEC, 1979—01.
13. *International standard IEC 60335—1. Household and similar electrical appliances. Safety. Part 1: General requirements. Edition 4.1.* – Geneva: IEC, 2004—07.

14. International standard IEC 60745—1. Hand-held motor-operated electric tools. Safety. Part 1: General requirements. Fourth edition. — Geneva: IEC, 2006—04.

15. ГОСТ Р 50571.3—94 (МЭК 364—4-41—92). Электроустановки зданий. Ч. 4. Требования по обеспечению безопасности. Защита от поражения электрическим током. — М.: Изд-во стандартов, 1995.

16. ГОСТ 29322—92 (МЭК 38—83). Стандартные напряжения. — М.: Изд-во стандартов, 1992.

17. ГОСТ Р 50571.27—2003 (МЭК 60364—7—740-2000). Электроустановки зданий. Ч. 7—740. Требования к специальным электроустановкам или местам их расположения. Временные электрические установки для сооружений, устройств для развлечений и павильонов на ярмарках, в парках развлечений и цирках. — М.: ИПК Изд-во стандартов, 2003.

18. International standard IEC 60364—7-740. Electrical installations of buildings. Part 7—740: Requirements for special installations or locations — Temporary electrical installations for structures, amusement devices and booths at fairgrounds, amusement parks and circuses. First edition. — Geneva: IEC, 2000—10.

19. International standard IEC 60050—195. International Electrotechnical Vocabulary. Part 195: Earthing and protection against electric shock. First edition. — Geneva: IEC, 1998—08.

20. International standard IEC 60050—195-am1. International Electrotechnical Vocabulary. Part 195: Earthing and protection against electric shock. Amendment 1. — Geneva: IEC, 2001—01.

21. ГОСТ Р МЭК 61140—2000. Защита от поражения электрическим током. Общие положения по безопасности, обеспечиваемой электрооборудованием и электроустановками в их взаимосвязи. — М.: ИПК Изд-во стандартов, 2001.

22. International standard IEC 61140. Protection against electric shock. Common aspects for installation and equipment. Second edition. — Geneva: IEC, 1997—11.

23. Публикация МЭК 60050 (826). Международный электротехнический словарь. Гл. 826: Электрические установки зданий. — Женева: МЭК, 1982.

24. International standard IEC 60519—1. Safety in electroheat installations. Part 1: General requirements. Third edition. — Geneva: IEC, 2004—05.

25. International standard IEC 60204—1. Safety of machinery. Electrical equipment of machines. Part 1: General requirements. Fifth edition. — Geneva: IEC, 2005—10.

26. International standard IEC 60974—1. Arc welding equipment. Part 1: Welding power sources. Third edition. — Geneva: IEC, 2005—07.

27. International standard IEC 60335—2-90. Household and similar electrical appliances. Safety. Part 2—90: Particular requirements for commercial microwave ovens. Third edition. — Geneva: IEC, 2006—02.

28. ГОСТ Р 50571.2—94 (МЭК 364—3—93). Электроустановки зданий. Ч. 3. Основные характеристики. — М.: Изд-во стандартов, 1995.

29. ГОСТ Р 50571.24—2000 (МЭК 60364—5-51—97). Электроустановки зданий. Ч. 5. Выбор и монтаж электрооборудования. Гл. 51: Общие требования. — М.: ИПК Изд-во стандартов, 2001.

30. International standard IEC 60998—1. Connecting devices for low-voltage circuits for household and similar purposes. Part 1: General requirements. Second edition. — Geneva: IEC, 2002—12.

31. International standard IEC 60519—10. Safety in electroheat installations. Part 10: Particular requirements for electrical resistance trace heating systems for industrial and commercial applications. First edition. — Geneva: IEC, 2005—07.

32. ГОСТ Р 50571.15—97 (МЭК 364—5-52—93). Электроустановки зданий. Ч. 5. Выбор и монтаж электрооборудования. Глава 52. Электропроводки. — М.: ИПК Изд-во стандартов, 1997.

33. ГОСТ Р 50571.10—96 (МЭК 364—5-54—80). Электроустановки зданий. Ч. 5. Выбор и монтаж электрооборудования. Гл. 54: Заземляющие устройства и защитные проводники. — М.: ИПК Изд-во стандартов, 1996.

34. ГОСТ Р 50571.16—99 (МЭК 60364—6-61—86). Электроустановки зданий. Ч. 6. Испытания. Гл. 61: Приемосдаточные испытания. — М.: ИПК Изд-во стандартов, 1999.

35. ГОСТ 10434—82. Соединения контактные электрические. Классификация. Общие технические требования. — М.: Изд-во стандартов, 1994.

0,664x70 мм² с изоляцией из сшитого ПЭ. Данные кабели соответствуют всем требованиям современного рынка кабельно-проводниковой продукции.

При проектировании и создании нового производства учтены все передовые разработки в области материалов, технологий и оборудования и тем самым заложены основы для выпуска продукции самого высокого технического уровня.

<http://www.rkz.ru/>

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

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

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

Прибор энергетика СЕ602 выпускается в двух исполнениях:

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

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

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



Шатун С. А.,
инженер – испытатель
Центральной Заводской
Лаборатории
ОАО «Свердловский завод
трансформаторов тока»

НЕОБХОДИМОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ТРАНСФОРМАТОРОВ ТОКА КЛАССА ТОЧНОСТИ 0,2S И 0,5S НА ПРЕДПРИЯТИЯХ ПРОИЗВОДЯЩИХ И ПОТРЕБЛЯЮЩИХ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЮ

СУЩЕСТВУЮЩАЯ ПРОБЛЕМА

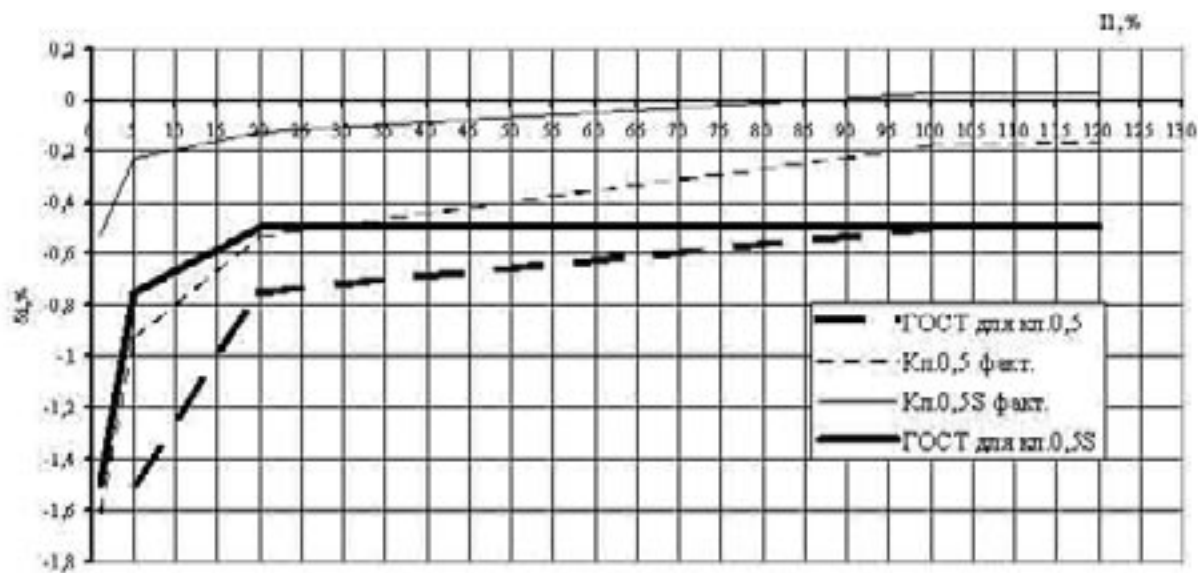
Как известно, в современном мире уже довольно долгое время существует оптовый рынок электроэнергии, покупка и продажа на котором осуществляется по оптовым ценам. Цены оптового рынка значительно ниже цен в секторе свободной торговли. Но еще далеко не все предприятия – потребители (предприятия – поставщики) покупают (продают) данный энергоресурс на оптовом рынке. Чтобы предприятию – потребителю выйти на этот рынок необходимо четкое формирование баланса потребления электроэнергии, чтобы, в свою очередь, предприятие – поставщик смогло сбалансировать ее генерацию.

Формирование баланса потребления (генерации) электроэнергии подразумевает наличие на предприятии АИИС КУЭ (Автоматизированной Информационно – Измерительной



Таблица допускаемых диапазонов токовой и угловой погрешностей по ГОСТ 7746—2001

Класс точности ТТ	Первичный ток I_1 , % от номинального значения	Предел допускаемой погрешности	
		токовой f_i , %	угловой δ_i , %
0,2	5	$\pm 0,75$	± 30
	20	$\pm 0,35$	± 15
	100-120	$\pm 0,2$	± 10
0,2S	1	$\pm 0,75$	± 30
	5	$\pm 0,35$	± 15
	20	$\pm 0,2$	± 10
	100	$\pm 0,2$	± 10
	120	$\pm 0,2$	± 10
0,5	5	$\pm 1,5$	± 90
	20	$\pm 0,75$	± 45
	100-120	$\pm 0,5$	± 30
0,5S	1	$\pm 1,5$	± 90
	5	$\pm 0,75$	± 45
	20	$\pm 0,5$	± 30
	100	$\pm 0,5$	± 30
	120	$\pm 0,5$	± 30



Токовые погрешности ТТ ТПОЛ-10-300/5

<< 39

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

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

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

В комплект поставки входит программное обеспечение для работы с ПК.

www.energomera.ru

НОВИНКА – НОВЫЙ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЙ ПРИБОР ЦК0220 ОТ ОАО «МЕГОММЕТР»

Измеритель параметров цепи фаза-нуль ЦК0220 измеряет:

- реальный ток короткого замыкания (Ик. з.) в диапазоне 10—10000А с погрешностью ±5% от измеряемой величины;
- полное сопротивление (Z) в диапазоне 0,022—22 Ω с погрешностью ±5% от измеряемой величины;
- напряжение переменного тока (V) в диапазоне 180—245V с погрешностью ±1% от измеряемой величины в цепях фаза-нуль и фаза-заземление частоты 50, 60 Гц, в которых:

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

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

Измеритель параметров цепи фаза-нуль ЦК0220 производит:

- Расчет и индикацию значений цепи:
 - активного сопротивления R;
 - реактивного сопротивления X;
 - угла сдвига фаз φ;
 - микроконтроллерное управление и обработку информации;
 - автоматическое отключение прибора от сети питания при появлении во внешней цепи падения напряжения, превышающего 20V, снижении напря-

Системы Коммерческого Учета Электроэнергии). Эта система подразумевает наличие у предприятия, на всех контролируемых присоединениях измерительных трансформаторов тока, класса точности не ниже 0,5. Но в некоторых случаях этого недостаточно.

Проведя более глубокий анализ можно сказать, что в некоторое время года (например, летний период), а часто и круглый год нагрузка первичным токкомногих контролируемых присоединений не превышает 5% от номинальной, т.е. трансформаторы тока этого присоединения загружены всего лишь на 5%, а часто и ниже.

ТЕХНИЧЕСКАЯ СТОРОНА ВОПРОСА

Так как при преобразовании тока происходят потери энергии в обмотках и магнитопроводе, а так же сдвиг по фазе вторичного тока, то трансформатор тока (ТТ) обладает токовой f_i и угловой δ_i погрешностями. Зависимость погрешностей от первичного тока I_1 является нелинейной из-за свойств материала магнитопровода трансформатора тока. Поэтому для трансформаторов тока ГОСТ 7746—2001 задает допускаемые диапазоны токовой и угловой погрешностей, которые представлены в таблице.

Из таблицы видно, что погрешности трансформаторов тока классов точности 0,5S и 0,2S, при первичных токах менее 20% от номинального, меньше, чем погрешности трансформаторов с классом точности 0,5 и 0,2 соответственно. Следовательно, можно сказать, что при малой нагрузке первичным током в трансформаторе тока класса точности 0,5 возникают большие погрешности, это приводит к значительной погрешности измерения электроэнергии. Для проведения мероприятий по энергосбережению это недопустимо. Необходимо иметь точную информацию о реальном потреблении и, соответственно, высокую точность измерения электроэнергии.

Вот где и возникает необходимость использования трансформаторов тока с классом точности 0,5S и 0,2S.

РЕШЕНИЕ ПРОБЛЕМЫ

Большинство типов трансформаторов тока, представленных в Госреестре на класс напряжения от 0,66 до 35 кВсерийно выпускаются ОАО «Свердловский завод трансформаторов тока». Эти трансформаторы с классом точности 0,5S и 0,2S предназначены для коммерческого учета электроэнергии. На рисунке приведены графики экспериментальной зависимости токовой погрешности трансформаторов ТПОЛ – 10—300/5 классов точности 0,5 и 0,5S, а так же допускаемые ГОСТ 7746—2001 погрешности для этих классов.

Из графиков видно, что 0,5 класс уступает в точности классу 0,5S. Поэтому понятен и растущий спрос на трансформаторы с более высоким классом точности. Более 500 потребителей в 2005 году приобрели трансформаторы классов точности 0,2S и 0,5S.

Все трансформаторы тока, серийно выпускаемые на ОАО «СЗТТ», проходят жесткий контроль на соответствие требованиям ГОСТ 7746—2001 и соответствуют всем требуемым нормам.

Начиная с 2006 года трансформаторы тока, с классом точности 0,5S и 0,2S, имеют защитную голограмму с логотипом завода.

Из всего выше сказанного можно сделать следующие выводы:

Замена измерительных трансформаторов тока класса точности 0,5 и менее точныхна трансформаторы с классом точности 0,5S и 0,2S

- является наиболее эффективным путем повышения точности всей измерительной системы предприятия;
- позволяет повысить энергосбережение предприятия;
- возникает возможность установки АИИС КУЭ и выход предприятия на оптовый рынок электроэнергии;
- понизить затраты на потребление (производство) электроэнергии.

45 >>



АВТОНОМНЫЕ ИЛИ ЦЕНТРАЛИЗОВАННЫЕ СИСТЕМЫ ОТОПЛЕНИЯ И ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ – ПРОБЛЕМЫ ВЫБОРА

По мнению специалистов, доля автономных котельных в городах должна составить 10—15% от рынка тепловой энергии. Автономные системы (оснащенные современными котлами, коэффициент полезного действия которых 92—95%) экономичнее централизованных систем.

До середины восьмидесятых годов в нашей стране преимущественно развивались крупные системы теплофикации и централизованного теплоснабжения. Строительство мощных теплофикационных систем позволило наиболее эффективным способом решить проблему обеспечения электроэнергией и теплом быстро растущие города и промышленные комплексы.

Однако системы централизованного теплоснабжения, эксплуатирующиеся в России, имеют ряд недостатков. К числу наиболее существенных можно отнести следующие.

Тепловые сети в большинстве городов изношены, тепловые потери в них в несколько раз превышают нормативные, высока повреждаемость сетей, что приводит к аварийным ситуациям, а следовательно, к перерывам в теплоснабжении. Значительную величину составляют потери при распределении тепловой энергии по многочисленным

потребителям из-за гидравлической разрегулировки систем, а также из-за несоответствия требуемых режимов потребления отдельных зданий режиму центрального регулирования отпуска тепла.

Существенны также затраты электроэнергии на транспортировку теплоносителя по тепловым сетям.

В последние годы в связи с появлением на рынке большого разнообразия отопительного оборудования, в том числе малых автоматизированных котлов отечественного и зарубежного производства, а также в связи с перечисленными выше недостатками систем централизованного теплоснабжения набирает темпы строительство автономных систем.

Приведенные в таблице ориентировочные данные о расходе первичных топливно-энергетических ресурсов при централизованном и автономном теплоснабжении показывают, что автономные системы (оснащенные современными котлами, коэффициент полезного действия которых 92—95%) экономичнее централизованных систем.

Кроме того, современные автономные автоматизированные котельные не требуют при их эксплуатации посто-

Наименование показателя, отнесенного к конечному потребителю, %	Виды систем теплоснабжения			
	Централизованная		Автономная	
	Районная котельная	Квартальная котельная	Домовая котельная	Индивидуальный (квартирный) теплогенератор
Расход топлива с учетом несовершенства регулирования в центральных и местных тепловых пунктах	120-160	110-150	105-140	100-125
То же, с учетом потерь тепла и утечек при транспорте по тепловым сетям	135-180	115-160	105-140	100-125
То же, с учетом потерь на теплоисточнике с уходящими газами, расходом тепла на собственные нужды	150-230	150-190	115-160	115-150
Расход первичных топливно-энергетических ресурсов с учетом потерь при транспортировании и хранении топлива	160-240	155-200	120-165	120-155

янного обслуживающего персонала (работают «на замке»), что также существенно улучшает их экономические показатели. Высокая заводская готовность таких котельных позволяет осуществлять их монтаж и пуск в эксплуатацию менее, чем в течение месяца.

И, наконец, для размещения этих котельных не требуется отвода специальных территорий. Они могут монтироваться в контейнерах на крыше, в чердачных либо подвальных помещениях, а также устанавливаться в непосредственной близости от отапливаемого здания.

Перечисленные достоинства автономных систем предопределили широкое применение рассматриваемых систем – главным образом с использованием автоматизированных газовых модулей с единичной тепловой мощностью до 1,5 МВт.

В последнее время в инженерных кругах наметилась тенденция отрицания перспективности дальнейшего развития и даже сохранения в городах России мощных систем централизованного теплоснабжения.

Вместе с тем во многих зарубежных странах (Дании, Швеции, Германии, Финляндии и др.) в последние десятилетия интенсивно сооружаются системы централизованного теплоснабжения. На развитие этого процесса существенное влияние оказали не только мировой энергетический кризис 1972 года, но опыт Советского Союза по созданию мощных систем теплофикации и централизованного теплоснабжения.

Бесспорным преимуществом централизованных систем является возможность экономически чистого сжигания низкосортного масляного топлива, а также бытовых отходов. В связи с большой сложностью и дороговизной систем сортировки, подачи и сжигания такого рода топлива, а также очистки домовых газов подавлением вредных выбросов, их сооружение технически возможно и эконо-

мически оправдано только для крупных теплоисточников.

Концентрация производства тепловой энергии в централизованных системах позволяет улучшить состояние воздушной среды городов и при сжигании высококачественных топлив.

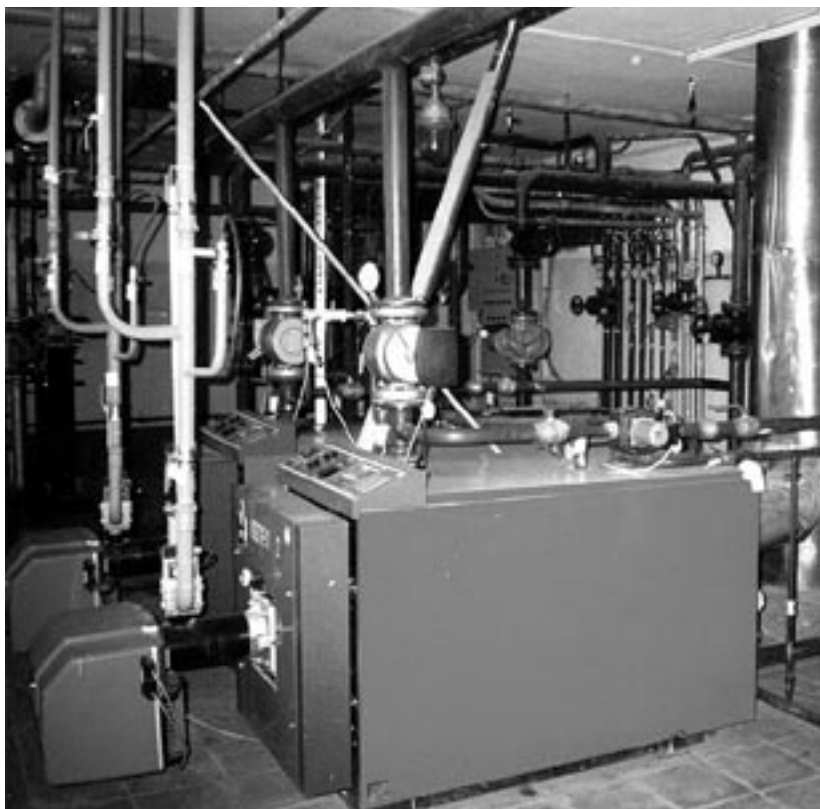
В крупных установках возможна реализация наиболее эффективных термодинамических циклов для совместного производства электрической и тепловой энергии. Централизация теплоснабжения является необходимой предпосылкой теплофикации городов и промышленных комплексов.

Широкие возможности при централизованном теплоснабжении открываются также для решения задачи использования вторичных энергетических ресурсов промышленных предприятий.

Повышение надежности, экономичности и качества существующих систем теплоснабжения достигается путем планомерного осуществления комплекса технических и организационных мероприятий. В их числе: замена тепловых сетей с применением эффективных теплоизоляционных материалов, реконструкция тепловых пунктов с установкой в них автоматизированных теплообменников, осуществление совместной работы ТЭЦ и котельных на общие тепловые сети, строительство высокоэффективных ТЭЦ с парогазовым циклом, преобразование районных котельных в мини-ТЭЦ, применение компьютерных технологий для управления системами и др.

Необходимо, однако, отметить, что разработки отечественных и зарубежных фирм последних лет, позволяющие резко повысить технический уровень российских систем централизованного теплоснабжения, к сожалению, реализуются в очень ограниченном объеме из-за невозможности финансирования крупномасштабной реконструкции теплоснабжающих комплексов.

<< 42



Из изложенного следует, что для больших городов автономные котельные не являются конкурентами крупных ТЭЦ и районных котельных, а служат их разумным дополнением. По мнению специалистов целесообразная доля автономных котельных в городах должна составить 10—15% от потенциального рынка тепловой энергии.

Область применения автономных котельных включает отдельные вновь строящиеся или модернизируемые здания в районах плотной застройки, охваченные централизованным теплоснабжением, где из-за ограниченной пропускной способности тепловой сети невозможно подключение к ней дополнительных потребителей, а перекладка либо прокладка новых тепловых сетей затруднена; здания, удаленные от районов централизованного теплоснабжения; дома малоэтажной усадебной застройки; здания с временным подключением к передвижному автономному источнику; объекты с повышенными требованиями к режиму теплоснабжения, кото-

рый не может быть гарантированно обеспечен подачей тепла из тепловой сети; вновь строящиеся объекты в районах, где наблюдается дефицит тепла основного источника.

В заключение следует отметить, что стихийное развитие автономных систем может существенно ухудшить сложившуюся в течение десятилетий инфраструктуру города и даже привести к ее разрушению. Поэтому необходимо обеспечить достаточно жесткое градостроительное регулирование этого процесса с одновременной интенсивной реконструкцией централизованных систем теплоснабжения, позволяющих сократить теплопотери, снизить тарифы на отпускаемую тепловую энергию, сделав тем самым стихийное строительство автономных источников во многих случаях неконкурентоспособным.

По мнению специалистов целесообразная доля автономных котельных в городах должна составить 10—15% от потенциального рынка тепловой энергии.

жения меньше 180V, или превышении больше 245V.

Измеритель параметров цепи фаза-нуль ЦК0220 имеет:

- резистор ограничения тока 0,1 Ом;
- символьный дисплей с подсветкой;
- память до 10 результатов измерений (U, I, k, z, A, Z, R, X, Ф);
- питание от измеряемой сети;
- класс защиты II по ГОСТ 26104;
- категорию монтажа II и степень загрязнения I по ГОСТ Р51350;
- условия эксплуатации Измерителя параметров цепи фаза-нуль ЦК0220.

По условиям эксплуатации и транспортирования прибор относится к группе 4 по ГОСТ 22261 (рабочий диапазон температур от минус 10 до плюс 40°C и относительной влажности 90% при 30°C.)

Прибор надежен, прост и безопасен в обращении, измерения могут производиться одним оператором. Применение прибора ЦК0220 избавит Вас от непредвиденных обстоятельств, связанных с неправильным выбором предохранителей автоматов защиты и других средств отключения силовых цепей, в случае возникновения коротких замыканий.

Комплектуется руководством по эксплуатации, футляром и соединительными проводами, которые обеспечивают безопасное подключение измерителя к сети без снятия напряжения. Измеритель ЦК0220 разработан взамен приборов Щ41160 и ЭК0200.

www.omm.ru

ТРЕХФАЗНЫЕ ЭЛЕКТРОАНАЛИЗАТОРЫ ОТ ЭНЕРГОТЕСТ

Портативные и стационарные электроанализаторы фирмы CIRCUTOR помогут осуществить контроль и передачу по открытому протоколу на компьютер основных параметров электроэнергии по трем фазам:

- напряжения и токи
- мощность и энергию (активную, реактивную)
- частоту и коэффициент мощности
- спектр гармоник по току и напряжению до 50 го порядка

Простота и надежность в эксплуатации, высокая функциональность и низкая стоимость, возможность интеграции в системы технического учета делают электроанализаторы CIRCUTOR весьма привлекательными для применения во всех сферах деятельности.

www.energotest.ru

48 >>

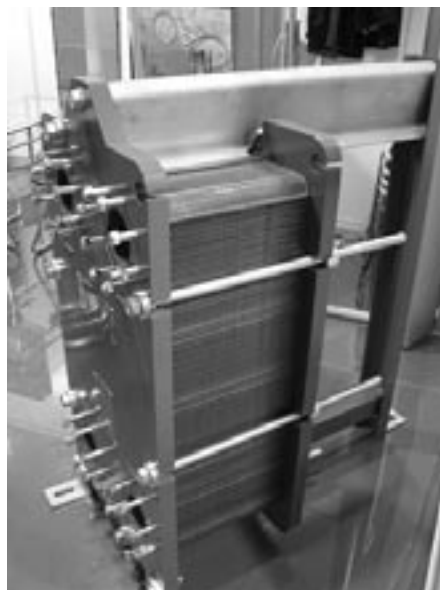


Барон В. Г.
к. т. н. директор
ООО «Теплообмен»

ЛЕГЕНДЫ И МИФЫ СОВРЕМЕННОЙ ТЕПЛОТЕХНИКИ

В настоящей статье предпринята очередная попытка осуществить объективное, без передергиваний и эмоциональной окраски, сравнение двух наиболее известных типов теплообменных аппаратов – пластинчатых и кожухотрубных. За последнее десятилетие благодаря массивной, причем зачастую необъективной, рекламе пластинчатых аппаратов, в среде сотрудников, работающих в сфере теплотехники, в т.ч. коммунальной, сформировалось ложное мнение об абсолютном превосходстве пластинчатых теплообменников на кожухотрубными. Впрочем этому не стоит удивляться, т.к. рекламная кампания пластинчатых аппаратов осуществлялась по всем правилам воздействия на человеческую психику – она была обширнейшей, постоянной и либо бездоказательной, на уровне заклинаний (например, встречались статьи с названием «Пластинчатые теплообменники – альтернативы нет»), либо псевдодоказательной, рассчитанной в этом случае на недостаток узкоспециальных знаний у специалистов-теплотехников широкого профиля. Настоящим предпринимается попытка восполнить пробел в доказательном ряду сравнений пластинчатых и кожухотрубных теплообменников.

Перечисляя преимущества пластинчатых аппаратов, их апологеты, как правило, выделяют следующие преимущества: небольшой вес, небольшой габаритный объем, тонкостенность теплопередающих пластин и высокий коэффициент теплопередачи, повышенный срок службы, легкость технического обслуживания. О цене предпочитают умалчивать, т.к. она, как правило, в несколько раз превышает цену кожухотрубных аппаратов (здесь и далее речь идет о разборных пластинчатых теплообменниках, т.к. неразборные



в условиях СНГ, как правило, предпочитают не применять и, кроме того, они, имея меньшую стоимость, одновременно теряют ряд преимуществ разборных аппаратов).

ЛЕГЕНДА № 1 – НЕБОЛЬШОЙ ВЕС

Тезис о незначительном весе пластинчатых теплообменников сформировался в начале 90-х годов прошлого столетия, когда западноевропейские фирмы, придя на рынок стран СНГ, в массовом порядке столкнулись с кожухотрубными аппаратами, использовавшимися в ком-

мунальном хозяйстве Советского Союза и разработанными более полувека тому назад. Грешно было не использовать такой козырь. Но продолжать эксплуатировать эту легенду в настоящее время представляется просто не порядочным (ведь нельзя всерьез предположить, что абсолютно все представители фирм-поставщиков пластинчатых теплообменников совершенно не следят за событиями, происходящими на соответствующем сегменте научно-технического рынка). А в настоящее время на рынке есть кожухотрубные теплообменники фирмы САТЭК/1, сравнение с которыми по весу уже не дает столь ошеломляющих преимуществ пластинчатым аппаратам, есть также теплообменники, разработанные ЦКТИ/2,3/, по сравнению с которыми выигрыш по массе у пластинчатых аппаратов становится еще более скромным, и, наконец, есть аппараты ТТАИ предприятия «Теплообмен»/4,5/, сравнивать с которыми пластинчатые аппараты по массе никогда не возьмется ни один представитель фирм-поставщиков пластинчатых теплообменников, т.к. вес пластинчатых аппаратов будет выглядеть просто пугающе большим.

Для примера приведем конкретные данные по одному из объектов, для комплектации которого были даны предложения по западноевропейским пластинчатым теплообменникам и аппаратам ТТАИ предприятия «Теплообмен».

Для нагрева воды в бассейне требовался теплообменник. Заказчик, выбирая наиболее устаивающий его вариант, выдал исходные данные различным поставщикам (в обоих случаях предусматривалось титановое исполнение): требуется нагревать морскую воду с расходом 9,4т/ч от 40С до 270С пресной водой с расходом 10,8т/ч и температурой на входе в теплообменник 700С. Предложенный для решения этой задачи пластинчатый теплообменник имел сухой вес, равный 120кг, а теплообменник ТТАИ имел вес, равный 5кг. Комментарии, наверно, излишни.

Таким образом становится очевидным, что малый вес пластинчатых аппаратов по сравнению с кожухотрубными не более, чем легенда.

ЛЕГЕНДА № 2 – НЕБОЛЬШОЙ ГАБАРИТНЫЙ ОБЪЕМ

Рекламируя преимущества пластинчатых теплообменников, почти всегда подчеркивают такое их достоинство, как небольшой габаритный объем, что позволяет радикальным образом экономить площади, необходимые для размещения теплообменного оборудования и высвободить их для использования по другому назначению. Для крупных городов, где каждый квадратный метр офисной или торговой площади в центре города стоит немалых денег, это действительно важное качество. Но всегда ли слово «пластинчатый» обеспечивает преимущество по этому показателю по сравнению со словом «кожухотрубный»? Или честнее было бы писать «современный пластинчатый по сравнению с устаревшим, без малого вековой давности разработки, кожухотрубным». Представляется, что последняя формули-

ровка была бы намного точнее. Впрочем, читатель может судить сам на основании нижеприведенных данных.

Требуется осуществить 2-х ступенчатый нагрев воды горячего водоснабжения, при этом расход нагреваемой воды — 8,4т/ч, температуры нагреваемой воды (последовательно по ступеням) — 50С, 430С и 550С. По греющей среде были заданы следующие параметры: расход через 2-ю и 1-ю ступени соответственно 5,6т/ч и 15,2т/ч, температуры греющей среды на входе во 2-ю и 1-ю ступени соответственно — 700С и 520С.

Для решения стоящей задачи был предложен пластинчатый теплообменник одной из западноевропейских фирм, имеющий габаритный объем, равный 0,19м³. Решение этой же задачи (при тех же потерях напора) с помощью теплообменников ТТАИ потребовало применения для 1-й ступени аппарата с габаритным объемом 0,03м³, а для 2-й — 0,007м³. Как видно, суммарный габаритный объем двух аппаратов ТТАИ в 5,1 раза меньше габаритного объема одного пластинчатого аппарата. Следует обратить внимание на то обстоятельство, что в данном случае осуществлено заведомо невыигрышное сравнение для аппаратов ТТАИ, т.к. 2-х ступенчатый нагрев конструктивно может быть выполнен в одном пластинчатом аппарате, но на данный момент требует двух аппаратов ТТАИ (сейчас разрабатывается модификация, позволяющая выполнять 2-х ступенчатый нагрев в одном корпусе теплообменника ТТАИ). В тех случаях, где не требуется 2-х ступенчатого нагрева, выигрыш по габаритному объему в случае применения кожухотрубных теплообменников ТТАИ достигает 10 и более раз. И при этом надо еще учесть, что аппараты типа ТТАИ зачастую удобнее компонуются в помещении, что также создает выигрыш по производственным площадям.

Чтобы наглядно представить соотношение габаритных объемов пластинчатых аппаратов и аппаратов ТТАИ ниже приведены две фотографии, сделанные в одном из цехов объединения «АвтоВАЗ». На фото1 показан пластинчатый теплообменник, а на фото 2 — теплообменник ТТАИ, установленный взамен показанного на фото1 пластинчатого аппарата (аппарат ТТАИ установлен под углом к горизонту, т.к. требовалось не менять пространственное положение 2-х патрубков, ранее подводивших и отводивших агрессивную рабочую среду к пластинчатому теплообменнику.)

И еще об экономии площадей. Совсем недавно удалось выделить дополнительно 63м² торговых площадей в одном из крупнейших торговых центров Киева только благодаря переходу к теплообменникам ТТАИ от предварительно предполагавшихся к установке пластинчатых аппаратов.

Исключительно малый габаритный объем аппаратов ТТАИ, т.е. их псевдоодномерность, открывает неожиданные возможности по радикальной экономии производственных площадей при создании индивидуальных тепловых пунктов (ИТП). Использование аппаратов ТТАИ позволило применить принципиально новую идеологию создания ИТП, т.н. «планшетные» ИТП. Такие ИТП вообще не зани-

<< 45

**ЩИГРОВСКОЕ
ООО «ТРУБОПЛАСТ»
ВОЗОБНОВИЛО СВОЮ
ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ**

После полугодового простоя возобновило свою деятельность щигровское ООО «Трубопласт». На сегодняшний день предприятие способно выпускать два десятка наименований продукции – трубы разного диаметра для водоснабжения и строительства газопроводов различного давления. Все изготавливается по государственным стандартам, а не по параметрам технических условий, как на многих подобных предприятиях. Приходится работать в условиях жесткой конкуренции: если раньше в стране было четыре подобных предприятия, то теперь их более сотни.

Пока же для того, чтобы выдержать конкуренцию, щигровскому «Трубопласту» необходимы средства на приобретение сварочного оборудования для монтажа газовых пластмассовых труб, землеройной техники и другого. Это станет серьезным скачком для развития предприятия и создания новых рабочих мест.

www.advis.ru

**АМЕРИКАНЦЫ ЗАРАБОТАЮТ
НА ОБОГРЕВЕ РОССИИ**

Летом в Подмоскowie заработает первый американский завод по производству теплоизоляционных плит.

Новый завод будет находиться в 57км от МКАД, в поселке Крюково Зеленоградского района.

Здесь американцы запустят первую линию по производству теплоизоляционных плит из экструдированного пенополистирола марки Styrofoam. Как только будет налажена работа первой линии, Dow Chemical Company планирует начать наращивание мощностей и приступить к постройке второй линии.

Сумму инвестиции в открытие завода американцы не разглашают, однако, по мнению других участников рынка, они могут составлять примерно \$30 млн. Мощность первой линии завода, которую в Dow пока называют отказываются, составит, по приблизительным оценкам, от 50 до 100 тыс. м³ в год.

Поставлять свою продукцию Dow намерена в регионы России, а также на рынки Белоруссии, Казахстана и Украины.

www.advis.ru



Фото 1



Фото 3

мают места в плане, а распределены по ограждающим конструкциям. Такая идеология по определению недоступна при использовании даже самых современных пластинчатых теплообменников. Для примера на фото 3 показан ИТП Киевской областной дирекции Укрсоцбанка, а на фото 4 – ИТП одного из промышленных объектов в Воронеже (здесь аппараты ТТАИ – две серебристые горизонтальные трубы). «Планшетные» ИТП обеспечивают возможность их расположения в весьма затесненных помещениях. ИТП с теми же характеристиками, но созданные на базе современных пластинчатых аппаратов, потребовали бы для своего размещения более просторных, а значит и более ценных помещений.

Приведенные цифровые и визуальные данные подтверждают, что небольшой габаритный объем пластинчатых аппаратов тоже относится к области пусть красивых, но все же легенд.



Фото 2



Фото 4

**ЛЕГЕНДА
№3 – ТОНКОСТЕННОСТЬ
ТЕПЛОПЕРЕДАЮЩИХ
ПЛАСТИН
И ВЫСОКИЙ КОЭФФИЦИЕНТ
ТЕПЛОПЕРЕДАЧИ**

Описывая положительные потребительские свойства пластинчатых аппаратов, практически всегда отмечают их более высокий коэффициент теплопередачи, обосновывая это развитой турбулизацией потока и тонкостенностью теплопередающих пластин.

Здесь мы вообще сталкиваемся с подменой понятий. Действительно, какое дело потребителю до того, за счет чего необходимый ему предмет (в данном случае теплообменник) имеет те или иные выдающиеся свойства. Ведь покупая автомобиль, мы не интересуемся, например, степенью сжатия рабочей смеси в цилиндре двигателя. Нам важно, чтобы двигатель имел необходимую мощность, потреблял меньше горючего, был более экологически чистым и т.д.

и т.п. А за счет чего этого удалось добиться, нас не интересует. Зачем же навязывать потребителю теплообменников информацию о том, за счет чего удалось добиться столь малых массо-габаритных характеристик пластинчатых теплообменников? Не для создания ли псевдонаучного обоснования недостижимости этих аппаратов другими типами теплообменников?

Впрочем, раз уж тема обозначена и активно обыгрывается, есть необходимость осуществить предметный ее анализ. Итак, главный технический (подчеркнем еще раз – не потребительский) показатель – коэффициент теплопередачи. Сопоставительный анализ этого показателя для современных пластинчатых аппаратов и современных же кожухотрубных аппаратов, выпускаемых различными производителями (кроме аппаратов ТТАИ), уже не дает основания излишне оптимистично оценивать соответствующие значения для пластинчатых аппаратов/6/. Они, как правило, у пластинчатых аппаратов больше, но не настолько, чтобы придавать этому столь большое звучание. Но если же провести сравнение этого показателя пластинчатых теплообменников с теплообменниками ТТАИ, то ситуация и вовсе меняется на противоположную – коэффициенты теплопередачи пластинчатых аппаратов оказываются заметно меньше соответствующих величин аппаратов ТТАИ. Для наполнения этого утверждения конкретикой, приведем в качестве примера коэффициенты теплопередачи, характеризующие теплообменные аппараты для первого описанного в данной статье случая – с подогревом морской воды). Предложенный пластинчатый теплообменник имел значение $5854 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{°C})$, а аппарат ТТАИ имел значение $8397 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{°C})$. Превышение почти в 1,5 раза у аппаратов ТТАИ не оставляет никакого морального права говорить о более высоких коэффициентах теплопередачи пластинчатых теплообменников.

Что касается рассуждений о высокой степени турбулизации и малой толщине пластин, то это совсем уж очевидно искусственный прием набора положительных качеств. Во-первых, это еще более узкоспециальные вопросы, чем даже коэффициент теплопередачи, и поэтому никак не должны выходить на уровень потребителя. Во-вторых, специалистам известно, что на сегодня методы турбулизации для труб разработаны не хуже, а даже лучше чем для пластин. Поэтому, в частности, в теплообменниках ТТАИ осуществляется оптимальная турбулизация потока, не уступающая турбулизации в современных пластинчатых аппаратах.

Говорить же об исключительно малой толщине пластин (к слову сказать, почти не влияющей в абсолютном большинстве случаев на коэффициент теплопередачи), достигающей 0,5мм и даже, в пределе, 0,4мм/7/, тут же упоминая о достаточно высоких давлениях рабочих сред (на уровне 1,6МПа), представляется даже не достаточно профессиональным. Ведь известно, что цилиндрическая оболочка лучше противостоит избыточным давлениям, чем плоская стенка. И действительно, аппараты ТТАИ уже более 10-ти лет выпускаются с трубками, имеющими тол-

щину стенки 0,3мм. Очевидно, что это меньше, чем 0,5мм и даже чем 0,4мм.

Таким образом, становится ясно, что мнение о высоком коэффициенте теплопередачи пластинчатых теплообменников и об исключительно малых толщинах пластин вероятнее всего осознанно формировалось, как научно-техническая легенда.

ЛЕГЕНДА №4 – ПОВЫШЕННЫЙ СРОК СЛУЖБЫ

К существенным преимуществам пластинчатых теплообменников относят их повышенный срок службы. В качестве аргументации используются в основном ссылки на то, что, во-первых, пластины изготавливают из специальной нержавеющей стали, благодаря чему они не корродируют, во-вторых, пластины имеют соответствующий профиль, турбулизирующий поток, что предотвращает образование отложений, и, в-третьих, аппараты снабжаются резиновыми уплотнительными прокладками из резины EPDM, способной выдерживать достаточно высокие температуры/8/. Но предприятием «Теплообмен», как было отмечено выше, уже более 10 лет выпускаются кожухотрубные теплообменники ТТАИ, в которых, во-первых, трубки изготавливаются тоже из нержавеющей стали, причем точно тех же марок, что и пластины в пластинчатых аппаратах, во-вторых, трубки имеют специальный профиль, обеспечивающий такой же эффект турбулизации и предотвращение образования отложений и, в-третьих, для уплотнения используется идентичная по составу силиконовая резина, работоспособная в том же температурном диапазоне. Информация об этом уже много лет дается на многочисленных выставках, семинарах, конференциях и т.д., где принимают участие представители ООО «Теплообмен», а также публикуется в научно-технической периодике/9,10,11/.

Следовательно, активно распространяемая информация о повышенном сроке службы пластинчатых аппаратов по сравнению с кожухотрубными тоже не более чем легенда.

ЛЕГЕНДА №5 – ЛЕГКОСТЬ ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ

В качестве одного из существенных преимуществ пластинчатых теплообменников выделяется такое его свойство, как легкость технического обслуживания. Это действительно важный показатель назначения теплообменников, т.к. не существует техники, которую не требовалось бы обслуживать, а обслуживание на месте эксплуатации, в условиях котельной или энергетического цеха, всегда создает дополнительные сложности. Поэтому возможность разобрать пластинчатый теплообменник и доставить пластины, например, в мастерскую, чтобы их там очистить или заменить, дает этим аппаратам преимущество по сравнению с кожухотрубными, но опять же необходимо подчеркнуть, более полувековой давности, аппаратами. Если не лукавить и осуществлять сравнение с современными кожухотрубными теплообменниками, в частности с аппаратами ТТАИ (кстати, тоже разборными вплоть до извлечения трубного

пучка из корпуса/12/), то это преимущество пластинчатых аппаратов также из разряда конкретных переходит в разряд легенд. Дело в том, что при разборке и сборке пластинчатых теплообменников, что приходится выполнять на месте их эксплуатации, зачастую (а применительно к варианту использования клеевых уплотнительных прокладок – всегда) страдают многочисленные резиновые уплотнительные прокладки, имеющие сложную форму, и их требуется заменять. Однако стоимость комплекта таких прокладок сопоставима с ценой нового теплообменника (составляет порядка 30% полной стоимости нового пластинчатого теплообменника). В то же время в теплообменниках ТТАИ резиновые прокладки имеют исключительно простую кольцевую форму, их всего две штуки, да и менять их (если в том возникнет необходимость) придется не на месте эксплуатации, а в приспособленном для техобслуживания помещении. Обеспечивается это тем, что, как отмечалось выше, теплообменники ТТАИ в среднем в 10 раз легче современных пластинчатых аппаратов. Поэтому всегда, когда возникает необходимость выполнить техобслуживание аппарата, имеется легко реализуемая возможность теплообменник ТТАИ целиком, не разбирая на месте, доставить в специально приспособленное для этого помещение (мастерскую, ремонтный участок и пр.). В соответствующих условиях осуществить необходимые работы и вернуть аппарат на место. Ведь самый тяжелый теплообменник ТТАИ, используемый уже не в ИТП, а в крупных ЦТП, весит порядка 60кг. Очевидно, что такой теплообменник легко демонтирует и доставит к месту обслуживания бригада из 3-х и даже 2-х человек. Чего уж никак не скажешь про пластинчатый теплообменник весом более полу тонны. Значит, его придется все же разбирать, а главное, потом собирать на месте. Это удается успешно сделать далеко не всегда даже специалистам, а штатному персоналу котельных тем более.

Таким образом, информация о легкости выполнения технического обслуживания пластинчатых теплообменников на поверку является тоже легендой.

ЛИТЕРАТУРА

1. «К вопросу выбора типа водо-водяных подогревателей для систем теплоснабжения», Пермяков В.А. и др., «Промышленная энергетика», М., 2000г., №4, стр. 37—44.
2. «Результаты испытаний головных образцов водо-водяных подогревателей для систем теплоснабжения», Балувев Б.Ф. и др., Труды НПО ЦКТИ, Санкт-Петербург, 2002г., стр. 163-175.
3. «Теплообменные аппараты ОПТО для систем снабжения теплом и горячей водой», Пермяков В.А. и др., Труды НПО ЦКТИ, Санкт-Петербург, 2002г., стр. 147-162.
4. «Тонкостенные кожухотрубные аппараты», Барон В.Г., «Вентиляция, отопление кондиционирование (АВОК)», М., 2000г., №3, стр. 62—64.
5. «Тонкостенные теплообменные аппараты интенсифицированные (ТТАИ). Общий анализ ситуации», Барон В.Г., «Энергосбережение», Донецк, 2002г., №7, стр. 20—22.
6. «О некоторых проблемах создания высокоэффективных трубчатых теплообменных аппаратов», Дрейцер Г.А., Труды международного симпозиума по тепло-массообмену, Минск, 2004.

Вышеперечисленные и ряд не названных, менее популярных легенд, активно пропагандируемых в течение последнего десятилетия, создали миф о выдающихся свойствах зарубежных пластинчатых теплообменников, породивший, с одной стороны, мнение о необходимости применения только таких аппаратов, а с другой стороны, вызвавший к жизни бум по организации сборочных или даже почти полномасштабных производств таких аппаратов. На самом же деле это действительно высокоэффективные и высококачественные теплообменные аппараты, но они не являются панацеей. В ряде случаев их применение оправдано и на сегодня является наиболее оптимальным. Но в большинстве случаев им есть достойная альтернатива и даже больше, зачастую современные кожухотрубные аппараты, например, выпускающиеся серийно уже более 10-ти лет теплообменники ТТАИ, превосходят современные пластинчатые теплообменники по всему комплексу потребительских свойств. Проведение беспристрастного и на должном профессиональном уровне анализа позволяет выявлять это. Десятилетний опыт эксплуатации в условиях СНГ почти 2-х тысяч теплообменников ТТАИ, выпущенных за это время, позволяет с уверенностью сказать, что утверждение о безальтернативности пластинчатых аппаратов (такие пассажи доводилось встречать в научно-технической периодике) не более, чем миф.

Располагая достоверной информацией о состоянии дел в этой области, хочется подчеркнуть, что если бы за минувшее десятилетие хотя бы 10% финансовых средств, ушедших в адрес западноевропейских фирм в оплату за пластинчатые аппараты, были адресованы фирмам, работающим в этом направлении и использующим задел еще советских научных исследований оборонного комплекса, то, может быть, и не родился бы тот миф, развенчанию которого посвящена настоящая статья и на сегодня применялись бы и высокоэффективные пластинчатые, и массово применялись бы не менее высокоэффективные кожухотрубные аппараты отечественной разработки. Впрочем, еще не все потеряно.

7. «Пластинчатые теплообменники Альфа Лаваль. Есть ли предел совершенству?», «Теплоэнергоэффективные технологии», Санкт-Петербург, 2003г., №1, стр.40—44.
8. «Некоторые вопросы проектирования автоматизированных тепловых пунктов», Баранов В.В., «Теплоэнергоэффективные технологии», Санкт-Петербург, 2002г., №2, стр.44—47.
9. «Кожухотрубные теплообменные аппараты конца XX века», Барон В.Г., «Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии», Одесса, 2000г., №2 (5), стр. 34—36.
10. «Теплообменные аппараты типа ТТАИ и специфические особенности индивидуальных тепловых пунктов», Барон В.Г., «Новости теплоснабжения», М., 2000г., октябрь, стр. 24—27.
11. «Тонкостенные теплообменные интенсифицированные аппараты – альтернатива пластинчатым теплообменникам», Барон В.Г., «Теплоэнергоэффективные технологии», Санкт-Петербург, 2003г., №4, стр.52—55.
12. «Непривычные особенности привычных кожухотрубных теплообменных аппаратов», Барон В.Г., «Холодильный бизнес», М., 1999г., №6, стр. 27—29.



ОПРЕДЕЛЕНИЕ КПД КОТЕЛЬНОЙ

Для современной котельной на жидком топливе КПД будет часто достигать 80% при том условии, что котельная чистая, без сажи. Однако, реальный КПД в среднем (у тех котельных, которые измерялись) примерно 65%. Чаще всего котельная не настолько чистая, чтобы она могла принять тепло от пламени и передать максимальное количество тепла воде.

Намного сложнее складывается ситуация, когда производители котельных начинают говорить о КПД, достигающем 95%. Непонятно, какие условия были при определении КПД, и какой КПД имеется в виду.

В технической/экономической области используется не менее 6 определений для КПД котельной. Поскольку многим людям неизвестны условия определения КПД котельной, поставщики, не боясь быть обвиненными во лжи, дают высокий КПД. Однако, эти высокие цифры не имеют ничего общего с действительностью плательщика за тепло.

1. КПД ГОРЕНИЯ

КПД горения – количество энергии топлива, которое ОСВОБОЖДАЕТСЯ при сжигании.

Освобождение энергии топлива и ее переход в тепло в очаге (печке) котельной не говорит о высоком КПД котельной. КПД горения предоставляется некоторыми производителями котельных как КПД котельной, поскольку 1) цифра высокая (примерно 93—95%) 2) легко измерить КПД горения – нужно устано-

вить инструмент в дымовые трубы. Освобождение тепла из топлива происходит в большинстве котельных с высоким КПД горения.

Следовательно: Освобождение энергии топлива плюс ее переход в тепло в очаге (печке) это не то тепло, которое принимается котлом!! Мы же заинтересованы в том тепле, которое принимается котлом!!



	Низкий	Обычный	Высокий
Маленькие котельные < 100 КВт	< 60%	60-65%	80%
Средние котельные < 1000 КВт	< 65%	65-70%	90%
Крупные котельные > 1000 КВт	<70%	70-75%	90%

2. КПД КОТЕЛЬНОЙ

КПД котельной – количество энергии топлива, которое полезно используется, т.е. преобразовывается в другую энергонесущую среду.

Под другой энергнесущей средой подразумевается, например, теплая воды, которая обогревает дом.

КПД котельной – это наиболее используемое определение КПД во всех типах установок по сжиганию.

КПД котельной измерить сложнее, чем КПД горения, поэтому многие довольствуются только измерением КПД горения. На самом деле, КПД котельной на 10—15% ниже, чем КПД горения.

3. КПД ТОПОЧНОЙ ТЕХНИКИ

КПД ТОПОЧНОЙ ТЕХНИКИ ПОКАЗЫВАЕТ, КАК ЭФФЕКТИВНО происходит ГОРЕНИЕ И ПРИЕМ ТЕПЛА В КОТЕЛЬНОЙ. Даже эти расчеты часто представляются в результате анализа дымогарных газов.

Часто КПД топочной техники используется в качестве примерного аналога КПД котельной, так как техника измерения в данном случае легче. С помощью этой техники можно получить примерную цифру для КПД котельной: необходимо постоянно проводить анализ состава кислорода или CO₂ в дымогарных газах. Отнимаются потери, так как, например, в золе/шлаках присутствует часть тепла (особенно это касается шлакообразующих видов топлива).

Что касается жидкого топлива, то КПД топочной техники и КПД котельной примерно одинаков, так как жидкое топливо не содержит золы/шлаков. Но если использовать это понятие для угля или биотоплива, то погрешности (ошибки) значительно выше.

4. КПД УСТАНОВКИ

При вычислении КПД установки определяется отношение между общим объемом полезной энергии и общим количеством энергии. В общее количество энергии входит также «вспомогательная энергия», например, электрическая энергия необходимая для работы насосов котельной, вентиляции, дымоходов и т.д. Для установки на жидком топливе «вспомогательная энергия» соответствует примерно 1% от общей энергии топлива, для установок на твердом топливе «вспомогательная энергия» равняется 5% от энергии топлива.

КПД установки, таким образом, будет ниже, чем КПД котельной.

5. КПД СИСТЕМЫ

Определение КПД системы расширяет границы системы до:

- производства тепла с потерями
- распределения тепла с потерями в теплотрассах и т.д.
- использования тепла

Согласно UNICHAL (Международный союз поставщиков тепла) следующие типичные потери в трубах при распространении горячей воды в квартиры имеют место:

- Швеция – 8% потерь в трубах, т.е. тепло отдается земле и окружению труб ЦТ
- Дания – 20%
- Финляндия – 9%
- Бельгия – 13%
- Швейцария – 13%
- Западная Германия – 11%

6. КПД ГОДОВОЙ

КПД в год в принципе соответствует КПД котельной, но тогда рассчитывается среднее КПД котельной в течение всего года. В КПД в год входят также периоды с плохим уровнем горением, например, при запуске котельной и т.д.

КПД в год зависит от размера установки, срока эксплуатации и т.д.

Изложенное выше, показывает, что используются различные определения для КПД, поэтому существуют большая вероятность того, что будет дана ошибочная цифра, если понятие и определение КПД не уточнено. Таким образом, не стоит бояться быть нетактичным, поскольку на самом деле, многие производители, обладая или не обладая знаниями, предоставляют ошибочные цифры.

Важны те цифры, которые отражают реальную экономическую сторону того топлива, которое потребитель покупает. Если потерять доверие потребителя из-за предоставления слишком высокого КПД, то появление больших проблем на рынке неизбежно.

Как сказано, «все поставщики» (по крайней мере много) дают КПД горения, когда они предлагают информацию о КПД котельной.

Нельзя использовать КПД горения при расчете экономики установки!!!

Потребитель ПОКУПАЕТ НЕ ТОПЛИВО, А СРЕДСТВО ДЛЯ ПОЛУЧЕНИЯ ТЕПЛА. Не топливо должно быть дешевым, а тепло.

По материалам ООО «ТЕКО-лтд»

С. Самохин



РАСЧЕТ ХАРАКТЕРИСТИК КОМПРЕССОРА

Данная статья посвящена поршневым компрессорам, используемым в автосервисе, и может быть полезна с точки зрения общих подходов к выбору компрессорного оборудования и организации пневмосетей.

На первый взгляд тема выбора источника сжатого воздуха для автомастерской не кажется достаточно интересной. Однако не зря говорят, что первое впечатление бывает обманчивым. Более близкое знакомство с проблемой озадачивает и вызывает массу вопросов. Как правильно определить потребность в сжатом воздухе, как на основании полученных данных рассчитать оптимальные характеристики компрессора, может ли компрессор малой производительности, оснащенный большим ресивером, заменить компрессор большей производительности с меньшим ресивером, чем различаются входные и выходные параметры компрессора и как это учитывают в расчетах? Для ответа на эти и другие вопросы пришлось изучить массу специальной литературы, провести не одну беседу с продавцами и специалистами по ремонту. Вот что удалось выяснить...

Сжатый воздух в условиях автосервисного предприятия находит применение не только для подкачки колес – это известно. Различное авторемонтное оборудование: шиномонтажные станки, окрасочно-сушильные камеры, некоторые типы автомоек используют пневмопривод. Окрасочные работы выполняются только с использованием сжатого воздуха, профессиональных окрасочных пистолетов с электроприводом нет в программе ни у одного производителя. Это те случаи, когда без сжатого воздуха просто не обойтись.

Что еще может заставить авторемонтника задуматься о приобретении компрессора? Конечно же, желание меха-

низировать наиболее трудоемкие виды работ с использованием разнообразного пневмоинструмента. Его преимущества в сравнении с традиционно применяющимся электроинструментом не для всех очевидны, но тем не менее бесспорны.

Пневмоинструменты существенно превосходят своих электроконкурентов по надежности и ресурсу, побивая их почти вдвое по энерговооруженности – отношению мощности к единице веса. Именно поэтому они как нельзя лучше приспособлены для напряженной профессиональной работы, в условиях которой их применение наиболее экономически выгодно.

Не важно, какая из указанных причин привела вас к мысли приобрести компрессор, важно, как это сделать грамотно.

С ЧЕГО НАЧАТЬ

«Скажите, у вас есть компрессор с пятидесятилитровым ресивером?» – нередко с такого или подобного вопроса начинается беседа покупателя с менеджером. После этого продавцу приходится тратить много времени на то, чтобы объяснить, что задать такой вопрос – все равно что спросить, есть ли в продаже автомобиль с четырьмя колесами и что объем ресивера никак не может являться отправной точкой при выборе компрессора. Из чего же нужно исходить, делая выбор?

Исходить нужно из потребностей. Мысль не очень оригинальная, но справедливая, причем справедливая при выборе любого оборудования. Поскольку лучше всего о своих потребностях осведомлены мы сами – за нами и первое



слово. Перед тем, как нанести визит продавцу гаражного оборудования, нужно по возможности более точно подсчитать количество потребителей сжатого воздуха, определить их рабочие параметры (давление и номинальный расход воздуха) и предполагаемый режим работы.

Рабочие параметры пневмоинструмента или пневмооборудования указываются в паспорте. Если по каким-либо причинам эта информация отсутствует, можно у своих коллег или любого продавца пневмооборудования выяснить характеристики аналогичных устройств. Как правило, возможная небольшая ошибка не будет роковой. Для справки мы приводим параметры наиболее часто применяемого в автосервисной практике инструмента.

Понятно, что пневмоинструмент используется в работе непрерывно, а время от времени, соответственно изменяется текущее воздухопотребление. Для определения характеристик компрессора ориентируются на усредненное значение потребности в сжатом воздухе. Чтобы ее рассчитать, нужно, исходя из опыта эксплуатации и знания технологии планируемых работ, представить, каковы будут продолжительность и периодичность между включениями инструмента, возможна ли одновременная работа нескольких устройств и каких.

Сказанное касается тех, кто впервые приобретает компрессор. Если вы уже используете источник сжатого воздуха, который по каким-либо соображениям не удовлетворяет потребностям вашего предприятия, например, в связи с ростом количества потребителей или увеличившейся интенсивностью работ, нужно знать технические характеристики используемого компрессора, включая объем ресивера, а также сформулировать конкретные претензии к его работе. Например, если компрессор не обеспечивает требуемый расход воздуха, что часто приводит к перерывам в работе, следует экспериментально установить, за какой период времени давление в ресивере падает ниже допустимого уровня.

Вооружившись этими сведениями, можно смело идти в хороший магазин, где опытный менеджер (а в хороших магазинах – именно такие менеджеры) на основании этих данных поможет вам подобрать оптимальную, с точки зрения соотношения надежности и цены, покупку.

Более того, в хорошем магазине вам дадут возможность в течение 2–3 дней опробовать покупку на практике и в случае, если она вас не устраивает – обменять на другую модель. При этом продавцы действуют, исходя и из своих интересов: неправильно подобранный компрес-

сор не отработает гарантийного срока, который для различных видов компрессорного оборудования может составлять от 6 до 12 месяцев.

Если у вас на примете есть такой магазин, менеджерам которого вы доверяете, если вы нелюбопытны и не хотите узнать ответы на вопросы, поставленные в начале статьи, на этом можно закончить чтение. Если же вы хотите более осознанно подойти к вопросу приобретения источника сжатого воздуха, – двигайтесь с нами дальше.

ГАРАЖНЫЙ КОМПРЕССОР

Существуют различные типы компрессоров, используемые в технике в качестве источников сжатого воздуха. В настоящее время в автосервисной практике находят применение в основном поршневые устройства. В компрессорах этого типа воздух сжимается в замкнутом пространстве цилиндра в результате возвратно-поступательного движения поршня. Конструктивно они представляют собой агрегат, включающий компрессорную головку, электропривод, ресивер и устройство автоматического регулирования давления (прессостат).

Популярность поршневых компрессоров среди работников автосервиса определяется их невысокой стоимостью, приемлемыми массогабаритными показателями, простотой в эксплуатации и обслуживании и выходными характеристиками, способными удовлетворить потребности практически любого авторемонтного предприятия.

К основным характеристикам компрессора относятся два параметра – максимальное давление (P_{max}) и объемная производительность или подача (Q).

Большинство предлагаемых сегодня на рынке компрессоров развивают давление, превышающее потребности стандартного пневмооборудования и инструмента, используемого при авторемонте. На рынке представлены компрессоры с максимальным давлением 6, 8, 10, 13 бар.

Напомним, что номинальное рабочее давление окрасочных пистолетов – 3–4 бар, пневмоинструмента – до 6,5 бар. Исключение составляет пневмопривод шиномонтажных станков, для которого многие производители рекомендуют использовать сжатый воздух при давлении 8–10 бар. Впрочем, практика показывает, что пневматика шиномонтажного оборудования надежно работает и при использовании 8-барного компрессора.

Что еще нужно учитывать, определяя максимальное давление, развиваемое компрессором?

Во-первых, следует иметь в виду, что система автоматического регулирования давления всех компрессоров настроена таким образом, что обеспечивает поддержание давления в ресивере с допуском – 2 бар от максимального значения. Это означает, что в процессе работы компрессора с $P_{max}=8$ бар давление на выходе может изменяться в диапазоне от 6 до 8 бар, у 10-барного, – соответственно, от 8 до 10 бар. Заводские регулировки прессостата могут

быть изменены пользователем только в сторону уменьшения минимального давления.

Во-вторых, необходимо учитывать, что наличие протяженных пневмомагистралей до потребителей сжатого воздуха вызывают падение давления в линии. При ошибках в проектировании пневмосети (применении труб малого диаметра, использовании водопроводных запорных устройств, нерациональной прокладке магистралей и т.д.) оно может достигать существенной величины и стать причиной неэффективной работы пневмооборудования. Чтобы избежать возможных неприятностей в таких случаях, нужно отдать предпочтение компрессору с более высоким максимальным давлением.

Из сказанного следует, что в качестве универсального гаражного источника сжатого воздуха можно использовать компрессор с максимальным давлением 8 бар. Если компрессор будет использоваться исключительно для окрасочных работ, можно обойтись и 6-барным, а в случае разветвленных пневмосетей надежнее использовать компрессор, развивающий давление до 10 бар.

Некоторый запас по давлению полезен и с другой точки зрения. Чем выше давление, развиваемое компрессором, тем большую массу воздуха он может закачать в ресивер и тем большее время последний будет опорожняться до минимально допустимого давления, обеспечивая компрессору время для отдыха.

Кстати, об отдыхе: а нужен ли он железному компрессору? В ответе на этот вопрос кроется ключ к пониманию особенности рабочего процесса в поршневом компрессоре. Учитывая ее, определяют важнейшую характеристику компрессора – производительность.

РЕЖИМ РАБОТЫ ПОРШНЕВОГО КОМПРЕССОРА

Сжимаясь в цилиндре поршневого компрессора, воздух нагревается. На выходе из одноступенчатого компрессора его температура превышает 150°C. При этом часть тепла поглощается деталями и элементами конструкции головки компрессора, что приводит к повышению их температуры и изменению тепловых зазоров в узлах трения.

Если не обеспечить отвод тепла, головка не успевает охлаждаться. Последствия представить несложно: температура смазываемых узлов возрастает выше допустимого уровня, полностью выбираются тепловые зазоры, горячее масло, подаваемое к парам трения разбрызгиванием, не держит «масляный клин». В «лучшем» случае это грозит ускоренным износом механизма компрессора, в худшем – немедленным выходом из строя в результате заклинивания.

Это учитывается при проектировании компрессора. Для обеспечения теплосъема применяют принудительное охлаждение компрессорной головки – обдув воздухом. В качестве нагнетателя обычно используется вентилятор электродвигателя или шкив коленчатого вала компрессора. Чтобы повысить эффективность охлаждения, корпус голо-

ВОЗДУХОСНАБЖЕНИЕ

вки изготавливают из сплавов с высокой теплопроводностью и делают оребренными.

Такие меры наиболее просты и дешевы, но недостаточны для того, чтобы обеспечить продолжительную непрерывную работу поршневого компрессора. Поэтому поршневой компрессор изначально рассчитывается на эксплуатацию со строго определенной скважностью, что предполагает обязательное наличие перерывов, необходимых для нормализации теплового режима головки.

Количественно режим эксплуатации оценивается коэффициентом внутрисменного использования (Кви), показывающим, какую часть времени компрессор способен работать непрерывно. Отечественный стандарт определяет три вида режимов работы компрессора: кратковременный (Кви = 0,15), непродолжительный (Кви = 0,5) и продолжительный (Кви = 0,75).

Способность дольше работать в непрерывном режиме означает в конечном счете большую надежность и ресурс техники. Она достигается использованием более совершенных материалов и схемных решений, больших запасов прочности конструктивных элементов, что, естественно, отражается на стоимости продукции.

В зависимости от допустимого режима эксплуатации, а также выходных характеристик зарубежные производители подразделяют свою продукцию на несколько серий: хобби (полупрофессиональную), профессиональную и промышленную. О том, чем они принципиально отличаются, мы расскажем далее.

Как обеспечивается требуемый режим эксплуатации компрессора? Прежде всего, рассчитывая его объемную производительность, нужно соблюсти правильный баланс между этой важнейшей характеристикой и средним воздухопотреблением. Эти параметры связаны между собой через коэффициент, зависящий от класса компрессора, который больше единицы для компрессоров всех серий.

Это означает, что подача компрессора должна быть всегда больше, чем среднее воздухопотребление. Производя сжатого воздуха больше, чем расходуется, компрессор сам создает для себя задел, позволяющий ему время от вре-

мени «расслабляться». Величина запаса по производительности тем больше, чем ниже положение, занимаемое компрессором в «табели о рангах». Отдав предпочтение более дешевой технике (например, полупрофессиональной серии), необходимо заложить в расчеты больший запас по производительности.

Функцию хранения запасенного сжатого воздуха выполняет ресивер, а в случае разветвленной пневмосети – также и внутренний объем магистралей.

В этом заключается наиважнейшая роль ресивера наряду с демпфированием пиковых нагрузок, сглаживанием пульсаций давления и охлаждением сжатого воздуха.

Может сложиться мнение, что чем больше емкость ресивера, тем легче жизнь компрессора. Это мнение ошибочно. Дело в том, что для наполнения ресивера до максимального давления, когда автоматика прессостата отключает компрессор, требуется время, и немалое. При необоснованном увеличении объема ресивера компрессор будет трудиться непрерывно на его восполнение, выходя из допустимого режима работы.

Объем ресивера связан как с производительностью компрессора, так и с характером воздухопотребления. По этой причине компрессорная головка одной производительности может комплектоваться ресиверами нескольких типоразмеров, объем которых отличается в несколько раз. В среднем объем ресивера таков, что компрессор способен наполнить его за 3–4 мин. Если потребности в сжатом воздухе примерно равномерные по времени, то в целях экономии средств можно ограничиться минимальным ресивером. Если возможны пиковые нагрузки, лучше предпочесть больший.

Итак, грамотно выбрать компрессор для заданного воздухопотребления означает определить его производительность и объем ресивера таким образом, чтобы при эксплуатации данный компрессор работал в режиме внутрисменного использования, на который он рассчитан. Несоответствие режима работы паспортному значению приводит либо к неэффективному использованию компрессора, либо к сокращению его ресурса и преждевременному выходу из строя.

Номинальные параметры пневмооборудования

Инструмент	Давление, Р (бар)	Расход воздуха, G (л/мин)	Коэффициент использования (Ки)
Окрасочный пистолет	3-4	300-400	0,6-0,7
Машинка шлифовальная, полировальная	6,5	350-450	0,6-0,7
Отрезная машинка	—	800-1200	0,5
Обдувочный пистолет	—	150-250	0,2
Пневмозубило	—	150-250	0,3
Угловой гайковерт	—	150-200	0,3
Ударный гайковерт 1/2'	—	400-500	0,2

Как упоминалось, поршневых компрессоров, имеющих $K_{ви} = 1$, в природе не существует. Поэтому, если ваш компрессор на протяжении смены «молотит» без перекуров – это верный признак того, что он подобран неправильно и вскоре выйдет из строя.

ОСОБЕННОСТИ РАСЧЕТА

Приступая к расчету характеристик компрессора, полезно знать следующее. Масса воздуха, перекачиваемая компрессором в единицу времени, – величина постоянная и зависит от его конструктивных особенностей. Однако производительность принято определять не в массовых, а в объемных величинах, что часто приводит к путанице и ошибкам в расчетах.

Дело в том, что воздух, как и другие газы, сжимаем. Это означает, что одна и та же масса воздуха может занимать разный объем в зависимости от давления и температуры. Точная взаимосвязь между этими величинами описывается сложной степенной зависимостью или уравнением политропы. В случае компрессора, наполняющего ресивер, это означает, что с ростом давления в ресивере (на выходе компрессора) его объемная производительность уменьшается.

Если объемная подача компрессора – переменная по времени, – какая же цифра указывается в технических характеристиках? Согласно ГОСТ, производительность компрессора – это объем воздуха, выходящий из него, пересчитанный на физические условия всасывания. В большинстве случаев физические условия на входе в компрессор соответствуют нормальным: температура – 20°C, давление – 1 бар. ГОСТ также допускает возможность отклонения реальных характеристик компрессора от указанных в паспортных данных на величину $\pm 5\%$.

Кстати, на нормальные условия пересчитывают и параметры потребителей сжатого воздуха, чтобы привести их к общему знаменателю с характеристиками источника. Поэтому номинальный расход 100 л/мин означает, что при рабочем давлении пневмоинструмент за минуту потребляет такое количество воздуха, которое при нормальных условиях заняло бы объем, равный 100 литрам.

Зарубежные производители, не знакомые с содержанием наших ГОСТов, определяют производительность своей продукции иначе, что порой приводит к ошибкам. В паспортных данных на импортную технику указывается теоретическая производительность компрессора (производительность по всасыванию).

Теоретическая производительность определяется геометрическим объемом воздуха, который поместится в рабочей полости компрессора за один цикл всасывания, умноженный на количество циклов в единицу времени. Она отличается от реальной, выходной, в большую сторону. Отличие учитывается коэффициентом производительности ($K_{пр}$), зависящим от условий всасывания и конструктивных особенностей поршневого компрессора – потерь во вса-

сывающих и нагнетательных клапанах, наличия недовытесненного, «мертвого», объема, приводящих к уменьшению наполнения цилиндра. Для компрессоров профессиональной серии коэффициент производительности может составлять величину от 0,6 до 0,7, причем большие значения соответствуют большей подаче.

Различия характеристик, рассчитанных по входу и на выходе, могут достигать существенной величины. Может, это и является причиной того, что лукавые иностранные производители указывают данные по всасыванию, – выглядят они значительно солиднее.

В хороших магазинах продавцы, как правило, имеют данные как по входным, так и по выходным характеристикам профессиональных импортных компрессоров. Для продукции бытовой серии таких данных не приводит никто, хотя из практики известно, что реальный «выход» бытовых компрессоров едва ли превышает 50% от заявляемой теоретической производительности.

Точный расчет характеристик поршневого компрессора сложен и связан с решением степенных уравнений. Приводимая методика выбора компрессора содержит упрощенные соотношения, которые тем не менее дают небольшую погрешность, и позволяет правильно определить его параметры.

Обратите внимание, что в ней определяется теоретическая производительность компрессора (по входу). Чтобы пересчитать полученные данные на «выход» (в случае расчета отечественного гаражного компрессора), нужно результат уменьшить на 30–40%.

Итак, правильно определив исходные данные и выполнив несколько математических вычислений, можно понять, какими характеристиками должен обладать компрессор. Однако выбирать нужно конкретную технику, а не характеристики.

МЕТОДИКА РАСЧЕТА ХАРАКТЕРИСТИК КОМПРЕССОРА

Шаг 1. Расчет воздухопотребления.

Определяется состав потребителей сжатого воздуха и их номинальный расход воздуха (G_i). Периодичность работы учитывается применением в расчетах полученного опытным путем коэффициента использования пневмооборудования ($K_{и,i}$), равного отношению длительности их работы к продолжительности смены.

$$G \text{ (л/мин)} = G_1 \times K_{и,1} + G_2 \times K_{и,2} + \dots$$

Шаг 2. Расчет теоретической производительности компрессора (по входу).

$$Q_{вх} \text{ (л/мин)} = G \times b,$$

b – коэффициент запаса производительности, зависящий от класса компрессора и максимального давления, определяемый по таблице (см. ниже).

Чтобы получить значение выходной производительности (необходимо при выборе отечественного компрессора), полученные данные нужно уменьшить на 30–40%.

ВОЗДУХОСНАБЖЕНИЕ

Максимальное давление P_{\max} (бар)

Класс компрессора	10	8	6
Полупрофессиональный	1,7	1,6	1,5
Профессиональный	1,6	1,5	1,4
Промышленный	1,4	1,3	1,2

Шаг 3. Определение объема ресивера

$$V (\text{л}) = G \times t \times K_{\text{пр}} / 60 \text{ DP}$$

DP – диапазон регулировки давления в ресивере (мин. значение – 2 бар);

t – допустимое время (сек), за которое давление в ресивере падает от максимального до минимального (рекомендуется от 30 сек и более в зависимости от требований к пневмосети);

$K_{\text{пр}}$ – коэффициент производительности компрессорной головки (для одноступенчатых – 0,65, для двухступенчатых – 0,75).

Если у вас уже есть компрессор, который не обеспечивает ваши потребности

Шаг 1. Хронометрированием экспериментально определяем наименьшее значение t – время (сек), за которое давление в ресивере падает от максимального до минимального (время между остановом и включением компрессора).

Шаг 2. Рассчитываем реальное воздухопотребление по формуле:

$$G = 60 \times V \times \text{DP} / (t \times K_{\text{пр}})$$

V – объем ресивера (л);

DP – диапазон регулировки давления в ресивере (мин. значение – 2 бар);

$K_{\text{пр}}$ – коэффициент производительности компрессорной головки (для одноступенчатых – 0,65, для двухступенчатых – 0,75).

Шаг 3. Используя полученные данные, пересчитываем характеристики компрессора согласно методике.

Одно из двух (задача на сообразительность)

Определите, за какое время импортный компрессор профессиональной серии с $P_{\max} = 8$ бар и производительностью $Q_{\text{вх}} = 200$ л/мин накачает ресивер объемом 100 л до давления 8 бар.

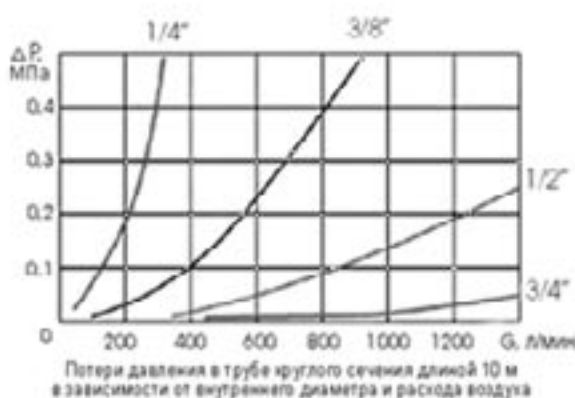
Вариант 1.

Если вы не читали статью или делали это невнимательно, вы получите такой, казалось бы, очевидный, но абсолютно неправильный ответ:

$$t = V / Q_{\text{вх}} = 100 / 200 = 0,5 \text{ (мин.)}$$

Вариант 2.

Если вы усвоили кое-что из прочитанного, то, пересчитав формулу, использовавшуюся для определения объема ресивера, относительно t, получите:



Потери давления в трубе круглого сечения длиной 10 м в зависимости от внутреннего диаметра и расхода воздуха



Зависимость объемной подачи компрессора от давления в ресивере

$t = 60 \times V \times \text{DP} \times / (Q \times K_{\text{пр}}) = 60 \times 100 \times 8 / 200 \times 0,6 = 400$ (сек) = 6,7 (мин) ($K_{\text{пр}}$ принят равным 0,6, так как производительность низкая).

Как видите, игнорирование теории может привести к ошибке более, чем в 13 раз!

Рагинов Николай Михайлович
г. Набережные Челны,
ООО «РАБИКА-
энергосбережение»



СНИЖЕНИЕ ЗАТРАТ НА ПРОИЗВОДСТВО СЖАТОГО ВОЗДУХА ЗА СЧЕТ ПРИМЕНЕНИЯ УСТРОЙСТВ ПЛАВНОГО ЗАПУСКА С ФУНКЦИЕЙ РЕГУЛИРОВАНИЯ

Сжатый воздух является одним из самых дорогих видов энергии, используемых в современной промышленности: 1 кДж энергии, получаемой в пневмоприводах машин и механизмов, использующих сжатый воздух, обходится в 7—10 раз дороже, чем тот же 1 кДж, получаемый при работе электропривода. На производство сжатого воздуха расходуют в среднем около 20% всей потребляемой машиностроительной промышленностью электрической энергии. Поэтому вопросы сокращения энергетических потерь и расходов при производстве сжатого воздуха чрезвычайно актуальны.

Как известно, компрессоры для крупных промышленных производств выбираются с гарантированным запасом по производительности, обусловленным изменениями производительности компрессора в зависимости от температуры и давления всасываемого воздуха. Опираясь на реальный опыт использования компрессоров, можно утверждать, что на более чем 60% предприятий большое потребление воздуха в дневную смену и слабое потребление во вторую и ночную смены, а по выходным сжатый воздух не нужен вовсе.

Оптимизация работы существующих компрессорных станций, снабженных высокопроизводительными турбокомпрессорами, позволяет сократить расходы электроэнергии на производство сжатого воздуха до 50%. Оптимизация работы компрессоров происходит за счет:

- обеспечения эффективной и безопасной возможности отключения и плавного запуска электродвигателей большой мощности;
- автоматического поддержания необходимого для технологии давления в пневмосистеме с высокой точностью;
- воздействия на начальную температуру и начальное давление всасываемого воздуха;
- подогрева отходящего к потребителю сжатого воздуха за счет утилизации тепла сжатия.

Наиболее существенным решением проблемы энергосбережения при эксплуатации компрессорных и насосных установок, вентиляторов и дымососов с мощными эл. двигателями является применение Устройств плавного запуска (УПЗ). Специалистами ООО «РАБИКА-энергосбережение» разработано универсальное устройство, позволяющее, кроме плавного запуска, осуществлять автоматическую



регулировку производительности и давления в пневмо- и гидросистемах. Эти устройства по функциональности не уступают сложным и дорогим частотным преобразователям, а в случае с электродвигателями большой мощности внедрение на компрессорной станции УПЗ окупится в несколько раз быстрее, чем ЧРП (от 3 месяцев).



УПЗ с функцией регулирования состоит из двух базовых узлов: плавного запуска и регулировки производительности. Возможно автономное исполнение узлов.

УЗЕЛ ПЛАВНОГО ЗАПУСКА

Существует несколько направлений снижения затрат, вызванных неоптимальной работой централизованных пневмосистем. Например, на многих заводах предлагается использовать вместо пневмоприводов электро- и гидроприводы, потребляющие меньше энергии. Другое решение – установка локальных компрессоров меньшей производительности, которые снабжали бы сжатым воздухом отдельные цеха и агрегаты. Для привода таких компрессоров можно использовать двигатели малой мощности, что делает возможным их включение и выключение по мере необходимости. Все вышеперечисленные решения требуют значительной реконструкции существующих систем производства, а значит, огромных капиталовложений.

Больших энергопотерь при работе централизованных пневмосистем можно было бы избежать за счет обеспечения плавного пуска электродвигателей большой мощности (от 400 до 12500 кВт), приводящих компрессоры. Всем известны негативные последствия прямого (мгновенного) пуска, из-за которых большинство машиностроительных предприятий не имеют возможности отключать электродвигатели большой мощности в периоды остановок или снижения объемов производства. Известные до последнего времени решения по устранению этой проблемы, как правило, недостаточно эффективны и дороги.

Для предотвращения прямого пуска и его последствий применяют устройства плавного пуска (запуска) – УПП (УПЗ), софт-стартеры. Их основное назначение – добиться постепенного разгона электропривода и не допустить возникновения высоких пусковых токов.

Существующие решения в области плавного пуска

Традиционные УПП используют тиристорные регуляторы или частотные преобразователи. Наибольшую популярность на рынке получили следующие устройства:

- Высоковольтное пусковое устройство на базе тиристорных регуляторов напряжения (ВПУ) – Квазичастотный мягкий пуск (г. Харьков);
- Устройство безударного пуска высоковольтных двигателей (УБПВД, г. Чебоксары);
- Устройства плавного пуска фирмы Siemens (Германия) и других производителей.

Недостатками УПП на базе тиристорных устройств являются высокая стоимость, низкая надежность, сложность подбора тиристорных устройств по характеристикам, необходимость постоянного обслуживания и/или больших затрат на сервис от поставщика. Пусковые токи сокращаются, но все-таки остаются относительно большими.

Кроме того, традиционные УПП не решают основной проблемы выхода из строя электродвигателей – пробоя изоляции вследствие значительного повышения температуры обмоток. Сокращая пусковые токи, эти устройства увеличивают время пуска, при этом тепловое воздействие на обмотки статора приближается к показателям прямого пуска. По этой причине после останова двигателя следующий пуск возможен только через 10–12 часов.

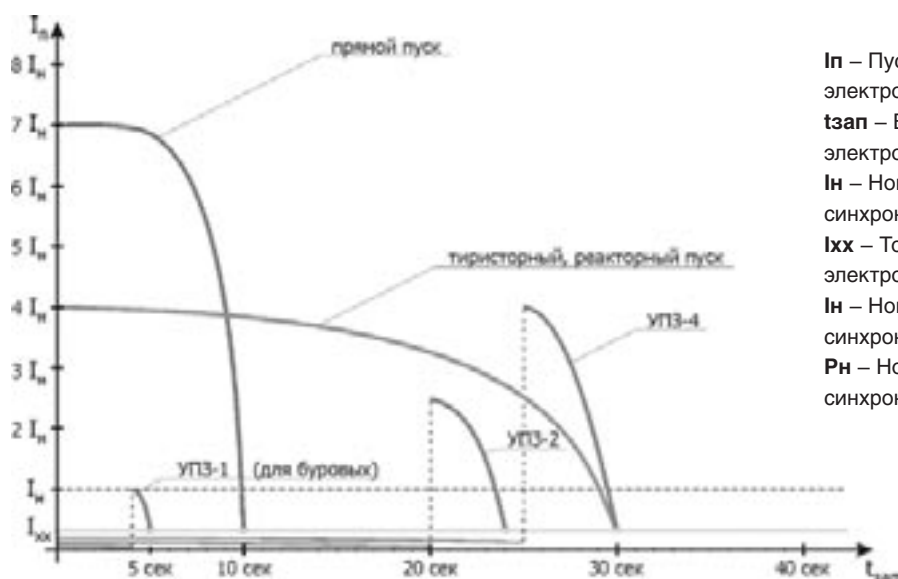
К традиционным устройствам плавного пуска можно также отнести преобразователи частоты для высоковольтных электродвигателей (ПЧСВ) и Автотрансформаторные устройства. Однако, они также сравнительно ненадежны, дороги и требуют значительных расходов на сервисное обслуживание.

Новый подход к плавному пуску – устройство-разгонник

Специалистами ООО «РАБИКА-энергосбережение» в 2003 году разработано и запатентовано Устройство плавного запуска (УПЗ), основанное на совершенно иных принципах. УПЗ механическим способом с помощью дополнительного привода меньшей мощности постепенно раскручивает основной двигатель, плавно доводя до определенного числа оборотов. После этого на обмотки запускаемого двигателя подается напряжение, и разгонник отцепляется. Так как старт начинается с малых оборотов, предотвращается интенсивный износ подключенного к приводу оборудования. Пусковые токи минимальны вследствие того, что напряжение подается в тот момент, когда вал двигателя уже вращается в режиме, близком к рабочему.

Устройство работает полностью в автоматическом режиме, постепенно доводя число оборотов до заданного. Ходом всех процессов управляет контроллер. Запатентованное технологическое ноу-хау позволяет осуществить идеально-теоретический пуск электродвигателя без каких бы то ни было негативных последствий для оборудования. УПЗ устанавливается индивидуально на каждый эл. двигатель. При этом сохраняется существующая система прямого пуска.

Главной отличительной особенностью Устройства плавного запуска ООО «РАБИКА-энергосбережение» является то, что первоначальный пусковой момент, приходящийся на вал компрессора, приблизительно в 60 раз меньше, чем при других видах запуска. Ни один из известных видов запуска электродвигателей большой мощности не в состоянии даже теоретически обеспечить такие показатели, так как все они базируются на иных физических принципах.



- I_n – Пусковой ток синхронного электродвигателя
- $t_{зап}$ – Время запуска синхронного электродвигателя
- I_n – Номинальный ток нагрузки синхронного электродвигателя
- I_{0x} – Ток холостого хода синхронного электродвигателя
- I_n – Номинальный ток нагрузки синхронного электродвигателя
- P_n – Номинальная мощность синхронного электродвигателя

Сравнительные характеристики различных типов запуска синхронных электродвигателей

Отрицательные факторы запуска синхронных электродвигателей большой мощности	Прямой пуск	Реакторный пуск	Тиристорный пуск	УПЗ производства «РАБИКИ»	
				УПЗ-2	УПЗ-4
1. Первоначальная ударная нагрузка на обмотки синхронных эл. двигателей	7 I _н	4 I _н	4 I _н	2,5 I _н	4 I _н
2. Первоначальная ударная нагрузка на муфту и вал привода	2,5 P _н	1,25 P _н	1,25 P _н	0,04 P _н	
3. Длительность действия пусковых токов	8-10 сек.	25-30 сек.	25-30 сек.	4-5 сек.	
4. Дополнительное тепловое воздействие пусковых токов на электродвигатель	61,25 кВт*час	87,5 кВт*час	87,5 кВт*час	4,44 кВт*час	17,5 кВт*час
5. Тепловое воздействие пусковых токов на электродвигатель при различных видах запуска по отношению к прямому пуску	1 раз	1,4 раз	1,4 раз	0,14 раз	0,28 раз

Незначительное тепловое воздействие на обмотки статора при пуске позволяет запускать электродвигатели с УПЗ даже из горячего состояния. Применение нового подхода к запуску электродвигателей, а также нескольких технологических ноу-хау обусловили высокую эффективность и оптимальную (дешевле существующих решений) стоимость УПЗ.

Преимущества, получаемые при использовании УПЗ:

- Величина пусковых токов снижается до 2,5—4 номиналов;
- Время действия пусковых токов сокращается до 4—5 секунд;
- Уменьшаются динамические нагрузки на обмотки статора при пуске;
- Исключаются или существенно уменьшаются гармоники, передаваемые в сеть в момент запуска электродвигателя;
- Исключается опасное падение напряжения в сети во время пуска;
- Первоначальный пусковой момент, приходящийся на вал привода, приблизительно в 60 раз меньше, чем при других видах запуска;
- Тепловое воздействие на обмотки статора электродвигателя в 4 раза меньше, чем при прямом или тиристорном пуске;
- Интервалы между включениями – любые, без негативных последствий для устройства и запускаемого двигателя;
- Срок эксплуатации высоковольтного электродвигателя увеличивается;
- Улучшаются условия эксплуатации коммутационного электрооборудования;
- Возможна экономия ресурсов после запуска за счет применения **дополнительных опций УПЗ**, что приравнивает устройство по функциональности к дорогим и сложным частотным преобразователям.

Преимущества УПЗ перед другими видами плавного пуска:

- Постепенное нарастание числа оборотов из состояния покоя, как при использовании частотного преобразователя, практически полное отсутствие ударных пусковых нагрузок на муфту и вал привода;
- УПЗ обладает высокой степенью надежности и простотой конструкции, так как использует в процессе простые физические процессы;
- УПЗ не требует специализированного сервисного обслуживания;
- Ремонт или техническое обслуживание проводятся в короткие сроки и не нарушают цикл производства, так как не требуется высокой квалификации сотрудников и применения оригинальных запчастей;
- Монтаж УПЗ не требует приобретения и установки дополнительного электрооборудования и осуществляется без вмешательства в схему управления приводом;
- Оптимальные сроки внедрения (20—30 дней) и самокупаемости УПЗ;
- УПЗ за счет новой возможности **регулирования подачи воздуха** позволяет дополнительно экономить электроэнергию во время работы турбокомпрессоров.

Функции автоматики УПЗ:

- возможность автоматизированного удаленного управления с компьютера диспетчерского пункта через интерфейсы RS-232 и RS-485;
- возможность автоматического закрытия дроссельной заслонки при аварийном отключении компрессора;
- возможность управления противоположным клапаном.

За 3 года серийного производства Устройств плавного пуска было проведено более 40 внедрений, что сделало УПЗ лидером на рынке систем плавного пуска для компрессорных установок. На ряде предприятий благодаря УПЗ количество пусков одного компрессора в год превысило 300, при этом компрессор ни разу не останавливался.

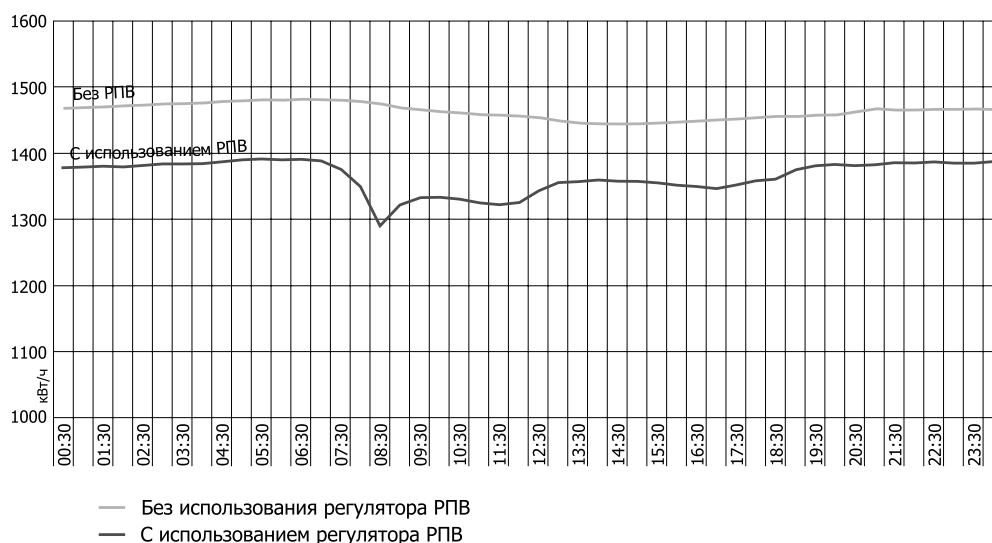


График получасовых значений потребления электроэнергии электродвигателем СТД-1600 компрессора К-250 (нефтехимическое производство с круглосуточным режимом работы)

ся на ремонт. В таком режиме работы была достигнута экономия электроэнергии более 2 млн кВт/ч в год на один компрессор.

УПЗ имеет высокий потенциал энергосбережения, что позволило ему найти применение в различных отраслях промышленности. Устройства уже установлены на ОАО КАМАЗ, ОАО Калужский турбинный завод, ОАО Курганмашзавод, ОАО Нижнекамскнефтехим, ОАО Спасскцемент, ООО Тобольск-Нефтехим (АК Сибур), ОАО Амурский судостроительный завод, ОАО Алтайский моторостроительный завод, ОАО ХК Коломенский завод, ФГУП Воронежский Механический Завод, ОАО Северский трубный завод, ЗАО Авиастар-СП, ОАО Самарский подшипниковый завод, ОАО Северсталь-Авто (УАЗ), АО Казцинк (Казахстан) и других предприятиях. Более 80% предприятий после года использования УПЗ размещают повторные заказы на внедрение устройств на своих компрессорных станциях и планируют оснастить Устройствами плавного запуска все компрессоры.

УЗЕЛ РЕГУЛИРОВКИ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ (РЕГУЛЯТОР ПОДАЧИ ВОЗДУХА)

Другим направлением оптимизации работы систем производства сжатого воздуха является технология поддержания постоянного давления в пневмосистеме.

Теоретически и практически доказано:

- каждые 0,1 кгс/см² давления нагнетания увеличивают электропотребление компрессора на 1%;
- превышение минимально допустимого давления в пневмосистеме на 1 кгс/см² приводит к перерасходу эл. энергии на 10%

Разработанный нами Регулятор подачи воздуха – это электронное устройство, позволяющее с высокой точ-

ностью поддерживать в пневмо- и гидросистемах любое заданное давление без вмешательства обслуживающего персонала. Принцип действия регулятора заключается в том, что он с заданным интервалом опрашивает датчик давления и при необходимости воздействует на дроссельную заслонку всасывающей линии компрессорной установки. Таким образом, производится корректировка нагрузки электродвигателя, что позволяет компрессору работать в оптимальном режиме, не допуская перерасхода электроэнергии. С регулятором давления производительность компрессора точно соответствует реальной потребности в сжатом воздухе. Экономия электроэнергии достигает от 7 до 15%. В течение многих лет регуляторы эффективно эксплуатируются на машиностроительных и нефтехимических предприятиях, а также очистных сооружениях.

Использование данной функции позволяет повысить качество продукции за счет более надежной работы пневмооборудования и инструмента. Нет необходимости постоянно менять настройки оборудования в связи со скачками давления на местах использования сжатого воздуха.

Комплексные решения

У автора имеются и другие технические решения, позволяющие в комплексе снизить расходы на производство сжатого воздуха на машиностроительных предприятиях в 2 раза. Применение этих решений позволит действующим предприятиям не тратить средства на замену централизованных пневмосистем путем дорогостоящего внедрения локальных компрессоров, электро- и гидроприводов к оборудованию и инструменту и т.п. Это позволяет в корне изменить отношение к сжатому воздуху как к чрезвычайно дорогому типу энергоносителей.



Янсюкевич В. А.

МЕТОДИКА ИСПЫТАНИЯ ИЗОЛЯТОРОВ И ШИНОПРОВОДОВ

ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Рекомендации настоящей методики распространяются на измерения сопротивления изоляции и испытания изоляторов и шин всех типов и напряжений.

Изоляторы предназначены для электрической изоляции токоведущих частей друг от друга и от земли, а также для крепления к ним токоведущих частей и восприятия механических усилий, возникающих при протекании по токоведущим частям токов короткого замыкания.

Материалом для изготовления изоляторов является высококачественный фарфор, который по поверхности покрывается глазурью, стекло, для изоляторов напряжением до 1000В могут использоваться различные виды пластика.

Изоляторы подразделяются на аппаратные, применяемые в аппаратуре; стационарные, применяемые в распределительных устройствах, и линейные, используемые в основном на воздушных линиях электропередачи и в гибкой ошиновке.

Стационарные изоляторы в свою очередь подразделяются на опорные и проходные, изготавливаемые для внутренней и наружной установки. Опорные изоляторы предназначаются для крепления шинных конструкций и других токоведущих частей. Внешний вид опорного изолятора типа ОБ для внутренней установки показан на рисунке 1.

Проходные изоляторы имеют вмонтированные медные стержни или шины, пропущенные сквозь втулку изолятора; эти изоляторы, кроме крепления шин, дают еще возмож-

ность осуществить проход токоведущих частей сквозь стены, перекрытия и полки распределительных устройств.

Армирование металлических деталей на изоляторах при их изготовлении производится цементными замазками с фарфоровой мукой.

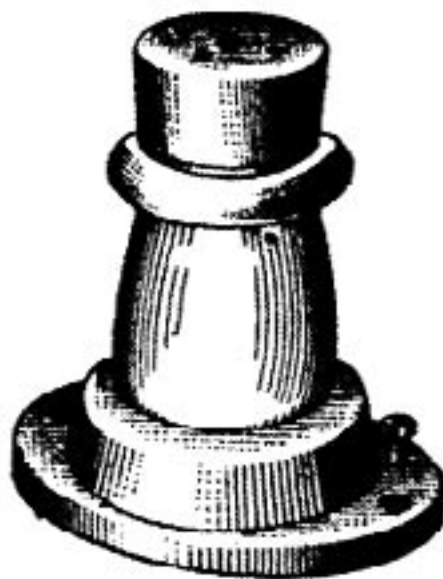


Рис. 1. Изолятор опорный типа ОБ



Рис. 2. Изолятор типа ШТ-35

Для внутренней установки опорные и проходные изоляторы изготавливают на напряжение в 6, 10 и 35кВ, четырех групп, характеризующихся разрушающей и допускаемой нагрузкой на изгиб:

- Группа А – разрушающая нагрузка 375кг.
- Группа Б – разрушающая нагрузка 750кг.
- Группа В – разрушающая нагрузка 1250кг.
- Группа Д – разрушающая нагрузка 2000кг

Допускаемая нагрузка принимается равной 60% от разрушающей.

Опорный изолятор на рисунке 1 имеет полый фарфоровый корпус, снабженный чугунным наконечником и нижнем чугунным фланцем. Колпачок имеет отверстия с резьбой для закрепления на нем шинных конструкций, а фланец – отверстия для крепления изолятора к стене или опорной конструкции и болт для присоединения заземления.

Фланцы опорных изоляторов могут иметь круглую, овальную и квадратную форму. Малогабаритные опорные изоляторы вместо наружного колпачка и фланца имеют соответствующие металлические детали, вмонтированные внутрь фарфорового корпуса.

Проходной изолятор (рисунок 3) состоит из фарфоровой покрывки 2, имеющей форму двухстороннего конуса; в средней части покрывки закреплен чугунный фланец 3 с отверстиями для крепежных болтов и болтом для присоединения заземления. В торцах изолятора размещаются специальной формы стальные шайбы 4, в которых закрепляются токоведущий плоский или круглый стержень 1. такие проходные изоляторы изготавливаются на номинальные токи до 1000А.

Для больших значений номинального тока применяются шинные проходные изоляторы (рисунок 4). Эти изоляторы не имеют токоведущего стержня. При монтаже через такие изоляторы пропускают шины, закрепляемые стальными

планками, которые с помощью болтов крепятся к чугунным колпачкам на торцах изолятора.

Шинные проходные изоляторы изготавливаются на напряжение 10кВ, трех групп механической прочности:

- Группа I – нагрузка 2000кг.
- Группа II – нагрузка 3000кг.
- Группа III – нагрузка 4000кг.

Фарфоровая покрывка проходных изоляторов разделяется на две неравные по длине части. Более длинная часть имеет от фланца участок цилиндрической формы, длиной до 100мм, предназначенный для помещения внутри стены, перекрытия или плиты, через которые осуществляются проход токоведущей части.

Каждый тип изолятора маркируется буквами и цифрами, определяющими назначение и характеристику изолятора по группе механической прочности, напряжению и току (для проходных изоляторов).

Ниже приведены примеры маркировки изоляторов для внутренней установки.

Опорные изоляторы: ОА-6кВ – опорный изолятор группы А на напряжение 6кВ с круглым фланцем; ОД-10кВ – опорный изолятор группы Д на напряжение 10кВ с квадратным фланцем; ОМА-10кВ – опорный малогабаритный изолятор на напряжение 10кВ.

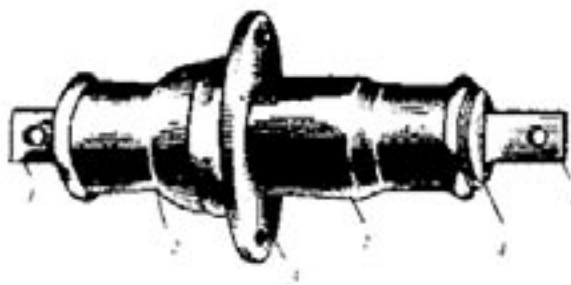


Рис. 3. Проходной изолятор ПБ-10/600 для внутренней установки

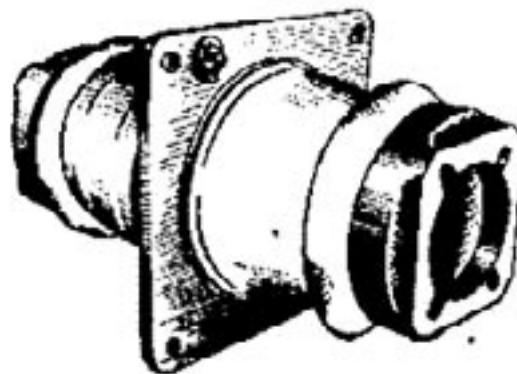


Рис. 4. Проходной изолятор ИПШ?????? для внутренней установки

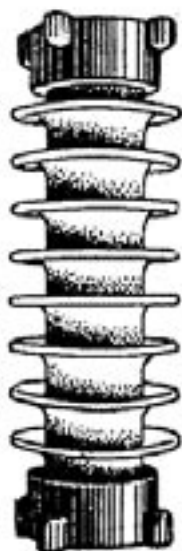


Рис. 5. Изолятор СО-35

Проходные изоляторы: ПА-6/400 – проходной изолятор группы А на напряжение 6кВ и номинальный ток 400А, ПБ-10/600 – проходной изолятор группы Б на напряжение 10кВ и номинальный ток 600А.

Опорные изоляторы для наружной установки изготавливаются на напряжение 6, 10, 35 и 110кВ двух видов: штыревые и стержневые.

Опорно-штыревые изоляторы состоят из одного или нескольких фарфоровых элементов, чугунного колпачка с отверстиями для крепления ошиновки, и чугунного

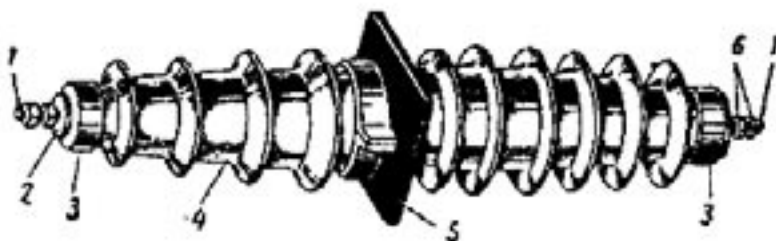


Рис. 6. Проходной изолятор для наружной установки ПНБ-35/600
1-токоведущий стержень, 2-центрирующая шайба, 3-колпачки, 4-фарфоровая покрывка, 5-фланец, 6-гайки для крепления шин

штыря, отлитого заодно с фланцем, на котором собственно и крепится изолятор.

Опорно – штыревые изоляторы 35кВ изготавливаются двух видов: ШТ-35 (рисунок 2) и ИШД-35. Изолятор ШТ-35 имеет два фарфоровых элемента и обладает меньшей механической прочностью чем ИШД-35, который состоит из трех фарфоровых элементов.

Опорно-стержневые изоляторы СО-35 имеют сплошное (монокристаллическое) фарфоровое тело, армированное с обоих торцов одинаковыми чугунными колпачками, по окружности которых расположены четыре отверстия с резьбой.

При необходимости эти изоляторы также монтируются в колонки, при этом между колпачками соединяемых изоляторов ставится промежуточная стальная коробка, через внутреннюю полость которой ввертываются болты в отверстия колпачков верхнего и нижнего изолятора.

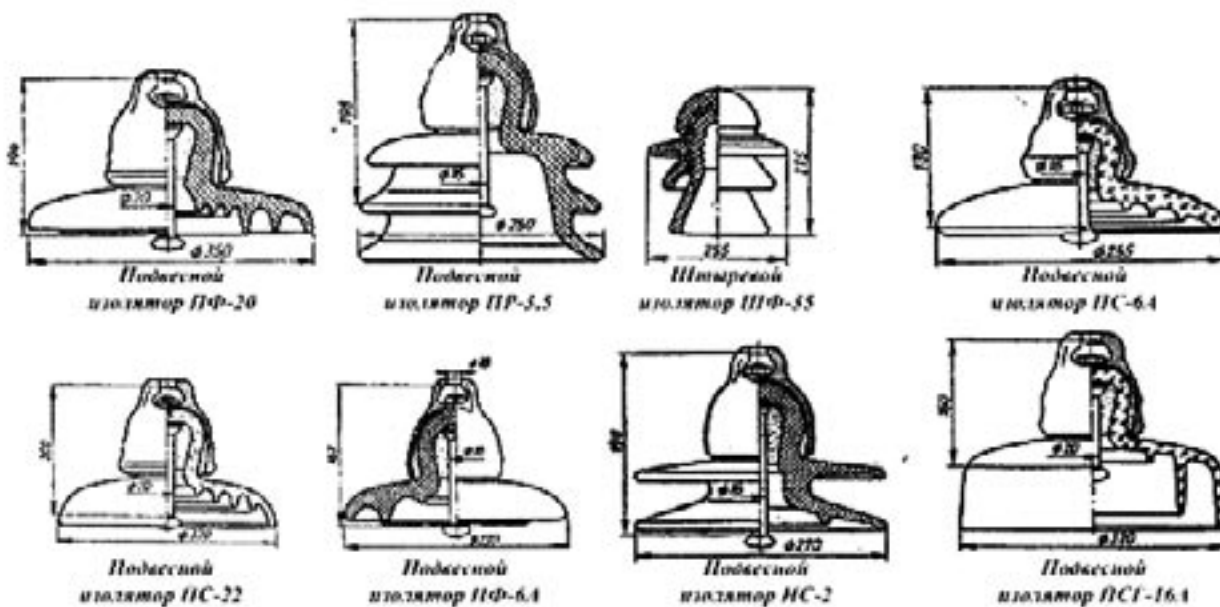


Рис. 7. Линейные изоляторы

Проходные изоляторы для наружной установки имеют большие размеры по сравнению с проходными изоляторами для внутренней установки и сторона изолятора, которая выходит на внешнюю сторону здания, имеет большие размеры, и, более развитую поверхность.

Маркировка проходных изоляторов для наружной установки на напряжение 6, 10 и 35кВ такая же, что и для внутренних, но с добавлением буквы Н (например ПНБ-10/600). Внешний вид проходного изолятора наружной установки показан на рисунке 6.

Линейные изоляторы бывают подвесные и штыревые. Подвесные изоляторы изготавливаются из фарфора и стекла, также как и штыревые. Внешний вид этих изоляторов показан на рисунке 7.

Шины электротехнического назначения выпускаются медными и алюминиевыми. Медные шины выпускаются следующих марок: ШММ – шины медные мягкие, ШМТ – шины медные твердые, ШМТВ – шины медные твердые из бескислородной меди. Обозначения размеров шин такие же как для прямоугольной проволоки: а – меньшая сторона (толщина), b – большая сторона (ширина). Номинальный размер шин по стороне b составляет от 16 до 120мм. Минимальное сечение выпускаемых медных шин 180 мм², максимальное – 1500 мм². Предельные отклонения размеров шин по сторонам а и b находятся в пределах от ±0,02 до 0,35мм в зависимости от размеров шин

Неизолированные алюминиевые шины прямоугольного сечения марки ШАТ (шины алюминиевые твердые), предназначенные для токопроводов, распределительных устройств, сборок и других электротехнических целей, выпускаются по ТУ 16—705.002—77. Номинальные раз-

меры, расчетные сечения и предельные отклонения шин по ширине (большей стороне b) должны соответствовать указанным в таблице 1.

Для изготовления шин используется алюминий марки АД0 и алюминиевого сплава марки АД31. Удельное электрическое сопротивление шин из алюминия марки АД0 – не более 0,029мкОм, для шин из сплава алюминия марки АД31 – не более 0,035мкОм.

Изолированные шины и токопроводы могут изготавливаться как из меди так и из алюминия и алюминиевых сплавов. Изолируются в большинстве случаев каждая из фаз отдельно.

Шины ОРУ могут изготавливаться из проводов, которые применяются для ВЛ. Провода могут быть как алюминиевыми (в различных сочетаниях), так и медными. В таких случаях шины закрепляются на опорах и порталах с помощью подвесных изоляторов или гирлянд из нескольких изоляторов.

Ошиновка ОРУ может выполняться металлических полых конструкций, как например выполнено на НПС «Ухта-1» и НПС «Микунь». Такое выполнение ошиновки применяется на блочных ОРУ для соединений секционных разъединителей. После разъединителей соединение коммутационных аппаратов выполняется из провода, при этом ошиновка закреплена на самих аппаратах (выключателях, ОПНах, трансформаторов тока).

ОБЪЕКТ ИСПЫТАНИЯ

Для обнаружения дефектов в фарфоре изоляторы подвергаются различного рода электрическим, механическим и другим испытаниям. В объем эксплуатационных

Таблица 1

Размеры шин по стороне b (мм)	Номинальный размер шин по стороне a (мм)						
	3	4	5	6	8	10	12
10 ±0,4	30	40	—	—	—	—	—
12 ±0,5	36	48	—	—	—	—	—
15 ±0,5	45	60	—	—	—	—	—
20 ±0,5	60	80	—	—	—	—	—
25 ±0,6	75	100	—	—	—	—	—
30 ±0,6	90	120	150	—	—	—	—
40 ±0,9	120	160	200	—	—	—	—
50 ±0,9	—	—	250	300	—	—	—
60 ±1,0	—	—	300	360	480	600	—
80 ±1,0	—	—	400	480	640	800	—
100 ±1,2	—	—	—	600	800	1000	1200
120 ±1,2	—	—	—	—	960	1200	1440

ДИАГНОСТИКА И ИСПЫТАНИЯ

испытаний изоляторов входит: измерение сопротивления изоляции, испытание повышенным напряжением, проверка изоляторов с помощью штанги и т.п.

Реже, в порядке накопления опыта, применяются другие методы обнаружения дефектов в изоляторах: дефектоскопия, ультразвуковой метод, импульсный и др.

Для стеклянных изоляторов внешний осмотр заменяет собой электрические испытания. Это связано с тем, что возникновение какого-либо дефекта в закаленном стекле приводит обычно к разрушению изолятора.

Наиболее широкое применение для жесткой ошиновки имеют алюминиевые шины, а для гибкой ошиновки сталеалюминиевые провода.

Размеры шин, их сечение и конструктивное выполнение зависит от конкретных условий распределительного устройства, тока и напряжения. При больших значениях тока шины могут изготавливаться в виде пакетов.

В конечном итоге шины закреплены на изоляторах, и испытание шин сводится к испытанию изоляторов, которые используются в данном распределительном устройстве.

В связи с выше сказанным, шинопроводы сборные и соединительные испытываются в объемах испытания изоляторов с добавлением испытания контактных соединений шин.

ОПРЕДЕЛЯЕМЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Внешний осмотр

При внешнем осмотре изоляторов проводится их осмотр на предмет наличия сквозных или поверхностных трещин, скола фарфора (более 25%), оплавления или ожогов глазури, стойкого загрязнения поверхности, пористости материала, искривления и выполазания штырей и стержней изоляторов, трещин в металлических шапках и фланцах. При внешнем осмотре также проверяется: состояние армировочной замазки и влагостойкого покрытия; надежность армировки металлических деталей изолятора; параллельность колпач-

ка и фланца у опорных изоляторов. При наличии данных дефектов изоляторы бракуются.

При внешнем осмотре сборных и соединительных шин проводится осмотр изоляторов, на которые данные шины установлены, а также качество соединений данных шин и качество их крепления.

Измерение сопротивления изоляции

При монтаже изоляторов сопротивление изоляции измеряется непосредственно перед установкой изоляторов. Сопротивление каждого изолятора или каждого элемента многоэлементного изолятора должно быть не менее 300 МОм.

Измерение сопротивления изоляции сборных и соединительных шин сводятся к измерению сопротивления изоляции изоляторов, на которых эти шины установлены.

Испытание повышенным напряжением

Значения испытательного напряжения приведены в таблице 2.

Вновь устанавливаемые многоэлементные или подвесные изоляторы должны испытываться повышенным напряжением 50кВ частоты 50Гц, прикладываемым к каждому элементу изолятора.

Длительность испытательного напряжения – 1 минута.

Контроль контактных соединений сборных и соединительных шин

Контроль затяжки болтов контактных соединений шин выполненных с помощью соединительных плашек, петлевых переходных, соединительных переходных, ответвительных, аппаратных зажимов проводится с применением инструментов и приспособлений, применяемого для их монтажа.

Измерение переходных сопротивлений. Измеряется переходное сопротивление всех болтовых соединений неизолированных проводов ВЛ напряжением 35—750 кВ, шин и токопроводов на номинальный ток 1000А и более, контактных соединений шин ОРУ 35кВ и выше.

На ВЛ сопротивление участка провода с соединителем не должно более чем в 2 раза превышать сопротивле-

Таблица 2

Класс напряжения электрооборудования (кВ)	Испытательное напряжение (кВ)		
	На заводе-изготовителе	Пред вводом в эксплуатацию и в эксплуатации	
		Фарфоровая изоляция	Другие виды изоляции
До 0,66	2,0	1	1
3	24,0	24,0	21,6
6	32,0	32,0	28,8
10	42,0	42,0	37,8
15	55,0	55,0	49,5
20	65,0	65,0	58,5
35	95,0	95,0	85,5

ние участка целого провода такой же длины; для соединителей на подстанциях соотношение измеренных сопротивлений не должно быть более 1,2.

Периодичность контроля – не реже 1 раза в 6 лет.

На практике контактное соединение считается удовлетворительным, если его сопротивление не превышает 0,05 Ом.

Контроль сварных соединений сборных и соединительных шин

В сварном соединении не должно быть трещин, прожогов, кратеров, непроваров сварного шва более 10% его длины при глубине более 15% толщины свариваемого металла; суммарное значение непроваров, подрезов, газовых пор и вольфрамовых включений в швах свариваемых алюминиевых шин должно быть не более 15% толщины свариваемого металла в каждом рассматриваемом сечении.

УСЛОВИЯ ИСПЫТАНИЙ И ИЗМЕРЕНИЙ

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

Влажность окружающего воздуха имеет значение при проведении высоковольтных испытаний, т.к. конденсат на изоляторах может привести к пробое изоляции и, соответственно, к выходу из строя оборудования (как испытательного, так и испытываемого). Перед проведением высоковольтных испытаний изоляторы следует протереть от пыли, грязи и влаги.

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

СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Шинопроводы подвергаются испытаниям в собранном виде, с установленными на них всеми деталями и узлами, которые могут повлиять на результат испытаний.

Перед испытанием производится внешний осмотр, проверка целостности изоляторов, целостности изоляции.

Измерение сопротивления изоляции производят мегаомметрами на напряжение 2500В.

Измерение сопротивления контактных соединений производится мостами постоянного тока (например Р 333 или ММВ), которые позволяют произвести замеры с точностью до 0,001 Ом, методом амперметра и милливольтметра, а также с применением специально предназначенных микроомметров (например тира Ф4104-М1). При проведении замеров методом амперметра-вольтметра рабочий ток не должен превышать номинальный ток для типа данного шинопровода.

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

Для контроля качества болтовых соединений используют слесарные инструменты в виде гаечных ключей и т.п.

Для контроля сварочных швов применяют (при необходимости) фонари для освещения в темных помещениях.

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

ПОРЯДОК ПРОВЕДЕНИЯ ИСПЫТАНИЙ И ИЗМЕРЕНИЙ

Измерение сопротивления изоляции

Измерение сопротивления изоляции проводят в соответствии со схемами на рисунке 8.

Измерение изоляции многоэлементных изоляторов проводят поочередно для каждого элемента.

Измерение изоляции шинопроводов проводят поочередно для каждой шины отдельно относительно земли и между фазами. При измерении сопротивления изоляции шин относительно земли две свободные фазы (на которые не подано напряжение от мегаомметра) можно заземлить и таким образом произведя три измерения (по одному на фазу) определить сразу сопротивление изоляции как между фазами так и каждой из фаз относительно земли. Это особенно удоб-

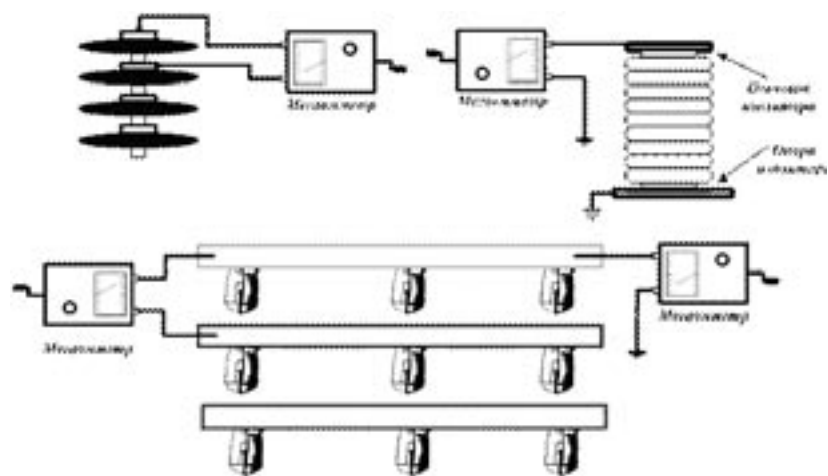


Рис. 8. Схема измерения сопротивления изоляции изоляторов и шинопроводов

но в том случае, если на шинах установлено переносное заземление в доступном месте.

ИСПЫТАНИЕ ПОВЫШЕННЫМ НАПРЯЖЕНИЕМ

Испытание повышенным напряжением промышленной частоты проводят в соответствии с рисунком 9. При проведении испытаний изоляторов в условиях электролаборатории (например перед установкой на объект) необходимо следить за надежным заземлением опоры, а также за устойчивым положением на испытательном стенде. При проведении испытаний шин необходимо (как описывалось выше) свободные фазы заземлять. Данное мероприятие позволяет выявить как фазные, так и межфазные дефекты ошиновки.

КОНТРОЛЬ КОНТАКТНЫХ СОЕДИНЕНИЙ СБОРНЫХ И СОЕДИНИТЕЛЬНЫХ ШИН

Измерение сопротивлений контактных соединений шин проводится по схемам на рисунке 10. Измерение контактных соединений позволяет выявить ненадежные контакты в ошиновке, которые в дальнейшем могут развиваться в серьезный дефект (особенно при прохождении больших токов длительное время).

Для проведения измерения необходимо обеспечить хорошие контакт с объектом измерения (шинами). Для этого используют специальные зажимы в виде больших «крокодилов» с контактными штырьками или специальные нажимные рукоятки с врезающимися в металл наконечниками. Зажимы типа струбцин в данном случае не годятся.

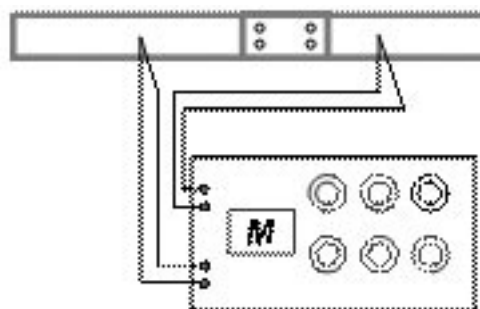


Рис. 10. Схема измерения контактных соединений шин

Во всех случаях для контроля произведенных замеров необходимо измерить сопротивление шины на целом участке определенной длины (длина 40 см – примерный размер контактного соединения).

ОБРАБОТКА ДАННЫХ, ПОЛУЧЕННЫХ ПРИ ИСПЫТАНИЯХ

Первичные записи рабочей тетради должны содержать следующие данные:

- дату измерений.
- температуру, влажность и давление
- наименование, тип, заводской номер оборудования
- номинальные данные объекта испытаний
- результаты испытаний
- результаты внешнего осмотра
- используемую схему

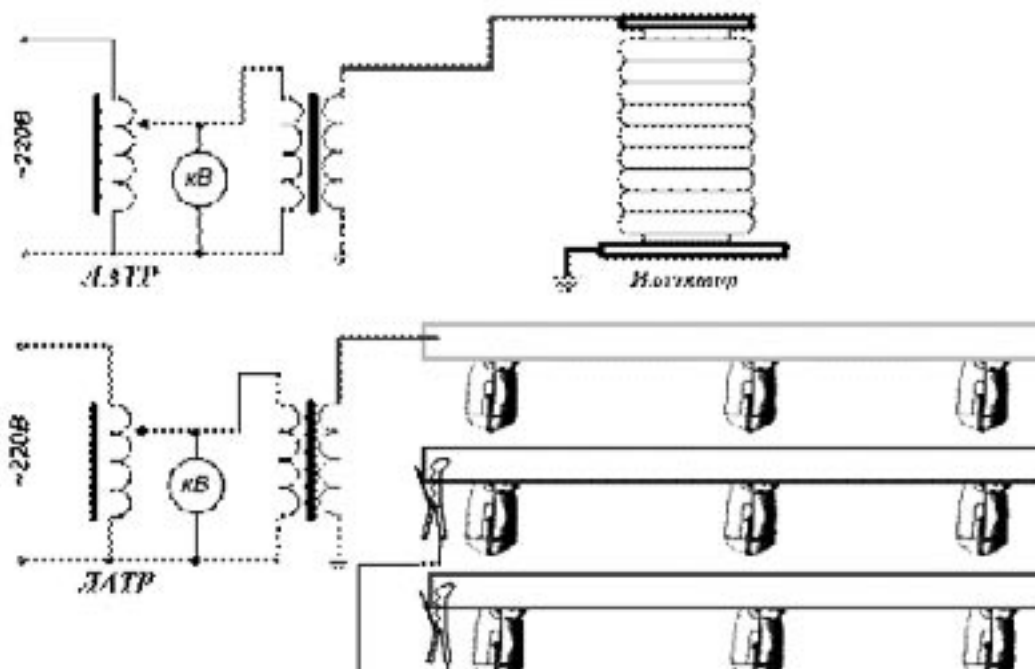


Рис. 9. Схема испытания изоляции изоляторов и шинопроводов

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

При проведении обработки результатов испытаний поправочные коэффициенты не применяются, заключение выдается на пригодность оборудования к эксплуатации при данных погодных условиях.

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.

После окончания работ необходимо:

- При окончании работ на электрооборудовании убрать рабочее место восстановив нарушенные в процессе работы коммутационные соединения (если таковое имело место).

- Сдать наряд (сообщить об окончании работ руководителю или оперативному персоналу).

- Сделать запись в кабельный журнал о проведенных испытаниях (при испытании кабеля), либо сделать запись в черновик для последующей работы с полученными данными.

- Оформить протокол на проведенные работы

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

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

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 1000В, 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.

ПРОВЕДЕНИЕ РАБОТ С ПОДАЧЕЙ ПОВЫШЕННОГО НАПЯЖЕНИЯ ОТ ПОСТОРОННЕГО ИСТОЧНИКА ПРИ ИСПЫТАНИИ

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

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

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

Испытания электрооборудования проводит бригада, в составе которой производитель работ должен иметь группу 1У, член бригады – группу III, а член бригады, которому поручается охрана, – группу II.

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

Рабочее место оператора испытательной установки должно быть отделено от той части установки, которая имеет напряжение выше 1000В. Дверь, ведущая в часть установки, имеющую напряжение выше 1000В, должна быть снабжена блокировкой, обеспечивающей снятие напряжения с испытательной схемы в случае открытия двери и невозможность подачи напряжения при открытых дверях.

На рабочем месте оператора должна быть предусмотрена отдельная световая, извещающая о включении напряжения до и выше 1000В, и звуковая сигнализация, извещающая о подаче испытательного напряжения. При подаче испытательного напряжения оператор должен стоять на изолирующем ковре.

Передвижные испытательные установки должны быть оснащены наружной световой и звуковой сигнализацией,

ДИАГНОСТИКА И ИСПЫТАНИЯ

автоматически включающейся при наличии напряжения на выводе испытательной установки.

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

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

При размещении испытательной установки и испытываемого оборудования в различных помещениях или на разных участках РУ разрешается нахождение членов бригады, имеющих группу 111, ведущих наблюдение за состоянием изоляции, отдельно от производителя работ. Эти члены бригады должны находиться вне ограждений и получить перед началом испытаний необходимый инструктаж от производителя работ.

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

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

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

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

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

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

Коммутационный аппарат должен быть оборудован устройством, препятствующим самопроизвольному включению, или между подвижным и неподвижным контакта-

ми аппарата должна быть установлена изолирующая накладка.

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

Соединительный провод между испытательной установкой и испытываемым оборудованием сначала должен быть присоединен к ее заземленному выводу высокого напряжения.

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

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

Перед каждой подачей испытательного напряжения производитель работ должен:

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

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

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

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

ДИАГНОСТИКА И ИСПЫТАНИЯ

Заказчик _____
Объект _____

Дата проведения испытания:
« _____ » _____ 200__ г.

ПРОТОКОЛ № _____ испытания изоляторов опорных, подвесных, проходных

1. Паспортные данные:

Тип изоляторов	Завод - изготовитель	Номер	Номинальное напряжение (кВ)	Материал	Количество

2. Результаты испытаний

2.1. Сопротивление изоляции испытуемых изоляторов _____
составляет не менее _____ Мом.

2.2. Изоляторы испытаны напряжением _____ кВ частоты 50 Гц в течение _____ мин.

3. Дополнительные испытания и проверки: _____

3. Условия окружающей среды при проведении измерений:

3.1. Температура воздуха _____ °С

3.2. Влажность _____ %

3.3. Атмосферное давление _____ мм. рт. ст.

4. Нормативно-технический документ: ПТЭЭП, «Методика проведения испытаний опорных, подвесных и проходных изоляторов, сборных и соединительных шин».

5. Измерительные приборы:

Наименование	Тип	Заводской номер	Характеристики		Дата поверки
			Диапазон	Погрешность	

6. Заключение на соответствие требованиям НТД:

_____ *Данные измерений и испытаний соответствуют нормам НТД* _____
_____ *Годно к эксплуатации.* _____

7. Примечание: _____

Испытания произвели: _____ « _____ » _____ « _____ » _____
_____ « _____ » _____ « _____ » _____
Начальник электролаборатории _____ « _____ » _____ « _____ » _____
(подпись) (фамилия)

Отчёт №	Протокол №	Страница протокола	Страниц протокола	Страница отчёта
		1	1	

ДИАГНОСТИКА И ИСПЫТАНИЯ

Заказчик _____
Объект _____

Дата проведения испытания:
« ____ » _____ 200 ____ г.

ПРОТОКОЛ № _____ испытания сборных и соединительных шин

1. Характеристика элементов ошиновки

Шина (провод)			Изоляторы	
Материал шины (марка провода)	Сечение, мм ²	Вид контактного соединения	Тип	Номинальное напряжение

2. Результаты испытаний

2.1. Измерение сопротивления изоляции

Секция шин	Сопротивление изоляции (МОм)					
1 секция шин						
2 секция шин						

2.2. Изоляция ошиновки испытана повышенным напряжением _____ кВ частоты 50 Гц в течение _____ мин.

2.3. Качество выполнения болтовых соединений токоведущего контура проверено.

2.4. Качество выполнения опрессованных контактных соединений проверено.

3. Дополнительные испытания и проверки: _____

4. Условия окружающей среды при проведении измерений:

4.1. Температура воздуха _____ °С

4.2. Влажность _____ %

4.3. Атмосферное давление _____ мм. рт. ст.

5. Нормативно-технический документ: ПТЭЭП, «Методика проведения испытаний опорных, подвесных и проходных изоляторов, сборных и соединительных шин».

6. Измерительные приборы:

Наименование	Тип	Заводской номер	Характеристики		Дата поверки
			Диапазон	Погрешность	

7. Заключение на соответствие требованиям НТД:

_____ *Данные измерений и испытаний соответствуют нормам НТД* _____
_____ *Годно к эксплуатации.* _____

8. Примечание: _____

Испытания произвели: « _____ » « _____ »

« _____ » « _____ »

Начальник электролаборатории « _____ » « _____ »

(подпись)

(фамилия)

Отчёт №	Протокол №	Страница протокола	Страниц протокола	Страница отчёта
		1	1	

ДИАГНОСТИКА И ИСПЫТАНИЯ

Заказчик _____
 Объект _____

Дата проведения испытания:
 « _____ » _____ 200__ г.

ПРОТОКОЛ № _____ испытания сборных и соединительных шин напряжением до 1000В

1. Характеристика элементов ошиновки

Шина (провод)			Изоляторы	
Материал шины (марка провода)	Сечение, мм ²	Вид контактного соединения	Тип	Номинальное напряжение

2. Результаты испытаний

2.1. Измерение сопротивления изоляции

Секция шин	Сопротивление изоляции (МОм)					
	L1-L2	L2-L3	L3-L1	L1-N	L2-N	L3-N
1 секция шин						
2 секция шин						

2.2. Изоляция ошиновки испытана повышенным напряжением _____ кВ частоты 50 Гц в течение _____ мин.

2.3. Качество выполнения болтовых соединений токоведущего контура проверено.

2.4. Качество выполнения опрессованных контактных соединений проверено.

3. Дополнительные испытания и проверки: _____

4. Условия окружающей среды при проведении измерений:

4.1. Температура воздуха _____ °С

4.2. Влажность _____ %

4.3. Атмосферное давление _____ мм. рт. ст.

5. **Нормативно-технический документ:** ПТЭЭП. «Методика проведения испытаний опорных, подвесных и проходных изоляторов, сборных и соединительных шин».

6. Измерительные приборы:

Наименование	Тип	Заводской номер	Характеристики		Дата поверки
			Диапазон	Погрешность	

7. Заключение на соответствие требованиям НТД:

_____ *Данные измерений и испытаний соответствуют нормам НТД* _____.

Годно к эксплуатации.

8. Примечание: _____

Испытания произвели:

« _____ »

« _____ »

« _____ »

« _____ »

Начальник электролаборатории

« _____ »

« _____ »

(подпись)

(фамилия)

Отчёт №	Протокол №	Страница протокола	Страниц протокола	Страница отчёта
		1	1	

ДИАГНОСТИКА И ИСПЫТАНИЯ

Заказчик _____
Объект _____

Дата проведения испытания:
« ____ » _____ 2006г.

ПРОТОКОЛ № _____ испытания сборных и соединительных шин напряжением выше 1000В

1. Характеристика элементов ошиновки

Шина (провод)		Изоляторы		
Материал шины (марка провода)	Сечение, мм ²	Материал шины (марка провода)	Сечение, мм ²	Материал шины (марка провода)

2. Результаты испытаний

2.1. Измерение сопротивления изоляции

Секция шин	Сопротивление изоляции (МОм)					
	A - B	B - C	A - C	A - ⊥	B - ⊥	C - ⊥
1 секция шин						
2 секция шин						

2.2. Изоляция ошиновки испытана повышенным напряжением _____ кВ частоты 50 Гц в течение _____ мин.

2.3. Качество выполнения болтовых соединений токоведущего контура проверено.

2.4. Качество выполнения опрессованных контактных соединений проверено.

3. Дополнительные испытания и проверки: _____

4. Условия окружающей среды при проведении измерений:

4.1. Температура воздуха _____ °С

4.2. Влажность _____ %

4.3. Атмосферное давление _____ мм. рт. ст.

5. Нормативно-технический документ: ПТЭЭП, «Методика проведения испытаний опорных, подвесных и проходных изоляторов, сборных и соединительных шин».

6. Измерительные приборы:

Наименование	Тип	Заводской номер	Характеристики		Дата поверки
			Диапазон	Погрешность	

7. Заключение на соответствие требованиям НТД:

_____ *Данные измерений и испытаний соответствуют нормам НТД*

_____ *Годно к эксплуатации.*

8. Примечание: _____

Испытания произвели:

« _____ »

« _____ »

« _____ »

« _____ »

Начальник электролаборатории

« _____ »

(подпись)

« _____ »

(фамилия)

Отчёт №	Протокол №	Страница протокола	Страниц протокола	Страница отчёта
		1	1	

ДИАГНОСТИКА И ИСПЫТАНИЯ

Объект _____

Дата проведения испытания:
« _____ » _____ 2006г.

ПРОТОКОЛ № _____ Испытания разъединителя

1. Основные технические данные

Тип	Предприятие – изготовитель	Заводской номер фазы			Год выпуска	Номинальное напряжение, В	Номинальный ток, А	Тип привода	
		А	В	С				главных ножей	заземляющих ножей

2. Результаты испытаний

- 2.1. Сопротивление изоляции проводов и тяг, выполненных из органических материалов, не менее _____ Мом.
2.2. Сопротивление изоляции многоэлементных изоляторов не менее _____ Мом.
2.3. Изоляция разъединителя испытана повышенным напряжением _____ кВ частоты 50 Гц в течение _____ мин.
2.4. Сопротивление изоляции вторичных цепей привода разъединителя не менее _____ Мом.
2.5. Изоляция вторичных цепей привода испытана повышенным напряжением _____ кВ частоты 50 Гц в течение _____ мин.

2.6. Контроль состояния контактной цепи.

2.6.1. Сопротивление контактов разъединителя постоянному току, мкОм.

Фаза	Главный нож				разъемный контакт
	полюс		разъемный контакт		
	результат измерений	норма	результат измерений	норма	
А					
В					
С					

2.6.2. Вытягивающие усилия подвижных контактов из неподвижных.

Фаза	А		В		С	
	Главный нож	Заземляющий нож	Главный нож	Заземляющий нож	Главный нож	Заземляющий нож
проверяемый элемент						
Вытягивающее усилие, кгс						

Допустимое значение вытягивающих усилий подвижных контактов из неподвижных _____ кгс.

Отчёт №	Протокол №	Страница протокола	Страниц протокола	Страница отчёта
		1	2	

ДИАГНОСТИКА И ИСПЫТАНИЯ

2.7. Работа разъединителя проверена выполнением _____ операций включения и отключения.

3. Условия окружающей среды при проведении измерений:

3.1. Температура воздуха +5 °C

3.2. Влажность 74 %

3.3. Атмосферное давление 750 мм. рт. ст.

4. Нормативно-технический документ: РД 34.45-51.300-97 «Объём и нормы испытаний электрооборудования».

5. Измерительные приборы:

Наименование	Тип	Зав.№	Характеристики		Дата Поверки
			Напряжение, В	Погрешность	

6. Дополнительные испытания: _____

7. Заключение на соответствие требованиям НТД:

Данные измерений и испытаний соответствуют нормам НТД. Годно к эксплуатации.

7. Примечание: _____

Испытания произвели:

« _____ »

« _____ »

« _____ »

« _____ »

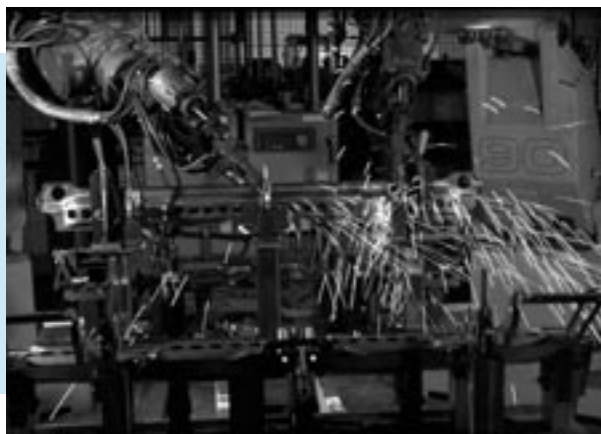
Начальник электролаборатории

« _____ »
(подпись)

« _____ »
(фамилия)

Страница отчёта	Протокол №	Страница протокола	Страниц протокола	Отчёт №
		2	2	

**Ю. П. Дябин,
канд. физ.-мат. наук,
вед. специалист (Казань)**



КОМПЬЮТЕРНЫЙ ТЕРМОГРАФ ИРТИС-2000 РОССИЙСКИЙ ФЕНОМЕН

Развитие тепловизионной техники, особенно в последние десятилетия привело к значительному расширению сферы применения тепловизоров (тепловизоров – радиометров) именно в гражданских целях и наиболее представительные результаты получены в области теплового неразрушающего контроля. По данному вопросу опубликовано значительное число работ, в которых подробно изложены как физические основы тепловидения и практическая реализация в виде соответствующей аппаратуры [1], так и результаты практического применения в различных областях науки и техники. В данном сообщении, на основании практического опыта разработки тепловизионной техники, испытания и сравнения, различных образцов (AGA-680, AGA-780, IR-18, AGA-110, Радуга-МТ, TVS-100, ТН 5102, «ИСКРА», ThermaCAM 545) по основным параметрам (температурной чувствительности и пространственному разрешению), а также регулярного применения тепловизора «ИРТИС-2000» в сфере экспертизы промышленной безопасности опасных объектов будет сделана попытка объяснить феномен – под названием портативный компьютерный термограф «ИРТИС-2000» – Сделано в России. С нашей точки зрения феномен состоит в том, что данный прибор фактически единственный отечественный тепловизор – радиометр нашедший широкое применение как у нас в стране, так и за рубежом. Подробное описание принципа действия, устройства и практического применения «ИРТИС-200, 2000» приведено в [2–4], где на высоком научном

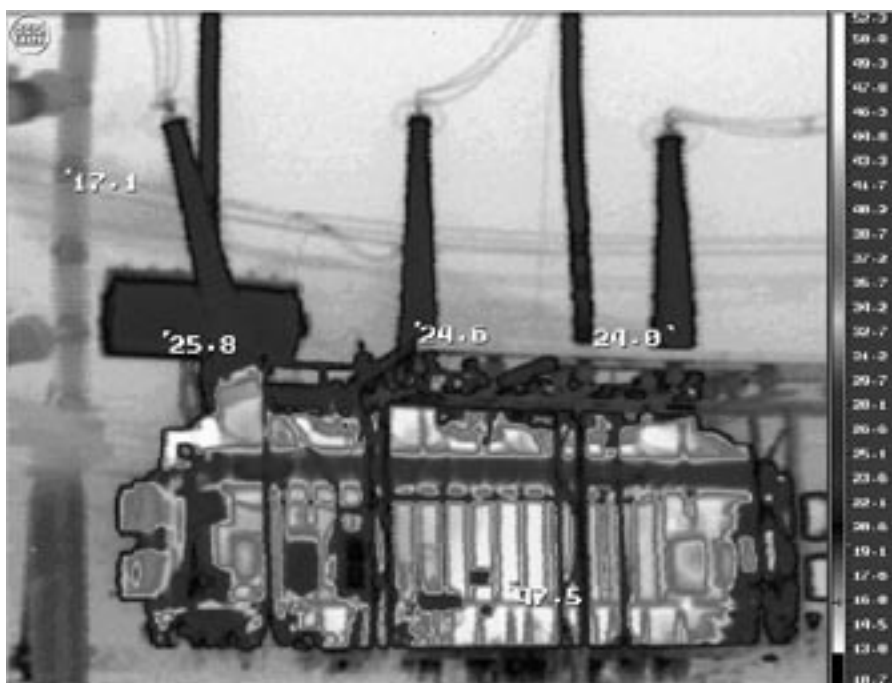


и популярном уровне изложены все «за» и «против». Кое-где дается явно завышенная оценка возможностей прибора, в других – лишь краткое упоминание о существовании. С нашей точки зрения выделим только основное, что определяет суть феномена.

Во-первых, прибор создан и работает на отечественной оптико-электронной базе.

Во-вторых, применено оптимальное схемотехническое решение (оптико-механический блок разделен с блоком управления и обработки), что открывает неограниченную возможность в совершенствовании, как отдельных блоков, так и прибора в целом.

В-третьих, применение одноэлементного приемника излучения с прецизионной системой оптического сканиро-



вания позволяет физически верно и обосновано достичь высокой точности радиометрических измерений.

В-четвертых, мощное программное обеспечение с возможностью оперативной модернизации силами сотрудников ООО «ИРТИС», исходя из появления новых практических задач.

Следует также отметить высокий уровень сервисного обслуживания и длительный срок (7 лет) технического сопровождения. Последнее в основном, определяется высоким профессиональным уровнем всего состава сотрудников ООО «ИРТИС», умением грамотно и корректно решать любые научные и практические вопросы с пользователями тепловизионной техники, и что не маловажно на родном (понятном) русском языке. Таким образом, все выше перечисленное и объясняет с нашей точки зрения феномен ИРТИСа.

В заключении необходимо отметить одно важное обстоятельство, касающееся общего развития применения тепловизионной техники в стране в последнее десятилетие и существенного вклада в данный процесс компьютерного термографа «ИРТИС». Дело в том, что высокая стоимость тепловизионной аппаратуры, особенно иностранного производства, затрудняла широкое внедрение тепловизионного метода. Это в свою очередь приводило к ограничению объема фактической базы экспериментальных данных, необходимых для разработки соответствующих методических (нормативных) материалов. Следует также указать и на то обстоятельство, что отдельные тепловизионные данные, полученные с помощью различных тепловизионных систем, довольно сложно объединить в единую базу, поскольку затруднена сопоставимость реальных исходных

данных. С появлением на российском рынке тепловизора «ИРТИС» положение изменилось в лучшую сторону:

- приемлемая стоимость прибора – обеспечила значительное расширения круга пользователей,
- надежность прибора (высокая производительность, оперативность обработки) – гарантируют накопление достоверных сопоставимых данных, что в свою очередь способствует формированию репрезентативной выборки исходных термограмм для различных видов оборудования [5],
- сформированная база данных, а также накопленный практический опыт применения термографа «ИРТИС», в свою очередь послужил надежной основой для разработки методических и регламентирующих материалов [6].

ЛИТЕРАТУРА

1. В.П. Вавилов. *Неразрушающий контроль. Справочник, Т.5: в 2кн. Кн.1 Тепловой контроль.* М.: «Машиностроение», 2004—679с.
2. В.П. Вавилов, А.Н. Александров *Инфракрасная термографическая диагностика в строительстве и энергетике.* – М.: НТФ «Энергопрогресс» 2003. – 76с.
3. Б.А. Пашков. *Инфракрасное термографирование. Наука и технологии в промышленности, №2/2004 с.53—55.*
4. В.П. Некрасов. *Тепловизионное обследование объектов в целях повышения энергоресурсосбережения и безопасности их эксплуатации. Строительные материалы, оборудование, технологии XXI века, №2 (37), 2002.*
5. Журнал «Энергетик» № 1, 2003г. *Опыт эксплуатации портативного компьютерного термографа «ИРТИС-200» на энергетических объектах ОАО «Газпром».*
6. Журнал «Энергетик» № 10. 2004г. *Методика распознавания точки дефекта в контактных соединениях выключателя серии ВМТ на основе термографирования.*

**Левин А. Б.,
Суханов В. С.**



ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ДРЕВЕСНОГО ТОПЛИВА ДЛЯ ПРОИЗВОДСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И ТЕПЛА НА ПРЕДПРИЯТИЯХ ЛЕСОПРОМЫШЛЕННОГО КОМПЛЕКСА (ЛПК). СОСТОЯНИЕ, ВОЗМОЖНОСТИ, ПЕРСПЕКТИВЫ

Растительные биоресурсы, в частности лес, относятся к возобновляемым. В связи с этим интерес к этому виду топлива все более возрастает, в том числе и в ЛПК.

Затраты на электрическую и тепловую энергию составляют в структуре себестоимости продукции предприятий лесопромышленного комплекса до 25% и уступают только затратам на сырье. В связи с постоянным, а в последние годы интенсивным ростом цен на энергоресурсы следует ожидать увеличения как самих затрат на приобретение энергоресурсов, так и их доли в суммарных издержках производства. В условиях неизбежного сближения внутренних цен на энергоресурсы с мировыми многие предприятия пытаются искать альтернативу приобретаемым энергоресурсам в собственном древесном топливе, главным образом отходах основного производства. К сожалению, при

этом зачастую не принимается во внимание такой ресурс древесного топлива как дровяная древесина. Современная структура лесных насаждений, особенно в Европейской части РФ, такова, что каждое третье дерево не может быть использовано для производства пиломатериалов, технологической щепы, балансов или другой товарной продукции, а может быть реализовано только в качестве дров.

Себестоимости заготовки деловой и дровяной древесины практически не отличаются. Предприятиям приходится продавать дрова по ценам втрое и более низким, чем себестоимость и перекладывать убытки от дров на пиловочник и другие деловые сортаменты, завышая их цену. Часто лесозаготовители бросают дровяные деревья на лесосеке, ухудшая условия для возобновления леса и экологическую ситуацию в целом.

Выход из сложившегося положения нам видится в энергетическом использовании дров, древесных отходов основного производства и вообще всей некачественной древесины. Полностью используя ресурс древесного топлива на паротурбинных тепловых электростанциях, предприятия смогут не только полностью обеспечить себя собственной тепловой и электрической энергией, но во многих случаях производить электроэнергию как товарную продукцию гораздо более ликвидную и существенно легче транспортируемую к потребителю, чем дрова.

Рост цен на покупные энергоресурсы заставляет предприятия более полно использовать древесину в качестве топлива. К сожалению, речь идет пока об установках малой единичной мощности, главным образом о водогрейных и реже паровых котлах производственно-отопительных котельных. В мире же действуют сотни ТЭЦ на растительном топливе мощностью от долей МВт до 550 МВт. В то же время в России за последние 50 лет такие электростанции по мере их физического износа закрывались и предприятия переходили на электропитание от государственных электросетей. В настоящее время действует всего несколько ТЭЦ на древесном топливе, и строятся 2—3 новых. Это происходит, в основном, из-за отсутствия у предприятий достаточных средств для капиталовложений и недоступности относительно дешевых долгосрочных кредитов. Но не маловажно и недостаточное осознание собственниками и менеджментом предприятий ЛПК возможностей и экономической эффективности энергетики с использованием древесного топлива.

С 1998 года ГНЦ ЛПК ТЭ по заказам предприятий и контракту с Минпромнауки, при поддержке Российско-шведской программы по развитию биоэнергетики в Северо-западном регионе РФ ведет работы по оценке экономической эффективности промышленных ТЭЦ на древесном топливе и разрабатывает для них оборудование, которое пока не выпускается отечест-

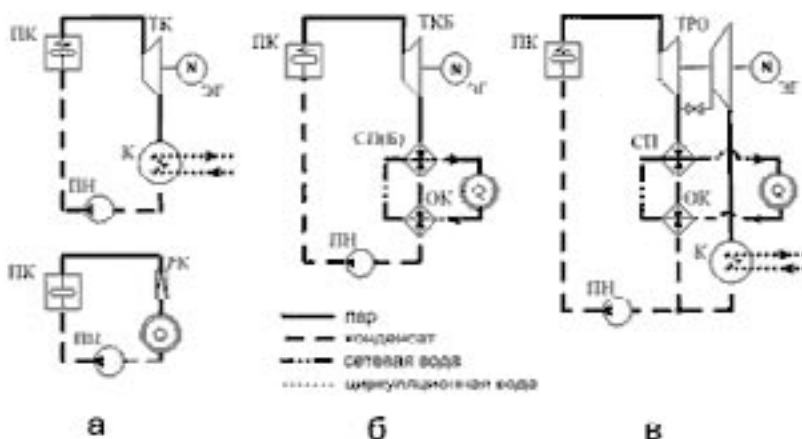


Рис. 1. Принципиальные схемы тепловых электростанций: а – с турбиной конденсационной (ТК); б – с турбиной противодавления, т.е. турбиной с конденсатором-бойлером (ТКБ); в – с турбиной с регулируемым отбором (ТРО); ПК – паровой котел; РК – редукционный клапан; ТК – турбина конденсационная; ТКБ – турбина с конденсатором-бойлером; ТРО – турбина с регулируемым отбором; ЭГ – электрогенератор; К – конденсатор; СП (Б) – сетевой подогреватель (бойлер); ОК – охладитель конденсата; ПН – питательный насос

венными заводами – топочные устройства оригинальной конструкции, линии производства и механизированные склады топлива. Основное оборудование – котлы, турбогенераторы, дутьевые машины и пр. серийно выпускаются нашими партнерами ОАО «Калужский турбинный завод» и ОАО «Бийскэнергомаш».

В зависимости от мощности и характеристик потребителей на промышленных тепловых электростанциях предприятий ЛПК могут быть установлены турбогенераторы мощностью от 0,6 до 6,0 МВт с турбинами конденсационными, противодавления и с регулируемыми отборами пара. Принципиальные схемы тепловых электростанций показаны на рис. 1.

Конденсационные турбины (рис. 1а) предназначены только для привода электрогенератора и не предусматривают отбора пара для теплового потребления. Производцией таких электростанций является только электрическая энергия.

На ТЭЦ с турбинами противодавления (рис. 1. б) весь пар после турбин направляется тепловым потребителям, что наиболее выгодно с точки зрения использования теплоты топлива. Но в этом случае через турбину можно пропустить только такой расход пара, который необходим для теплового потребления.

Разновидностью турбин противодавления являются турбины с конденсаторами-бойлерами. В них пар на выходе турбины имеет давление, достаточное для нагрева воды, отводящей теплоту от конденсирующегося пара, до 90 оС и использования ее в качестве сетевой.

Турбины с регулируемым отбором (рис. 1в) позволяют некоторую долю расхода пара забирать из проточной части турбины при давлении и в количестве, необходимом тепловым потребителям, а оставшемуся пару дать возможность расширяться до давления в конденсаторе (0,004...0,006 МПа) и произвести максимально возможную работу. В этой схеме электрическая (N) и тепловая (Q) мощности могут изменяться независимо в широких пределах. Такой способ производства тепловой и электрической энергии представляется предпочтительным для промышленного предприятия с разнообразными потребителями, работающими по различным суточным и годовым графикам.

Рассмотрим типичные ТЭЦ на древесном топливе с точки зрения их экономической эффективности. Согласно нашим расчетам для одного из предприятий в Томской области суммарные затраты на сооружение ТЭЦ с двумя турбогенераторами с конденсаторами-бойлерами ТГ-0,6/0,4-К1,3 мощностью по 600 кВт и тремя паровыми котлами ДКВр-10—13—225 паропроизводительностью по 10 т/ч и всем необходимым вспомогательным оборудованием составляют 70,7 млн руб. При годовом потреблении 47 тыс. пл. м³ древесного топлива ТЭЦ за год выработает 6250 кВтч электроэнергии и 50 тыс. Гкал тепловой энергии. При цене топлива 220 руб./пл. м³ годовые эксплуатационные затраты составят 21,6 млн руб., а себестоимость электроэнергии – 0,66 руб./кВтч и тепловой энергии – 349 руб./Гкал.

Суммарные затраты на сооружение для того же предприятия более мощной ТЭЦ электрической мощностью 4000 кВт с одной турбиной П-4—3,5/0,5 с регулируемым отбором и четырьмя котлами ДКВр-10—39—440 составят 104 млн руб. При годовом потреблении 117 тыс. пл. м³ топлива и неизменной выработке тепловой энергии 50 тыс. Гкал, определенной условиями предприятия, выработка электроэнергии составит 33600 тыс. кВтч, что превышает потребности предприятия и позволяет реализовать излишки внешним потребителям. Себестоимость электроэнергии при этом составит 0,88 руб./кВтч, а тепловой энергии 289 руб./Гкал при годовых затратах 43,9 млн руб.

Сравнивая результаты расчетов по двум приведенным выше вариантам комплектации ТЭЦ легко сделать вывод об относительной недогрузке ТЭЦ тепловым потреблением во втором варианте. В связи с этим представляется важным установить влияние на экономическую эффективность ТЭЦ цены топлива и соотношения тепловой (Q) и электрической мощности (N).

Расчеты выполнены для ТЭЦ установленной электрической мощностью 4 МВт, использующей древесное топливо с влажностью свежесрубленной древесины ($W_p = 55\%$). Низшая теплота сгорания рабочей массы такого топлива составляет 7000 кДж/кг. Принято, что турбоустановка работает 8000 часов в год на номинальной электрической мощности. Тепловая нагрузка полагалась постоянной в течение этого же времени и в различных вариантах расчетов изменялась от 0 (конденсационный режим) до 15,7 МВт (максимально возможный отбор при номинальной электрической мощности – 25 т/ч).

Все расчеты выполнены для трех значений цены на топливо – 100, 175 и 250 руб./пл. м³. На разных предприятиях цена на топливо может существенно отличаться. Деревообрабатывающие предприятия, не ведущие заготовки древесины и использующие в качестве топлива только кору и отходы собственного производства, вправе отнести стоимость отходов на реализуемую продукцию. Для таких предприятий себестоимость топлива включает только затраты на внутризаводскую транспортировку и хранение. Для предприятий, ведущих заготовку древесины, себестоимость топлива из дровяной древесины составляет более 300

руб./пл. м³. На этих предприятиях себестоимость топлива из смеси относительно дешевой щепы из отходов и опилок, а также более дорогой щепой из дровяных деревьев или хлыстов может колебаться, в зависимости от соотношения составляющих, в пределах 100...250 руб./пл. м³.

Суммарные затраты на сооружение ТЭЦ с установленной электрической мощностью 4 МВт – 104 млн руб., складываются из затрат на котельное оборудование – 36,4 млн руб., турбоустановку – 43,4 млн руб., здание ТЭЦ – 11,2 млн руб., склад топлива – 3,5 млн руб., проектные работы – 9,5 млн руб.

Годовые затраты на выработку тепловой и электрической энергии, рассчитанные как сумма затрат на топливо, амортизационные отчисления, зарплату персонала, ремонт оборудования, воду и общестанционные расходы, оказались в различных вариантах в диапазоне 24,7...55,0 млн руб. Доля затрат на топливо в общих расходах изменяется от 1/3 (конденсационный режим, цена топлива 100 руб./пл. м³) до 2/3 (режим максимального расхода пара из отбора, цена на топливо 250 руб./пл. м³).

Разделение расхода топлива на выработку тепловой и электрической энергии и пропорциональное разделение общих затрат на выработку тепловой и электрической энергии выполнено по так называемому «физическому» методу. По этому методу расход топлива на выработку тепловой энергии определяется как расход топлива, необходимый для выработки теплоты при раздельном ее производстве, а разность между общим расходом топлива и расходом его на выработку теплоты относится на выработку электроэнергии. В странах ЕС применяются «экономические» методы, сводящиеся к следующему. На один из видов энергии цена задается и по ней определяется выручка от продажи. Разность между годовыми затратами и этой выручкой относится на производство другого вида энергии и определяется его себестоимость. Введение в РФ «экономического» метода определения себестоимости вырабатываемых ТЭЦ видов энергии требует изменения законодательства и, по-видимому, произойдет нескоро. По нашим расчетам, результаты которых приведены на рис 2, себестоимость электроэнергии оказалась в диапазоне от 0,49 руб./кВтч (максимальный расход пара из отбора, цена на топливо 100 руб./пл. м³) до 1,17 руб./кВтч (конденсационный режим, цена топлива 250 руб./пл. м³).

Важно не столько выявление более или менее очевидных тенденций понижения себестоимости тепловой и электрической энергии с увеличением отношения Q/N, а определение реального уровня величин себестоимости, что дает возможность оценить эффективность ТЭЦ на древесном топливе.

Современный уровень действующих тарифов на электроэнергию составляет около 1 руб./кВтч (без НДС). По нашим расчетам уже при Q/N = 1,0 ТЭЦ на древесном топливе конкурентоспособны в современном диапазоне цен на него в РФ. При увеличении отношения Q/N себестоимость электроэнергии понижается и может составить

при определенных условиях половину от цены по действующим тарифам.

Себестоимость тепловой энергии, результаты расчета которой представлены на рис. 3, также уменьшается с увеличением отношения Q/N и находится в диапазоне от 167 руб./Гкал ($Q/N = 4$, цена топлива 100 руб./пл. м³) до 331 руб./пл. м³ ($Q/N = 1$, цена топлива 250 руб./пл. м³). При средней для РФ цене производителя на тепловую энергию на июль 2004 г. 294 руб./Гкал производство теплоты на ТЭЦ с использованием древесного топлива вполне конкурентоспособно.

Отношение себестоимостей электрической и тепловой энергии обусловлено термодинамически и при принятых параметрах пара перед турбиной и в отборе равно приблизительно 3,8 независимо от величины Q/N .

Срок окупаемости капиталовложений может быть определен с некоторыми оговорками. Строго говоря, срок окупаемости определяется отношением капиталовложений к приросту прибыли предприятия-владельца ТЭЦ. В наших расчетах срок окупаемости определен как отношение капиталовложений к годовой экономии от замены покупки энергоресурсов выработкой их на собственной ТЭЦ. Экономия на оплате электроэнергии определена по разности среднего тарифа на нее, принятого равным 1 руб./кВтч, и себестоимости при выработке на собственной ТЭЦ. Экономия на оплате тепловой энергии определена по разности себестоимости тепловой энергии, вырабатываемой на собственной котельной, и себестоимости тепловой энергии, вырабатываемой на ТЭЦ. Себестоимость тепловой энергии, получаемой от котельной, определена специально выполненными расчетами для котельной, обеспечивающей расход пара, равный максимальному расходу пара из отбора турбины – 25 т/ч. Она составляет при цене на топливо 100, 175 и 250 руб./пл. м³ соответственно 277, 347 и 418 руб./Гкал. Следует отметить, что даже при малых значениях Q/N себестоимость тепловой энергии, вырабатываемой на ТЭЦ ниже, чем получаемой от котельной, при одинаковых ценах на топливо.

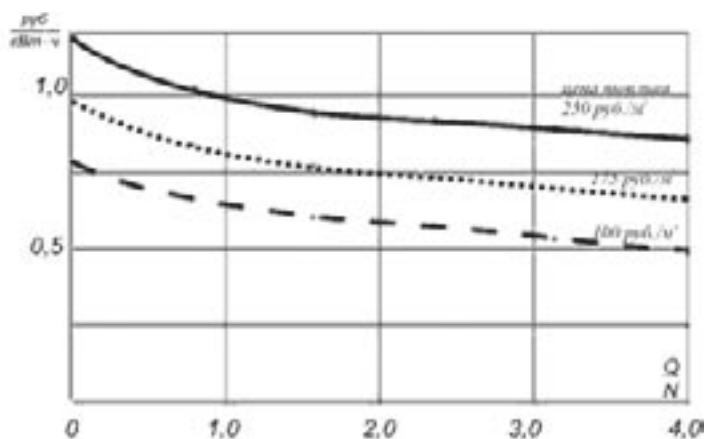


Рис. 2. Графики зависимости себестоимости электроэнергии, вырабатываемой ТЭЦ, от отношения Q/N – при различных значениях цены топлива (руб./м³) 1 – 100; 2 – 175; 3 – 250

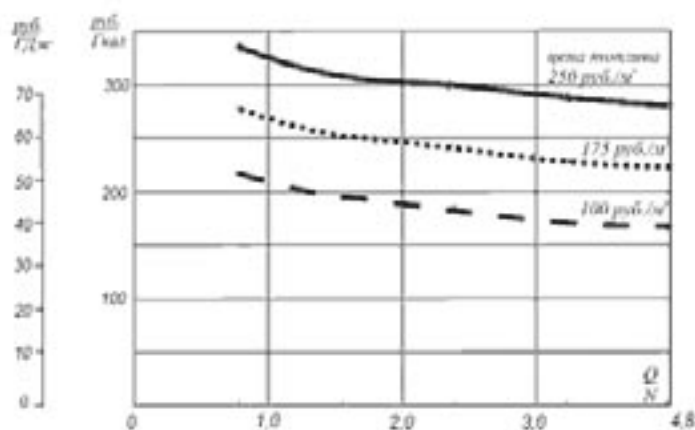


Рис. 3. Графики зависимости себестоимости тепловой энергии, вырабатываемой ТЭЦ, от отношения Q/N – при различных значениях цены топлива (руб./м³) 1 – 100; 2 – 175; 3 – 250

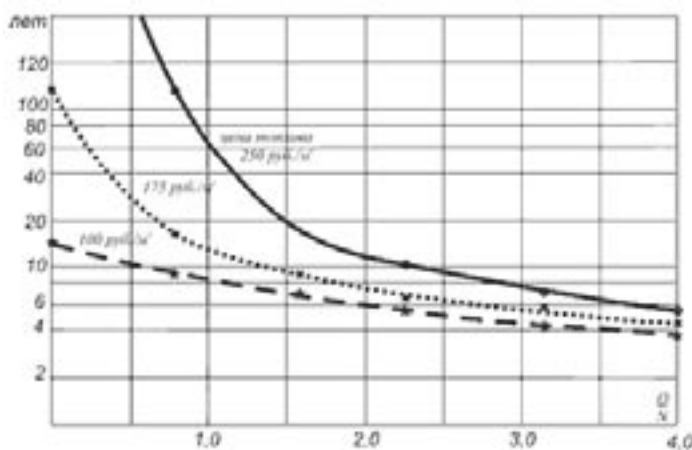


Рис. 4. Графики зависимости срока окупаемости ТЭЦ мощностью 4,0 МВт от отношения Q/N – при различных значениях цены топлива (руб./м³) 1 – 100; 2 – 175; 3 – 250

Как хорошо видно на графике рис. 4, приемлемый срок окупаемости может быть достигнут при определенной комбинации цены топлива и отношения Q/N. Конденсационная тепловая электростанция может окупиться при цене на топливо 100 руб./пл. м³ за 14 лет, а при цене 250 руб./пл. м³ она убыточна. При Q/N = 4 сроки окупаемости составляют при выбранных ценах топлива соответственно 3,8; 4,5 и 5,4 лет, что очень хорошо для объекта, рассчитанного на эксплуатацию в течение 30...50 лет. Для каждого конкретного значения цены на топливо можно определить значение Q/N, при котором срок окупаемости не превысит величины, удовлетворяющей инвестора.

Выполненные расчеты позволяют утверждать, что уже на стадии проектирования нового предприятия или реконструкции действующего следует решать проблемы энергообеспечения в тесной увязке с выбором производимой продукции и технологий. При правильном выборе технологических процессов, согласовании ресурса древесного топлива и потребностей в тепловой и электрической энергии, можно получить кумулятивный экономический эффект. В необходимых случаях для повышения отношения Q/N следует обязательно использовать коммунальное потребление, теплицы и другие возможности в соответствии с местными условиями.

Как следует из изложенного, эффективность производства энергии с использованием древесного топлива определяется не только параметрами ТЭС, но и возможностями рационального использования тепловой и электрической энергии в оптимальных соотношениях. Выработка собственной энергии стимулирует углубление степени переработки древесины, производства более наукоемкой, а, следовательно, и более дорогой продукции, делает продукцию более конкурентоспособной, что еще более повышает эффективность производства.

Наиболее просто проблемы перевода предприятий на собственные источники энергии – древесное топливо – решаются на деревообрабатывающих предприятиях. С учетом того, что доля затрат на топливо, как уже отмечалось, составляет 1/3...2/3 общих расходов на тепловую и электрическую энергию, низкие цены на собственные древесные отходы в деревообрабатывающих предприятиях делают производство энергии более эффективным и снижают срок окупаемости капитальных затрат. Этому же способствует и возможность наиболее рационального использования как тепловой, так и электрической энергии, поскольку деревообрабатывающие предприятия, как правило, являются энергоемкими. Существенно влияет на эффективность предлагаемых мер наличие производств, работающих круглосуточно по скользящему графику, таких как сушильные камеры, древесноопилитные производства.

Еще более актуален, но и более сложен перевод на собственные источники энергии лесозаготовительных предприятий. Именно на лесозаготовительных предприятиях, работающих, как правило, в перестойных древостоях, образуется убыточная для них продукция – дрова. Однако себестоимость производства дров-сортиментов, из кото-

рых в настоящее время производится топливная щепа, равняется себестоимости производства деловой древесины (трудоемкость работ одинакова), а, следовательно, себестоимость производства топливной щепы из них выше, чем себестоимость деловой древесины. Для освоения этого ресурса сырья в качестве топлива целесообразно использовать разработанную нами технологию, существенно снижающую затраты на производство топливной щепы из дровяной древесины. В соответствии с этой технологией заведомо дровяные деревья должны отсортировываться в процессе лесозаготовок и поступать на специализированную линию для переработки на щепу. Переработка дровяных деревьев на щепу позволяет устранить из технологического процесса такие трудоемкие операции, как обрезка сучьев, раскряжевка, сортировка, штабелевка сортиментов. Трудоемкость производства щепы из деревьев почти в 2 раза ниже, чем выработка ее из дров – сортиментов. Это позволяет сократить убытки. В технологической линии используется оборудование, выпускаемое отечественными заводами. Оборудование позволяет перерабатывать на щепу деревья диаметром в комле до 80 см. Тонкомерная дровяная древесина перерабатывается на щепу пачками. Переработка дровяных деревьев вместе с кроной повышает использование биомассы деревьев на 8—10%. Устранение убыточности производства дров позволяет повысить эффективность лесозаготовительного процесса примерно на 20%. Кроме того, использование дровяной древесины для выработки энергии позволяет превратить убыточную древесину в самую ликвидную продукцию – энергию, цены на которую растут опережающими темпами.

Другой проблемой, связанной с переводом лесозаготовительных предприятий на древесное топливо, является отсутствие у большинства из них достаточных потребителей тепловой и электрической энергии, которую позволяют выработать имеющиеся ресурсы дровяной древесины и других отходов. Переработка древесины в большинстве леспромхозов отсутствует. Дома в поселках имеют печное отопление. Поэтому строительство в леспромхозах ТЭС должно быть совмещено со строительством деревообрабатывающих производств – потребителей энергии. Продукция деревообработки, выработанная с использованием собственной тепловой и электрической энергии, значительно более конкурентоспособна по сравнению с продукцией, произведенной с использованием покупной энергии.

Третьей и самой важной проблемой леспромхозов является отсутствие у большинства из них средств на осуществление приведенных выше мероприятий – лесозаготовительная отрасль в целом в стране убыточна. Наши исследования показывают, что реализация предлагаемых нами взаимосвязанных мероприятий по переводу лесозаготовительных предприятий на собственные источники энергии и развитие в них деревообрабатывающих производств позволяет резко повысить эффективность их работы. Высокая эффективность проектов открывает возможность получения кредитных ресурсов для их реализации.



**М. М. Гойхенберг,
Е. Ю. Марчуков,
И. Л. Осипов –
НТЦ им. А. М. Люльки
ОАО «НПО «Сатурн»**

ВЫБОР ОПТИМАЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ И РАНЖИРОВАНИЕ СУЩЕСТВУЮЩИХ И ПРОЕКТИРУЕМЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ГТУ

В условиях жесткой конкуренции на рынке ГТУ и ПГУ возникает вопрос о сравнительной оценке параметров жизненного цикла энергетических установок.

В статье предлагается метод ранжирования ГТУ и ПГУ одного мощностного ряда. Разработанную методику можно использовать при назначении параметров новой установки, а также при определении ее отпускной цены.

Обычно на рынке предлагается несколько энергетических ГТУ, близких по мощности [1], поэтому при покупке будущий владелец машины имеет выбор. Важнейшими параметрами установок, определяющими их конкурентоспособность, являются вырабатываемая полезная мощность P , термический КПД η_T , удельная стоимость машины d (\$/кВт) и ресурс элементов ГТУ. Все эти параметры меняются, поэтому покупателю непросто выбрать оптимальное оборудование из интересующего его класса мощности. Вопрос о ранжировании установок рассматривался, например, в [2], где ранг газоперекачивающих агрегатов определялся сложением их позиций по отдельным параметрам жизненного цикла (ЖЦ).

В работах [3–5] была введена целевая функция, позволяющая сопоставить все указанные выше характеристики установок. Она представляет собой сравнительный доход, получаемый покупателем при эксплуатации машин за период ЖЦ.

Для оценки совокупного дохода владельца ГТ используется выражение:

$$G(t) = RAM \times (C \times P - C_T P_T) \times t - C_o - \sum_{i=1}^M N_i(t) C_i - A(t), \quad (1)$$

где

RAM – коэффициент технического использования ГТ (отношение времени работы ГТ ко всему времени эксплуатации);

P_T – тепловая мощность, производимая сжигаемым топливом. Очевидно,

$$P_T = P / \eta_i;$$

t – календарное время;

C – стоимость 1 кВт•ч электроэнергии;

Таблица 1

Ранжирование ГТУ простого цикла мощностью 12...14 МВт (ISO 2314)

Компания	Модель	P, МВт	η , t	d, \$/кВт	F (West), M\$	F(РФ), M\$
Siemens	Cyclone DLE	12,9	0,348	432	0,0	0,0
Solar Turbines Inc.	Titan 130	13,5	0,333	348	0,6	1,3
Mitsui Engineering & Shipbuilding	SB60-1	13,57	0,297	430	-3,5	-0,7
Alstom	RLM1600	13,69	0,351	506	-0,2	-0,4
Hitachi	H-15	14,7	0,322	456	-1,0	0,4
General Electric	PGT16	13,75	0,353	491	0,2	-0,1
General Electric	LM1600PA	13,75	0,355	509	0,1	-0,3

C_T – стоимость топлива, необходимого для производства 1 кВт·ч тепловой энергии;

C_0 – цена ГТУ, $C_0 = d \times P$;

c_i – стоимость элементов ГТ, имеющих ресурс t_i ;

$N_i(t)$ – количество замен элементов ГТ, имеющих ресурс t_i , за время t :

$$N_i(t) = \text{entire}(t/t_i), i = 1, 2, \dots, M;$$

$A(t)$ – эксплуатационные расходы (зарплата персонала, стоимость расходных материалов, проч.).

Сравнительный доход двух ГТ, имеющих близкие параметры, вследствие любого небольшого изменения параметров ЖЦ можно рассматривать при условии:

$$A(t) \approx \text{const.}$$

Разность двух выражений (1) после преобразования методом, подробно описанным в [4], примет вид:

$$F(t) = t \left[C_{f0} \Delta P - C_{TT} P \Delta \left(\frac{1}{\eta_t} \right) - \left(C_{ff} P T_0 + c_0 \right) \Delta \left(\frac{1}{t_0} \right) \right] - \Delta C_0, \quad (2)$$

где

$$C_{f0} = RAM \times (C - C_T / \eta);$$

$$C_{TT} = RAM \times C_T;$$

$$C_{ff} = C_{f0} / RAM;$$

t_0 – время между запланированными промежуточными остановками газовой турбины для подробного осмотра ее элементов;

c_0 – эффективная стоимость заменяемых элементов газовой турбины за время t_0 [4] (так, если величина t_0 равна половине ресурса заменяемой детали со стоимостью c_1 , то в (2) должно быть $c_0 = c_1/2 + \dots$ и т.д.);

T_0 – длительность указанных выше промежуточных остановов.

Преимущество использования (2) вместо (1) состоит в том, что в выражение (2) не входят трудно поддающиеся оценке и меняющиеся от региона к региону эксплуатационные расходы $A(t)$.

Выражение (2) можно непосредственно применить к описанной выше задаче ранжирования газовых турбин. Предположим, необходимо сопоставить газотурбинную установку простого цикла в диапазоне мощности 12...14 МВт.

За базовую газотурбинную установку принята установка Cyclone DLE фирмы Siemens (табл. 1).

В соответствии с (2) определяется сравнительный доход от эксплуатации семи машин за время жизненного цикла, равное $T_{00} = 100$ тыс. календарных часов (75 тыс. эквивалентных часов). Исходные данные для этих расчетов и дальнейших выкладок взяты из [1] и [6–8].

Следует отметить, что при расчетах сравнительного дохода F (T_{00}) для отечественного и западного рынка (в таблицах – West) принято [7]:

Таблица 2

Ранжирование газотурбинных установок мощностью 16...18 МВт (ISO 2314)

Компания	Модель	P, МВт	η , t	d, \$/кВт	F (West), M\$	F(РФ), M\$
General Electric	LM1600-PB STIG	16,9	0,396	475	0,0	0,0
ГП НПКГ «Зоря»– «Машпроект»	UGT 16000	16,3	0,31	248	-3,6	1,2
Siemens	GT35	17	0,322	388	-4,4	-0,3
ГП НПКГ «Зоря»– «Машпроект»	UGT 15000	17,5	0,35	283	0,2	2,7

Таблица 3

Ранжирование ПГУ мощного ряда 500 МВт

Компания	Модель	P, МВт	η , t	d, \$/кВт	F (West), M\$	F(РФ), M\$
Siemens	Cobra294.2	478,5	0,526	342	0,0	0,0
Alstom Power	KA13E2-2	485,7	0,532	342	17,4	9,3
Alstom Power	KA11N2-3	517	0,521	345	52,0	36,3
General Electric	S-207FA	530	0,565	344	120,2	64,7

Таблица 4

Ранжирование ГТУ мощностью 15...20 МВт с различным временем ЖЦ

Компания	Модель	P, МВт	η , t	d, \$/кВт	F (West), M\$	F(РФ), M\$
ГП НПКГ «Зоря»– «Машпроект»	Aquarius-16	15,5	0,425	430	0,0	0,0
Solar	STAC 130	16,7	0,414	730	-4,2	-4,2
General Electric	STEG-LM116 (100 тыс. час.)	18,7	0,497	844	-0,2	-3,8
General Electric	STEG-LM116 (150 тыс. час.)	18,7	0,497	844	4,4	-1,1

Таблица 5

К вопросу о повышении конкурентоспособности ГТ Trent

Компания	Модель	P, МВт	η , t	d, \$/кВт	F (West), M\$	F(РФ), M\$
Rolls-Royce	1x1 Trent	66	0,543	650	0,0	0,0
Pratt&Whitney	FT8 Twin	67	0,502	630	-3,6	0,2
Siemens	1xW251B11/12	71,5	0,478	688	-7,1	-2,2
Alstom Power	KA10B-2	73,2	0,507	663	1,6	2,3
Rolls-Royce	2xRB211-6761	77,4	0,493	670	3,0	3,7
Alstom Power	KA8C-1	77,4	0,506	630	8,5	7,6
General Electric	CC205P	77,8	0,421	615	-8,6	3,3

RAM = 0,9,

C = 0,045 \$/кВт•ч, (3)

СТ = 0,009 \$/кВт•ч,

но для российского рынка стоимостные показатели были взяты иные [8]:

C = 0,026 \$/кВт•ч,

СТ = 0,0028 \$/кВт•ч (4)

(в таблицах – РФ).

Кроме того, ресурсные и регламентные параметры всех установок считались одинаковыми, что влечет за собой «обнуление» третьего члена в правой части (2). Анализ

результатов, представленных в табл. 1, показывает, что максимальной доходностью на западном рынке обладает газовая турбина Titan 130 компании Solar, имеющая сравнительно высокий КПД и низкую цену. Затем следуют установки PGT16 и LM1600PA компании General Electric. Однако в России ситуация иная: с ГТ Titan 130 конкурирует турбина H-15 компании Hitachi за счет ее большей мощности.

В табл. 2 представлены данные сравнительного анализа доходности газотурбинных установок класса 16...18 МВт относительно установки LM1600-PB STIG. Здесь

лидером оказалась машина UGT 15000 компании «Зоря» «Машпроект», главным образом из – за более низкой цены. В то же время LM1600-PB STIG компании General Electric при высоком *кпд* имеет невысокую прибыльность по причине высокой удельной стоимости машины. Расчеты показали, что если бы удельная цена этой установки была снижена до 300 \$/кВт, то она стала бы самой конкурентоспособной и на российском, и на западном рынке.

В табл. 3 содержатся результаты аналогичного анализа, выполненного для парогазовых установок мощностью ~500 МВт относительно установки Cobra 294.2. Здесь по всем параметрам безусловным лидером является установка S-207FA компании General Electric. Следует отметить, что удельная цена всех ПГУ данного класса приблизительно одинакова, что вообще характерно для западного рынка, однако цена S-207FA оказывается неоправданно низкой. Дополнительные расчеты показали, что если поднять величину *d* до значения 450 \$/кВт, то ее сравнительная доходность на западном рынке хотя и упадет до уровня \$64 млн, но все равно позволит остаться лидером в своей группе.

Табл. 4 содержит данные по установкам парогазового цикла мощностного ряда 20 МВт в сопоставлении с машиной Aquarius-16 компании «Зоря» – «Машпроект», которая и имеет наибольшую доходность. Недалеко от нее находится установка STEG-LM116 компании General Electric (третья строка таблицы). Если эта машина получит увеличенный ресурс, длительность жизненного цикла составит 150 тыс. часов. Соответственно будет увеличен и период между запланированными осмотрами. Таким образом, при расчетах использовалась полная формула (2), учитывающая прибавку и «ресурсного» фактора (четвертая строка таблицы). При этом эффективная стоимость заменяемых элементов ГТ c_0 (см. (2)) принята равной \$500 тыс. Оказалось, однако, что сам по себе «ресурсный» фактор дает всего лишь около

\$100 тыс. роста относительной прибыли, так что увеличение функции *F* происходит главным образом из – за возрастания времени ЖЦ со 100 до 150 тыс. календарных часов. Последнее обстоятельство выдвигает STEG-LM116 на первую позицию на западном рынке, несмотря на высокую удельную цену машины. Вообще, когда речь идет о глобальных параметрах установки, ресурсный член часто оказывается второстепенным [4]. В то же время при определении оптимальных параметров ЖЦ элементов конструкции этот фактор может оказаться решающим [5]. В табл. 5 приводятся результаты анализа сравнительной доходности ПГУ класса 65...80 МВт относительно ПГУ на базе газовой турбины Trent фирмы Rolls-Royce.

Из данных таблицы следует, что наиболее привлекательной для покупателя ПГУ является установка KA8C-1 компании Alstom Power. Однако при проведении модернизации установки Trent таким образом, что мощность ПГУ возрастет до 72 МВт (+\$7 млн прибыльности для условий West) и *кпд* при этом достигнет величины 56% (+\$2,4 млн прибыльности), эта ГТ станет лидером в своем классе на западном рынке. Известно, что отличие в стоимостных показателях российского и западного рынка состоит в относительной дешевизне в России электроэнергии и особенно топлива. Так, отношение C_T/C для России составляет всего 0,11, в то время как на западном рынке эта величина равна 0,2 [3, 4]. Это говорит о меньшем влиянии *кпд* установок на доходность в условиях РФ. Кроме того, меньшая в России доходность, обусловленная более низкой отпускной ценой электроэнергии, диктует большую зависимость используемой целевой функции от цены установки. Приведенные примеры показывают возможность использования предложенной методики не только для ранжирования уже произведенных ГТ, но и для мониторинга вопросов, связанных с оптимизацией параметров цикла ГТУ.

ЛИТЕРАТУРА

1. Farmer R. Handbook 1999—2000//Gas Turbine World. – 2000. – Vol. 20. С.5—37.
2. Микаэлян Э. Требования к эксплуатационной пригодности газотурбинных газоперекачивающих агрегатов. Газотурбинные технологии, № 1, 2004. С. 14—17.
3. Осипов И.Л. Выбор функции цели для оценки эффективности инноваций при проектировании газовых турбин//XLVII научно-техническая сессия по проблемам газовых турбин. Тезисы докладов. Пермь, 2000. С. 40—41.
4. Воронцов С.А., Осипов И.Л. Об одном методе оптимизации параметров ГТУ//Теплоэнергетика. 2003, № 12. С. 46—51.
5. Осипов И., Афанасьев И., Быков В., Костеж М. Поиск оптимального инженерного решения при проектировании и доводке ГТУ. Газотурбинные технологии, № 2, 2004. С. 36—39.
6. Каталог газотурбинного оборудования, 2003—2004 гг. Приложение к журналу «Газотурбинные технологии».
7. The GT8C gas turbine. ABB. Printed in the United Kingdom, PGT 218197E, 1997.
8. Виноградов А., Григорьев А., Макаревич В., Буров В., Торжков В. Оценка технико-экономической эффективности модернизации ГТУ-ТЭС с использованием парогазовой технологии. Газотурбинные технологии, № 1, 2004. С. 2—7



**Гринман М. И. к. т. н.,
Фомин В. А. к. т. н.
ООО «Комтек-Инжиниринг»**

ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК МАЛОЙ МОЩНОСТИ С НИЗКОКИПЯЩИМИ РАБОЧИМИ ТЕЛАМИ

ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Важнейшим направлением Энергетической программы (до 2020 г.), принятой Правительством РФ в 2003 г., является энергосбережение во всех отраслях промышленности. Во-первых, энергосбережение предполагает внедрение новых технологических процессов, в основе которых заложена меньшая энергоемкость по сравнению с существующими технологиями. Во-вторых, – использование низкопотенциальной энергии, которая на современном уровне развития энергетики еще мало применяется, что приводит к снижению коэффициента использования теплоты сгорания топлива в различных технологиях, основанных на применении органического топлива, как источника тепловой энергии. Кроме того, сброс низкопотенциальной энергии вызывает тепловое загрязнение окружающей среды.

Таким образом, использование низкопотенциальной энергии, как фактор энергосбережения, – важнейшая народно-хозяйственная задача.

В условиях быстрого роста цен на органическое топливо энергосбережение во всех отраслях промышленности

является важнейшим фактором снижения себестоимости производства продукции и повышения ее конкурентной способности. Основные направления энергосбережения:

- использование низкопотенциальной энергии промышленных предприятий;
- создание простых и надежных энергетических установок для производства тепловой и электрической энергии, работающих на местных видах топлива;
- повышение коэффициента использования теплоты топлива на энергетических установках, обеспечивающих тепловой энергией ЖКХ страны.

Решение перечисленных проблем сдерживается отсутствием на отечественном энергетическом рынке установок, позволяющих утилизировать тепловую энергию с низкими параметрами теплоносителей.

В тоже время область применения таких установок достаточно широка. В системе теплоснабжения городов России находятся в эксплуатации паровые котлы серии ДЕ и ДКВР паропроизводительностью от 16 т/ч до 25 т/ч и с параметрами пара: давление 1,2–1,4 МПа, температу-

ра 200—225⁰С. Для снижения параметров пара до значений, необходимых для подогрева сетевой воды, применяют редуционные охлаждающие установки (РОУ), что приводит к значительным потерям энергии. При реконструкции котельной в мини-ТЭЦ вместо РОУ устанавливают противодавленческую турбину, пар из которой подают на подогрев сетевой воды [1,2]. В летний период при отсутствии отопительной нагрузки котел и турбина не работают. Однако, если применить контур с низкокипящим теплоносителем (НКТ), то пар из противодавленческой турбины можно подавать в этот контур и вырабатывать электроэнергию.

В различных отраслях промышленности применяются сотни промышленных печей со сбросом горячих газов в атмосферу. В таких промышленных установках можно устанавливать водогрейные котлы, нагретую воду из которых подавать в контур НКТ для выработки электроэнергии.

На магистральных газопроводах страны установлены десятки газотурбинных компрессорных станций со сбросом горячих газов в атмосферу. Такие ГТУ можно перевести в режим ПГУ с применением контуров с НКТ.

Дешевые местные виды топлива можно сжигать в водогрейных котлах, а горячую воду из них использовать в качестве греющего теплоносителя в контуре с НКТ.

Для энергетических установок, утилизирующих низкопотенциальную энергию, применяют в качестве рабочих тел НКТ, которые имеют достаточно высокие давления насыщенных паров при низких температурах и поэтому давно привлекают внимание разработчиков в различных областях энергетики и, в частности, в геотермальной энергетике. В качестве НКТ применяют фреоны, водный раствор аммиака, пентан, изопентан, изобутан и др. [3—11].

При выборе НКТ необходимо выполнять ряд требований:

- дешевизна;
- хорошие теплофизические свойства (максимум работы при минимальных параметрах),
- НКТ не должен быть ядовитым;
- отсутствие экологического воздействия на окружающую среду (озоновый слой, парниковый эффект),
- замерзание при достаточно низких отрицательных температурах, что важно для климатических условий России;
- желательно, чтобы пограничная кривая пара в T-S координатах имела положительную производную, т.е. процесс расширения в турбине заканчивается в области перегретого пара, что исключает эрозию лопаток и не требует перегрева пара перед турбиной.

Выполненный авторами анализ показал, что для значений температур греющих теплоносителей в диапазоне 140-190⁰С целесообразно применять в утилизационном контуре пентан, критические параметры которого имеют значения 33,7 бар, 196,6⁰С. Однако в конденсаторе пентановой установки приходится поддерживать температуру 50—60⁰С, чтобы иметь в нем давление выше атмосферного для предотвращения подсоса воздуха в контур. Для значений температур греющих теплоносителей в диапазоне 100-130⁰С целесообразно применять в утилизационном контуре хорошо известный в холодильной технике и быту газ бутан (R-600 по международной классификации).

Бутаны (C₄H₁₀) – газообразные, насыщенные углеводороды, без цвета и запаха. Критические параметры бутана имеют значения 38 бар, 152⁰С, а давление насы-

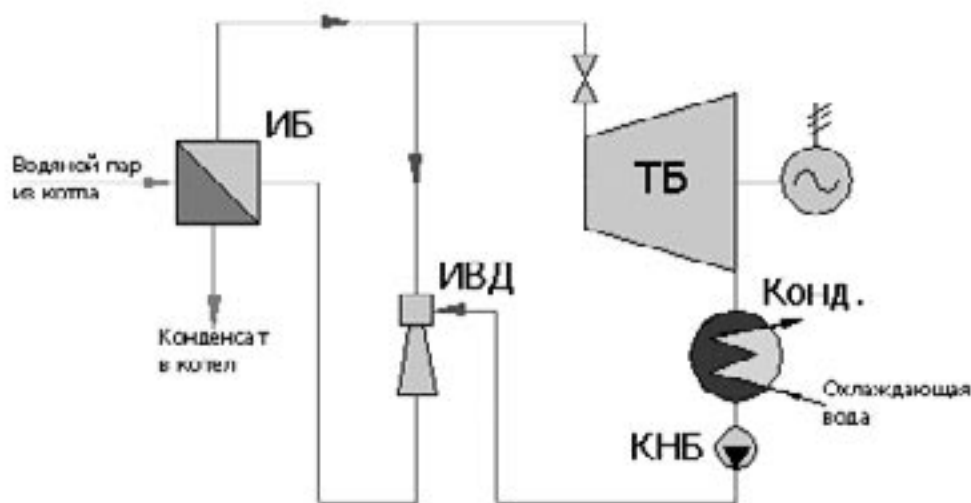


Рис. 1. Тепловая схема бутанового контура.

Обозначения: ИБ – испаритель бутана; ТБ – турбина бутановая; Конд. – конденсатор; КНБ – конденсатный насос бутановый; ИВД – инжектор высокого давления (острого пара).

ценных паров при температурах 30...40⁰С составляет 2,8...3,75 бар. Низкие температуры конденсации увеличивают удельную работу, совершаемую бутаном в турбине. Единственным недостатком бутана (как и пентана) является его взрывоопасность при соединении с кислородом, однако этот недостаток научились преодолевать за счет специальных средств, широко применяющихся в конструкции и при эксплуатации газовых компрессоров и турбодетандеров, появившихся в последнее время в массовом количестве.

Преобразование низкопотенциальной тепловой энергии в механическую и далее в электрическую происходит в замкнутом бутановом контуре, который включает в свой состав парогенератор (испаритель) бутана, бутановую турбину с электрогенератором, конденсатор бутана, насосное и вспомогательное оборудование (рисунок 1).

Для уменьшения затрат электроэнергии на сжатие жидкого бутана применено двухступенчатое сжатие: в конденсатном насосе и струйном термонасосе (инжекторе).

Области применения предлагаемого бутанового контура в промышленном и коммунальном тепло- и электроснабжении многообразны и определяются источником низкопотенциальной теплоты, подводимой к парогенератору бутана.

ВАРИАНТЫ ТЕПЛОВЫХ СХЕМ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК С ПРИМЕНЕНИЕМ С НКТ (ПЕНТАН, БУТАН)

Совмещение контура с НКТ с противоаварийными турбинами малой мощности, установленными в отопительных котельных.

Выработка электроэнергии на тепловом потреблении наиболее эффективна, поэтому на многих паровых котельных промышленных и коммунальных предприятий устанавливают противоаварийные турбины, имеющие минимальные габариты, простые в эксплуатации, дешевые и не требующие сложного сервиса.

Основной недостаток варианта надстройки котельных паровыми противоаварийными турбинами состоит в том, что они могут работать только при наличии тепловой нагрузки.

Летом, когда тепловая нагрузка горячего водоснабжения составляет только 15% от номинальной, турбина не сможет работать, если не будет дополнительной нагрузки, связанной с потреблением пара низких параметров на технологические нужды. В весенне-осенний период, когда температура наружного воздуха большую часть времени далека от расчетной отопительной, турбина несет

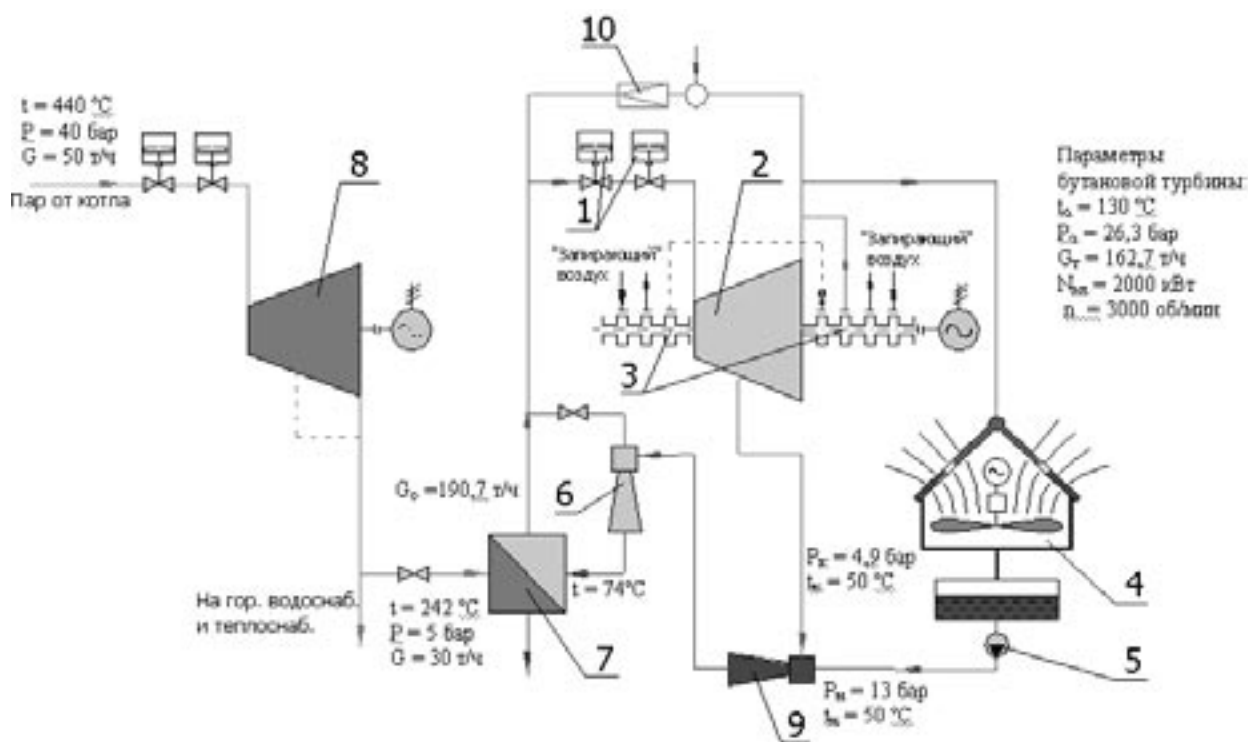


Рис. 2. Тепловая схема энергетической установки с противоаварийной турбиной и бутановым контуром

Обозначения: 1 – стопорный и регулирующий клапаны с пневмоприводом; 2 – бутановая турбина; 3 – «сухие» бутановые уплотнения; 4 – воздушный конденсатор; 5 – конденсатный насос; 6 – инжектор; 7 – испаритель бутана; 8 – паровая турбина типа Р-6—3,4/0,5; 9 – подогреватель бутана смешивающий струйного типа; 10 – БРОУ.

не полную нагрузку. В результате коэффициент использования установленной мощности в среднем за год может составлять 0,5 и ниже.

Установка теплофикационной турбины типа «Т» на низкие параметры пара (даже если это возможно при наличии охлаждающей воды) вместо противодавленческой вряд ли технико-экономически оправдана, поэтому на практике и не встречается. Данный вариант имеет более высокую тепловую экономичность, но из-за развитой конденсационной части и наличия поворотной диафрагмы, турбина имеет большие габариты и поэтому должна устанавливаться на специальном фундаменте, что требует, соответственно, и больших габаритов машзала. В пределах строительной площадки котельной не всегда удается найти место для машзала. Кроме того, длинные лопатки последних ступеней турбины имеют эрозию из-за влажности пара, они сложны в ремонте, что вызывает необходимость в квалифицированном ремонтном персонале и т.д. Зимой часть низкого давления работает в вентиляционном режиме, что тоже связано с определенными проблемами. Конденсационный вариант требует также более высокого уровня эксплуатации. Для его реализации необходим большой расход охлаждающей воды (на один кг пара

нужно приблизительно 50 кг. охлаждающей воды), которой, как правило, нет. Воздушный конденсатор в чистом виде также не применим, так как нужен промежуточный теплоноситель, не замерзающий при низких температурах, а это приводит к большим термодинамическим потерям, ставящим под сомнение целесообразность всего проекта. Аналогичные проблемы возникают, когда к выхлопу противодавленческой турбины подстраивают турбину «мятого» пара (которая по существу является цилиндром низкого давления, т.е. конденсационной частью турбины большой мощности).

Наиболее эффективно подстраивать к выхлопу противодавленческих турбин контур, работающий на бутане, так как уровень температур греющего пара составляет 130-150⁰С. В этом случае любая недогрузка противодавленческой турбины по тепловой мощности передается в дополнительный контур (рис.2).

Совместная работа парового и бутанового контуров может обеспечить коэффициент использования установленной мощности, равный 1 независимо от тепловой нагрузки, как и в случае применения турбины «мятого» пара. Применение бутана в качестве рабочего тела позволяет создать компактную малогабаритную турбину, так

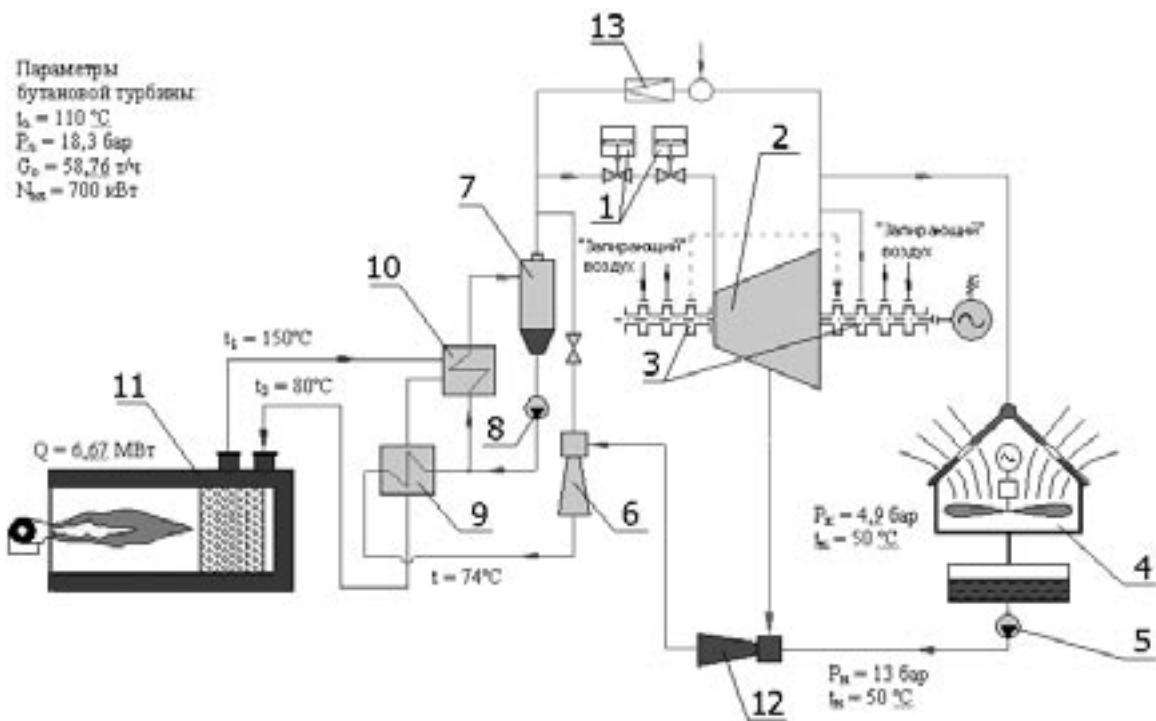


Рис. 3. Схема мини-ТЭЦ с водогрейным котлом и бутановым контуром

Обозначения: 1 – стопорный и регулирующий клапаны с пневмоприводом; 2 – бутановая турбина; 3 – «сухие» бутановые уплотнения; 4 – воздушный конденсатор; 5 – конденсатный насос; 6 – инжектор; 7 – сепаратор; 8 – сепараторный насос; 9 – подогреватель бутана; 10 – испаритель бутана; 11 – водогрейный котел КВа 7,56 ГЛЖ; 12 – подогреватель бутана смешивающий струйного типа; 13 – БРОУ.

как объемный расход пара через последнюю ступень в случае применения бутана уменьшается на два порядка. Так при температуре конденсации 30°C , удельный объем водяного пара составляет $32,89 \text{ м}^3/\text{кг}$ при давлении $0,0425 \text{ бар}$, в то время как у бутана ($P. 600$) – $0,141 \text{ м}^3/\text{кг}$ при давлении $2,81 \text{ бар}$. В результате в бутановом контуре отсутствует вакуумная система удаления воздуха из конденсатора со всеми ее эксплуатационными проблемами. Это позволяет создавать конструкции минимальных габаритов из обычных материалов (низкий уровень температур, минимальные окружные скорости и напряжения). Так, если исходить из общепринятых принципов проектирования, то для пропуска в конденсатор 30 тонн водяного пара при указанных выше параметрах потребуется длина рабочей лопатки последней ступени около 350 мм , в тоже время для пропуска равного по тепловой мощности массового расхода бутанового пара необходима лопатка длиной менее 50 мм .

В энергоустановках с противодавленческими паровыми турбинами (рис.2) органическое топливо подается в паровой котел, водяной пар из которого поступает в турбину. После турбины пар может быть использован либо для теплофикации (в период отопительного сезона), либо в парогенераторе бутанового контура (при отсутствии отопительной нагрузки). Бутановый пар из парогенератора направляется в бутановую турбину, производит механическую работу и конденсируется в воздушном или водяном конденсаторе. Бутановый конденсат с помощью насосов и инжекторов проходит систему регенерации и подается в парогенератор, то есть цикл замыкается.

При создании комбинированной установки, состоящей из противодавленческой турбины и бутанового контура, годовая выработка электроэнергии удваивается. Это происходит за счет того, что даже в периоды отсутствия тепловых нагрузок противодавленческая турбина работает на номинальной мощности, и, кроме того, в эти периоды электроэнергия дополнительно вырабатывается в бутановом контуре.

Создание автономных источников тепла и электроэнергии, работающих на местных видах топлива, с использованием контура с НКТ

Еще одной важной особенностью применения пентанового или бутанового контуров является их независимость их структуры от типа первичного источника тепла. Например их можно интегрировать с водогрейными котлами (рис.3), которые нашли массовое применение (несмотря на то, что первоначально их применение планировалось только в качестве пиковых) благодаря простоте эксплуатации и отсутствию проблем с водоподготовкой, необходимой для паровых котлов.

Имеются предложения по переводу водогрейных котлов большой тепловой мощности в паровой режим работы для получения возможности выработки электроэнергии на собственные нужды котельной путем установки паровых турбин с противодавлением [12]. Однако это мероприятие требует значительной реконструкции котла.

В случае применения бутана нет необходимости в реконструкции водогрейного котла, достаточно установить испаритель, в качестве которого могут быть использованы пластинчатые теплообменники, например, фирмы Альфа-Лаваль, отличающиеся особой компактностью.

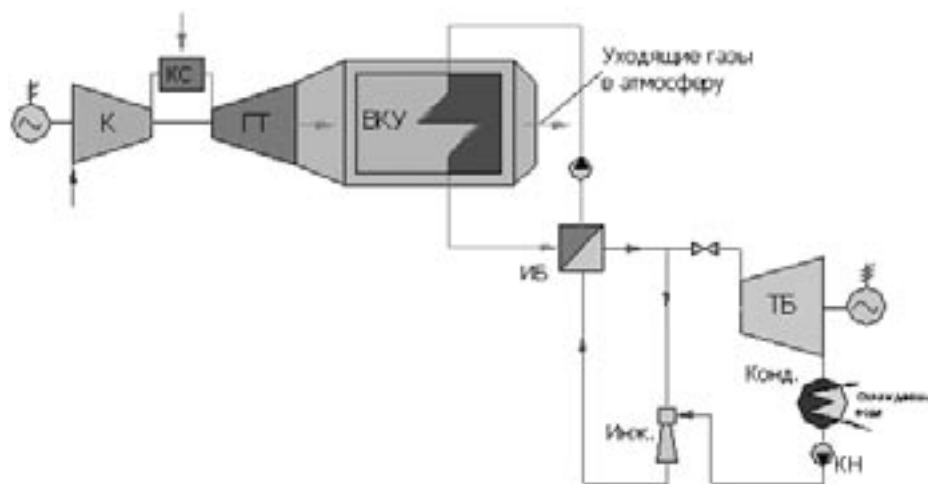


Рис. 4. Схема комбинированной энергетической установки, включающей ПГУ с паровым котлом – утилизатором и бутановый (пентановый) контур.
Обозначения: К – компрессор; КС – камера сгорания; ГТ – газовая турбина; КУ – котел-утилизатор для водяного пара; ПП-пароперегреватель; И – испаритель; Эк – экономайзер; ГПК – газовый подогреватель конденсата; ПСВ – подогреватель сетевой воды; Д – деаэрационная установка; ПТ – паровая турбина с противодавлением; ИБ – испаритель бутана; ПБ – подогреватель бутановый; Инж. – инжектор; Конд. – конденсатор; КНВ – конденсатный насос водяной; КНБ – конденсатный насос бутановый.

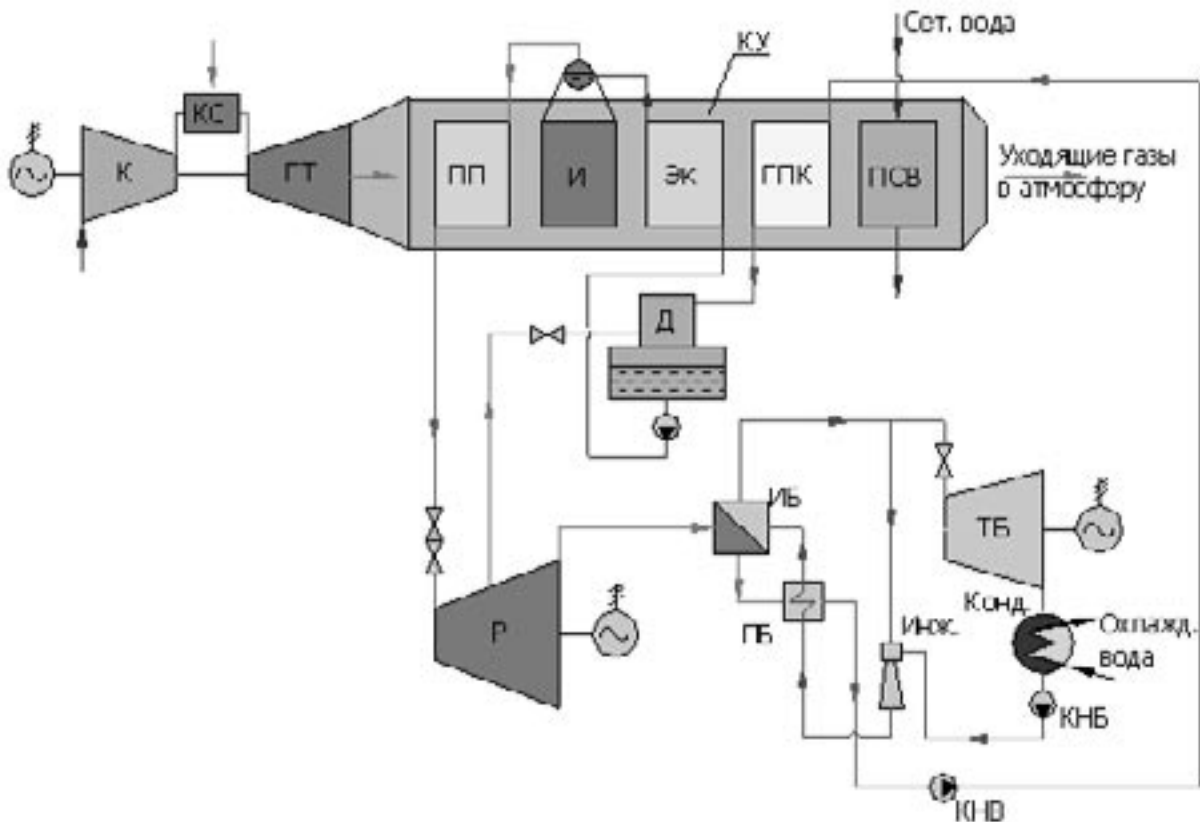


Рис. 5. Схема комбинированной энергетической установки с газовой турбиной, водогрейным КУ и бутановым (пентановым) контуром.

Обозначения: К – компрессор; КС – камера сгорания; ГТ – газовая турбина; ВКУ – водогрейный котел-утилизатор; ТБ – турбина бутановая; ИБ – испаритель бутана; Инж. – инжектор; КН – конденсатный насос; Конд. – конденсатор.

Итак, независимо от параметров котла и его тепловой мощности можно создать гарантированный источник дешевой электроэнергии для собственных нужд водогрейных котельных или просто компактный изолированный источник тепла и электроэнергии с любым видом местного топлива, независимо от источника охлаждения, в том числе для отдаленных районов.

Применение бутанового контура в составе парогазовых установок малой мощности

Парогазовые установки малой мощности (1,5...6,0 МВт) часто используются в режиме ПГУ-ТЭЦ, в которых теплота продуктов сгорания после газовой турбины используется для теплофикации. При этом применяют тепловые схемы с паровым или водогрейным котлом-утилизатором (КУ).

В первом варианте пар из парового КУ поступает либо в противодавленческую турбину (типа Р), либо в теплофикационную турбину (типа Т). В турбинах типа Т при отсутствии тепловых нагрузок «лишний» пар подается в конденсатор. В турбинах типа Р, подающих в течение отопительного периода пар на теплофикацию, такой воз-

можности нет, потому к ним целесообразно подключать бутановый контур (рис. 4).

Если в тепловой схеме ПГУ нет бутанового контура, то в период отсутствия тепловых нагрузок КУ отключается, и газотурбинная установка работает автономно с низким КПД. При наличии бутанового контура ГТУ постоянно в течение всего года работает с КУ, но при отсутствии теплового потребления пар из турбины Р подается в бутановый парогенератор, то есть его теплота используется для выработки электроэнергии в бутановом контуре. КПД комбинированной установки такого типа повышается на 10% по сравнению с режимом автономной работы ГТУ.

Во втором варианте в КУ производится подогрев сетевой воды. В базовой схеме в отопительный период ГТУ работает совместно с КУ, и ПГУ имеет высокое значение коэффициента использования топлива. При отсутствии теплового потребления ГТУ работает автономно с низким КПД. В модернизированной тепловой схеме в состав ПГУ введен бутановый (пентановый) контур (рис.5).

ГТУ постоянно в течение всего года работает с КУ, но при отсутствии теплового потребления горячая вода

после КУ подается в парогенератор бутана (пропана), то есть теплота продуктов сгорания ГТУ используется для выработки электроэнергии в контуре НКТ. КПД комбинированной установки такого типа также увеличивается на 10% по сравнению с режимом автономной работы ГТУ.

Создание автономных источников тепла и электроэнергии с бутановым (пентановым) контуром, работающим на сбросном тепле промышленных предприятий.

Применение бутанового контура позволяет простыми техническими средствами утилизировать тепло технологических процессов даже в тех случаях, когда традиционные методы неэффективны или невозможны. Рабочие тела различных технологических процессов, сбрасываемые обычно в окружающую среду, имеют различный химический состав и температуру. Отвод теплоты от этих рабочих тел можно производить с помощью простых по конструкции водяных КУ, выпускаемых промышленностью. Далее нагретая вода подается в бутановый испаритель, в котором происходит передача теплоты от воды в бутановый контур.

В качестве вариантов источников сбросной энергии могут быть выходные газы различных промышленных печей в металлургии, при производстве стекла и цемента, в целлюлозно-бумажной и пищевой промышленности, нефтехимии и т.д.

Расчеты показали, что если от водогрейного котла передать в бутановый контур тепловую мощность 5,75 Гкал/час,

то в нем можно получить электрическую мощность около 700 кВт при использовании воздушного конденсатора, если же есть техническая вода, то электрическая мощность увеличится до 850 кВт. Использование водогрейного котла в качестве автономного источника может быть оправдано дефицитом топлива и простотой эксплуатации.

ООО «Комтек-Инжиниринг» выполнен значительный объем работ по применению бутанового (пентанового) контуров для утилизации низкопотенциальной теплоты:

- разработаны варианты схем включения контуров с НКТ совместно с паровыми и водогрейными котлами, а также с противодавленческими турбинами;
- разработаны варианты схем включения контуров с НКТ в состав парогазовых установок;
- разработаны тепловые схемы бутанового контура, в том числе с применением бутановых инжекторов и смешивающих подогревателей;
- проведены расчеты параметров и технико-экономических показателей различных вариантов тепловых схем энергетических установок с применением бутанового (пентанового) контура;
- разработана схема высокогерметичных уплотнений вала турбины, предотвращающих протечки бутана в окружающую среду;
- разработаны технические проекты бутановых турбин мощностью от 1 до 3 МВт.

ЛИТЕРАТУРА

1. Васькин В.В., Петрущенко В.А. Тепловые схемы мини-ТЭЦ на базе противодавленческих паровых турбин, применяемые в рабочих проектах. *Новости теплоснабжения*, № 8, 2004, с. 22—26.
2. Васильев А.Ф., Делюкин А.С., Жилина Л.Ю. Опыт Санкт-Петербурга в реализации проектов по реконструкции системы теплоснабжения.
3. Установка для выработки электрической и тепловой энергии. М.И. Гринман, И.В. Сапаров, М.А. Готовский, О.П. Кректунов. Патент на полезную модель № 46046, 22.12.2004 г.
4. Гринман М.И., Казанцева С.Е., Кириллов А.И., Ходак Е.А., Рыхтер О.Л. Выбор формы проточной части бутановой турбины. Материалы V111 Всероссийской конференции по проблемам науки и высшей школы. 26—27 мая 2004 г., Санкт-Петербург. — СПб.: СПбГПУ, 2004. — 394 с.
5. Гринман М.И., Казанцева С.Е., Кириллов А.И., Ходак Е.А., Рыхтер О.Л. Утилизация низкопотенциальной теплоты в бутановом цикле. Материалы V111 Всероссийской конференции по проблемам науки и высшей школы. 26—27 мая 2004 г., Санкт-Петербург. — СПб.: СПбГПУ, 2004. — 394 с.
6. Гринман М.И. Применение турбин на низкопотенциальных теплоносителях в энергетике, промышленности и ЖКХ. Доклад на X Белорусском энергетическом и экологическом конгрессе 5—6 октября 2005 г. Республика Беларусь, г. Минск
7. Бинарные электрические станции. О.А. Поваров, В.А. Саакян, А.И. Никольский и др. *Тяжелое машиностроение*. 2002. № 8. С. 13—15.
8. A.Duvia, M.Gaia. ORC plants for power production from biomass from 0,4 MWe to 1,5 MWe: Technology, efficiency, practical experiences and economy. Paper presented at the 7th «Holzenergie-Synopsium» 18 Oktober 2002, ETH Zurich.
9. Сапожников М.Б., Тимошенко Н.И. Предельная эффективность электрических станций на низкокипящих рабочих телах. *Теплоэнергетика*, № 4, 2005, с. 68—72.
10. Энергоутилизационная установка с пентановым рабочим циклом. Бухолдин Ю.С., Олефиренко В.М., Парафейник В.П. и др. *Газотурбинные технологии*, янв. — февр., 2005, с. 10—12.
11. Установка паровых турбин при переводе водогрейных котлов в пароводогрейный режим. Барочин Б. Л., Верес А.А., Вол М.А. и др. *Энергосбережение и водоподготовка*, № 1, 2004, с. 54—57
12. Утилизация сбросной теплоты ГПА в энергоустановках с низкокипящими рабочими телами. Билека Б., Васильев Е., Избаш В. и др. *Газотурбинные технологии*, сент. — окт. 2002, с. 6—10.



СПРАВОЧНИК «ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ НЕТРАДИЦИОННЫХ И ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ»

ПОД РЕДАКЦИЕЙ В. И. ВИСАРИОНОВА. М.: ФИРМА ВИЭН. 2004.

Учеными Московского энергетического института (технического университета) совместно со специалистами фирмы «ВИЭН» (г. Москва) были проведены маркетинговые исследования по современному рынку российских производителей энергетического оборудования, базирующегося на использовании нетрадиционных и возобновляемых источников энергии, и возможностей его применения для обеспечения надежного и бесперебойного энергоснабжения различного рода потребителей (гражданских и специальных). В результате проделанной работы был разработан справочник под ред. д. т. н., проф. В. И. Виссарионова «Энергетическое оборудование для использования нетрадиционных и возобновляемых источников энергии» (объем 448 стр., в цветном исполнении, формат А4, на высококачественной бумаге в твердом переплете).

В Справочник включены систематизированные данные по отечественным производителям серийного или массового энергетического оборудования, базирующегося на использовании НВИЭ, по состоянию на 01.01.2004 г.

В том числе по следующим видам энергоустановок:

- ветроэнергетические (17 производителей, 35 типовых размеров ветроустановок мощностью от 0,15 до 1000 кВт);
- солнечные (фотоэлектрические и солнечные коллекторы) (12 производителей, 104 типа фотоэлектрических модулей и батарей, 32 типа солнечных электростанций);
- малые гидроэлектростанции (7 производителей, 133 типоразмера гидроагрегатов мощностью от 0,4 до 11000 кВт, на расходы от 0,1 до 10 м³/с и напоры от 1,2 до 160 м);
- биоэнергетические установки (4 производителя, 16 типоразмеров);

КНИЖНАЯ ПОЛКА

- геотермальные энергоустановки (1 производитель, 5 типоразмеров агрегатов мощностью от 1700 до 25000 кВт);

- теплонасосные установки (7 производителей, 32 типоразмера);

- термоэлектрогенераторы (1 производитель, 5 типоразмеров);

- когенераторы (газотурбинные установки комбинированного производства электрической и тепловой энергии) (9 производителей, 39 типоразмеров).

Кроме того, в Справочнике приведены также систематизированные данные о наиболее перспективных дизельных и бензиновых электроагрегатах мощностью от 0,5 до 1500 кВт (17 производителей, 270 типоразмеров) и химических аккумуляторах электрической энергии емкостью до 500 А*ч (10 производителей, 165 типоразмеров), которые предназначены для использования в энергетических комплексах различного типа и мощности.

В Справочнике принята следующая последовательность изложения основного материала по каждому виду энергоустановок:

- перечень всех производителей энергетического оборудования данного раздела;

- обобщенные технико-экономические показатели выпускаемой продукции всеми производителями в каждом разделе справочника;

- систематизированные данные о каждом производителе: полное название производителя, его адрес, контактный телефон, факс и адрес электронной почты;

- номенклатура выпускаемой продукции, ее внешний вид и технико-экономические показатели и характеристики;

- энергетические и экономические показатели выпускаемой продукции;

- возможные области и направления применения выпускаемой продукции.

Справочник предназначен:

- для менеджеров, инженеров и научно-технических работников различных организаций и ведомств, связанных с проектированием, строительством и эксплуатацией энергетических комплексов, использующих экологически чистые НВИЭ (бизнес-планы, технико-экономические обоснования проектов, технико-экономические доклады и т.д.) с целью реализации схем надежного энергоснабжения централизованных и изолированных потребителей различного назначения;

- для руководящих работников различного уровня (региональных, областных, районных и местных органов власти) с целью их ознакомления с современным уровнем развития отечественных энергетических установок, использующих экологически чистые НВИЭ и оценки перспектив их использования для снижения вредного воздействия энергетики на окружающую среду, уменьшения расхода дефицитного органического топлива и повышения социального уровня жизни населения;

- для профессорско-преподавательского состава, аспирантов и студентов вузов, специализирующихся на решении проблем комплексного использования НВИЭ, снижения вредного воздействия объектов энергетики на окружающую среду, повышения социального уровня жизни населения, включая удаленных, труднодоступных и сельскохозяйственных потребителей (энергетические, строительные, сельскохозяйственные, лесотехнические и экологические специальности гражданского и специального назначения, а также естественнонаучные специальности, связанные с изучением возобновляемых процессов и ресурсов).

По всем вопросам касающихся материалов, представленных в справочнике, о возможностях его приобретения, а также по всем проблемам комплексного использования НВИЭ следует обращаться:

КОНТАКТНЫЕ ТЕЛЕФОНЫ:

(495) 362-72-51 ТЕЛ./ФАКС (495) 362-75-74

E-MAIL: DERUGINA63@MAIL.RU, NVIE@FEE.MPEI.AC.RU



ПРИБОРЫ И СРЕДСТВА ДИАГНОСТИКИ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ И ИЗМЕРЕНИЙ В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ СПРАВОЧНОЕ ПОСОБИЕ

М.: ИЗДАТЕЛЬСТВО «КОЛОС», 2006 г.

В настоящее время в энергетике Российской Федерации осуществляется переход от системы планово-предупредительных ремонтов к ремонтам по действительному техническому состоянию электрооборудования.

Универсальным средством диагностирования электрооборудования является инфракрасная томография, которая обеспечивает контроль его состояния без вывода из работы. С помощью термографических средств можно идентифицировать такие дефекты, как локальный нагрев элементов конструкции, ухудшение состояния контактных соединений и т.д.

Значительное место в диагностике состояния электрооборудования занимает определение его вибрационных характеристик. Отечественным и зарубежным средствам современной диагностики посвящена первая глава книги.

Для принятия правильных решений необходимо постоянно иметь достаточно полную и достоверную информацию о контролируемом электрооборудовании. Для получения такой информации важно правильно выбирать, помимо диагностических средств, также методы и средства измерения таких параметров, как сопротивление, ток, напряжение, мощность и др. На смену классическим аналоговым средствам динамических измерений пришли цифровые,

позволяющие осуществлять автоматизированный сбор и анализ информации.

Кроме традиционных и новых измерительных средств, контролирующих параметры эксплуатируемого электрооборудования, появилась необходимость определения условий его работы и в первую очередь качества электроэнергии. Современным отечественным и зарубежным измерительным средствам посвящена вторая глава книги.

Наряду с диагностическими и измерительными средствами, в системах электроснабжения применяются новые устройства и системы, повышающие надежность и экономичность работы электрооборудования и систем электроснабжения в целом, к ним относятся устройства плавного пуска, регуляторы температуры, минилоггеры, источники бесперебойного питания и др. Этой тематике посвящена третья глава книги.

В справочном пособии обобщен опыт ведущих организаций и предприятий, занимающихся разработкой нового и модернизацией действующего электрооборудования.

ТЕЛЕФОНЫ: 207-21-25, 207-22-95, 207-25-66
АДРЕС В ИНТЕРНЕТЕ: WWW.KOLOC.RU



ЦИФРОВАЯ ДИСТАНЦИОННАЯ ЗАЩИТА: ПРИНЦИПЫ И ПРИМЕНЕНИЕ

М.: ЭНЕРГОИЗДАТ, 2005 г. – 328 с.

Предлагаемая читателю книга является переводом книги известного немецкого электроэнергетика Г. Циглера, вышедшей в 2005 г. в Германии.

Дистанционная защита – это универсальная защита от токов коротких замыканий. Она является основной в системе защиты линий электропередачи и распределительных сетей. Хотя классические дистанционные защиты на электромеханической или статической базе до сих пор широко распространены, наиболее современными считаются многофункциональные микропроцессорные устройства. Они связаны с централизованной системой управления, и ими можно управлять как с персонального компьютера, так и дистанционно. В новых устройствах применяются те же принципы работы, что и в устройствах предыдущего поколения. Цифровая обработка сигнала и интеллектуальные алгоритмы оценки позволили значительно повысить точность и селективность действия устройств. Большая степень функциональной интеграции, наряду со способностью самодиагностики, позволили значительно уменьшить габариты устройств, а также сократить расходы на техническое обслуживание.

В книге описаны общие принципы работы дистанционных защит, особое внимание уделено цифровой технологии. В основу положено практическое применение цифровых дистанционных реле в энергосистемах; проанализировано поведение дистанционной защиты при различных коротких замыканиях и режимах работы системы, выведены уравне-

ния для практического применения и описаны алгоритмы работы.

Так как для каждого производителя характерны свои особенности конструктивного исполнения устройств, которые очень быстро изменяются, они описаны настолько, насколько это необходимо для понимания. В качестве примеров использованы устройства фирмы СИМЕНС серии 7SA5, 7SF6. Однако, существуют некоторые общие особенности, характерные для всех производителей. В книге также даны фрагменты из технической документации, представленной фирмами-производителями. Рассмотрены вопросы современного практического использования дистанционных защит в распределительных и промышленных сетях. Выбор тем и примеров основан на большом опыте работы авторов в области релейной защиты энергосистем. Поэтому многие проблемы и вопросы пользователей прямо или косвенно отражены в этой книге.

Книга ориентирована на студентов, инженеров, аспирантов, преподавателей, разработчиков, проектировщиков и эксплуатационников, желающих ознакомиться с цифровой дистанционной защитой. Книга может также служить пособием по решению проблем защит этого типа.

**ЗАКАЗАТЬ КНИГУ МОЖНО
В ЗАО НТФ «ЭНЕРГОПРОГРЕСС»
ПО ТЕЛ. (495) 911-71-82, 911-73-24
ФАКС (495) 911-26-96**

Матвеев М. В.,
к. ф. – м. н.
(ООО «ЭЗОП»)



ОСОБЕННОСТИ ОЦЕНКИ ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО СОСТОЯНИЯ ЗАЗЕМЛЯЮЩИХ УСТРОЙСТВ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ И ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

Заземляющие устройства (ЗУ) играют важную роль в обеспечении надежной и безопасной работы современных предприятий. Сегодня помимо «традиционной» функции обеспечения электробезопасности персонала, на ЗУ возлагаются задачи, связанные с обеспечением электромагнитной совместимости (ЭМС) современных систем автоматизированного и автоматического управления, защиты, связи и т.п. [1—18] При этом, однако, содержащиеся в современной НТД требования к заземляющим устройствам остались почти неизменными: обычно нормируется сопротивление ЗУ, напряжение шага и напряжение прикосновения. В некоторых случаях в НТД накладываются также требования на величину сопротивления связи между различными элементами заземляющего устройства, на уровень потенциалов на элементах ЗУ и т.п. В настоящей работе конспективно излагается общий подход, сложившийся по результатам обследования ЗУ на энергетических и промышленных предприятиях именно по условиям

ЭМС. Кратко описываются наиболее характерные проблемы ЭМС, связанные с заземлением. В основу работы положен опыт обследования ЗУ на электрических станциях и подстанциях, промышленных предприятиях, объектах связи, объектах нефтегазового комплекса (в первую очередь – газокompрессорных станциях). Всего было обследовано более 300 объектов.

ПРОБЛЕМА ВЛИЯНИЯ РАЗНОСТЕЙ ПОТЕНЦИАЛОВ

В реальности практически любое территориально обособленное предприятие имеет, в определенном смысле слова, единое ЗУ. Действительно, здания и сооружения на территории подобного объекта связаны различными естественными и искусственными заземлителями. Сюда относятся трубопроводы самого разного назначения, PEN-проводники системы питания, проводящие покровы (экраны, броня) кабелей и т.п. В некоторых случаях (например,

на электрических станциях и подстанциях) для уравнивания потенциалов по их территории используются сложные заземлители, имеющие структуру сетки.

В классической теории считается, что при вводе в ЗУ объекта тока I потенциал всех его элементов становится равным некоторой величине V . Отношение V/I называют в этом случае сопротивлением ЗУ, которое и нормируется в НТД. Поэтому традиционно считается, что необходимо обеспечивать защиту цепей проводной связи, связывающих рассматриваемый объект с удаленными объектами: при протекании через ЗУ значительных токов (при коротких замыканиях, грозových разрядах и т.п.). Действительно, потенциал V оказывается приложенным к этим цепям и соответствующим «входам» аппаратуры в режиме «провод – земля». Цепи контроля и управления, не выходящие за пределы ЗУ объекта, долгое время считались не подверженными опасности.

В то же время, в реальности выравнивание потенциала между различными точками ЗУ объекта, распределенного по значительной (десятки, тем более – сотни метров) территории редко бывает эффективным даже на низкой частоте (проблемы влияния частоты на характеристики ЗУ мы еще коснемся далее). Рассмотрим два простых примера. Так, при обследовании специалистами «ЭЗОП» заземляющего устройства одной из подстанций 500 кВ (спроектированного по условиям напряжения прикосновения) производилась имитация короткого замыкания: от измерительного прибора создавались две токовые петли, имитирующие протекание составляющих тока однофазного КЗ на землю (соответствующих подпитке места КЗ от собственных трансформаторов объекта и подпитке из энергосистемы). Измеренные потенциалы пересчитывались затем пропорционально реальным токам КЗ. Результат оказался следующим: перепад потенциалов между различными точками заземляющего устройства будет достигать 5 кВ. Этот потенциал будет приложен к изоляции информационных цепей различного назначения и входам аппаратуры, что вызовет, скорее всего, повреждение как кабелей, так и аппаратуры. Как показывает практика, неравномерность распределения потенциала в пределах ЗУ большого объекта (например – электрической станции или подстанции) может приближаться к 100%.

Аналогичная ситуация может наблюдаться и на территории предприятия, связанного с высоковольтной подстанцией оболочками кабелей и заземлителями. Типичный пример – компрессорная станция магистрального газопровода: в случае однофазного КЗ на территории питающей подстанции происходит вынос потенциала на заземления зданий и сооружений на территории КС. В результате, между заземлениями различных зданий и сооружений возникают разности потенциалов до нескольких кВ, прикладываемые в итоге к информационным цепям, объединяющим здания и сооружения объекта в единую сеть.

Качество связи между различными элементами ЗУ зависит от многих факторов (конфигурация естественных и искусственных заземлителей, их материал и сечение, качество контактных соединений, свойства грунта и т.п.). Поэтому для оценки разностей потенциалов, прикладываемых к изоляции кабелей и входам аппаратуры, необходимо контролировать связь с ЗУ практически всех надземных элементов этого ЗУ. Это касается как цепей, выходящих за пределы ЗУ объекта, так и цепей кабелей, проходящих в пределах его территории. Проще всего это делать относительно некоторой опорной точки (например, заземления одного из трансформаторов подстанции).

Таким образом, при рассмотрении ЗУ современных энергетических и промышленных объектов, предположение об эквипотенциальности ЗУ не следует использовать, если оно не обосновано дополнительно. Например, в ряде случаев приходилось сталкиваться с ситуациями, когда на основе измерений делались ошибочные выводы о повышенном сопротивлении ЗУ объекта. На деле же выяснялось, что при измерениях сопротивления ЗУ объекта бралась точка, связь которой с общим ЗУ объекта оказывалась недостаточной. Вообще, по-видимому, измерение такой величины, как сопротивление ЗУ объекта имеет смысл лишь в том случае, когда качество связей между элементами этого ЗУ не вызывает сомнения. В количественном отношении это означает, что величины сопротивлений связи для элементов ЗУ должны быть много меньше величины, рассматриваемой как сопротивление ЗУ объекта в целом.

Еще одной важной проблемой является обеспечение корректного учета неравномерности распределения потенциала по ЗУ при применении методов численного моделирования. Традиционный подход к проведению таких расчетов (см., например [18]) основывается на использовании «двухступенчатого» метода моделирования ЗУ. При этом сначала рассчитываются сопротивления элементов ЗУ в «статическом» режиме (т. е., все ЗУ объекта принимается, фактически, эквипотенциальным). Далее определяется распределение потенциала по заземляющему контуру ЭС (ПС) уже на базе стандартных методов теории цепей.

При этом возможно возникновение значительных погрешностей за счет того, что распределение потенциала по ЗУ носит неравномерный характер, чем нельзя пренебрегать даже на первой стадии расчета. Поэтому использование традиционных методов для ЗУ больших размеров (а это – большинство ЭС и ПС) связано с определенными трудностями, особенно на высоких частотах.

В настоящее время разработан, апробирован и реализован в виде программного комплекса «Контур» более современный алгоритм, основанный на единой математической модели, одновременно учитывающей как неравномерность распределения потенциалов по ЗУ объекта, так и процесс растекания тока с элементов заземляющего устройства.

ХАРАКТЕРИСТИКИ ЗАЗЕМЛЕНИЯ НА ВЫСОКИХ ЧАСТОТАХ

Особенностью современной электронной аппаратуры является сравнительно высокая чувствительность к импульсным помехам. В частности, высокую опасность для аппаратуры представляют импульсные помехи при молниевых разрядах, коммутациях высоковольтного и низковольтного оборудования и т.п. В значительной степени уровень помех зависит от состояния заземляющего устройства. Ключевым моментом является тот факт, что сопротивление заземляющего устройства *сильно зависит от частоты*. Рассмотрим небольшой пример (Рис. 1).

На одном из объектов в г. Москве возникла необходимость выбора системы заземления аппаратуры связи. Одним из требований было обеспечение высокой эффективности заземляющего устройства в широком диапазоне частот. Были произведены замеры сопротивления растеканию (по классической схеме «амперметр-вольтметр»), но на разных частотах. При измерениях проверялось несколько металлоконструкций:

1. шина заземления в помещении (за стенкой помещения),
2. N-проводник («ноль») сети питания 0,4 кВ,
3. металлоконструкции, связанные с трубопроводом водоснабжения,
4. бывшее основание насоса (заглубленная в грунт металлоконструкция)
5. арматура здания

Результаты приведены ниже в виде диаграммы:

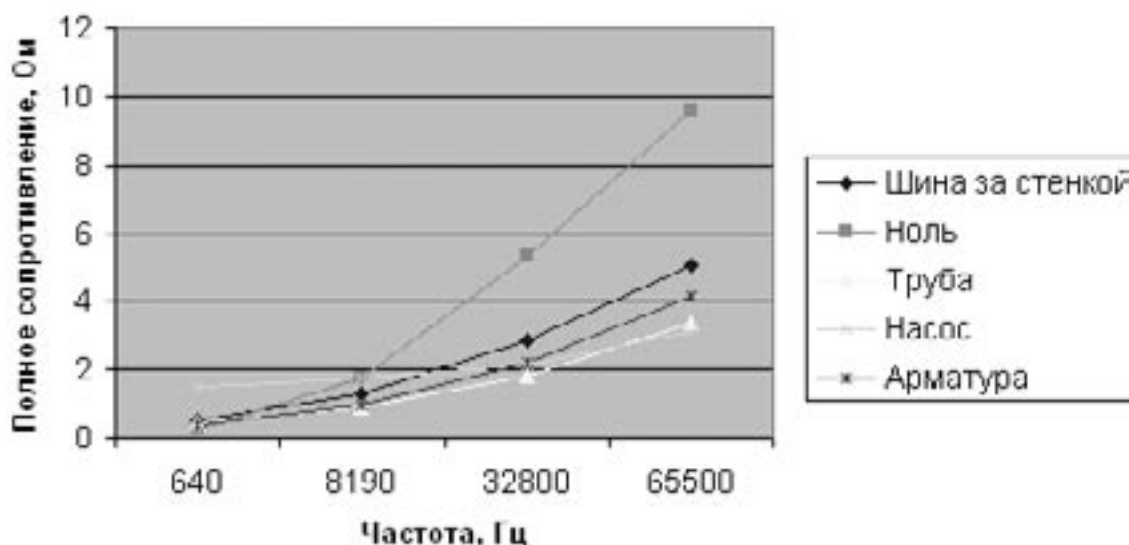
Видно, что сопротивление всех обследованных металлоконструкций (кроме основания насоса) на частоте 640 Гц (нижний диапазон) составляет много меньше 1 Ом и примерно одинаково. Это объясняется тем, что все они,

в конечном итоге, связаны с единым «заземляющим устройством» города, образованным трубопроводами, оболочками кабелей, строительными металлоконструкциями и т.п. Единственным исключением является массивное металлическое основание демонтированного насоса. Его сопротивление составляет порядка 2 Ом (т. е., существенно больше, чем у остальных металлоконструкций) и обеспечивается исключительно большой площадью контакта с физической «землей».

С ростом частоты картина радикально меняется. Сопротивление N-проводника питания, например, резко увеличивается и составляет уже порядка 10 Ом на частоте порядка 50 кГц. Отметим, что сопротивление остальных металлоконструкций (например, арматуры здания) растет несколько медленнее и не превышает в итоге 5 Ом. Отсюда, между прочим, можно сделать вывод об отсутствии эффективной связи N-проводника с заземлением здания (т. н., «повторного заземления»). Участок N-проводника от питающей ТП до здания имеет длину порядка сотни метров, чем и объясняется быстрый рост сопротивления с ростом частоты. Остальные металлоконструкции имеют связь с физической «землей» в пределах здания (связанными с грунтом элементами конструкции и т.п.), чем и объясняется существенно меньшая скорость нарастания сопротивления.

Наилучший же результат показывает массивное металлическое основание насоса (несмотря на то, что сопротивление этой конструкции на низких частотах было максимальным).

Приведенный пример показывает, что для диагностики заземляющих устройств, например, в городской черте измерения на различных частотах несут гораздо больше информации, чем одно измерение на фиксированной



Сопротивление ЗУ на ВЧ

(сравнительно низкой) частоте. Действительно, обычные измерения сопротивления ЗУ объектов в городской черте дают, как правило, малые значения в диапазоне 0,01—0,5 Ом, что объясняется влиянием естественных заземлителей. Измерения на различных частотах позволяют оценить характеристики локальных заземлителей объекта (поскольку величина сопротивления, обусловленная естественными заземлителями, быстро возрастает). Это особенно важно в случаях, когда измерить отдельно вклад локального заземлителя в величину сопротивления не представляется возможным (например – когда в качестве локального заземлителя используются металлоконструкции здания).

Отметим, что проведение измерений на высокой частоте связано с существенными сложностями – индуктивным взаимовлиянием зондов, влиянием поля тока в токовой цепи на распределение токов в ЗУ объекта и т.п. Однако получаемый результат оправдывает время, затраченное на преодоление указанных трудностей. Отметим также, что получение (путем измерения на разных частотах) амплитудно-частотных и фазо-частотных характеристик позволяет, в принципе, рассчитывать реакцию на импульс произвольной формы (в том числе, рекомендованный МЭК и повторяющей его отечественной документацией [17]). Использование для аналогичных измерений генераторов импульсов дает меньшую гибкость; кроме того, возникает проблема обеспечения стабильных характеристик генерируемого импульсного тока для различных нагрузок.

Кстати, зависимость сопротивления заземляющего устройства от частоты следует учитывать при проведении стандартных замеров параметров заземляющих устройств. Дело в том, что большинство современных измерительных приборов используют для измерения частоты, отличные от 50 Гц. Это позволяет «отстроиться» от помех на промышленной частоте и гармониках. Так, большинство зарубежных приборов работает на частоте 128 Гц. Многочисленные измерения, производившиеся фирмой «ЭЗОП» и лично автором, показывают, что в некоторых случаях даже на этой частоте сопротивление увеличивается на 15—20% по сравнению с 50 Гц. Использование же более высоких частот (порядка 200 Гц и выше) может приводить к появлению ошибки более 50%, что явно неприемлемо.

Здесь следует обязательно отметить, что, несмотря на тот факт, что характеристики ЗУ влияют на уровень помех на объекте (в том числе, импульсных), не всегда уровень импульсных помех прямо связан с характеристиками заземляющего устройства. Так, например, нашим специалистам приходилось сталкиваться со случаями массового повреждения электронных блоков АСУ ТП помехами, генерируемыми при работе контакторов. Происходило это, несмотря на хорошее состояние заземляющего устройства. Действительно, согласно классической теории проникновение помех через общие цепи заземления является лишь одним из возможных сценариев их влияния на чувствительную аппаратуру [1,2,7,8].

ТОКИ В ЭЛЕМЕНТАХ ЗАЗЕМЛЯЮЩЕГО УСТРОЙСТВА – ИСТОЧНИК ОПАСНЫХ ПОЛЕЙ И ПОМЕХ

Хотелось бы отметить еще один момент, связанный с влиянием токов, протекающих по элементам системы заземления. Дело в том, что, например, при протекании по заземляющему проводнику тока молнии, происходит генерация импульсного электромагнитного поля. Как показывает опыт обследования ряда объектов (в том числе, с применением методов имитационного моделирования), напряженность импульсного магнитного поля может превышать 1 кА/м внутри помещений даже на существенном удалении от проводника, по которому происходит протекание тока молнии.

Такой уровень поля опасен как непосредственно для аппаратуры, так и для цепей обмена информацией, в которых могут создаваться наводки, существенно превышающие уровни устойчивости аппаратуры, непосредственно подключаемой к рассматриваемым цепям. В реальности ситуация часто осложняется тем, что пути протекания тока молнии с основания молниеприемников неизвестны (например, в существующем здании протекание токов может происходить по специально выделенным заземляющим проводникам, несущим металлоконструкциям здания, оболочкам кабелей с антенно-мачтовых устройств и даже РЕ- и N- проводникам системы питания потребителей).

На территориально распределенных объектах (подстанции, промышленные предприятия, газокompрессорные станции) большую опасность представляет растекание тока молнии по заземлителям, проходящим параллельно вблизи кабельных каналов и лотков. Нередко это вызвано непродуманными проектными решениями (в частности, типичной ситуацией является стекание токов молнии в кабельные каналы общего назначения через цепи питания прожекторов на мачтах освещения).

Аналогичная ситуация может иметь место, разумеется, не только при молниевом разряде. На многих высоковольтных подстанциях, например, конструкция заземляющего устройства такова, что протекание значительной части тока КЗ в сети 110 кВ и выше (с заземленной нейтралью) происходит через здание, в котором размещается аппаратура управления и защиты. Это может приводить к нежелательному влиянию поля на размещенную там аппаратуру.

Самостоятельной и практически довольно сложной проблемой является проблема постоянного протекания токов по заземляющему устройству (в частности, т.н. «токи утечки» [14]). Она обычно вызывается ошибками в организации систем заземления и питания (0,4 кВ). Среди нежелательных последствий такой ситуации – повышенный уровень магнитных полей, влияющих на мониторы компьютеров на базе ЭЛТ, магниторезонансные томографы, «зашумление» цепей связи, электрокоррозия и т.п.

ВЫВОДЫ

Возвращаясь к изложенному выше, необходимо отметить следующие основные моменты:

1. Необходимость обеспечения ЭМС современной аппаратуры приводит к необходимости предъявления специфических требований к заземляющим устройствам.

2. В первую очередь, речь идет об обеспечении высокой степени электрической целостности ЗУ объекта. Для объектов, распределенных по значительной территории (электрические станции и подстанции, большие предприятия, газокompрессорные станции и т.п.) качество связи между различными элементами ЗУ имеет большее значение, чем такая интегральная характеристика ЗУ, как сопротивление растеканию.

3. Современные методы расчета заземляющих устройств больших объектов не должны, как правило, использовать эквипотенциальную модель ЗУ.

4. Принципиальное значение по условиям ЭМС имеет частотная зависимость сопротивления ЗУ. Имея данные по частотной зависимости, можно оценить эффективность локального заземления здания или сооружения на территории большого объекта (или в городской черте), даже не при-



бегая к измерениям токов в естественных и искусственных заземлителях.

5. И, наконец, не всегда для характеристики ЗУ достаточно оперировать такими понятиями, как сопротивление и потенциал (напряжение). Помимо этих параметров, следует принимать во внимания поля, создаваемые токами, протекающими в элементах заземляющего устройства, расположенных вблизи аппаратуры или ее цепей.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Guide on EMC in Power Plants and Substations. CIGRE Publ. 124, 1997*
2. Зимин, Ю.А. Казанцев, В.А. Кузовкин. *Электромагнитная совместимость информационных систем. М.: МЭИ, 1995.*
3. *Методические указания по защите вторичных цепей электрических станций и подстанций от импульсных помех. Утверждены Департаментом науки и техники 29.06.93 за номером РД 34.20.116—93. М.РАО «ЕЭС России», 1993*
4. *Методические указания по защите вторичных цепей электрических станций и подстанций от импульсных помех. (Новая редакция, проект)*
5. *Методические указания по контролю заземляющих устройств электроустановок. РД 153—34.0—20.525—00, М.СПО ОРГЭС, 2000*
6. Э.Хабигер. *Электромагнитная совместимость. Основы ее обеспечения в технике. М.: Энергоатомиздат, 1995.*
7. А.Й. Шваб *Электромагнитная совместимость. — Энергоатомиздат, М., 1995 г.*
8. *IEEE Recommended Practice for Powering and Grounding Electronic Equipment. IEEE Std 1100—1999*
9. Кадыков Н.В., Матвеев М.В. *Электромагнитная совместимость локальных сетей на предприятиях электроэнергетического профиля. Электрические станции, №9, 1998*
10. Гепферт С.О., Матвеев М.В. *Решение проблем ЭМС при внедрении цифровых учрежденческих АТС. Энергетик, №4, 2001.*
11. Матвеев М.В.: *Электромагнитная обстановка на объектах определяет ЭМС цифровой аппаратуры. Новости электротехники, №1—2 (13—14), 2002*
12. Костин М.К., Матвеев М.В.: *Проблемы и методы контроля электромагнитной обстановки на энергообъектах. Сб. научных докладов IV Международного симпозиума по электромагнитной совместимости. С-Пб, 2001*
13. М.К. Kostin, M.V. Matveyev, A. Ovsyannikov, V.S. Verbin, S.Zhivodernikov. *Some results of EMC investigation in Russian substations. CIGRE Session 2002, 36—103.*
14. Петухов В.С., Соколов В.А., Меркулов А.В., Красилов И.А. *Токи утечки в электроустановках зданий. — «Новости электротехники», №5 (23) 2003 г.*
15. *Методические указания по контролю заземляющих устройств электроустановок. РД 153—34.0—20.525—00 РАО «ЕЭС России»*
16. *Методические указания по определению электромагнитной обстановки на электрических станциях и подстанциях. СО 34.35.311-2004 РАО «ЕЭС России».*
17. *Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций. М.: МЭИ, 2004*
18. *Электромагнитная совместимость в электроэнергетике и электротехнике. Под ред. Дьякова А.Ф. М.: Энергоатомиздат, 2003*



Зарегистрировано в Минюсте РФ 17 апреля 2006 г. № 7704

ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА ПО ТАРИФАМ

ПРИКАЗ

от 21 марта 2006 г. № 56-э/1

ОБ УТВЕРЖДЕНИИ МЕТОДИЧЕСКИХ УКАЗАНИЙ ПО РАСЧЕТУ ТАРИФОВ НА УСЛУГИ ПО ПЕРЕДАЧЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ ПО ЕДИНОЙ НАЦИОНАЛЬНОЙ (ОБЩЕРОССИЙСКОЙ) ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

В соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 30 июня 2004 г. № 332 «Об утверждении Положения о Федеральной службе по тарифам» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2004, № 29, ст. 3049; 2006, № 3, ст. 301), в целях реализации пункта 63 Основ ценообразования в отношении электрической и тепловой энергии в Российской Федерации, утвержденных Постановлением Правительства Российской Федерации от 26 февраля 2004 г. № 109 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2004, № 9, ст. 791; 2005, № 1 (часть II), ст. 130; № 42, ст. 4401; № 47, ст. 4930; № 51, ст. 5526), а также решением Правления ФСТ России от 21 марта 2006 года № р-15-э/1 приказываю:

1. Утвердить прилагаемые Методические указания по расчету тарифов на услуги по передаче электрической энергии по единой национальной (общероссийской) электрической сети.

2. Признать утратившим силу Постановление Федеральной энергетической комиссии Российской Федерации от 23.10.2002 № 72-э/3 «Об утверждении Методических указаний по расчету размера платы за услуги по передаче электрической энергии по единой национальной электрической сети» (зарегистрировано Минюстом России 27.11.2002, регистрационный номер 3955), с изменениями и дополнениями, внесенными Постановлениями Федеральной энергетической комиссии от 11.06.2003 № 46-э/15 (зарегистрировано Минюстом России 26.06.2003, регистрационный номер 4833) и от 08.10.2003 № 88-э/11 (зарегистрировано Минюстом России 17.11.2003, регистрационный номер 5239).

3. Установить, что утвержденные пунктом 1 настоящего Приказа Методические указания по расчету тарифов на услуги по передаче электрической энергии по единой национальной (общероссийской) электрической сети вступают в силу в установленном порядке.

Руководитель
Федеральной службы по тарифам
С. НОВИКОВ

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО РАСЧЕТУ ТАРИФОВ НА УСЛУГИ ПО ПЕРЕДАЧЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ ПО ЕДИНОЙ НАЦИОНАЛЬНОЙ (ОБЩЕРОССИЙСКОЙ) ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

I. Общие положения

1. Настоящие Методические указания по расчету тарифов на услуги по передаче электрической энергии по единой национальной (общероссийской) электрической сети (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с Федеральным законом от 14 апреля 1995 г. № 41-ФЗ «О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации» (Собрание законодательства Российской Федерации, 1995, № 16, ст. 1316; 1999, № 7, ст. 880; 2003, № 2, ст. 158; № 13, ст. 1180; № 28, ст. 2894; 2004, № 35, ст. 3607; 2005, № 1 (часть I), ст. 37), Федеральным законом от 26 марта 2003 г. № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2003, № 13, ст. 1177; 2004, № 35, ст. 3607; 2005, № 1 (часть I), ст. 37), Основами ценообразования в отношении электрической и тепловой энергии в Российской Федерации (далее – Основы ценообразования) и Правилами государственного регулирования и применения тарифов (цен) на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации (далее – Правила регулирования), утвержденными Постановлением Правительства Российской Федерации от 26 февраля 2004 г. № 109 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2004, № 9, ст. 791; 2005, № 1 (часть II), ст. 130; № 43, ст. 4401; № 47, ст. 4930; № 51, ст. 5526), Правилами недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, утвержденными Постановлением Правительства Российской Федерации от 27.12.2004 № 861 «Об утверждении правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, правил недискриминационного доступа к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и оказания этих услуг, правил недискриминационного доступа к услугам администратора торговой системы оптового рынка и оказания этих услуг и правил технологического присоединения энергопринимающих устройств (энергетических установок) юридических и физических лиц к электрическим сетям» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2004, № 52 (часть II), ст. 5525), Постановлением Правительства Российской Федерации от 24 октября 2003 г. № 643 «О

правилах оптового рынка электрической энергии (мощности) переходного периода» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2003, № 44, ст. 4312; 2005, № 7, ст. 560; № 8, ст. 658; № 17, ст. 1554; № 43, ст. 4401; № 46, ст. 4677; № 47, ст. 4930).

2. Методические указания определяют методологию расчета тарифов на услуги по передаче электрической энергии по единой национальной (общероссийской) электрической сети (далее – ЕНЭС), устанавливаемых Федеральной службой по тарифам (далее – Службой).

3. Понятия, используемые в настоящих Методических указаниях, соответствуют определениям, данным в Федеральном законе от 14 апреля 1995 г. № 41-ФЗ «О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации», Федеральном законе от 26 марта 2003 г. № 35-ФЗ «Об электроэнергетике», Постановлении Правительства Российской Федерации от 26 февраля 2004 г. № 109 «О ценообразовании в отношении электрической и тепловой энергии в Российской Федерации» и Постановлении Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2004 г. № 861 «Об утверждении правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, правил недискриминационного доступа к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и оказания этих услуг, правил недискриминационного доступа к услугам администратора торговой системы оптового рынка и оказания этих услуг и правил технологического присоединения энергопринимающих устройств (энергетических установок) юридических и физических лиц к электрическим сетям».

4. В соответствии с настоящими Методическими указаниями осуществляется расчет устанавливаемых Службой в соответствии с законодательством Российской Федерации тарифов на услуги по передаче электрической энергии, оказываемые организацией, осуществляющей деятельность по оказанию услуг по передаче электрической энергии по ЕНЭС (далее – Организацией), с использованием:

- принадлежащих ей на праве собственности объектов электросетевого хозяйства, входящих в ЕНЭС;

• принадлежащих иным лицам объектов электросетевого хозяйства, входящих в ЕНЭС.

5. Тарифы, указанные в пункте 4 настоящих Методических указаний, устанавливаются для субъектов оптового рынка, а также иных лиц, имеющих на праве собственности или на ином предусмотренном федеральными законами основании объекты электроэнергетики, технологически присоединенных в установленном порядке к единой национальной (общероссийской) электрической сети, используемой Организацией для оказания услуг по передаче электрической энергии, в том числе для:

5.1. сетевых организаций, технологически присоединенных в установленном порядке к ЕНЭС;

5.2. энергоснабжающих, энергосбытовых организаций и гарантирующих поставщиков электрической энергии, заключивших договоры на услуги по передаче электрической энергии с Организацией в интересах потребителей (покупателей), имеющих на праве собственности

или на ином законном основании энергопринимающие устройства и прочие объекты электроэнергетики, технологически присоединенные в установленном порядке к ЕНЭС;

5.3. потребителей (покупателей) – субъектов оптового рынка электрической энергии и потребителей розничного рынка электрической энергии, самостоятельно заключивших договоры на услуги по передаче электрической энергии с Организацией, имеющих на праве собственности или на ином законном основании энергопринимающие устройства и прочие объекты электроэнергетики, технологически присоединенные в установленном порядке к ЕНЭС;

5.4. собственников или иных законных владельцев объектов электросетевого хозяйства, входящих в ЕНЭС, самостоятельно использующих объекты ЕНЭС;

5.5. субъектов оптового рынка электрической энергии, осуществляющих экспортно-импортные операции в отношении электрической энергии.

II. Основные методические положения по расчету тарифов на услуги по передаче электрической энергии по ЕНЭС

6. Тарифы на услуги по передаче электрической энергии, оказываемые Организацией, рассчитываются исходя из объема необходимой валовой выручки Организации, обеспечивающей компенсацию экономически обоснованных расходов и прибыли, рассчитываемой в соответствии с Основами ценообразования.

7. Расчет тарифов на услуги по передаче электрической энергии, оказываемые Организацией, основывается на принципе обязательности раздельного учета объемов продукции (услуг), доходов и расходов по регулируемым видам деятельности в соответствии с законодательством Российской Федерации.

8. В случае, если Организация помимо регулируемой деятельности по передаче электрической энергии осуществляет иные виды деятельности, регулируемые в соответствии с законодательством об электроэнергетике, часть общехозяйственных расходов Организации относится на данный вид регулируемой деятельности пропорционально доле прямых расходов на осуществление этого вида деятельности в общем объеме прямых расходов на все виды деятельности, регулируемые в соответствии с законодательством об электроэнергетике, на расчетный период регулирования.

9. В случае, если по итогам расчетного периода регулирования на основании данных статистической и бухгалтерской отчетности и иных материалов выявлены необоснованные расходы Организации за счет поступлений от регулируемой деятельности, указанные расходы исключаются из суммы расходов, учитываемых при установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии на следующий расчетный период регулирования.

10. Выявленные по данным отчетности не использованные в течение предшествующего периода регулирования средства по отдельным статьям расходов учитываются Службой при расчете тарифов на следующий расчетный период регулирования в качестве источника покрытия расходов этого периода.

11. Служба на основе предварительно согласованных с ней мероприятий по сокращению расходов Организации обязана в течение 2-х лет после окончания срока окупаемости расходов на проведение этих мероприятий сохранять расчетный уровень расходов, учтенных при регулировании тарифов на услуги по передаче электрической энергии, на период, предшествующий сокращению расходов.

12. Если Организация осуществляет кроме регулируемой иные виды деятельности, расходы на их осуществление и полученные от этих видов деятельности доходы (убытки) не учитываются при расчете тарифов на услуги по передаче электрической энергии по ЕНЭС, оказываемые Организацией.

13. Если Организация в течение расчетного периода регулирования понесла экономически обоснованные расходы, не учтенные при установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии, в том числе расходы, связанные с объективным и незапланированным ростом цен на продукцию, потребляемую в течение расчетного периода регулирования, эти расходы учитываются Службой при расчете тарифов на услуги по передаче электроэнергии, оказываемые Организацией, на последующий расчетный период регулирования (включая расходы, связанные с привлечением и обслуживанием заемных средств, привлекаемых для покрытия недостатка средств).

14. Необходимая валовая выручка Организации на содержание объектов электросетевого хозяйства состоит из следующих составляющих:

- необходимой валовой выручки Организации на содержание объектов электросетевого хозяйства, входящих в ЕНЭС, принадлежащих ей на праве собственности;

- необходимой валовой выручки Организации на содержание используемых Организацией объектов электросетевого хозяйства, входящих в ЕНЭС, принадлежащих иным лицам.

15. Необходимая валовая выручка Организации на содержание объектов электросетевого хозяйства, входящих в ЕНЭС, рассчитывается по формуле:

$$HBB_1 = HBB_{1p} +/- \text{Дельта}HBB_1,$$

$$HBB_2 = HBB_{2p} +/- \text{Дельта}HBB_2,$$

где:

HBB_{1p} , HBB_{2p} – объемы необходимой валовой выручки Организации на содержание объектов электросетевого хозяйства, входящих в ЕНЭС, принадлежащих ей на праве собственности (HBB_{1p}), и принадлежащих иным лицам (HBB_{2p}), в расчетном периоде регулирования, обеспечивающих компенсацию экономически обоснованных расходов на оказание услуг по передаче электрической энергии

по ЕНЭС и получение прибыли, определяемой в соответствии с Основами ценообразования;

$\text{Дельта}HBB_1$, $\text{Дельта}HBB_2$ – расходы Организации за предшествующий расчетный период регулирования, подлежащие исключению из необходимой валовой выручки или возмещению при расчете тарифов на оказание услуг по передаче электрической энергии по ЕНЭС в расчетном периоде регулирования в соответствии с пунктами 9–13 настоящих Методических указаний, относимые на содержание объектов электросетевого хозяйства, входящих в ЕНЭС, принадлежащих Организации на праве собственности ($\text{Дельта}HBB_1$), и принадлежащих иным лицам ($\text{Дельта}HBB_2$).

16. Необходимая валовая выручка Организации на содержание используемых Организацией объектов электросетевого хозяйства, входящих в ЕНЭС, принадлежащих иным лицам, рассчитывается по формуле:

$$HBB_2 = \sum_i HBB_{2i},$$

где:

HBB_{2i} – необходимая валовая выручка Организации на содержание используемых Организацией объектов электросетевого хозяйства, входящих в ЕНЭС, принадлежащих иным лицам, приходящаяся на i -й субъект Российской Федерации.

III. Расчет расходов и прибыли, включаемых в необходимую валовую выручку Организации на содержание объектов электросетевого хозяйства, входящих в ЕНЭС

17. Определение состава расходов, включаемых в необходимую валовую выручку Организации на содержание объектов электросетевого хозяйства, входящих в ЕНЭС, и оценка их экономической обоснованности производятся в соответствии с законодательством Российской Федерации, нормативными правовыми актами, регулирующими отношения в сфере бухгалтерского учета.

18. В необходимую валовую выручку Организации на содержание объектов электросетевого хозяйства, входящих в ЕНЭС, включаются планируемые на расчетный период регулирования расходы, уменьшающие налоговую базу налога на прибыль организаций (расходы, связанные с производством и реализацией продукции (услуг), и внереализационные расходы), и расходы, не учитываемые при определении налоговой базы налога на прибыль.

19. В необходимую валовую выручку Организации на содержание объектов электросетевого хозяйства, входящих в ЕНЭС, включается сумма налога на прибыль данной Организации.

20. Расходы, связанные с производством и реализацией продукции (услуг) по регулируемым видам деятельности, включают следующие группы расходов:

- на топливо, определяемые в соответствии с пунктом 22 Основ ценообразования;
- на покупаемую электрическую и тепловую энергию, определяемые в соответствии с пунктами 23, 36 Основ ценообразования;
- на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемую деятельность, определяемые в соответствии с пунктом 24 Основ ценообразования;
- на сырье и материалы, определяемые в соответствии с пунктом 25 Основ ценообразования;
- на ремонт основных средств, определяемые в соответствии с пунктом 26 Основ ценообразования;
- на оплату труда и отчисления на социальные нужды, определяемые в соответствии с пунктом 27 Основ ценообразования;
- на амортизацию основных средств и нематериальных активов, определяемые в соответствии с пунктом 28 Основ ценообразования;
- на оплату договоров использования (аренды) объектов электросетевого хозяйства, входящих в ЕНЭС, учитываемых средства на возмещение экономически обоснованных расходов собственников объектов ЕНЭС и прибыль, обеспечивающую доходность используемого капитала,

соответствующую норму доходности капитала, устанавливаемой для Организации;

- на оплату договоров оказания услуг организаций, осуществляющих эксплуатацию объектов электросетевого хозяйства, входящих в ЕНЭС;

- прочие расходы, определяемые в соответствии с пунктом 29 Основ ценообразования.

21. Расходы, не учитываемые при определении налоговой базы налога на прибыль (относимые на прибыль после налогообложения), включают в себя следующие основные группы расходов:

- капитальные вложения (инвестиции) на расширенное воспроизводство, определяемые на основе пункта 32 Основ ценообразования;

- выплата дивидендов и других доходов из прибыли после уплаты налогов, определяемые на основе пункта 33 Основ ценообразования;

- взносы в уставные (складочные) капиталы организаций, определяемые на основе пункта 34 Основ ценообразования;

- прочие экономически обоснованные расходы, относимые на прибыль после налогообложения, включая затраты

Организации на предоставление работникам льгот, гарантий и компенсаций в соответствии с отраслевыми тарифными соглашениями.

22. В необходимую валовую выручку на содержание объектов электросетевого хозяйства, входящих в ЕНЭС, включаются внереализационные расходы, в том числе расходы по сомнительным долгам. При этом в составе резерва по сомнительным долгам может учитываться дебиторская задолженность, возникшая при осуществлении соответствующего регулируемого вида деятельности. Уплата сомнительных долгов, для погашения которых был создан резерв, включенный в тариф в предшествующий период регулирования, признается доходом и исключается из необходимой валовой выручки в следующем периоде регулирования с учетом уплаты налога на прибыль организаций.

В состав внереализационных расходов включаются также расходы на консервацию основных производственных средств, используемых в регулируемой деятельности.

23. При отсутствии нормативов по отдельным статьям расходов допускается использовать в расчетах экспертные оценки, основанные на отчетных данных.

IV. Расчет тарифа на услуги по передаче электрической энергии по ЕНЭС

24. Тариф на услуги по передаче электрической энергии по ЕНЭС рассчитывается в виде ставки тарифа на услуги по передаче электрической энергии на содержание объектов электросетевого хозяйства, входящих в ЕНЭС, и ставки тарифа на оплату нормативных технологических потерь.

25. Расчет ставки тарифа на услуги по передаче электрической энергии на содержание объектов электросетевого хозяйства, входящих в ЕНЭС, по *i*-му субъекту Российской Федерации производится по формуле:

$$T_i = \frac{HBB_i}{N \times M} + \frac{HBB_{2i}}{N_i \times M}$$

где:

N – суммарная величина заявленной мощности по участникам рынка электрической энергии, указанным в пункте 5 настоящих Методических указаний (с учетом пропускной способности присоединенной сети);

N_i – суммарная по *i*-му субъекту Российской Федерации величина заявленной мощности участников рынка электрической энергии, указанных в подпунктах 5.1—5.4 пункта 5 настоящих Методических указаний;

M – число месяцев в периоде регулирования.

26. Ставка тарифа на оплату нормативных технологических потерь электрической энергии в ЕНЭС равняется устанавливаемым Службой тарифам на покупку электрической энергии (мощности) с оптового рынка. Стоимость

нормативных технологических потерь рассчитывается как произведение соответствующей ставки тарифа на оплату нормативных технологических потерь, объема отпуска электрической энергии из ЕНЭС и нормативов технологических потерь, устанавливаемых Минпромэнерго России, за вычетом потерь, оплаченных на оптовом рынке электрической энергии (мощности).

27. Для расчета тарифов на услуги по передаче электрической энергии, оказываемые Организацией, используются следующие материалы, приведенные в приложении к настоящим Методическим указаниям:

1) расчет заявленной мощности участников рынка электрической энергии, указанных в пункте 5 настоящих Методических указаний (таблица № П1.1);

2) расчет расходов и прибыли на услуги по передаче электрической энергии, оказываемые Организацией (таблица № П1.2);

3) расчет амортизационных отчислений на восстановление основных производственных фондов (таблица № П1.3);

4) расчет расходов на оплату труда (таблица № П1.4);

5) расчет источников финансирования капитальных вложений Организации (таблица № П1.5);

6) справка о финансировании и освоении капитальных вложений Организации (таблица № П1.6);

7) расчет ставок тарифов на услуги по передаче электрической энергии по ЕНЭС на содержание объектов электросетевого хозяйства (таблица № П1.7).

Приложение
к Методическим указаниям по расчету
тарифов на услуги по передаче
электрической энергии по единой
национальной (общероссийской)
электрической сети
Таблица № П1.1

**РАСЧЕТ
ЗАЯВЛЕННОЙ МОЩНОСТИ УЧАСТНИКОВ РЫНКА
ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ, УКАЗАННЫХ В ПУНКТЕ 5
НАСТОЯЩИХ МЕТОДИЧЕСКИХ УКАЗАНИЙ**

МВт

П.п	Наименование показателя	Базовый период	Расчетный период регулирования
<i>Консультант Плюс: примечание. Нумерация столбцов дана в соответствии с официальным текстом документа.</i>			
1	2	4	5
1	Всего:		
2	В том числе:		

Таблица № П1.2

**РАСЧЕТ
РАСХОДОВ И ПРИБЫЛИ НА УСЛУГИ ПО ПЕРЕДАЧЕ
ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ, ОКАЗЫВАЕМЫЕ
ОРГАНИЗАЦИЕЙ ПО УПРАВЛЕНИЮ ЕНЭС**

тыс. руб.

п. п.	Наименование показателя	Базовый период	Расчетный период регулирования
А	Расходы, связанные с производством и реализацией		
1.	Материальные затраты		
	в том числе:		
1.1.	Сырье и материалы		
1.2.	Покупная электроэнергия		
1.3.	Работы и услуги производственного характера (в т. ч. услуги сторонних организаций по содержанию сетей и распределительных устройств)		
1.4.	Спецодежда		
2.	Амортизационные отчисления		
	Амортизационные отчисления для налогового учета (справочно)		
3.	Расходы на оплату труда		
3.1.	Оплата труда		
3.2.	Единый социальный налог		
4.	Прочие расходы		
4.1.	Ремонт основных фондов		
4.2.	Оплата работ и услуг сторонних организаций		
	из них:		
	– услуги связи		
	– услуги вневедомственной охраны		
	– коммунального хозяйства		
	– юридические и информационные услуги		
	– аудиторские и консультационные услуги		

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

п. п.	Наименование показателя	Базовый период	Расчетный период регулирования
	– другие		
4.3.	Расходы на командировки и представительские расходы		
4.4.	Арендная плата		
4.5.	Расходы на подготовку кадров		
4.6.	Расходы на обеспечение нормальных условий труда и мер по технике безопасности		
4.7.	Расходы на страхование		
	из них:		
	– страхование имущества		
	– страхование ответственности		
4.8.	Другие прочие расходы		
5.	Налоги и сборы		
	– налог на землю		
	– налог на имущество		
	– прочие налоги и сборы		
В	Внереализационные расходы		
1.	Проценты по долговым обязательствам		
2.	Убытки прошлых лет		
3.	Другие внереализационные расходы		
С	ИТОГО расходов (п. А + п. В)		
D	Прибыль до налогообложения		
1.	Налог на прибыль		
2.	Чистая прибыль		
3.	Расходы на развитие производства		
	в том числе:		
	капитальные вложения		
4.	Расходы на социальные нужды		
5.	Дивиденды по акциям		
6.	Формирование резервного фонда		
7.	Прибыль на прочие цели		

Таблица №П1.3

**РАСЧЕТ
АМОРТИЗАЦИОННЫХ ОТЧИСЛЕНИЙ
НА ВОССТАНОВЛЕНИЕ ОСНОВНЫХ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ФОНДОВ**

тыс. руб.

п. п.	Наименование показателя	Базовый период	Расчетный период регулирования
1	Первоначальная стоимость основных производственных фондов на начало периода регулирования		
2	Ввод основных производственных фондов		
3	Выбытие основных производственных фондов		
4	Средняя за отчетный период стоимость основных производственных фондов		
5	Средняя норма амортизации		
6	Сумма амортизационных отчислений		

Таблица № П1.4

РАСЧЕТ РАСХОДОВ НА ОПЛАТУ ТРУДА

п. п.	Наименование показателя	Единица измерения	Базовый период	Расчетный период регулирования
1	Численность персонала	Чел.		
2	Минимальная тарифная ставка рабочего 1 разряда	руб.		
3	Средний индекс роста потребительских цен на базовый период	%		
4	Тарифная ставка рабочего 1 разряда с учетом индекса на начало периода регулирования	руб.		
5	Средний индекс роста потребительских цен на период регулирования	%		
6	Тарифная ставка рабочего 1 разряда с учетом индекса на период регулирования	руб.		
7	Средняя ступень оплаты труда			
8	Тарифный коэффициент			
9	Среднемесячный должностной оклад на период регулирования	руб.		
10	Процент выплат, связанных с режимом работы	%		
11	Сумма выплат, связанных с режимом работы	руб.		
12	Процент текущего премирования	%		
13	Сумма выплат по текущему премированию	руб.		
14	Процент выплат вознаграждений за выслугу лет	%		
15	Сумма вознаграждения за выслугу лет	руб.		
16	Процент выплат вознаграждений по итогам работы за год	%		
17	Сумма вознаграждений по итогам работы за год	руб.		
18	Процент выплат по районным коэффициентам и северным надбавкам	%		
19	Сумма выплат по районным коэффициентам и северным надбавкам	руб.		
20	Среднемесячная заработная плата на одного работника	руб.		
21	Период регулирования	мес.		
22	Суммарные расходы на оплату труда	тыс. руб.		

Таблица № П1.5

РАСЧЕТ ИСТОЧНИКОВ ФИНАНСИРОВАНИЯ КАПИТАЛЬНЫХ ВЛОЖЕНИЙ ОРГАНИЗАЦИИ ПО УПРАВЛЕНИЮ ЕНЭС

п. п.	Наименование показателя	Единица измерения	Базовый период	Расчетный период регулирования
1.	Объем капитальных вложений, всего			
2.	Финансирование капитальных вложений за счет:			
2.1.	Амортизационных отчислений			
2.2.	Прибыли предприятия			
2.3.	Федерального бюджета			
2.4.	Бюджета субъектов Российской Федерации			
2.5.	Неиспользованных средств на начало года			
2.6.	Прочих источников			

**СПРАВКА
О ФИНАНСИРОВАНИИ И ОСВОЕНИИ КАПИТАЛЬНЫХ ВЛОЖЕНИЙ
ОРГАНИЗАЦИИ ПО УПРАВЛЕНИЮ ЕНЭС**

п.п.	Наименование объектов строительства	Единица измерения	Утверждено на базовый период	В течение базового периода		Остаток финансирования	План на период регулирования
				Освоено фактически	Профинансировано		
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Всего,						
	в т. ч.						
	...						

**РАСЧЕТ
СТАВОК ТАРИФОВ НА УСЛУГИ ПО ПЕРЕДАЧЕ
ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ ПО ЕНЭС НА СОДЕРЖАНИЕ
ОБЪЕКТОВ ЭЛЕКТРОСЕТЕВОГО ХОЗЯЙСТВА**

п. п.	Наименование показателя	Единица измерения	Базовый период	Расчетный период регулирования
1	2	3	4	5
1	Необходимая валовая выручка Организации на содержание объектов электросетевого хозяйства, входящих в ЕНЭС, принадлежащих ей на праве собственности (НВВ ₁)	тыс. руб.		
2	Суммарная величина заявленной мощности по участникам рынка электрической энергии, указанным в пункте 5 настоящих Методических указаний (с учетом пропускной способности присоединенной сети)(N)	МВт		
3	Число месяцев в периоде регулирования	мес.		
4	Необходимая валовая выручка Организации на содержание используемых Организацией объектов электросетевого хозяйства, входящих в ЕНЭС, принадлежащих иным лицам по субъектам Российской Федерации (НВВ _{2i}), в том числе:	тыс. руб.		
5	Суммарная по субъектам Российской Федерации величина заявленной мощности участников рынка электрической энергии, указанных в подпунктах 5.1—5.4 пункта 5 настоящих Методических указаний, в том числе по i-ым субъектам Российской Федерации (N):	МВт		
6	Ставка тарифа на услуги по передаче электрической энергии на содержание объектов электросетевого хозяйства, входящих в ЕНЭС, по субъектам Российской Федерации (T _i):		руб./МВт в мес.	



РАЗЪЯСНЕНИЯ ДЛЯ ЭНЕРГОСНАБЖАЮЩИХ ОРГАНИЗАЦИЙ ПО ОБОСНОВАНИЮ НОРМАТИВОВ ПОТЕРЬ (МИНПРОМЭНЕРГО)

ИНФОРМАЦИОННОЕ ПИСЬМО

В соответствии с приказом Минпромэнерго России от 04 октября 2005 г. №268 и №265 ряд энергоснабжающих организаций в апреле-мае с.г. представили в Департамент топливно-энергетического комплекса материалы, обосновывающие нормативы удельных расходов топлива на отпущенную электроэнергию и тепло, а также нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии на 2007 год

К настоящему моменту поступило достаточное количество материалов, позволяющее сделать обобщенные выводы об уровне их подготовки, соответствии предъявляемым требованиям, обоснованности расчетов нормативов.

Как показывает проведенный анализ, значительная часть материалов, обосновывающих нормативы, не соответствует требованиям «Порядка расчета и обоснования нормативов удельных расходов топлива на отпущенную электроэнергию и тепло от тепловых электростанций и котельных» и «Порядка расчета и обоснования нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии», утвержденных приказами Минпромэнерго России от 04.10.2005г. №№268 и 265.

1. По нормативам удельного расхода топлива на электростанциях и котельных

Большинство представленных материалов не обеспечивают соблюдения основного требования к нормативу, как максимально-допустимой технической обоснованной меры потребления топлива на единицу отпускаемой энергии. Предложения по нормативам удельных расходов топлива на 2007 г., за редким исключением, имеют необоснованную тенденцию к росту по отношению к фактическому уровню 2005 г. и плановым значениям на 2006 г.

В частности, допускается применение в расчетах просроченных энергетических характеристик оборудования и характеристик, предусматривающих более низкий уровень экономичности оборудования по сравнению с достигнутыми эксплуатационными показателями.

Отсутствует документальное подтверждение ухудшения топливного баланса. Не приводятся расчеты и обоснования планируемых объемов выработки электроэнергии и отпуска тепла внешним потребителям, на собственные и хозяйственные нужды.

Состав оборудования, принимаемый в расчетах, не отвечает требованиям минимальной достаточности для надежного энергоснабжения потребителей. Как правило, в расчеты закладывается избыточное количество работающих турбин. По оборудованию ТЭЦ предусматривается рост выработки электроэнергии по конденсационному циклу.

Распределение электрических и тепловых нагрузок между агрегатами производится без учета различий в уровнях тепловой экономичности. Допускается работа РОУ и БРОУ, пиковых водогрейных котлов при недогруженных отборах турбин.

Расчеты нормативов выполняются по упрощенной схеме с отступлениями от утвержденных макетов расчета номинальных и нормативных показателей.

2. По нормативам технологических потерь при передаче тепловой энергии

Материалы по нормативам технологических потерь при передаче тепловой энергии, поступившие от различных организаций, в частности, от ОАО «Территориальная генерирующая компания №5», ОАО «Тепловая энергетическая социальная система» (г. Ярославль), ООО «Талнахтехсервис» (г. Талнах Красноярского края), ОАО «Каширская ГРЭС» (г. Кашира Московской области) и от ряда других организаций, имеют следующие основные недостатки, которые можно отнести к типичным:

- в большинстве случаев отсутствуют нормативные энергетические характеристики тепловых сетей с присоединенной тепловой нагрузкой 50 Гкал/ч и выше; а при наличии нормативных энергетических характеристик отсутствуют расчеты нормативов с учетом прогнозируемых на регулируемый период изменений влияющих факторов, по сравнению с предшествующими периодами и принятых при разработке энергетических характеристик;

- в расчетах нормативных затрат электроэнергии на передачу тепловой энергии необоснованно включаются затраты электроэнергии на оборудование источников тепловой энергии, в частности, сетевые, подпиточные насосы; принимаемые расходы и напоры теплоносителя при расчете мощности насосных агрегатов не подтверждаются расчетами гидравлических и тепловых режимов на отопительный и летний периоды в соответствии с требованиями главы 4.12 «ПТЭ электрических станций и сетей Российской Федерации»;

- при расчете нормативов потерь теплоносителя, как правило, необоснованно включаются потери в системах теплопотребления и тепловых сетях, находящихся в ведении других организаций, отсутствуют ряд составляющих затрат, таких как затраты на заполнение тепловых сетей, регламентные испытания и другие;

- при расчете нормативов тепловых потерь в тепловых сетях используются нормы тепловых потерь через изоляцию без учета года ввода в эксплуатацию (года проектирования) тепловых сетей; принимаемые значения внешних факторов (температура грунта, наружного воздуха) и температуры теплоносителя в ряде случаев не соответствуют климатическим нормам и действующим температурным графикам; используемые поправки на ухудшение свойств теплоизоляционных конструкций либо никак не обоснованы, либо необоснованно обоснованы результатами испытаний, выполненных с отступлением от действующих методических документов; бездоказательно включаются тепловые потери с утечками из тепловых сетей других организаций и систем теплопотребления;

- отсутствуют сведения по нормативам, принятым на периоды, предшествующие регулируемому, а также фактические данные о расходовании энергоресурсов, составленные по результатам их коммерческого учета;

- представленные материалы по технологическим потерям в тепловых сетях не соответствуют рекомендованному Макету.

Большинство поступающих материалов как по нормативам удельного расхода топлива на отпущенные электрическую и тепловую энергию, так и по нормативам технологических потерь при передаче тепловой энергии не содержат перечня энергосберегающих мероприятий, составленных по результатам энергетических обследований (энергоаудита).

Вышеуказанные отступления от требований приказов Минпромэнерго России могут обусловить необоснованное завышение тарифов на электрическую и тепловую энергию для энергоснабжающих организаций. Кроме того, учитывая, что нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии используются также при определении ее полезного отпуска для потребителей с отсутствием приборов учета, такие отступления могут привести в ряде случаев к завышению отпуска тепловой энергии и теплоносителей для данной категории абонентов при ведении коммерческого учета, что также недопустимо.

Использование предлагаемых к утверждению необоснованных нормативов может повлечь за собой искажение отчетности энергоснабжающих и теплосетевых организаций. При этом отнесение сверхнормативных расходов и потерь на себестоимость энергии и услуг может явиться в ряде случаев причиной занижения налогооблагаемой базы по прибыли.

Основной причиной сложившегося неудовлетворительного положения с установлением нормативов на 2007 г. является отсутствие квалифицированной экспертизы расчетов.

*Заместитель Директора Департамента ТЭК,
руководитель Комиссии по утверждению нормативов*

С.А. Михайлов

Одобрено на заседании Комиссии по утверждению нормативов (протокол от 11 мая 2006 г. №5)

CONTENTS №7/2006

ПРАЙС-ЛИСТ НА РАЗМЕЩЕНИЕ РЕКЛАМНОЙ ИНФОРМАЦИИ В ЖУРНАЛЕ

Размер модуля	Стоимость публикации, руб
1/1 полосы	10 000
1/2 полосы	5 000
1/4 полосы	2 500
1/8 полосы	1 250
1/16 полосы	625
Строчка таблицы	660
2-я полоса обложки	30 000
3-я полоса обложки	25 000
4-я полоса обложки	35 000
Размещение рекламы в блоке журнала, с указанием страницы, где она размещена, в оглавлении	+50% к стоимости 1 (одной) полосы

ДОЛГОВРЕМЕННОЕ СОТРУДНИЧЕСТВО ПРЕДУСМАТРИВАЕТ СКИДКИ

ПРИ РАЗМЕЩЕНИИ РЕКЛАМЫ ПАКЕТАМИ:

№1 ПАКЕТ **ПРОБА**: 3 ВЫХОДА – 5%

№2 ПАКЕТ **СОТРУДНИЧЕСТВО**: 6 ВЫХОДОВ – 10%

ОПЫТ РЕКЛАМНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ПОКАЗЫВАЕТ,

ЧТО РАЗМЕЩЕНИЕ РЕКЛАМЫ В ПАКЕТЕ

ПОЗВОЛЯЕТ ПОЛУЧИТЬ

МАКСИМАЛЬНЫЙ ЭФФЕКТ

АДРЕС И ТЕЛЕФОНЫ: 119 602, РОЖДЕСТВЕНКА, Д.5/7, ОФИС 3. ФАКС 921-99-98

УВЕРЕНЫ, ЧТО СОТРУДНИЧЕСТВО С ЖУРНАЛОМ ПОМОЖЕТ ДОНЕСТИ ДО НАШИХ ЧИТАТЕЛЕЙ

ПОЛОЖИТЕЛЬНЫЙ ОБРАЗ НАШЕЙ ОРГАНИЗАЦИИ, А ТАКЖЕ, ПРИ НЕОБХОДИМОСТИ, ПРИВЛЕЧЬ НОВЫХ КЛИЕНТОВ.

БЛАГОДАРИМ ЗА ДОВЕРИЕ К ЖУРНАЛУ И НАДЕЕМСЯ НА СОТРУДНИЧЕСТВО!