

## Учредитель

**МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ  
РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ**

## Редакционная коллегия:

<b>Рымашевский Ю.В.</b>	заместитель Министра энергетики Республики Беларусь (председатель)
<b>Бобарико Ю.А.</b>	начальник Главного управления энергоэффективности, науки и государственного надзора Минэнерго
<b>Войстриков А.А.</b>	начальник Главного управления стратегического развития и инвестиций Минэнерго
<b>Герман М.Л.</b>	к.ф.-м.н., директор РУП «БЕЛТЭИ»
<b>Каранкевич В.М.</b>	начальник Главного экономического управления Минэнерго
<b>Клявза В.И.</b>	начальник управления Госэнергогазнадзора и ОТ Минэнерго – Главный государственный инспектор по энергетическому надзору Республики Беларусь
<b>Кордуба В.Г.</b>	ведущий инженер РУП «ОДУ»
<b>Кундас С.П.</b>	д.т.н., профессор, ректор Международного государственного экологического университета им. А.Д. Сахарова
<b>Лиштван И.И.</b>	академик НАН Беларуси, ГНУ «ИПИПРЭ НАН Беларуси»
<b>Майоров В.В.</b>	генеральный директор ОАО «Белтрансгаз»
<b>Мулев Ю.В.</b>	д.т.н., профессор
<b>Рудинский Л.И.</b>	генеральный директор ГПО «Белтопгаз»
<b>Русан В.И.</b>	д.т.н., профессор, заведующий кафедрой БГАТУ
<b>Рыков А.Н.</b>	к.т.н., директор РУП «БелНИПИэнергопром»
<b>Седнин В.А.</b>	д.т.н., профессор, заведующий кафедрой БНТУ
<b>Стриха И.И.</b>	д.т.н., профессор, главный научный сотрудник РУП «БелТЭИ»
<b>Ширма А.Р.</b>	генеральный директор РУП «ОДУ»
<b>Якубович П.В.</b>	генеральный директор ГПО «Белэнерго»

## Редакция:

<b>Главный редактор</b>	Федосеенко Н.В.
<b>Редактор</b>	Гончар О.В.
<b>Технический редактор</b>	Павлова Е.В.
<b>Корректор</b>	Авхимович М.И.

**Издатель:** ОАО «Энергетическая стратегия»

## Адрес редакции:

220029, г. Минск, ул. Чичерина, 19  
Тел/факс: (017) 293 46 82  
e-mail: info@energystrategy.by

Цена свободная

Свидетельство о регистрации журнала  
№ 2669 от 25.02.2008.

Публикуемые материалы отражают мнение их авторов. Редакция не несет ответственности за содержание рекламных материалов. Перепечатка информации допускается только с разрешения редакции.

Отпечатано в типографии: РУП «Минскстиппроект»,  
220123, г. Минск, ул. В Хоружей, 13/61  
ЛП №02330/0494102 от 11.03.2009.  
Печать офсетная. Бумага мелованная.  
Подписано в печать 19.08.2009 г., формат 60х90%,  
тираж 1400 экз., заказ № 2168.

© ОАО «Энергетическая стратегия», 2009

## НОВОСТИ

**ТЭК Беларуси** ..... 2

## ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

Гончар О.В.	<b>На пороге перемен. Реконструкция Минской ТЭЦ-5</b> <i>Интервью с директором Минской ТЭЦ-5 В.В. Кишко и его заместителем по капитальному строительству А.А. Михайловым</i> .....	5
Яковлев Б.В., д.т.н., профессор, зав.сектором РУП «БелНИПИэнергопром», Гринчук А.С. нач. смены ПГУ-230 Минской ТЭЦ-3	<b>Парогазовые ТЭС – основа эффективного функционирования энергетики Беларуси</b> .....	9
Жамойдин А.А., зав.центром АСКУЭ, Рашкевич В.Л., рук. группы проектирования систем управления электротехническим оборудованием РУП «БелТЭИ»	<b>Трансформаторы тока «вне класса» и их использование в системах учета электроэнергии</b> .....	14

## ЯДЕРНАЯ ЭНЕРГЕТИКА

Жук М.М., ведущий инженер ГУ «Дирекция строительства атомной станции»	<b>Культура безопасности на атомной станции</b> .....	17
Герменчук М.Г., к.т.н., директор Департамента по гидрометеорологии Минприроды, Жукова О.М., к.т.н., доцент, нач. отдела РЦРКМ	<b>Организация радиационного мониторинга окружающей среды в Республике Беларусь</b> .....	20

## ВЫСТАВКИ, СЕМИНАРЫ, КОНФЕРЕНЦИИ

**Календарь выставок (сентябрь/октябрь 2009 года)** ..... 24

## ГОСУДАРСТВЕННЫЙ НАДЗОР

Клявза В.И., начальник управления Госэнергогазнадзора и ОТ Минэнерго	<b>О введении в действие технического кодекса установившейся практики «Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей»</b> .....	28
Дейко О.В., зам.начальника ЭИ ф-ла «Энергонадзор» РУП «Брестэнерго»	<b>Проблемы и задачи проведения осенне-зимнего периода в Брестской области</b> .....	32
Кривенко С.Ф., зам.начальника ЭИ ф-ла «Энергонадзор», Мацко Т.С., государственный инспектор по энергонадзору РУП «Гомельэнерго»	<b>О качественном регулировании расхода тепловой энергии в системах теплоснабжения</b> .....	36
Киселев Н.Н., начальник ЭИ ф-ла «Энергонадзор» РУП «Гомельэнерго»	<b>О недостатках в монтаже электроустановок</b> .....	40
Гурова И.А., начальник РИ № 3 Минского МРО по надзору за электроустановками ф-ла «Энергонадзор» РУП «Минскэнерго»	<b>Нарушения при обслуживании и замене предохранителей в электроустановках потребителей</b> .....	42
Федосов А.А., зам. начальника ЭИ ф-ла «Энергонадзор» РУП «Могилевэнерго»	<b>Внедрение объектов малой энергетики</b> .....	44
Дрогайцев В.В., начальник отдела АСУ ф-ла «Энергонадзор» РУП «Гродноэнерго»	<b>Терминальные технологии в филиале «Энергонадзор» РУП «Гродноэнерго»</b> .....	45

## БЕЗОПАСНОСТЬ ТРУДА

Томашевский А.А., гл. специалист управления Госэнергогазнадзора и ОТ Минэнерго	<b>Итоги работы организаций Минэнерго по охране труда за I полугодие 2009 года</b> .....	47
Гуринович А.А., государственный инспектор по энергетическому надзору ф-ла «Энергонадзор» РУП «Минскэнерго»	<b>Анализ причин несчастных случаев, произошедших в электроустановках потребителей Минской и Могилевской областей в 2008 году</b> .....	51

## НАУКА – ЭНЕРГЕТИКЕ

Бильдюкевич А.В., член-корр. НАН Беларуси, директор Института физико-органической химии НАН Беларуси	<b>Капиллярные мембраны для водоподготовки</b> .....	54
Ломан М.С., м.т.н., инженер РУП «Белэлектромонтажналадка»	<b>Терминал защиты электроустановок 6-35 кВ со свободно программируемой логикой</b> .....	59
Занковец П.В., к.т.н., зав. отделом компьютерных технологий Института сварки и защитных покрытий НАН Беларуси, Денисов Л.С., д.т.н., профессор кафедры порошковой металлургии, сварки и технологии металла БНТУ	<b>Исследование и количественная оценка влияния сварочных материалов на качество сварных соединений технологических трубопроводов</b> .....	61

## ПРЕЗЕНТАЦИЯ

**ЭНЕРГОТЕХПРОМ. Цель – качество. Приоритет – потребитель. Ценность – персонал** ..... 65

## ЭНЕРГОПАНОРАМА

**Энергетика. Обзор событий в мире** ..... 67

# ТЭК БЕЛАРУСИ

## **Страны Движения неприсоединения поддержали идею Беларуси обеспечить доступ всех стран к альтернативным и возобновляемым источникам энергии**

Участники Движения неприсоединения (ДН) поддержали идею Беларуси о необходимости поиска механизма, обеспечивающего равный доступ всех государств к альтернативным и возобновляемым источникам энергии. Об этом сообщил журналистам Министр иностранных дел Беларуси Сергей Мартынов, комментируя итоги саммита ДН в Египте, передает корреспондент БЕЛТА.

Руководитель внешнеполитического ведомства напомнил, что еще несколько лет назад Беларусь выдвинула инициативу относительно обеспечения доступа стран к альтернативным и возобновляемым источникам энергии. «Суть в том, что запасы полезных ископаемых и углеводородов конечны. Придет время, когда основным источником для человечества будут только альтернативные и возобновляемые источники энергии. Но острота ситуации может определяться тем, что такими технологиями владеет очень ограниченный круг государств. В итоге возникнет разрыв между странами, который будет еще более острым и опасным, чем существующий экономический», – считает министр.

## **Беларусь планирует расширить свое присутствие в энергетическом секторе Венесуэлы**

Реализация Беларусью и Венесуэлой совместных проектов не только принесет двум странам хороший экономический эффект, но и позволит существенно продвинуться в освоении рынков Латинской Америки в целом. Уверенность в этом высказал Президент Беларуси Александр Лукашенко на встрече с Министром энергетики и нефти Боливарианской Республики Венесуэла Рафаэлем Рамиресом, сообщили в пресс-службе Главы государства. На встрече обсуждались конкретные возможности расширения сотрудничества двух стран в промышленности, экономической и научно-технической сферах, энергетике. Планируется, что Беларусь в ближайшее время расширит свое присутствие в энергетическом секторе Венесуэлы. Как ожидается, будет увеличен объем совместно добываемой нефти, появятся еще несколько новых проектов в энергетике, активизируется работа белорусских специалистов по сейсморазведке на венесуэльской территории.

## **Беларусь и Ирак подписали Меморандум о взаимопонимании по сотрудничеству в области энергетики**

7 августа в Минэнерго прошли переговоры Первого заместителя Министра энергетики Республики Беларусь Э.Ф. Товпенца и заместителя Министра энергетики Ю.В. Рымашевского с делегацией Министерства электроэнергетики Ирака во главе с Первым заместителем

Министра Раадом Мохсином Гази Аль-Харисом. Представители Ирака посетили ТЭЦ-3 и ПС 330 кВ «Колядичи». Белорусские энергообъекты вызвали позитивный интерес у иракской стороны.

8 августа в Минэнерго первым заместителем Министра энергетики Республики Беларусь Э.Ф. Товпенцом и первым заместителем Министра электроэнергетики Ирака Раадом Мохсином Гази Аль-Харисом был подписан Меморандум о взаимопонимании по сотрудничеству между Министерством энергетики Республики Беларусь и Министерством электроэнергетики Республики Ирак в области электроэнергетики.

## **Россия подтвердила готовность профинансировать строительство АЭС в Беларуси**

Российская сторона подтвердила готовность профинансировать строительство АЭС в Беларуси в объеме кредита \$9 млрд. Об этом заявил Первый вице-Премьер Владимир Семашко, выступая в Палате представителей Национального собрания, передает корреспондент БЕЛТА. По словам Владимира Семашко, 22 июня 2009 года получено сообщение от Премьер-министра России Владимира Путина, в котором говорится, что российская сторона «рассматривает готовность оказания государственной финансовой поддержки» в отношении предложения о предоставлении в 2010–2018 годах государственного кредита Беларуси в сумме \$9 млрд. для строительства АЭС.

Сумма запрашиваемого кредита определена с учетом развития инфраструктуры Островца и прилегающих районов. «Здесь нужно создать город на 30–35 тыс. жителей. Сейчас в Островце проживают 8 тыс. человек», – отметил Владимир Семашко. Средства необходимо направить не только на создание социальной инфраструктуры, но и производственную нужно возводить с нуля.

## **Белорусские предприятия изготовят около 20 % оборудования, необходимого для будущей АЭС**

Белорусские предприятия изготовят около 20 % оборудования, необходимого для будущей АЭС, – сообщает БЕЛТА. Проект контракта на строительство в Беларуси АЭС предусматривает ее сооружение на условиях полной ответственности ЗАО «Атомстройэкспорт» (генподрядчика). Компания может привлечь к производству и поставкам оборудования для атомной станции как российские промышленные предприятия, так и организации других стран, в том числе нашей страны. Белорусская сторона заинтересована в том, чтобы привлечь к строительству атомной электростанции собственные предприятия, максимально использовать свой промышленный потенциал. Точный объем оборудования, которое выпустят для АЭС отечественные предприятия, будет

отражен в контрактных документах на строительство белорусской АЭС, которые стороны намерены подписать до конца текущего года.

### Учебный центр для подготовки специалистов к работе на АЭС откроется в НАН Беларуси в 2010 году

Учебный центр для подготовки специалистов к работе на АЭС откроется на базе Объединенного института энергетических и ядерных исследований «Сосны» НАН Беларуси в 2010 году. Об этом сообщил заведующий лабораторией института д.т.н. Александр Трифонов, передает корреспондент БЕЛТА. В новом центре базовую первичную подготовку к работе на атомной электростанции сначала будут проходить студенты. Со временем центр расширится, и в 2013 году здесь смогут обучаться и специалисты высшей квалификации.

В лабораторно-тренировочных аудиториях молодые люди будут не только получать знания в области атомной энергетики, но и закреплять их на практике, в том числе с помощью специальных программных симуляторов, которые в виртуальной среде помогут отрабатывать навыки управления процессами на АЭС.

Техническую поддержку в подготовке кадров для атомной электростанции Беларуси окажет МАГАТЭ. «Эта организация поможет нам в подготовке специалистов как стране, которая впервые будет строить на своей территории АЭС, – уточнил ученый. – Нам предстоит определиться, что для учебного центра необходимо, какие программные симуляторы будем использовать, после чего сможем направить запросы в МАГАТЭ. Надеемся, что уже в следующем году мы получим от этой организации все для нас необходимое».

### ЕС внедряет основные стандарты безопасности МАГАТЭ на ядерных объектах

Директива по вопросам ядерной безопасности стала обязательной для исполнения в странах Европейского союза, сообщили корреспонденту БЕЛТА в Департаменте общественной информации ООН в Беларуси.

Евросоюз сделал исторический шаг, создав общие правовые рамки в области ядерной безопасности, соответствующие основным стандартам безопасности МАГАТЭ для ядерных объектов и обязательствам ЕС по ключевой глобальной конвенции в области безопасности, сообщает БЕЛТА. «ЕС является первым крупным региональным объединением, которое принимает обязательные для исполнения правовые рамочные документы в области ядерной безопасности, – заявил директор по вопросам безопасности ядерных объектов МАГАТЭ Филипп Жаме. – Это беспрецедентное решение стало важным шагом, который поможет активизировать усилия по сотрудничеству в области безопасности во всем мире».

Соответствующее решение было принято Советом Европейского союза в конце июня 2009 года, когда Совет принял Директиву по ядерной безопасности. В юридическом отношении Директива обязывает страны ЕС соблюдать основные международные стандарты. Осно-



вополагающие принципы в области безопасности МАГАТЭ были разработаны совместными усилиями девяти партнерских организаций. Они могут послужить основой при разработке требований и норм по защите людей и окружающей среды от радиационной угрозы, а также безопасности ядерных объектов и видов деятельности, которые сопряжены с радиационной угрозой. В частности, они распространяются на гражданские ядерные сооружения и использование радиации и ее источников в мирных целях, равно как и управление радиоактивными отходами.

Директива Евросоюза, в странах которого расположено большинство атомных электростанций мира, вводит стандарты безопасности МАГАТЭ на ядерных объектах. Целый ряд стран ЕС намерены расширить или уже расширяют использование ядерной энергии для обеспечения своих нужд в электроэнергии, укрепления национальной энергетической безопасности и решения проблемы изменения климата.

### На Минской ТЭЦ-5 приступили к строительству энергоблока мощностью 400 МВт

На Минской ТЭЦ-5 приступили к строительству парового энергоблока мощностью 400 МВт. Согласно контракту генеральным подрядчиком строительства блока на Минской ТЭЦ-5 выступает Китайская национальная корпорация по зарубежному экономическому сотрудничеству. Беларусь и Китай в мае 2009 года подписали соглашение о предоставлении для реконструкции станции китайского кредита в размере € 260 млн. Часть кредитных средств уже поступила, финансирование ведется в соответствии с графиком. Основное энергооборудование будет произведено на заводах в Китае по лицензии японской фирмы «Мицубиши». Ожидается, что оно поступит на Минскую ТЭЦ-5 летом 2010 года. Ввести энергоблок планируется к 2011 году.

Новый блок станет вторым по счету на Минской ТЭЦ-5, первый мощностью 330 МВт был введен в 1999 году. Реализация проекта позволит повысить эффективность производства электроэнергии и обеспечить экономию топлива. КПД второго блока составит 57 %, тогда как у первого блока этот показатель – 41 %. В связи с увеличением производственных мощностей Минской ТЭЦ-5 планируется построить от станции новую линию электропередачи напряжением 330 кВ.

### Работы по строительству Речицкой мини-ТЭЦ продолжаются

Согласно Перечню инновационных и инвестиционных проектов, утвержденному постановлением Совета Министров Республики Беларусь 31.08.2007 № 1122, в РУП «Гомельэнерго» ведутся работы по внедрению объекта «Мини-ТЭЦ на местных видах топлива в г. Речица Гомельской области». По данному проекту разработано обоснование инвестирования, получены положительные заключения РУП «Главгосстройэкспертизы» и Департамента по энергоэффективности Госстандарта.

2 июня состоялось вскрытие конвертов с предложениями претендентов по открытым подрядным торгам по выбору генерального подрядчика на осуществление комплексного строительства объекта. В настоящее время экспертными группами РУП «Гомельэнерго» ведется изучение и анализ финансовых и технических аспектов предложений.

Строительство мини-ТЭЦ позволит сэкономить 2800 т у.т. в год. При этом замещение природного газа местными видами топлива составит 14000 т у.т.

### Беларусь и Польша намерены реализовать проект по строительству тепловой электростанции в Гродненской области

Беларусь и Польша намерены реализовать проект по строительству тепловой электростанции в Зельве Гродненской области. Об этом сообщил на пресс-конференции Чрезвычайный и Полномочный Посол Польши в Беларуси Генрык Литвин, сообщает БЕЛТА. «Это будет крупный белорусско-польский экономический проект по созданию станции, которая будет работать на польском угле», – отметил дипломат.

Генрык Литвин констатировал снижение объема двустороннего товарооборота, что, по его мнению, связано с мировым экономическим кризисом. По его данным, белорусский экспорт в Польшу за истекший период текущего года упал примерно на 40 %, а импорт из Польши сократился на 13–15 %. «Если же говорить не о цене, а о количестве продаваемых товаров, то оно как раз увеличилось», – добавил он. Вместе с тем посол отметил, что субъекты хозяйствования двух стран не снизили активность: «Наоборот, их активность растет, но в нынешних условиях сложно получить желаемый эффект».



Второй секретарь посольства Польши в Беларуси Кацпер Ваньчик в свою очередь сообщил, что в настоящее время в стадии проработки находится проект Польского агентства информации и зарубежных инвестиций, которое подчиняется Министерству экономики, и Госкомимущества Беларуси по вопросам изучения польского опыта приватизации и привлечения инвестиций. «Надеюсь, что это будет способствовать увеличению нашего сотрудничества в экономической сфере», – сказал дипломат.

### Гродненская область заинтересована в чешских технологиях в сфере энергетики

Гродненская область заинтересована в чешских технологиях в сфере энергетики. Об этом заявил председатель Гродненского облисполкома Владимир Савченко на встрече с первым заместителем министра иностранных дел Чехии Томашем Пояром, передает корреспондент БЕЛТА.

Пример сотрудничества в этом направлении уже есть: чешская фирма «Мавел» поставит оборудование для Гродненской ГЭС. «Пока это самый крупный проект с чешскими партнерами: его стоимость около 9,5 млн. евро. Вместе с тем мы и в дальнейшем заинтересованы работать в этом направлении», – сказал Владимир Савченко. Он напомнил, что в области вслед за Гродненской ГЭС будет создаваться Неманская.

### Ученые БНТУ разработали методику повышения эффективности использования природного газа в энергетике

Ученые Белорусского национального технического университета (БНТУ) разработали уникальную методику повышения эффективности использования природного газа в энергетическом комплексе, сообщили корреспонденту БЕЛТА в технопарке БНТУ «Метолит». Новая разработка позволяет с высокой эффективностью использовать газообразное топливо в теплогенерирующих установках за счет применения теплоты уходящих газов. Ученые БНТУ провели серию экспериментов с использованием специальных приборов – водяных экономайзеров, предназначенных для нагревания воды в котельной установке с помощью тепла уходящих из котла дымовых газов, и подтвердили эффективность новой методики: инновация дает возможность экономить значительные объемы традиционного вида топлива и при этом уменьшать выбросы в окружающую среду вредных веществ. Исследования по повышению эффективности использования газообразного топлива проводились на газопаровых, парогазовых и газотурбинных установках.

В технопарке БНТУ «Метолит» отметили, что новая разработка внедрена на Жодинской ТЭЦ. Годовой экономический эффект от ее использования составил 430 т у.т., выбросы вредных оксидов азота в окружающую среду сокращены на 40 %.

*Подготовлено по материалам пресс-службы Минэнерго, информагентств, собственных корреспондентов.*

# НА ПОРОГЕ ПЕРЕМЕН. РЕКОНСТРУКЦИЯ МИНСКОЙ ТЭЦ-5

*Интервью с директором Минской ТЭЦ-5 В.В. Кишко и его заместителем по капитальному строительству А.А. Михайловым*



**В.В. КИШКО**, директор  
Минской ТЭЦ-5



**А.А. МИХАЙЛОВ**, заместитель  
директора Минской ТЭЦ-5  
по капитальному строительству

Недалеко от Минска в начале 80-х годов прошлого века развернулась общесоюзная ударная стройка. Строилась первая Минская атомная электростанция. Уже были завершены все необходимые здания и сооружения строительной базы, созданы филиалы основных специализированных строительных и монтажных организаций, социальная и коммуникационная инфраструктуры, рядом с площадкой Минской АТЭЦ вырос современный поселок для энергетиков и энергостроителей с символическим названием Дружный, но после аварии на Чернобыльской АЭС строительство было законсервировано. Министерству энергетики и электрификации СССР было поручено перепрофилировать энергоисточник в теплоэнергоцентр на органическом топливе.

Так началась история Минской ТЭЦ-5 – самой молодой электростанции Белорусской энергосистемы и первой тепловой электростанции в СНГ. Несмотря на ее молодость, реконструкция станции включена в Государственную комплексную программу модернизации основных производственных фондов Белорусской энергетической системы. Какое значение для Белорусской энергосистемы имеет Минская ТЭЦ-5, как будет проходить реконструкция и какой станет станция после ее завершения – на эти и другие вопросы ответили нашему корреспонденту директор Минской ТЭЦ-5 Владимир Владимирович Кишко и его заместитель по капитальному строительству Александр Александрович Михайлов.

**– Что собой представляет Минская ТЭЦ-5 и какое место она занимает в Белорусской энергосистеме?**

**В. В. Кишко:** С технической точки зрения станция – не ТЭЦ, а ГРЭС, потому что ее основной продукт – электричество, а тепло – побочный. Она до сих пор остается самой современной электростанцией в Белорусской энергосистеме. Кроме того, при строительстве первого энергоблока ТЭЦ-5 многие технические решения в практике энергостроительства СНГ были применены впервые.

Впервые была установлена очень надежная паровая турбина ТК-330-240-3М. Таких в республике больше нет. В момент пуска турбина работала в конденсационном варианте, но при этом можно было отпускать потребителям тепло с горячей водой до 200 Гкал/ч. Именно на нашей станции был впервые разработан и установлен турбогенератор типа ТЗВ-320 с полным водяным охлаждением. Это позволило не применять взрыво- и пожароопасный водород, который обычно использовался для охлажде-

ния традиционных генераторов. Кроме того, впервые для электростанций республики в оборотной системе водоснабжения были применены брызгальные установки. И, возможно, самая главная особенность ТЭЦ-5 в том, что монтаж микропроцессорной автоматизированной системы управления велся одновременно со строительством энергоблока. И это тоже был первый случай в отечественной практике. Первая в Беларуси система полностью автоматизированного управления внедрялась специалистами из Украины с участием белорусов. Она существенно повлияла на удельный расход топлива. С тех пор, как станция введена в эксплуатацию, она дает самый низкий в энергосистеме удельный расход топлива на производство электроэнергии.

**А. А. Михайлов:** Минская область – самая энергодефицитная в республике. Ее потребность в электроэнергии только наполовину покрывается силами собственных энергоисточников. И в этой ситуации появление ТЭЦ-5 решало многие вопросы. Представьте, какие огромные потери могли бы быть при транспортировке электроэнергии в Минскую область из Новолукомля или Березы! При этом станция не работает отдельно для какого-то одного города. Она выдает электроэнергию в энергосистему.

Если вернуться к тому времени, когда станция проектировалась, то проект предусматривал установку на ТЭЦ-5 четырех теплофикационных энергоблоков общей электрической мощностью 1 млн. кВт. Но время и обстоятельства внесли свои коррективы. В 90-е, после распада Советского Союза, было решено перепрофилировать станцию на про-

изводство электроэнергии в конденсационном режиме и на первом этапе ограничиться установкой одного конденсационного энергоблока мощностью 330 МВт. В настоящее время на ТЭЦ-5 работают 4 паровых ГМ-50-14 (ст. № 1-4 Белгородского котельного завода); водогрейный котел КВГМ-100-150/14-2 (ст. № 1 Дорогобужского котельного завода); блок № 1 в составе паровой турбины ТК-330-240-3М Ленинградского металлического завода и парового котла типа ТГМП-354 Таганрогского котельного завода. Проектные тепловые нагрузки зоны Минской ТЭЦ-5 составляют 120 Гкал/час (с учетом собственных нужд станции). Конденсат с производства на станцию не возвращается. Система теплоснабжения относится к закрытому типу, температурный график отпуска тепла потребителям составляет 150/70 °С. Основное топливо ТЭЦ-5 – природный газ, резервное – топочный мазут (для паровых и водогрейного котлов пускорезервной котельной и энергетического котла).

Выдача мощности генератора станции осуществляется по схеме «блок генератор-трансформатор» на шины ОРУ-330 кВ. Существуют две линии электропередачи 330 кВ, которые входят в кольцо 330 кВ Восточная – Колядичи. Через них и осуществляется связь станции с энергосистемой. Кроме того, станция выдает мощности на напряжении 110 кВ. Связь между сетями 330 и 110 кВ происходит через автотрансформатор. ТЭЦ-5 снабжает теплом и горячей водой поселки Дружный, Руденск и Свислочь. Общая присоединенная тепловая нагрузка станции составляет около 100 Гкал.

Станция находится в центре электрических нагрузок Белорусской

энергосистемы. Введение ТЭЦ-5 в эксплуатацию позволило снизить потери на транспортировку электроэнергии, повысить эффективность работы энергосистемы.

**– ТЭЦ-5 в августе исполнилось только 10 лет. Чем была вызвана необходимость реконструкции такой молодой станции?**

**В. В. Кишко:** Первый энергоблок станции был введен в эксплуатацию 4 августа 1999 года. Он был и остается одним из лучших в классе конденсационных блоков, но нельзя не признать, что он значительно уступает современным зарубежным ТЭС, которые используют парогазовые технологии. Если на ТЭЦ-5 КПД нетто по отпуску электроэнергии в стационарном конденсационном режиме составляет 38 %, то на зарубежных с парогазовыми технологиями – до 57 %, а экономия топлива в сравнении с энергоблоком № 1 – более 30 %. Так что спустя всего несколько лет после введения энергоблока № 1 было принято решение о его реконструкции газотурбинной надстройкой и расширении Минской ТЭЦ-5 парогазовыми блоками, работающими по утилизационной схеме без дожигания.

**А. А. Михайлов:** Вообще работы по реконструкции станции ведутся с перерывами с 2001 года. Тогда было составлено задание на корректировку архитектурного проекта первой очереди строительства Минской ТЭЦ-5, где и была предусмотрена установка блока ПГУ-450. Совет Министров Республики Беларусь принял постановление об утверждении архитектурного проекта «Корректировка проекта 1-й очереди строительства Минской ТЭЦ-5» 3 сентября 2003 года за № 1146. Проект предполагал, что установленная электрическая мощность станции составит 890 МВт, а тепловая – 321 Гкал/ч. Было предусмотрено строительство корпуса ПГУ-450, примыкающего к главному, в котором разместятся две газотурбинные установки, два котла-утилизатора, одна паротурбинная установка и три электрогенератора.

**В. В. Кишко:** Реконструкция ТЭЦ-5 – очень сложная и напряженная работа, потому что мы впервые строим парогазовый блок под ключ, впервые занимаемся модернизацией в таких объемах и с привлечением иностранных организаций. Это, безусловно, накладывает свой отпечаток на реконструкцию такого сложного объекта. Разные организации, разные государства, разные мнения, раз-



Строительство береговой насосной станции



Открытое распределительное устройство 330 кВ

ные подходы. И все это необходимо учесть и выработать общий подход. У нас нет опыта в таких работах, тем не менее нам вместе с коллективом удастся решать те многочисленные вопросы, которые возникают в ходе реконструкции. Хочется поблагодарить и Министерство энергетики, и ГПО «Белэнерго», и РУП «Минскэнерго» за большую помощь, которую они нам оказывают. Много внимания уделяет нам лично Министр А.В. Озерец. Это большая поддержка.

**А. А. Михайлов:** Надо понимать, что проект реконструкции разделен на две части: китайскую и белорусскую. Китайская часть проекта включает в себя непосредственно строительство главного корпуса, где будет размещено основное оборудование, сооружение хозяйства дизельного топлива (мы должны иметь на станции запасы аварийного топлива) и дожимной компрессорной станции природного газа с пунктом подготовки газа и газопроводом к главному корпусу.

Но для того, чтобы станция работала, надо подать туда воду – охлаждающую, обессоленную, проложить канализацию – одним словом, решить основные проблемы водоснабжения. К тому же необходимо обеспечить выдачу мощности станции, то есть построить линию электропередачи, реконструировать открытое распределительное устройство. Кроме того, мы должны построить объекты подсобного назначения – объединенный вспомогательный корпус, административный корпус и другие.

**– На каком этапе находится реконструкция МТЭЦ-5 сегодня?**

**В. В. Кишко:** Конкурс на закрытые торги по обустройству строительства «Корректировка проекта 1-й очере-

ди строительства Минской ТЭЦ-5» был объявлен РУП «Минскэнерго» 30 мая 2008 года. К участию в торгах приглашались 11 претендентов, конкурсные предложения поступили от двух: Китайской национальной корпорации по зарубежному экономическому сотрудничеству и ЗАО «Атомстройэкспорт». Поскольку в предложении российской компании не соблюдался срок ввода энергоблока, то 29 октября 2008 года был заключен контракт с китайской корпорацией. Согласно этому контракту генеральным подрядчиком строительства блока является Китайская национальная корпорация по зарубежному экономическому сотрудничеству, которая обязалась выполнить проект под ключ. Это значит, что пусконаладочными работами и пуском в эксплуатацию будет заниматься китайская сторона, которая дает два года гарантийного срока для нового блока. В конце декабря 2008 года Северокитайская электроэнергетическая инжиниринговая

компания (NCPE, Пекин) закончила разработку архитектурного проекта (в пределах предложения на строительство под ключ тяжелого одно-вального парогазового энергоблока номинальной мощностью 399,6 МВт с газовой турбиной типа M701F). В мае 2009 года между Беларусью и Китаем было подписано соглашение о предоставлении для реконструкции станции китайского кредита в размере € 260 млн. Кредитные средства уже поступают в соответствии с выработанным графиком. Изготовление газовой и паровой турбин, котла и генератора уже начато, и летом 2010 года оборудование должно поступить на Минскую ТЭЦ-5. Проект предусматривает ввод в эксплуатацию нового энергоблока, основанного на парогазовых технологиях, к 2011 году.

Китайской стороной на сегодняшний день выполнен архитектурный проект. Он уже несколько раз проходил государственную экспертизу, в ходе которой был сделан ряд замечаний. Разработка строительной документации начнется после положительного экспертного решения.

**А. А. Михайлов:** С представителями китайской стороны мы общаемся регулярно. У Китая есть постоянное представительство в Минске, назначен директор по реализации проекта с китайской стороны. Безусловно, возникают некоторые сложности в общении. Дает знать о себе языковой барьер, ведь у технического перевода есть свои особенности. Но с каждым днем мы все лучше и лучше понимаем друг друга.

В настоящее время идет реконструкция химводоочистки, которая необходима для того, чтобы станция могла обеспечить работу нового



Обессоливающие установки энергоблока № 1

энергоблока. К тому же по экологическим соображениям мы отказываемся от артезианской воды и переходим на использование воды из реки Свислочь. Предварительно просчитывалась нагрузка на реку и ее последствия, согласовывалось это решение с экологическими службами республики. Прежде из-за температурного режима пруд-охладитель терял около 3 см уровня воды в сутки, то есть около метра в месяц. Так что уже в 2000 году нам пришлось решить вопрос о его подпитке водой из Свислочи. Сейчас строится береговая насосная станция, которая должна обеспечить водозабор из Свислочи, и станция обезжелезивания хозяйственного водоснабжения из водозабора Бор. К сожалению, оборудование, которое необходимо для оснащения этой станции, в Беларуси не производится, поэтому и запорную арматуру, и баки, и все остальное приходится закупать за рубежом. А это валюта. Но нам дешевле иметь свою воду, чем ее покупать. Это экономически выгодно.

**– Какова стоимость проекта реконструкции и как скоро окупятся средства, вложенные в модернизацию ТЭЦ?**

**А. А. Михайлов:** Конечно, большую часть стоимости проекта будет реализовывать китайская корпорация. Не секрет, что контракт с Китаем нам обойдется в € 260 млн. Во сколько обойдется наша часть проекта, можно будет сказать после полной подготовки проектно-сметной документации. К строительству нашей станции будут привлекаться многие организации строительно-монтажного комплекса Министерства энергетики. Это и ОАО «Белэнергострой», ОАО «Цен-

троэнергомонтаж», ОАО «Электростроительмонтаж» и другие. Возможно, китайские специалисты сочтут нужным привлечь еще какие-либо белорусские организации. Планируется, что часть материалов и оборудования для блока будут изготовлены белорусскими производителями.

**В. В. Кишко:** Целесообразность выбранного варианта реконструкции оценивалась с экономической точки зрения. Главным критерием было снижение затрат на производство электроэнергии и тепла. Расчеты показали, что реализация проекта реконструкции Минской ТЭЦ-5 значительно улучшит показатели эффективности станции даже при прогнозируемом увеличении стоимости органического топлива. Это позволит обеспечить значительную экономию органического топлива, что очень важно в условиях, когда существует тенденция возрастания потребности экономики в электрической энергии. Экономия топлива при проектной выработке электрической энергии составит 78,8 тыс. т у.т./год, что в денежном эквиваленте равно примерно \$ 5 млн. в год.

**– Анализировалась ли надежность того оборудования, которое должно быть введено в строй?**

**А. А. Михайлов:** Такие газовые турбины созданы в Китае по лицензии японской фирмы «Мицубиши», так же как и большая часть деталей для них, но Китай получил право продажи их в третьи страны. В Китае уже работают несколько подобных энергоблоков и еще больше строится. Такой блок мы и собираемся построить. Его мощность составляет 399,6 МВт. Специалисты ТЭЦ-5 не раз ездили в Китай, смотрели, как работают ана-

логичные блоки, и убедились в их надежности. У них очень высокий коэффициент полезного действия.

**– Как Вы считаете, достаточно ли квалифицированы специалисты станции для того, чтобы освоить парогазовые технологии?**

**А. А. Михайлов:** Белорусско-китайским контрактом предусмотрено, что наш персонал будет обучаться работе с парогазовыми технологиями на аналогичных станциях, в специальных тренажерных центрах Китая и во время пусковых операций нового парогазового блока. Надо сказать, что наши специалисты хорошо знакомы с паровыми турбинами и умеют на них работать. Новое для нас – это газовая турбина. Вот здесь придется подучиться.

**В. В. Кишко:** Работа энергетиков – интеллектуальная: ведь в энергетике применяются одни из самых современных подходов, здесь происходят сложные процессы, которые требуют сложной техники и, соответственно, знания этой техники и умения на ней работать. Наши учебные заведения – БНТУ и энергетический техникум – готовят отличных специалистов. У нас сложился коллектив с очень высоким уровнем профессионализма. К тому же не надо забывать, что в энергетике хорошо развита добрая традиция – трудовые династии, когда и дед, и отец, и сын или дочь трудятся на станции, перенимают опыт друг у друга, отлично знают свою работу. Так что, можно считать, к введению новых мощностей они уже почти подготовлены, осталось только научиться особенностям работы с применением парогазовых технологий. И здесь я особых проблем не предвижу. На станции созданы абсолютно все условия и использованы все возможности для того, чтобы сотрудники могли повышать уровень своего профессионального мастерства. Как директор я могу сказать, что станция состоялась, коллектив высокопрофессиональных специалистов сложился. Возможности дальнейшего совершенствования – как технического, так и организационного – есть, существуют и уже реализуются перспективы развития станции. Так что введение в эксплуатацию новых мощностей поможет станции выйти на новые показатели, значительно превышающие прежние.

*Беседовала Ольга Гончар*



*Реконструкция химводоочистки*

# ПАРОГАЗОВЫЕ ТЭС – ОСНОВА ЭФФЕКТИВНОГО ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ЭНЕРГЕТИКИ БЕЛАРУСИ

Мировая энергетика стремительно переходит на парогазовые установки (ПГУ). Только в США их вводится ежегодно общей мощностью по 40–50 млн. кВт. Этим же путем идут Китай, Индия, Германия, Англия. Энергетическая стратегия России также предписывает делать упор на парогазовые установки при строительстве новых и перевооружении старых ТЭС. ПГУ дают возможность сократить потребление такого ценного продукта, как газ, на 30–40 %, при этом КПД конденсационной выработки электроэнергии может достигать 60 %.

Из анализа ситуации в топливно-энергетическом комплексе Беларуси следует, что за последние полтора десятилетия в стране не происходило существенного изменения потребления электрической и тепловой энергии. Годовое потребление электрической энергии было на уровне 33–36 млрд. кВт·ч, тепловой энергии – 70–73 млн. Гкал, топлива – около 21 млн. т у. т., из них 14 млн. т у. т. потребляла энергосистема. Несколько увеличилось потребление природного газа из-за расширения сферы его применения. Лишь около 18 % общей потребности топлива в стране обеспечивается собственными ресурсами (нефть, попутный газ, торф, древесина), остальное приходится на поставки углеводородного топлива (газ, нефть) из России. Структура топлива в балансе энергосистемы в 2008 году выглядела следующим образом: газ природный – 95,6 %, мазут топочный – 2,9, газ попутный – 0,9, местные виды топлива – 0,6 %.

## ЭЛЕКТРО- И ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКА РЕСПУБЛИКИ

Сегодня потребность Беларуси в электроэнергии удовлетворяется электростанциями суммарной установленной электрической мощностью около 8 тыс. МВт, что превышает зарегистрированный максимум электрических нагрузок на 36 %. Из них 98 % составляют тепловые электрические станции (ТЭС), работающие в основном на природном газе. В структуре генерирующих мощностей половину занимают теплоэлектроцентрали (ТЭЦ), вырабатывающие электроэнергию преимущественно по теплофикационному циклу, что обеспечивает значительную экономию топлива в энергосистеме (до 2 млн. т у. т. в год). Часть электроэнергии импортируется из энергосистем России, Украины, Литвы.

В республике имеется 8 крупных и средних ТЭС: Лукомльская ГРЭС мощностью 2430 МВт, Березовская ГРЭС – 1060 МВт, Минская ТЭЦ-4 – 1035 МВт, Минская ТЭЦ-3 – 550 МВт, Гомельская ТЭЦ-2 – 540 МВт, Новополоцкая ТЭЦ-2 – 505 МВт, Могилевская ТЭЦ-2 – 345 МВт,

Минская ТЭЦ-5 – 320 МВт; в ряде городов действуют ТЭЦ мощностью от 54 до 215 МВт.

Одним из наиболее проблемных вопросов энергетики Беларуси является физический и моральный износ основного и вспомогательного оборудования. Более 63 % основного оборудования генерирующих источников и 60 % общей протяженности электрических сетей эксплуатируются более 30 лет при нормативном сроке 27 лет, что требует значительных сил и средств для поддержания их работоспособности.

На решение проблем энергетики направлены государственные и отраслевые программы. В частности, Государственная комплексная программа модернизации основных производственных фондов Белорусской энергетической системы, энергосбережения и увеличения доли использования в республике собственных топливно-энергетических ресурсов на период до 2011 года [1] предполагает модернизацию существующих ТЭС и



**Б.В. ЯКОВЛЕВ, д.т.н., профессор, заведующий сектором РУП «БелНИПИэнергопром»**



**А.С. ГРИНЧУК, начальник смены ПГУ-230 Минской ТЭЦ-3, аспирант БНТУ**

строительство новых с применением современных энерготехнологий. Согласно программе к 2011 году ввод новых генерирующих мощностей должен составить 1570,6 МВт, в том числе на тепловых электростанциях – 1016,5 МВт, из них парогазовых установок – 775 МВт. Демонтаж отработавшего срок оборудования составит при этом 434 МВт.

В целях усиления энергетической безопасности Беларуси утверждена стратегия, основанная на диверсификации источников поставок топлива (газообразного, твердого) и возможном использовании собственных энергетических ресурсов. С этой же целью к 2020 году запланирован ввод в эксплуатацию белорусской АЭС мощностью 2400 МВт. Ее роль – замещение углеводородного импортируемого топлива и пополнение генерирующих мощностей энергосистемы, исходя из обеспечения ее самодостаточности и надежности. При этом даже по самым оптимистичным сценариям диверсификации ТЭК страны к 2020 году доля природного газа в структуре топливного баланса энергетики не будет ниже 60 % от общего потребления (сейчас 95 %), т.е. его роль останется доминирующей. Поэтому АЭС не должна рассматриваться как альтернатива совершенствованию и развитию органической энергетики на основе высокоэффективных энерготехнологий.

В последние десятилетия во всех регионах мира отмечается рост производства электроэнергии, где доминирующие позиции занимает ее выработка на ТЭС, сжигающих природный газ и уголь. На современных ТЭС для привода энергетического генератора используются два вида теплового двигателя – паротурбинный и газотурбинный.

### ПАРОТУРБИНАЯ УСТАНОВКА (ПТУ)

Термодинамический цикл Ренкина, лежащий в основе работы паротурбинной конденсационной установки, имеет начальные параметры пара 13–24 МПа, 540–550 °С и промежуточный перегрев пара до такой же температуры, что обеспечивает выработку электроэнергии с КПД 36–40 %. Осваиваются и более высокие – суперсверхкритические параметры (ССКП). Энергоблоки ССКП применяют страны, в энергетике которых преимущественно используется уголь – собственный или импортируемый (в частности, Дания и Япония). Применение энергоустановок ССКП требует колоссальных затрат, нести которые имеют возможность немногие страны. Даже в России, имеющей мощный ТЭК, в ближайшей перспективе не планируется ввод новых паротурбинных энергоблоков сверхкритических параметров. Основным ориентир берется на ввод новых высокоэкономичных ПГУ и модернизацию действующих паротурбинных ТЭС с применением газотурбинной техники [2].

ПТУ указанных параметров сегодня являются самыми распространенными на ТЭС. Мировая энергетика обладает огромным опытом по их созданию и эксплуатации, их мощность достигла 1000–1500 МВт, для АЭС создана турбина мощностью 1750 МВт. Они обладают достаточно высокой экономичностью и надежностью. Существует некоторый резерв повышения их экономичности. ТЭС с ПТУ могут работать на любом органическом топливе – газообразном, жидком, твердом.

Однако крупные паровые турбины состоят из нескольких цилиндров, включающих 25–40 ступеней проточной части. Металлоемкость и сложность турбины, зависящие от начальных параметров пара, отрицательно сказываются на ее маневренных свойствах. Турбине необходимы сложные, дорогостоящие паровой котел с питательными установками и система технического водоснабжения для конденсации отработавшего пара. Паровая турбина поставляется отдельными узлами и деталями, поэтому монтаж ее занимает значительное время.

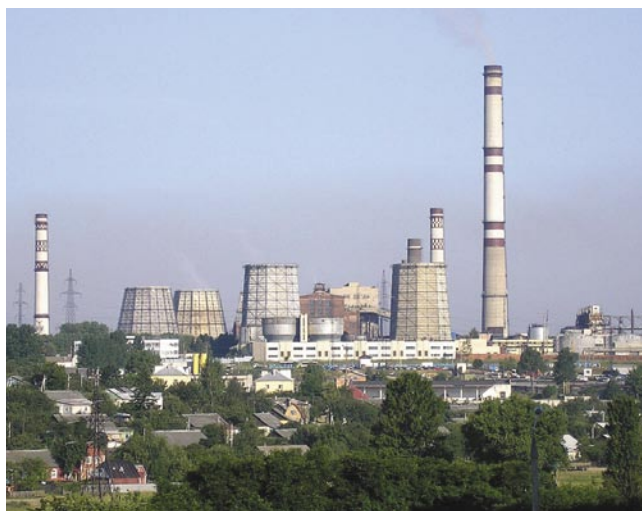
### ГАЗОТУРБИНАЯ УСТАНОВКА (ГТУ)

В ГТУ задача увеличения температуры подводимой в цикл Брайтона теплоты с целью повышения экономичности решается легче благодаря применению в качестве рабочего тела продуктов сгорания топлива в гораздо меньшем, чем у пара, начальном давлением. Однако при этом появляется проблема снижения температуры отводимой из цикла теплоты, которая с ростом начальной температуры рабочего тела также растет.

Главное преимущество ГТУ – ее компактность, поскольку в верхней части цикла нет котла, топливо сжигается при высоком давлении (1,2–2,0 МПа) в небольшой камере сгорания, находящейся в самой турбине или рядом. Процесс расширения газов (совершение работы) происходит в турбине, состоящей из 3–5 ступеней, в то время как паровая турбина такой же мощности имеет множество ступеней в цилиндре. В утилизационных ГТУ котел находится в нижней части цикла.

Для ГТУ не требуется сложной системы технического водоснабжения и применения других технологических элементов, свойственных ПТУ. В итоге стоимость 1 кВт установленной мощности газотурбинной электростанции значительно ниже, чем паротурбинной, хотя стоимость собственно ГТУ (компрессор + камера сгорания + газовая турбина) из-за технологической сложности и применяемых конструкционных материалов оказывается гораздо больше стоимости паровой турбины такой же мощности.

Важным преимуществом ГТУ является ее высокая маневренность, обусловленная малой металлоемкостью.



Нагрузка изменяется в считанные минуты без снижения надежности. Вместе с тем ГТУ имеют и существенные недостатки. Прежде всего это меньшая, чем у ПТУ, экономичность. Электрический КПД хороших серийных ГТУ составляет 36–39 %, а ПТУ – 40–43 %. Меньшая экономичность ГТУ связана с высокой температурой отработавших газов. Для мощных энергетических ГТУ ориентиром пока является КПД на уровне 41–42 %, исходя из возможного повышения начальной температуры газа по условиям надежной работы высокотемпературных элементов турбины.

ГТУ по сравнению с ПТУ имеют ограниченную мощность, что связано с большими расходами рабочего тела. Самыми мощными ГТУ сегодня являются Siemens SGT5-8000H – 340 МВт и Mitsubishi MW701G – 334 МВт с КПД 39,5 %. Однако следует иметь в виду, что последние поколения мощных высокоэкономичных газовых турбин проектируются не для автономной работы, а для использования в составе ПГУ и обеспечения ее максимальной экономичности. Охлаждение элементов газовой турбины в таких установках выполняется паром, который после этого направляется в ПТУ.

В ГТУ невозможно прямое использование любого топлива. Они работают только на газообразном или специальном жидком топливе.

### ПАРОГАЗОВАЯ УСТАНОВКА (ПГУ)

Проблема повышения экономичности ПТУ и ГТУ кардинально упрощается при их совместном использовании в комбинированном парогазовом цикле. Сочетание ПТУ и ГТУ называется парогазовой установкой (ПГУ). Совмещение положительных качеств обоих циклов в ПГУ позволяет достигнуть гораздо большей экономичности, чем у ПТУ и ГТУ в отдельности. КПД конденсационной ПГУ упрощенно можно представить выражением

$$\eta_{ПГУ} = \beta \cdot \eta_{ГТУ} + (1 - \beta \cdot \eta_{ГТУ}) \cdot \eta_{ПТУ},$$

где  $\eta_{ГТУ}$  и  $\eta_{ПТУ}$  – электрический КПД ГТУ и ПТУ (включая котел, турбину, тепловой поток);  $\beta$  – степень бинарности ПГУ:

$$\beta = \frac{Q_{КС}}{Q_{КС} + Q_K},$$

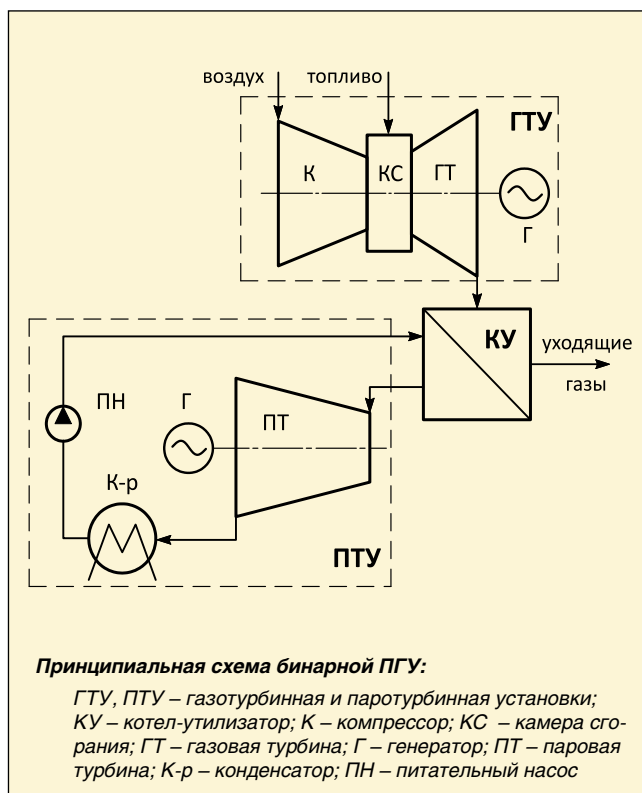
где  $Q_{КС}$  – теплота топлива, сжигаемого в камере сгорания ГТУ;  $Q_K$  – теплота топлива, дополнительно сжигаемого в котле-утилизаторе.

Если  $Q_K = 0$ , то  $\beta = 1$ , т.е. установка является чисто бинарной, и ее КПД определяется как

$$\eta_{ПГУ} = \eta_{ГТУ} + (1 - \eta_{ГТУ}) \cdot \eta_{ПТУ}.$$

По технологической схеме и использованию теплоты топлива парогазовые установки подразделяются на [4]:

1) бинарные ПГУ с котлом-утилизатором (КУ) без сжигания в нем дополнительного топлива для парового цикла (степень бинарности  $\beta = 1$ ). Такие установки имеют наибольший КПД по выработке электроэнергии в конденсационном цикле и наибольшую удельную выра-



ботку электроэнергии на тепловом потреблении в теплофикационном цикле (см. рисунок);

2) ПГУ сбросного типа с КУ (низконапорный парогенератор – НПГ), где дополнительно сжигается топливо ( $\beta < 1$ ). Здесь теплота отработавших в газовой турбине газов составляет лишь часть подводимой в паровой цикл теплоты. Дожигание топлива происходит за счет избыточного кислорода, содержащегося в отработавших газах ГТУ;

3) ПГУ с высоконапорным парогенератором (ВПГ), который является камерой сжигания топлива для получения рабочего тела (газа) для ГТУ и пара для ПТУ. Установки не получили распространения из-за сложности, дороговизны и недостаточной надежности ВПГ;

4) ГТУ со сбросом отработавших в турбине газов в топку парового либо водогрейного КУ для получения пара нужных параметров или подогрева воды системы теплоснабжения. Схема является наиболее простой.

Бинарные ПГУ могут иметь от одного до трех контуров давления пара, вырабатываемого в КУ для ПТУ. Увеличение числа контуров способствует глубокому охлаждению уходящих дымовых газов (до 90 – 110 °С) и более эффективному использованию их теплоты в паротурбинной части. В мощных блоках двух- и трехконтурных схем ПГУ может применяться промежуточный перегрев пара для дополнительного повышения их экономичности.

ПГУ обладает высокой маневренностью, что обеспечивается хорошими маневренными возможностями газовой турбины и применением менее металлоемкой паровой.

Потребление охлаждающей воды парогазовой ТЭС примерно в 2,5 раза меньше, чем паротурбинной такой же мощности. Это обусловлено тем, что мощность конденсационной ПТУ составляет 1/3 от общей мощности

бинарной ПГУ. ПГУ имеет меньшую, по сравнению с ПТУ, удельную стоимость установленной мощности, что связано с ее техническими и компоновочными особенностями.

Основным недостатком ПГУ является использование в качестве топлива природного газа. При сжигании тяжелого жидкого и тем более твердого топлива с внутрицикловой газификацией требуются сложные системы подготовки и очистки, что приводит к уменьшению КПД и удорожанию ПГУ.

Существующие ПГУ имеют мощность от нескольких десятков до 1000 МВт. Например, фирма Mitsubishi Heavy Ind. с 1998 года поставляет ПГУ мощностью 972 МВт на основе двух ГТУ MW701G по 334 МВт и ПТУ 304 МВт. Такой блок имеет КПД 58,2 %.

Ежегодный ввод ПГУ в мире за последнее десятилетие составил около 85 тыс. МВт, а в текущем десятилетии достигнет 100 тыс. МВт, или почти половины всех вводимых в мировой электроэнергетике мощностей [3].

## ОПЫТ РОССИИ В ПРИМЕНЕНИИ ПАРОГАЗОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

После распада Советского Союза и вследствие тяжелого экономического кризиса российское машиностроение оказалось неподготовленным к возросшим требованиям, предъявляемым к энергетическому оборудованию, в частности к выпуску высокоэкономичных экологически чистых газовых турбин для ПГУ различных типоразмеров. На сегодня хорошо освоенной и серийно выпускаемой в России ПГУ является лишь ПГУ-450Т с ГТУ V94.2 совместного производства фирмы Siemens и ОАО «ЛМЗ».

С 2000 года РАО ЕЭС ввело в эксплуатацию три блока ПГУ-450Т (два на Северо-Западной ТЭЦ Санкт-Петербурга и один на Калининградской ТЭЦ-2), один блок ПГУ-325 на Ивановской ГРЭС и два блока ПГУ-39 на Сочинской ТЭЦ.

В состав ПГУ-450Т входят две ГТУ типа ГТЭ-160 (ОАО «ЛМЗ»), два горизонтальных двухконтурных КУ типа П-96 (ОАО «ЗИО-Подольск»), одна ПТУ типа Т-150-7,7 (ОАО «ЛМЗ»). Начальная температура газа перед газовой турбиной – 1060 °С, за ней – 537 °С. В конструкции установки применены две выносные камеры сгорания, работающие на природном газе и на дизельном топливе. Проектный удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии при работе ПГУ-450Т в теплофикационном режиме составляет 154,5 г/(кВт·ч), тепла – 170,0 кг/Гкал. Энергоблок Калининградской ТЭЦ-2 эксплуатируется в конденсационном режиме с КПД (брутто) – 51 % [5].

Блок ПГУ-450Т будет установлен также на ТЭЦ-27 «Мосэнерго». Дальнейшее внедрение таких блоков в России не планируется, так как сегодня они являются морально устаревшими по отношению к ПГУ мирового уровня. Основное направление развития российской энергетики – модернизация действующих паротурбинных ТЭС с применением газотурбинной техники и создание новых высокоэкономичных ПГУ.

На Ивановской ГРЭС в 2007 году был введен в эксплуатацию новый для России парогазовый энерго-

блок мощностью 325 МВт. В состав блока ПГУ-325 входят две газотурбинные установки ГТЭ-110 (пилотные образцы «НПО Сатурн», Рыбинск), два двухконтурных КУ П-88 («ЗИО-Подольск») и паротурбинная установка К-110-65 (ОАО «ЛМЗ»). Номинальная электрическая мощность ПГУ-325 – 321,8 МВт, в том числе каждой ГТУ – 108,0 МВт, ПТУ – 105,8 МВт. КПД ГТУ – 34,1 %, температура газов перед газовой турбиной – 1210 °С, на выхлопе – 533 °С. Параметры пара перед ПТУ – 501,3 °С, 6,8 МПа (контур высокого давления) и 224,9 °С, 0,65 МПа (контур низкого давления). Максимальная теплофикационная нагрузка – до 32 МВт (отпуск теплоты осуществляется от КУ). Электрический КПД ПГУ-325 составляет 50,9 %, примерно как у ПГУ-450Т.

К концу 2010 года в России планируется ввести в эксплуатацию первый пусковой комплекс Юго-Западной ТЭЦ Санкт-Петербурга, которая будет включать блоки ПГУ-200 электрической мощностью 205 МВт, тепловой – 157 МВт. На проектную мощность (570 МВт электрическая и 770 МВт тепловая) ТЭЦ должна выйти в 2013 году. На этой ТЭЦ должен быть установлен теплофикационный блок ПГУ-200Т с газовыми турбинами V64.3A (Ansaldo Energia S.p.A., Италия) по 67,5 МВт. КПД конденсационной выработки электроэнергии ПГУ-200Т составит 52 %.

При рассмотрении прогресса в создании крупных конденсационных ПГУ прежде всего нас интересует их экономичность. Перечисленные ПГУ-450Т, ПГУ-325, установленные или сооружаемые в России, имеют КПД конденсационной выработки электроэнергии на уровне 51–52 %, что значительно отстает от мирового уровня и вызвано использованием в составе ПГУ морально устаревших газовых турбин типа ГТЭ-160 и ГТЭ-110. По этой причине руководство РАО «ЕЭС России» критиковало Siemens за выпуск на ЛМЗ морально устаревшей техники, которую, за неимением в России в начале 2000-х более передовой, пришлось использовать на ПГУ-450Т.

Действительно современными конденсационными энергоблоками ПГУ-400 с КПД 56 – 57,5 % планируется оснастить ряд КЭС России (Шатурскую ГРЭС-5, Сургутскую ГРЭС-2, Яйвинскую ГРЭС). ПГУ-400 в отличие от ПГУ-450Т имеет одновальную компоновку, требующую меньше места и упрощающую сооружение подобных ПГУ на территории действующих станций. В состав ПГУ-400 входит одна ГТУ *Mitsubishi M 701F* мощностью 270 МВт с КПД 38,2 %, паровая турбина 130 МВт, горизонтальный котел-утилизатор. Ввод первого энергоблока ПГУ-400 запланирован на Шатурской ГРЭС-5 в конце 2009 года.

В апреле 2007 года на ТЭЦ-26 ОАО «Мосэнерго» началось строительство парогазового энергоблока ПГУ-420 четвертого поколения. ПГУ-420 (SCC5-4000F SS) изготавливается фирмой Siemens. В состав блока входят: ГТУ SGT5-4000F (ранее известная как V94.3A), прямоточный КУ типа *BENSON HRSG* и ПТУ SST5-3000, один общий генератор SGen5-2000H. ПГУ-420 станет наиболее экономичной парогазовой установкой в России. Установленная электрическая мощность энергоблока – 419 МВт, тепловая – 265 МВт. КПД при рабо-

те в конденсационном режиме достигает 58,4 % [6]. Блоки ПГУ-420 планируется установить на четырех других ТЭЦ Москвы.

Сегодня по освоенному и серийно выпускаемому оборудованию для ПГУ вполне достижим конденсационный КПД не ниже 54 %. КПД в 58–60 % можно считать ориентиром для наиболее передовых и технологичных ПГУ [4]. Наиболее совершенные ПГУ с газовыми турбинами S109H (50 Гц, ПГУ-520 МВт) и S107H (60 Гц, ПГУ-400 МВт) созданы фирмой *General Electric*. Их КПД конденсационной выработки составляет 60 %. В таких установках используются прогрессивные технологии: одновальное исполнение, изготовление лопаток из монокристаллов, защита элементов газовой турбины от высоких температур применением термобарьерного покрытия и их внутреннее охлаждение паром из цикла ПТУ.

В заключение можно констатировать, что блоки ПГУ-400 и ПГУ-420, на которые сегодня берет ориентир Россия, можно действительно считать соответствующими высокому мировому уровню. На них следует ориентироваться и белорусской энергетике, основываясь на развивающихся интеграционных процессах во многих сферах Союза России и Беларуси.

На белорусских ТЭС уже эксплуатируются ПГУ: на Оршанской ТЭЦ (теплофикационная мощность 67 МВт), на Березовской ГРЭС (две конденсационные мощностью по 215 МВт – в виде газотурбинных надстроек блоков К-160-130), на Минской ТЭЦ-3 (теплофикационная мощность 230 МВт). Последующие модернизации этих станций должны вестись с применением ПГУ более высокого технико-экономического уровня.

## ВЫВОДЫ

1. В долгосрочной перспективе основным топливом на ТЭС Беларуси остается природный газ и использоваться он должен с максимальной эффективностью, что возможно за счет применения на модернизируемых и новых ТЭС высокоэкономичных конденсационных и теплофикационных ПГУ.

2. В направлении создания и освоения высокоэффективных ПГУ значительные усилия предпринимаются Россией. Ориентир взят на блоки ПГУ мощностью 200, 325, 400 и 420 МВт. В рамках энергетической интеграции Союза России и Беларуси эти блоки необходимо использовать и в нашей энергетике. Такое решение удешевит закупки оборудования, упростит сервис, ремонтное и эксплуатационное обслуживание парогазовых энергоблоков.

3. Конденсационные ПГУ мощностью 400 и 420 МВт необходимо применить на Березовской ГРЭС, Минской ТЭЦ-5 и, возможно, на Лукомльской ГРЭС. Теплофикационные дубль-блоки ПГУ мощностью 325 МВт можно применить при модернизации и расширении Гомельской ТЭЦ-2 и Новополоцкой ТЭЦ; ПГУ-200 МВт можно использовать при модернизации Могилевской ТЭЦ-2, Светлогорской ТЭЦ и других, а также на новых ТЭЦ, заложенных в перспективных схемах теплоснабжения

городов. Есть возможность применения утилизационных ГТУ и ПГУ и на небольших ТЭЦ, и в районных отопительных котельных. Не лишне отметить, что теплофикационные ПГУ на комбинированное энергонабжение расходуют топлива на 30–40 % меньше, чем ПТУ такой же мощности. Это значит, что один млн. кВт ПГУ ТЭЦ дополнительно сэкономит в энергосистеме за год 400 тыс. т у.т.

4. В 2010 году заканчивается срок действия первой самостоятельной энергетической программы Беларуси, разработанной и принятой в 1992 году после распада СССР [7]. Она сыграла важную роль в развитии, повышении экономичности и надежности белорусской энергетике. Необходимо создать новую подобную энергетическую программу на 10–15 лет с охватом всех направлений развития ТЭК страны и, прежде всего, ТЭС на основе газотурбинных и парогазовых технологий.

5. Проектные разработки по сооружению ПГУ в Беларуси может осуществлять имеющее опыт РУП «БелНИПИэнергопром».

6. Структура генерирующих мощностей энергосистемы должна быть строго сбалансирована на длительную перспективу с точки зрения возможности производства и потребления (с учётом экспорта) электроэнергии, включая обязательный нормативный резерв мощностей. Энергосистема постоянно требует больших капитальных и эксплуатационных затрат, и они должны минимизироваться. Необходимо своевременное обновление энергоисточников, недопустимы издержки на содержание устаревшего и изношенного оборудования. Инновационные энерготехнологии как действенная мера энергосбережения и минимальная энергоёмкость производства позволят снизить стоимость производимой в стране продукции, что повысит ее рыночную конкурентоспособность и будет способствовать притоку валюты в страну.

### Список литературы

1. Государственная комплексная программа модернизации основных производственных фондов Белорусской энергетической системы, энергосбережения и увеличения доли использования в республике собственных топливно-энергетических ресурсов на период до 2011 года: утв. Указом президента Респ. Беларусь от 15 ноября 2007 г. № 575. – Минск, 2007.
2. Концепция технической политики ОАО ПАО «ЕЭС России» на период до 2009 года. — М., 2005.
3. Цанев, С.В. Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электростанций: учебное пособие для вузов /С.В. Цанев, В.Д. Буров, А.Н. Ремизов; под ред. С.В. Цанева. – 2-е изд., стереот. – М.: Изд. дом МЭИ, 2006. – 584 с.: ил.
4. Яковлев, Б.В. Современные энерготехнологии на ТЭС / Б.В. Яковлев, А.С. Гринчук // Энергия и менеджмент – 2006. – № 2.
5. Официальный сайт Калининградской ТЭЦ-2 <http://ktec2.info>.
6. Официальный сайт фирмы Siemens [www.powergeneration.siemens.com](http://www.powergeneration.siemens.com).
7. Энергетическая программа Республики Беларусь на период до 2010 года: утв. постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 29 октября 1992 г. № 654. – Минск, 1992. – 116 с.

# ТРАНСФОРМАТОРЫ ТОКА «ВНЕ КЛАССА» И ИХ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ В СИСТЕМАХ УЧЕТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Повышение достоверности учета электроэнергии является весьма актуальной задачей в рамках реализации мероприятий по экономии и энергоэффективности. Точность систем коммерческого учета электрической энергии (АСКУЭ) определяется точностью отдельных элементов систем – счетчиков и измерительных трансформаторов. Невозможно достичь высокой результативности учета, увеличивая только класс счетчиков и оставляя без внимания проблему погрешностей измерительных трансформаторов.

В рамках программы создания в республике в 2006–2012 годах автоматизированной системы контроля и учета электрической энергии разработан и внедряется проект АСКУЭ на межгосударственных и межсистемных перетоках и объектах генерации. Проект предусматривает создание единой централизованной системы учета электрической энергии на крупных подстанциях и электростанциях Белорусской энергосистемы.

В ходе реализации данного проекта было проведено обследование 29 электростанций и более 250 подстанций республики. Результаты обследования показали, что до 80 % измерительных трансформаторов тока на некоторых объектах не соответствуют предъявляемым требованиям по классу точности, а трансформаторов тока, прошедших в установленный срок весь объем поверки по ГОСТ 8.217-2003, и того меньше.

Несмотря на это проблема точности измерительных трансформаторов отодвигается на второй план, и приведение их в соответствие с требованиями, предъявляемыми стандартами, в настоящее время не предусматривается. Причиной тому является высокая стоимость замены измерительных трансформаторов: цена трансформатора тока 10 кВ класса точности 0,5S может составлять от 1,2 до 4,5 млн. рублей в зависимости от исполнения, типа и коэффициента трансформации. Цена трансформатора тока на напряжение 110 кВ будет выше на порядок. С учетом требуемого количества измерительных трансформаторов для их замены понадобятся капитальные вложения, сопоставимые со стоимостью всего остального оборудования проектируемой системы.

Точно такая же ситуация и в промышленности. Мощности большинства потребительских подстанций уже на стадии проектирования превышали нынешние объемы потребления электроэнергии. Как следствие, трансформаторы тока на этих подстанциях работают со значительной недогрузкой по номинальному первичному току, что приводит к увеличению погрешности измерения. При модернизации существующих систем учета потребителям выдается предписание со стороны энергоснабжающей организации о замене трансфор-



**А. А. ЖАМОЙДИН**, заведующий центром АСКУЭ РУП «БелТЭИ»



**В. Л. РАШКЕВИЧ**, руководитель группы проектирования систем управления электротехническим оборудованием РУП «БелТЭИ»

маторов тока на новые, что значительно удорожает стоимость всей системы.

Есть ли возможность сэкономить и отказаться от замены дорогостоящего оборудования? Мы считаем, что есть. Это метрологическая аттестация установленных измерительных трансформаторов и учет электроэнергии с коррекцией систематических погрешностей.

Точность работы трансформаторов тока характеризуется токовой и угловой погрешностями, которые зависят от величины первичного тока и нагрузки вторичных цепей. Помимо этого, на погрешность работы измерительных трансформаторов могут оказывать влияние другие факторы, например условия окружающей среды или состояние материалов, из которых изготовлен трансформатор. Однако их влияние на точность измерений принято считать незначительным, поэтому обычно при измерениях ограничиваются контролем первичного тока и вторичной нагрузки.

Центром АСКУЭ РУП «БелТЭИ» разработана методика проведения коррекции систематических погрешностей измерительных трансформаторов тока, которая позволяет учесть влияние токовой и угловой погрешностей и тем самым повысить точность учета электрической энергии, отказавшись от замены измерительных трансформаторов.

Для проведения коррекции необходимо определить токовые и угловые погрешности трансформаторов тока согласно методике, установленной ГОСТ 8.217-2003, но при подключении к каждой фазе реальной вторичной нагрузки. Для этих целей необходимо использовать передвижные метрологические установки, позволяющие проводить такую поверку по месту установки трансформаторов тока.

Полученные значения погрешностей необходимо аппроксимировать или интерполировать математическими выражениями, отражающими зависимость значений токовой и угловой погрешностей от величины первичного тока при реальной вторичной нагрузке. Погрешности измерительных трансформаторов достаточно индивидуальны по величине, но их зависимости от величины первичного тока у всех трансформаторов практически одинаковы. Таким образом можно использовать общий вид аппроксимирующих или интерполирующих выражений, определяя только значения коэффициентов и констант.

Аппроксимирующие или интерполирующие выражения (их коэффициенты) вносятся в цифровой счетчик при параметризации и являются «индивидуальными» для каждой измерительной системы «счетчик–трансформатор тока», то есть максимально учитывают особенности каждого измерительного трансформатора по месту его установки. По введенным выражениям специально разработанное программное обеспечение счетчика определяет значения токовой и угловой погрешности трансформатора тока в зависимости от величины первичного тока на каждом цикле измерений электроэнергии. Исходя из значений погрешностей, в счетчике рассчитывается корректирующий коэффициент, который используется при определении фактических значений потребленной или отпущенной электроэнергии. Таким образом, корректирующий коэффициент позволяет компенсировать влияние токовой и угловой погрешностей трансформатора тока на величину измеренной энергии. Корректирующий коэффициент – динамически изменяющаяся величина, зависящая от величины первичного тока в момент измерения. Общая блок-схема коррекции погрешностей трансформатора тока, описывающая алгоритм выполнения коррекции, приведена на рис. 1.

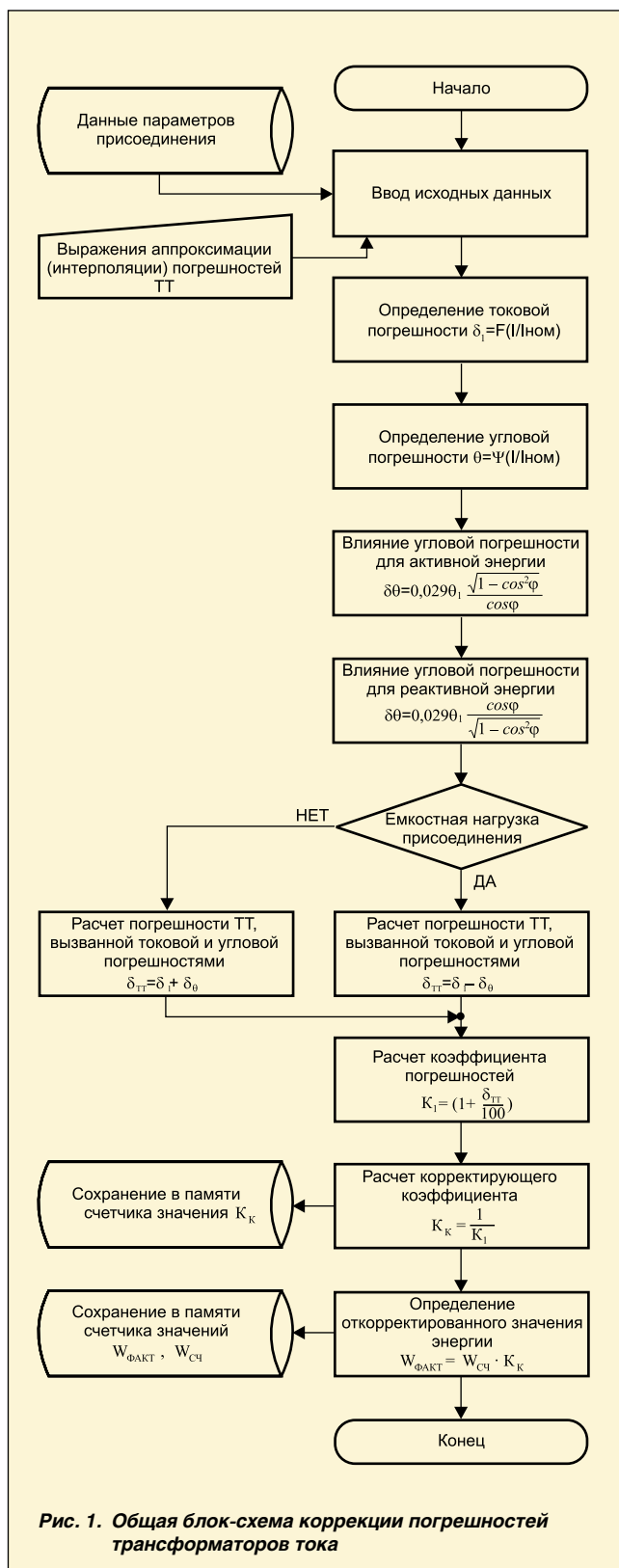


Рис. 1. Общая блок-схема коррекции погрешностей трансформаторов тока

Результаты измерений погрешностей ТТ

№ п/п	Частота, Гц	Значение первичного тока, % от номинального значения	Погрешность поверяемого трансформатора	
			δ, %	θ, °
1	50	1	-0,96	36
2	50	5	-0,58	16
3	50	20	-0,40	7
4	50	100	-0,28	3
5	50	120	-0,27	2

Информация об измеренных без коррекции и откорректированных значениях электроэнергии хранится в счетчике и в любой момент, когда возникнет такая необходимость, может быть использована для проверки достоверности проводимой коррекции. Пример расчета корректирующего коэффициента для трансформатора тока ТОЛ-10-150/5 приведен в таблице. Расчет коэффициента в счетчике, осуществляющем коррекцию, проводится на каждом цикле вычисления мощности.

Аппроксимирующие выражения данного трансформатора тока:

– для токовой погрешности:

$$\delta = \frac{-0,0057}{I_1} + 0,1217 \cdot I_1 - 0,3961 ;$$

– для угловой погрешности:

$$\theta = \frac{0,2947}{I_1} - 3,5263 \cdot I_1 + 6,2316 .$$

На рис. 2 и 3 представлены аппроксимирующие кривые и значения измеренных токовой и угловой погрешностей соответственно. По полученным аппроксимирующим выражениям для токовых и угловых погрешностей определяем значения погрешностей на данном периоде при первичном активно-индуктивном токе 45А,  $\cos \varphi = 0,8$ :

$$I_1 = 45 \text{ А} = 0,3 I_{\text{ном}}; \cos \varphi = 0,8;$$

$$\delta = -0,3786 \%;$$

$$\theta = 6,1560 '.$$

Погрешность трансформаторной схемы подключения счетчика за счет угловых погрешностей ТТ для активной энергии определяется следующим образом:

$$\delta_{\theta \text{ АКТ}} = 0,029 \cdot 6,1560 \frac{\sqrt{1-0,8^2}}{0,8} = 0,1339\%.$$

Соответственно погрешность ТТ, вызванная токовой и угловой погрешностями, составляет

$$\delta_{\text{ТТ}} = -0,3786 + 0,1339 = -0,2447 \%.$$

Коэффициент, учитывающий влияние токовой и угловой погрешностей, будет равен

$$K_{I \text{ АКТ}} = 1 + \frac{-0,2447}{100} = 0,9976.$$

Корректирующий коэффициент погрешности трансформатора тока для данного цикла расчета активной энергии счетчика при первичном активно-индуктивном токе 45А,  $\cos \varphi = 0,8$  будет равен

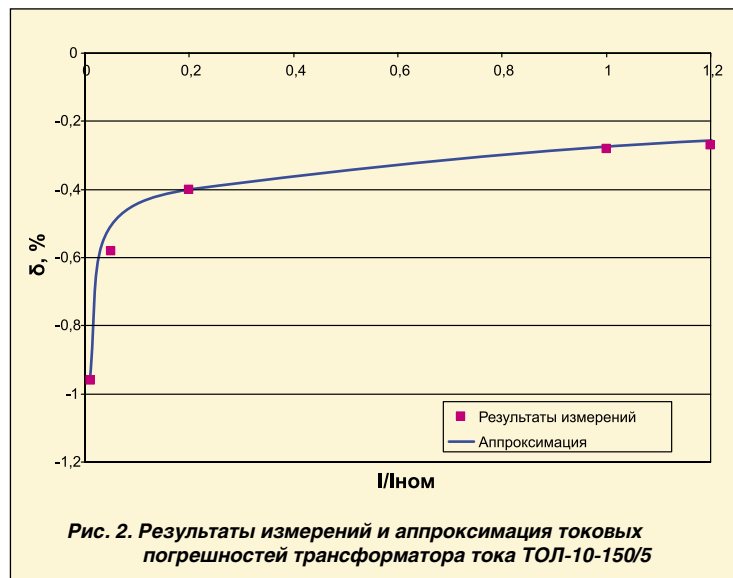


Рис. 2. Результаты измерений и аппроксимация токовых погрешностей трансформатора тока ТОЛ-10-150/5

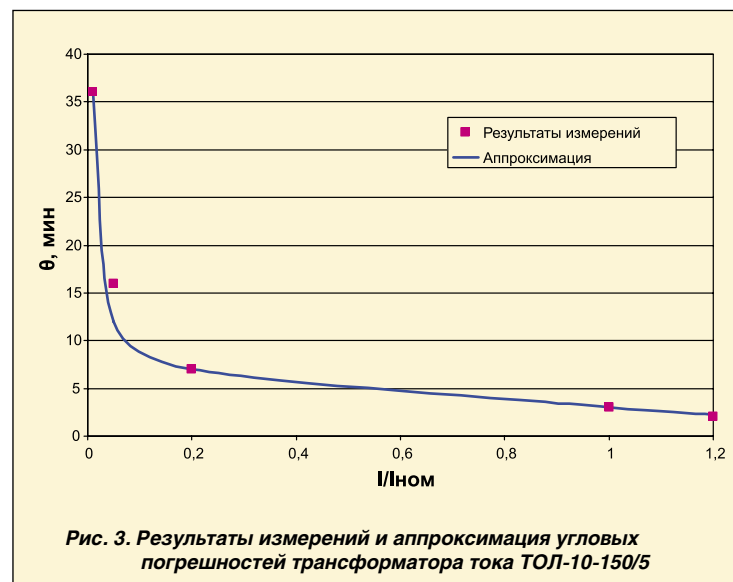


Рис. 3. Результаты измерений и аппроксимация угловых погрешностей трансформатора тока ТОЛ-10-150/5

$$K_K = \frac{1}{0,9976} = 1,0024 .$$

РУП «БелТЭИ» были проведены лабораторные испытания счетчиков с функцией коррекции погрешностей трансформаторов тока. Полученные результаты подтверждают работоспособность разработанной методики коррекции, однако до внедрения такой методики в системы коммерческого учета необходимо исследовать влияние прочих факторов (условия окружающей среды, состояние трансформаторов тока) и изучить саму возможность проведения такой коррекции в условиях действующего энергообъекта.

В случае подтверждения работоспособности методики коррекции и получения метрологически достоверных результатов в системах технического учета электроэнергии данную методику можно будет использовать в системах АСКУЭ, отказавшись от дорогостоящей замены измерительных трансформаторов, но обеспечив при этом приемлемую точность учета электроэнергии.

# КУЛЬТУРА БЕЗОПАСНОСТИ НА АТОМНОЙ СТАНЦИИ

Культура безопасности – относительно новое для инженерной практики словосочетание, смысл которого следует понимать как отношение человека к проблемам безопасности, проявленное им при выполнении служебных обязанностей. Понятие культуры безопасности появилось в атомной энергетике после чернобыльской аварии в процессе анализа причин ее возникновения и вошло в научно-техническую терминологию после публикации «Итогового доклада послеаварийной обзорной конференции по чернобыльскому реактору» группы INSAG (Международная консультационная группа по ядерной безопасности).

Признано, что отсутствие культуры безопасности явилось одной из причин чернобыльской аварии. Многолетний опыт эксплуатации атомных станций показывает, что причины возникновения большинства аварий и инцидентов так или иначе связаны с поведением людей, их отношением к проблемам безопасности. В документе серии безопасности МАГАТЭ (INSAG-3, «Основные принципы безопасности атомных станций») формирование культуры безопасности было представлено как фундаментальный принцип управления безопасной эксплуатацией атомных станций.

Культура безопасности имеет особенности, выделяющие ее из ряда других принципов безопасности:

- культурой безопасности должна быть пронизана деятельность организаций, предприятий и отдельных лиц, участвующих во всех этапах жизненного цикла АЭС – от разработки технико-экономического обоснования сооружения АЭС до вывода ее из эксплуатации;
- культура безопасности адресована непосредственно человеку – это отличает ее от других принципов безопасности, которые направлены на решение научных, инженерно-технических и медико-биологических проблем обеспечения безопасности АЭС.

Формирование культуры безопасности – это воспитание у каждого человека, работающего в атомной энергетике, такого отношения, при котором он будет просто неспособен сделать какой-либо шаг в ущерб безопасности, даже если вероятность опасности в этом случае чрезвычайно мала.

Существуют два определения культуры безопасности. Документ МАГАТЭ «Культура безопасности» INSAG-4

дает следующую формулировку этого понятия: «Культура безопасности – это такой набор характеристик и особенностей деятельности организаций и поведения отдельных лиц, который устанавливает, что проблемам безопасности АС, как обладающим высшим приоритетом, уделяется внимание, определяемое их значимостью».

В российском документе «Общие положения обеспечения безопасности атомных станций» (ОПБ-88/97) определение выглядит иначе: «Культура безопасности – это квалификационная и психологическая подготовка всех лиц, при которой обеспечение безопасности АС является приоритетной целью и внутренней потребностью, приводящей к самосознанию ответственности и к самоконтролю при выполнении всех работ, влияющих на безопасность».

Из сравнения этих определений видно, что оба они подчеркивают приоритетность проблем безопасности и дополняют друг друга учетом деятельности организации в целом и пониманием важности психологической направленности отдельных лиц на обеспечение безопасности.

Культура безопасности в атомной энергетике базируется на следующих установках:

- работники АЭС всех уровней и рангов должны быть привержены культуре безопасности;
- безопасность имеет приоритет перед всеми остальными производственными ценностями, целями и достижениями;
- возможность повысить безопасность есть всегда, если каждый работник проявит ответственность, высокий самоконтроль в работе, а также личную заинтересованность в повышении безопасности.



**М. М. ЖУК, ведущий инженер  
ГУ «Дирекция строительства  
атомной станции»**

Для формирования культуры безопасности используются следующие методы:

- проведение подбора, обучения и подготовки персонала в каждой сфере деятельности, влияющей на безопасность;
  - установление и строгое соблюдение дисциплины при четком распределении персональной ответственности руководителей и исполнителей;
  - разработка и строгое соблюдение требований действующих инструкций по выполнению работ и их периодическое обновление с учетом накапливаемого опыта.
- Культура безопасности обеспечивается:

- структурой управления и контроля за деятельностью по безопасной эксплуатации атомных станций;
  - высоким уровнем квалификации персонала при выполнении им обязанностей, предусмотренных в установленном порядке.
- Основу культуры безопасности составляют три уровня приверженности ей (см. рисунок):
- уровень эксплуатирующей организации;
  - уровень руководства АЭС;
  - индивидуальный уровень.

Первые два уровня приверженности культуре безопасности представляют собой необходимые рабочие условия в организации и относятся к сфере ответственности руководства на этих уровнях.

**ПРИВЕРЖЕННОСТЬ КУЛЬТУРЕ БЕЗОПАСНОСТИ ЭКСПЛУАТИРУЮЩЕЙ ОРГАНИЗАЦИИ**

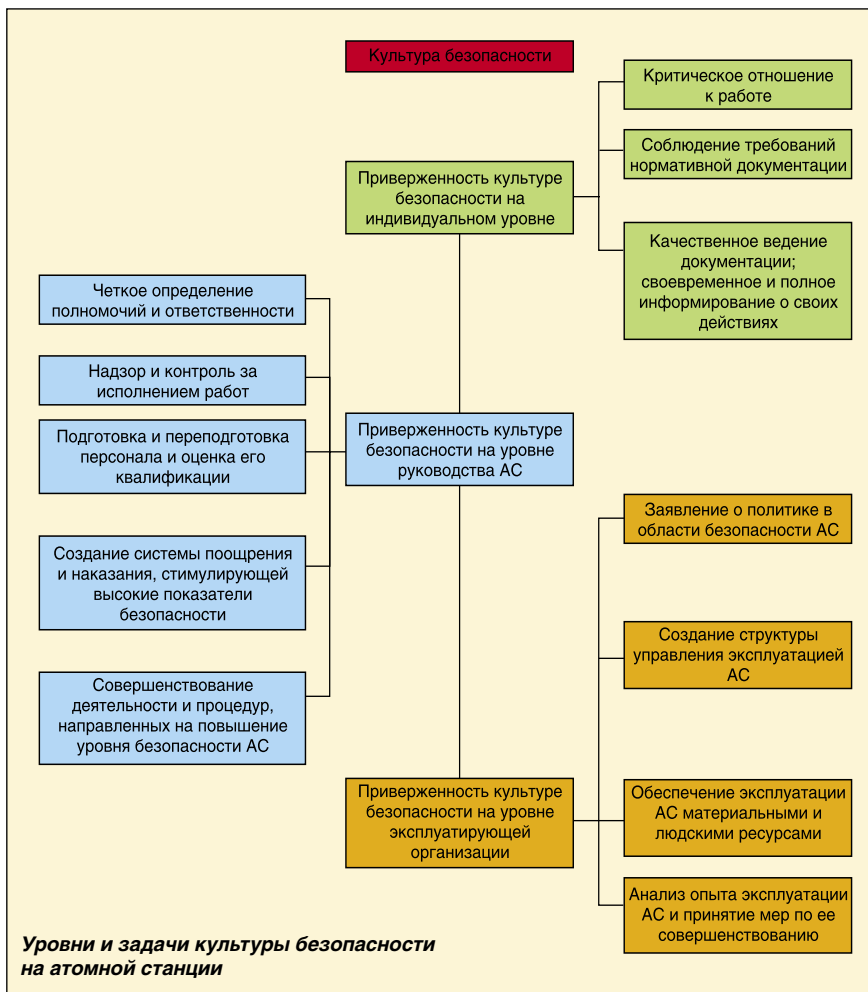
Для персонала эксплуатирующей организации понятие культуры безопасности состоит из следующих элементов:

- строго регламентированного и взвешенного подхода при осуществлении деятельности по безопасной эксплуатации АС;
- знаний и компетентности, обеспечиваемых подготовкой персонала;
- разработки и строгого соблюдения требований действующих инструкций при осуществлении деятельности по обеспечению безопасной эксплуатации АС;
- приверженности безопасности, определяющей безопасность АС как жизненно важное дело;
- контроля, включающего практику ревизий и экспертиз;
- готовности реагировать на критическую ситуацию;
- четкого понимания каждым работником своих прав, обязанностей и ответственности.

**ПРИВЕРЖЕННОСТЬ КУЛЬТУРЕ БЕЗОПАСНОСТИ РУКОВОДСТВА АЭС**

Подтверждением приверженности культуре безопасности на уровне руководства АЭС являются следующие качества организации:

- формирование атмосферы, способствующей и ведущей к эффективной культуре безопасности;
- создание оптимальной структуры управления с небольшим числом связей каждого подразделения и определение целей, задач, обязанностей и зон ответственности для них, определение степени ответственности и полномочий персонала АЭС в области обеспечения безопасности эксплуатации;
- существование системы контроля и надзора за исполнением работ, связанных с безопасностью, точностью и соответствием их выполнения установленным требованиям;
- функционирование системы подготовки и переподготовки персонала, оценки его компетенции и квалификации;
- наличие системы поощрения и наказания, стимулирующей высокие показатели безопасности. Применение санкций производится таким образом, чтобы не побуждать персонал к сокрытию ошибок;
- особое внимание к разработке и внедрению новых подходов к экс-



плуатации, совершенствованию деятельности и процедур, направленных на повышение уровня безопасности АЭС.

**ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ УРОВЕНЬ ПРИВЕРЖЕННОСТИ КУЛЬТУРЕ БЕЗОПАСНОСТИ**

Приверженность культуре безопасности отдельных лиц (индивидуальный уровень) на всех уровнях организации подтверждается следующими факторами:

- ядерная безопасность является приоритетом деятельности индивида;
- проявляется уважительное отношение к безопасности реактора, к активной зоне реактора;
- демонстрируется бдительность и осторожность по отношению к существующим условиям и действиям, направленным на соблюдение высоких стандартов ядерной безопасности; прежде чем осуществить эти действия, рассматриваются их возможные негативные последствия;
- используется строгий и осторожный подход к решению каждодневных задач;
- практикуется открытый обмен

мнениями и определение проблем путем строгой самооценки;

- используется мировой опыт эксплуатации АЭС;
- существуют сознание ответственности за возможные ошибки, чувство личной ответственности, контроль ответственности других лиц за обеспечение высоких стандартов качества работы;
- в характере присутствуют честность и прямолинейность;
- существует понимание физики реактора и других фундаментальных дисциплин, технологии эксплуатации оборудования, документов и процедур, относящихся к занимаемой должности, практикуется использование этого понимания в процессе принятия решений;
- применяется консервативный подход при эксплуатации оборудования АЭС в ситуациях, когда приходится сталкиваться с незнакомыми или не указанными в эксплуатационных процедурах и в общих документах условиями;
- присутствует готовность реагировать на критическую ситуацию;
- имеется четкое понимание каждым работником его прав, обязанностей и ответственности.

Культура безопасности каждого работника проявляется:

- в профессионализме, владении знаниями, умении оценить риски и найти возможность повысить безопасность на рабочем участке;
- в приверженности идее приоритета безопасности в системе ценностей работника;
- в профессионально важных качествах: ответственности, самоконтроле, развитой личной мотивации обеспечения безопасности;
- в поведении работника, привычках, интеллекте, а также во внешнем облике, в стиле общения с сотрудниками.

Оценку состояния культуры безопасности необходимо выполнять через систематический анализ коренных причин таких событий на АЭС, как нарушения в работе и отказы систем и оборудования.

Исследования и практические работы в области психологии профессиональной надежности построены на функционально-структурной концепции в анализе деятельности сотрудников АЭС. В соответствии с этой концепцией деятельность включает две основные подструктуры: внутреннюю (психологическую) и объективную внешнюю по отношению к индивиду.

К внутренней подструктуре относятся индивидуально-личностные психологические, психофизиологические, а также медико-биологические факторы, определяющие психологический статус, функциональное состояние, работоспособность и продуктивность действий человека.

Внешняя подструктура – это технические, технологические, организационные, социально-экономические и социально-психологические факторы: внешние средства деятельности, объективный предмет и условия труда.

### ЭТАПЫ ПОНИМАНИЯ КОНЦЕПЦИИ КУЛЬТУРЫ БЕЗОПАСНОСТИ

В мировой практике принято выделять три этапа в понимании концепции культуры безопасности.

**Первый этап.** Отношение к вопросам безопасности определяется требованиями соответствия производственных факторов нормативам. Безопасность видится как вопрос технический, как соответствие качества техники и технологий правилам и нормам, установленным «сверху» надзорными органами или руководством.

На первом этапе основное внимание уделяется техническим критериям культуры безопасности и установлению основных систем и процедур

контроля рисков. Улучшения достигаются по указанию руководства и для их реализации используют специалисты, профессионально занимающихся безопасностью.

Персонал склонен полагать, что безопасность является обязанностью руководства и что требования следовать принципам культуры безопасности в значительной степени диктуются ему другими лицами.

**Второй этап.** Хорошее состояние безопасности представляется целью организационной деятельности, определяемой, главным образом, целями и плановыми показателями безопасности.

На втором этапе в организации формулируются задачи, связанные с безопасностью, устанавливаются четкие процессы и процедуры достижения ее целей. Часть персонала вовлекается в процесс повышения безопасности при выполнении своей обычной работы. Работа планируется лучше с предварительным учетом риска для безопасности, а также правил и процедур, указывающих, что можно и что нельзя делать.

Данный этап безопасности на уровне индивидуального работника или бригады еще не приводит к формированию приверженности работников культуре безопасности.

**Третий этап.** Безопасность видится как непрерывный процесс улучшений, вклад в который может внести каждый.

Третий этап развития понимания концепции культуры безопасности – это тот идеал, достичь которого стремятся многие организации во всем мире. Он требует выработки у всех сотрудников АЭС единой точки зрения на ценности, связанные с безопасностью.

Формируются новые организационные условия, при которых каждый имеет четкое понимание требований безопасности и по собственной инициативе, а не под внешним давлением доказывает приверженность цели повышения безопасности во всем, что бы он ни делал.

Мелкие отклонения от порядка и правил рассматриваются всеми как неприемлемые, а нарушения в работе – не как неизбежная часть рабочего процесса, а как исключительные и неприемлемые происшествия, которых можно и надо было избежать. Возникает организация, которую можно назвать обучающейся, с самоподдерживающейся культурой безопасности.

Повышение культуры безопасности может принести практическую пользу при всех видах работ и на всех этапах эксплуатационного цикла установки. Важнейшими преимуществами ор-

ганизаций с высокой культурой безопасности становятся:

- улучшение планирования и выполнения работ;
- повышение эффективности работы руководителей и персонала;
- снижение риска возникновения несчастных случаев и обеспечение защиты людей от случайного облучения.

Культура безопасности является важным аспектом, потому что она оказывает влияние на поведение и мировоззрение каждого сотрудника АЭС, которые являются существенными факторами в достижении безопасности производства. Организации, имеющие развитую культуру безопасности, главным образом сосредотачиваются на общих целях и ключевых пунктах, а не только на соответствии действий персонала нормативным требованиям.

В формировании культуры безопасности важными являются два фактора: создание соответствующей рабочей атмосферы в коллективе и самомобилизация индивидуума на ответственный и критический подход к выполнению служебных обязанностей, поэтому разработка и внедрение концепции культуры безопасности нуждается в усилиях, исходящих как «сверху» (необходимо видимое влияние руководства), так и «снизу», от персонала. Для успеха преобразований, проводимых руководством в области культуры безопасности, необходимы эффективное сотрудничество и двусторонняя информированность на всех уровнях, которые зависят от климата доверия в организации. Технические специалисты, специалисты по человеческому фактору, оперативный персонал и руководство, несмотря на различие выполняемых ими функций, должны работать вместе для развития общего понимания. Это само по себе является характеристикой высокой культуры безопасности.

Необходимо уделять постоянное и должное внимание внедрению в повседневную практику принципов культуры безопасности, развитию, совершенствованию методологической базы, практических и учебных материалов для воспитания у персонала, осуществляющего деятельность в области ядерной энергетики, приверженности культуре безопасности.

Персонал, который осуществляет деятельность в области атомной энергетики, должен осознавать, что соблюдение принципов культуры безопасности – не просто лозунг, а одно из условий обеспечения безопасности таких сложных объектов, как атомные станции.

# ОРГАНИЗАЦИЯ РАДИАЦИОННОГО МОНИТОРИНГА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ В РЕСПУБЛИКЕ БЕЛАРУСЬ

Сегодня в Беларуси существует разветвленная сеть радиационного мониторинга атмосферного воздуха, поверхностных вод и почвы, которая позволяет контролировать радиационную ситуацию, оценивать ее текущее состояние и делать прогнозы на будущее. Изучением радиационного загрязнения окружающей среды специалисты и ученые республики занимаются уже почти полвека. Опыт, накопленный в этой области, позволяет надеяться на то, что как при строительстве АЭС на территории Беларуси, так и после ввода ее в эксплуатацию будет обеспечен такой уровень радиационного мониторинга, который обеспечит безопасность населения и окружающей среды.

Система радиационного мониторинга на территории Республики Беларусь, так же как в Российской Федерации и Украине, основана на теории и практике мониторинга, созданного в СССР и имеющего полувековую историю. Измерения мощности дозы гамма-излучения (МД) на сети метеорологических станций и постов начали проводить в Беларуси с 1963 года, затем были введены пункты контроля радиоактивных выпадений из атмосферы (горизонтальные планшеты). Контроль радиоактивных выпадений из атмосферы с использованием горизонтальных планшетов проводился в 8 пунктах наблюдений – в городах Барановичи, Брест, Витебск, Гомель, Гродно, Минск, Могилев, Пинск. Ответственность за проведение радиационного мониторинга в Беларуси была возложена на Белгидромет,

входивший в состав Госкомгидромета бывшего СССР.

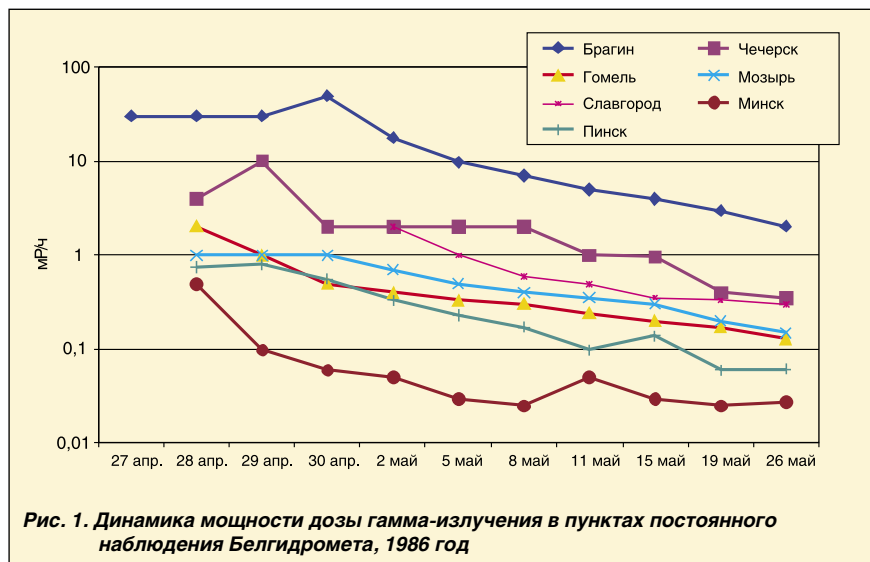
До аварии на ЧАЭС на территории Республики Беларусь уровни МД находились в пределах 0,01–0,020 мР/ч, содержание цезия-137 в почве составляло 0,02–0,07 Ки/км<sup>2</sup>, стронция-90 – 0,02–0,05, плутония-238,239,240 – 0,001–0,002 Ки/км<sup>2</sup>. После аварии на Чернобыльской АЭС в 1986 году сеть радиационного мониторинга была значительно расширена. Однако даже в первые дни после катастрофы имеющаяся сеть позволила оценить динамику уровней МД (рис. 1) и концентрации йода-131 и цезия-137 в пунктах наблюдений. Данные радиационного мониторинга были использованы при построении первых карт радиационной обстановки на территории Республики Беларусь (рис. 2).



**М. Г. ГЕРМЕНЧУК, к. т. н., директор Департамента по гидрометеорологии Министерства природных ресурсов и охраны окружающей среды Республики Беларусь**



**О. М. ЖУКОВА, к. т. н., доцент, начальник отдела Республиканского центра радиационного контроля и мониторинга окружающей среды**



**Рис. 1. Динамика мощности дозы гамма-излучения в пунктах постоянного наблюдения Белгидромета, 1986 год**

В соответствии с Положением о порядке проведения радиационного мониторинга в составе Национальной системы мониторинга окружающей среды в Республике Беларусь и использования его данных (утверждено постановлением Совета Министров Республики Беларусь 17 мая 2004 года № 576) головной организацией в этом направлении является Министерство природных ресурсов и охраны окружающей среды Республики Беларусь (Минприроды). Проведение радиационного монито-

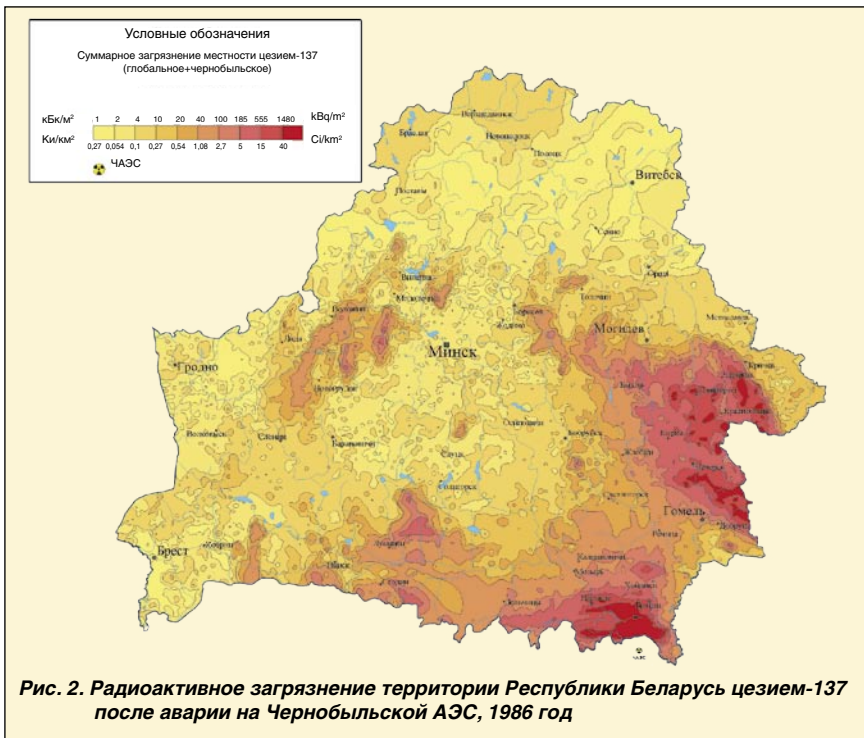


Рис. 2. Радиоактивное загрязнение территории Республики Беларусь цезием-137 после аварии на Чернобыльской АЭС, 1986 год

ринга возложено на ГУ «Республиканский центр радиационного контроля и мониторинга окружающей среды» (РЦРКМ) Департамента по гидрометеорологии.

В настоящее время основными направлениями проведения мониторинга являются наблюдения за естественным радиационным фоном; радиационным фоном в районах воздействия потенциальных источников радиоактивного загрязнения, в том числе для оценки трансграничного переноса радиоактивных веществ; радиоактивным загрязнением атмосферного воздуха, почвы, поверхностных и подземных вод на территориях, подвергшихся радиоактивному загрязнению в результате катастрофы на Чернобыльской АЭС. В соответствии с Законом Республики Беларусь «О правовом режиме территорий, подвергшихся радиоактивному загрязнению вследствие катастрофы на Чернобыльской АЭС» к зонам радиоактивного загрязнения относятся территории, где загрязнение почвы цезием-137 составляет 37 кБк/м<sup>2</sup> и более, стронцием-90 – 5,5 кБк/м<sup>2</sup> и более, изотопами плутония – 0,37 кБк/м<sup>2</sup> и более. Принятое зонирование эффективно используется при планировании и проведении мероприятий по минимизации последствий катастрофы на Чернобыльской АЭС и обеспечении радиационной безопасности населения. Опыт Чернобыльской аварии по-

казал необходимость оперативного информирования населения и органов государственного управления о радиационной обстановке в зонах наблюдения ядерно опасных объектов.

В апреле 2001 года при посещении районов, наиболее пострадавших от катастрофы на Чернобыльской АЭС, Президент Республики Беларусь Александр Лукашенко дал поручение создать современную автоматизированную систему радиационного контроля (АСРК). В соответствии с данным поручением были созданы и введены в эксплуатацию АСРК в зонах наблюдения Чернобыльской, Смоленской, Ровенской и Игналинской АЭС, расположенных от границы республики в 12 км, 75, 65 и 4 км соответственно.

В состав АСРК входят автоматические пункты измерения МД (АПИ), локальный, региональный и национальный центры реагирования. Территориально датчики АПИ размещаются с учетом преобладающего направления воздушного переноса. АПИ в режиме реального времени и в соответствии с заданным времен-

ным интервалом передают по каналу радиосвязи информацию об уровнях МД в локальный, региональный и национальный центры. В случае превышения порогового значения МД АСРК переходит в чрезвычайный режим и непрерывно выдает сигнал тревоги. В центрах реагирования оперативная радиационная обстановка (по данным АПИ) отображается на электронной карте контролируемой территории для принятия управленческих решений.

В 30-километровой зоне Игналинской АЭС на территории Республики Беларусь более 10 лет функционирует автоматизированная система радиационного контроля (рис. 3). В состав системы входят 11 стационарных постов, работающих в непрерывном режиме. Они установлены в населенных пунктах Браслав, Видзы, Гирейши, Дрисвяты, Далекое, Карасино, Межаны, Опса, Урбаны, Пакульня, Дворище. Каждые 10 минут данные измерений уровней МД с АПИ передаются в центры реагирования, организованные в Браславе и Минске. Система обеспечивает постоянное отображение данных о радиационной обстановке на электронных табло для информирования населения. За все время наблюдения превышений МД над установленными значениями в зоне ИАЭС не отмечалось. Уровни МД в среднем находились в пределах 0,10–0,15 мкЗв/ч, что соответствует значениям естественного радиационного фона для данного региона.

Аналогичные автоматизированные системы радиационного контроля, функционирующие в зонах



Рис. 3. Схема размещения АПИ в зоне наблюдения Игналинской АЭС (на белорусской территории)

наблюдения Чернобыльской, Смоленской и Ровенской АЭС, также обеспечивают надежный контроль радиационной обстановки в режиме реального времени, уточнение прогноза в случае возникновения чрезвычайных ситуаций.

В настоящее время радиационный мониторинг атмосферного воздуха на территории Республики Беларусь проводится на 55 дозиметрических постах (измерение МД), на 27 пунктах наблюдений ведется отбор проб естественных выпадений из приземного слоя атмосферы с помощью горизонтальных планшетов, на 7 пунктах – отбор проб радиоактивных аэрозолей с использованием фильтровентиляционных установок.

В 2008 году радиационная обстановка на территории республики оставалась стабильной. Уровни МД, превышающие доаварийные значения, зарегистрированы в контролируемых городах, находящихся в зонах радиоактивного загрязнения. Среднегодовые значения МД в Брагине составили 0,64 мкЗв/ч, в Наровле – 0,54, в Славгороде – 0,23, в Хойниках – 0,25, в Чечерске – 0,23 мкЗв/ч. На остальных пунктах наблюдений МД не превышала уровень естественного гамма-фона (до 0,20 мкЗв/ч). В областных городах среднегодовой уровень МД находился в пределах от 0,10 до 0,13 мкЗв/ч.

Радиоактивность естественных выпадений и аэрозолей в воздухе соответствовала установившимся многолетним значениям. Короткоживущих изотопов, в том числе йода-131, не обнаружено, а также не отмечено существенных изменений в поведении цезия-137 в атмосферном воздухе по сравнению с предыдущими годами.

Радиационный мониторинг поверхностных вод проводится на 6 реках Беларуси, протекающих по территориям, загрязненным в результате аварии на Чернобыльской АЭС: Днепр (г. Речица), Припять (г. Мозырь), Сож (г. Гомель), Ипать (г. Добруш), Беседь (д. Светиловичи), Нижняя Брагинка (д. Гдень), а также в зоне наблюдения Игналинской АЭС на оз. Дрисвяты (д. Дрисвяты). Среднегодовые концентрации цезия-137 и стронция-90 в 2008 году во всех контролируемых реках, за исключением р. Нижняя Брагинка (д. Гдень), были значительно ниже республиканских допустимых



Рис. 4. Отбор проб воздуха с использованием переносных фильтровентиляционных установок на Островецком земельном участке

уровней для питьевой воды (РДУ-99 для цезия-137 – 10 Бк/л, для стронция-90 – 0,37 Бк/л), однако объемная активность цезия-137 и стронция-90 в поверхностных водах этих рек все еще выше доаварийных уровней. Водосбор р. Нижняя Брагинка частично находится на территории зоны отчуждения Чернобыльской АЭС, что обуславливает более высокое содержание радионуклидов в поверхностных водах этой реки за счет смыва их с водосбора. Содержание стронция-90 в р. Нижняя Брагинка (д. Гдень) значительно превышало гигиенические нормативы РДУ-99 (в 2,5–4 раза).

Трансграничный радиационный мониторинг поверхностных вод проводится на реках Припять, Ипать, Беседь, Днепр, Стыр, Горынь, Словечна.

Радиационный мониторинг почв проводится на 123 реперных площадках. На 19 ландшафтно-геохимических полигонах, расположенных в типичных ландшафтно-геохимических условиях, изучаются процессы вертикальной миграции радионуклидов.

Результаты радиационного мониторинга почв позволяют сделать вывод о том, что в настоящее время интенсивность миграционных процессов снизилась. Основная доля запаса радионуклидов цезия-137 и стронция-90 находится в верхнем корнеобитаемом слое почвы. Низкую интенсивность миграционных процессов обуславливает наличие геохимических барьеров (мощных слоев дернины, перегнойных горизонтов, прослойки глинистых минералов, фиксирующих радионуклиды

и препятствующих их проникновению в более глубокие слои почвы).

В связи с появлением новых радиационно опасных объектов сеть пунктов наблюдений радиационного мониторинга постоянно реформируется, расширяется перечень наблюдаемых параметров, проводится модернизация приборов и оборудования, совершенствуется нормативно-правовая база.

С принятием решения о строительстве атомной электростанции в Республике Беларусь организация радиационного мониторинга в зоне наблюдения АЭС в настоящее время является первоочередной задачей. Общемировая практика строительства АЭС предусматривает выполнение научно-исследовательских работ по оценке радиационно-экологической обстановки на территории предполагаемого строительства АЭС до начала строительных работ с тем, чтобы впоследствии иметь возможность провести сравнительный анализ радиационно-экологической обстановки до и после строительства АЭС.

На территории предполагаемого строительства белорусской АЭС (Островецкий район, Гродненская область) в 2008–2009 годах было проведено комплексное радиационно-химическое обследование с целью оценки современного экологического состояния природной среды. Произведен отбор проб атмосферного воздуха (рис. 4), почвы, поверхностных вод и донных отложений, выполнены лабораторные исследования проб. Анализ химического состава поверхност-

ных вод р. Гозовка (д. Гоза), р. Лоша (д. Гервяты), р. Вилия (д. Михалишки), р. Ошмянка (д. Великие Яцны) показывает, что исследуемые водоемы относятся к рекам с малой и средней минерализацией, максимальное значение которой по сухому остатку составляет 324,8 мг/дм<sup>3</sup>. Общая жесткость воды в реках имеет невысокий уровень, максимальное значение достигает 4,90 мг-экв/дм<sup>3</sup> (р. Ошмянка – н.п. Великие Яцны). Из числа главных ионов (макрокомпонентов) доминируют гидрокарбонатные ионы и ионы кальция.

Из основных загрязняющих веществ в водах рек были обнаружены нефтепродукты – 0,06 мг/дм<sup>3</sup>, что составляет более 1 ПДК (р. Гозовка – 1,0 км выше д. Гоза), фенолы суммарные – 0,002–0,004 мг/дм<sup>3</sup>. Максимальное значение показателя БПК (биохимическое потребление кислорода) получено в р. Вилия в черте н.п. Михалишки – 5,93 мгО<sub>2</sub>/дм<sup>3</sup> (около 2 ПДК), что свидетельствует о повышенном содержании в воде легкоокисляющегося органического вещества. Содержание азота аммонийного достигло максимальных значений в реках Гозовка (1,0 км выше д. Гоза) – 0,41 мгN/дм<sup>3</sup> и Вилия (в черте н.п. Михалишки) – 0,39 мгN/дм<sup>3</sup> (более 1 ПДК). Максимальные значения по содержанию общего железа 0,17 мг/дм<sup>3</sup> (более 1,0 ПДК) обна-

ружены в реках Гозовка (н.п. Гоза) и Ошмянка (н.п. Великие Яцны). По остальным показателям и ингредиентам, определяемым в вод-ных объектах Островецкого района, превышений предельно-допустимых значений (ПДК) не зафиксировано.

Содержание химических загрязняющих веществ и тяжелых металлов в пробах почвы, отобранных в 30-километровой зоне земельного участка Островец, не превышает ПДК (рис. 5).

Согласно данным экспедиционного обследования и данным о средних уровнях радиоактивного загрязнения из 251 населенного пункта, расположенного в 30-километровой зоне вокруг земельного участка Островец, 17 населенных пунктов имеют среднюю плотность загрязнения по цезию-137 более 0,07 Ки/км<sup>2</sup> (2,6 кБк/м<sup>2</sup>), т.е. выше уровня глобальных выпадений, максимальное значение содержания цезия-137 обнаружено в н.п. Сайлюки Муровано-Ошмянского с/с Ошмянского района – 0,26 Ки/км<sup>2</sup> (9,6 кБк/м<sup>2</sup>). Средняя плотность загрязнения по стронцию-90 в населенных пунктах 30-километровой зоны находится в пределах 0,01–0,02 Ки/км<sup>2</sup> (0,37–0,72 кБк/м<sup>2</sup>), что соответствует уровню глобальных выпадений этого радионуклида.

Проведена генерализация почв по признаку интенсивности миграции

радионуклидов, подготовлены карты генерализации почв 30-километровой зоны вокруг земельного участка Островец. Результаты проведенной генерализации почв по признаку интенсивности миграционных процессов показывают, что около 10 % белорусской территории 30-километровой зоны Островецкого земельного участка занимают почвы, характеризующиеся низкой интенсивностью миграции цезия-137, чуть больше 60 % – умеренной, 4,4 % – повышенной и 25,2 % – почвы с относительно высокой подвижностью цезия-137.

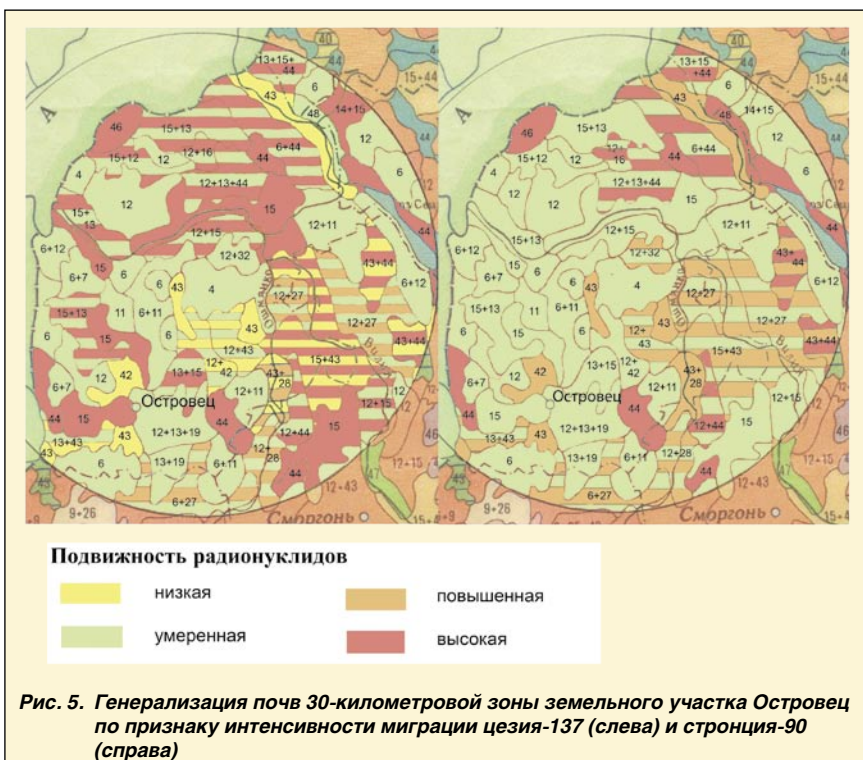
Умеренная подвижность стронция-90 характерна для большей части территории 30-километровой зоны земельного участка Островец (85,4 % от белорусской части). Площадь участков с повышенной подвижностью стронция-90 составляет 9,4 %, с высокой подвижностью радионуклида – 5,2 %. Почвы с низкой подвижностью стронция-90 на рассматриваемой территории практически не встречаются.

Таким образом, более 70 % территории 30-километровой зоны вокруг земельного участка Островец занимают почвы, в которых подвижность цезия-137 и стронция-90 низкая и умеренная, что является положительным фактором при оценке площадки с точки зрения ее пригодности для размещения АЭС.

Полученные данные о фактическом распределении радионуклидов по вертикальному профилю почв показывают, что даже в почвах, характеризующихся относительно высокой миграционной способностью радионуклидов, основной запас радионуклидов находится в верхних 15 см почвы.

Анализ полученной информации о радиационно-химическом загрязнении на территории 30-километровой зоны предполагаемого строительства белорусской АЭС позволяет сделать вывод, что земельный участок Островец является приемлемым для строительства АЭС по экологическим условиям.

Полученные данные по радиационно-химическому загрязнению будут приняты в качестве фоновых и позволят в будущем оценить влияние АЭС на окружающую среду на всех этапах ее жизненного цикла: в фазе строительства, при эксплуатации и выводе из эксплуатации.





сентябрь/октябрь 2009 года

## БЕЛАРУСЬ

<p><b>ENERGY EXPO 2009</b> Технологии и оборудование для производства и распределения электрической и тепловой энергии, энергосберегающие и экологически чистые технологии, электротехническое оборудование и компоненты, системы автоматизации</p>	<p>Дата проведения: 13.10.2009 – 16.10.2009</p>	<p>Город: Минск Место проведения: футбольный манеж, пр. Победителей, 20, к. 2</p>	<p><a href="http://www.expolist.by">www.expolist.by</a></p>
<p><b>ЭКСПОСВЕТ – 2009</b> 5-я Международная специализированная выставка</p>	<p>Дата проведения: 13.10.2009 – 16.10.2009</p>	<p>Город: Минск Место проведения: футбольный манеж, пр. Победителей, 20, к. 2</p>	<p><a href="http://www.greenexpo.by">www.greenexpo.by</a></p>
<p><b>Водные и воздушные технологии – 2009</b> 4-я Международная специализированная выставка</p>	<p>Дата проведения: 13.10.2009 – 16.10.2009</p>	<p>Город: Минск Место проведения: футбольный манеж, пр. Победителей, 20, к. 2</p>	<p><a href="http://www.greenexpo.by">www.greenexpo.by</a></p>

## РОССИЯ

<p><b>Трубопровод. Трубопроводная арматура. Насосы – 2009</b> 7-я Специализированная выставка тепло- и гидроизоляционных материалов для трубопроводов, трубопроводной арматуры</p>	<p>Дата проведения: 02.09.2009 – 04.09.2009</p>	<p>Город: Казань</p>	<p><a href="http://www.exponet.ru">www.exponet.ru</a></p>
<p><b>Нефть. Газ. Нефтехимия – 2009</b> 16-я Международная специализированная выставка</p>	<p>Дата проведения: 09.09.2009 – 11.09.2009</p>	<p>Город: Казань Место проведения: ВЦ «Казанская ярмарка»</p>	<p><a href="http://www.exponet.ru">www.exponet.ru</a></p>
<p><b>Оренбург. Нефть и газ. Нефтехимия. Энерго – 2009</b> 12-я Специализированная выставка</p>	<p>Дата проведения: 22.09.2009 – 24.09.2009</p>	<p>Город: Оренбург Место проведения: Дворец культуры и спорта «Газовик»</p>	<p><a href="http://www.exponet.ru">www.exponet.ru</a></p>
<p><b>RAO/CIS Offshore 2009</b> 9-я Международная конференция и выставка по освоению ресурсов нефти и газа Российской Арктики и континентального шельфа СНГ</p>	<p>Дата проведения: 15.09.2009 – 18.09.2009</p>	<p>Город: Санкт-Петербург Место проведения: Михайловский манеж</p>	<p><a href="http://www.exponet.ru">www.exponet.ru</a></p>
<p><b>Сургут. Нефть и газ – 2009</b> 14-я Специализированная выставка</p>	<p>Дата проведения: 23.09.2009 – 25.09.2009</p>	<p>Город: Сургут Место проведения: спортивный комплекс «Энергетик»</p>	<p><a href="http://www.exponet.ru">www.exponet.ru</a></p>
<p><b>GasSUF 2009</b> 7-я Международная специализированная выставка по газораспределению и эффективному использованию газа</p>	<p>Дата проведения: 13.10.2009 – 15.10.2009</p>	<p>Город: Москва Место проведения: международный выставочный центр «Крокус Экспо»</p>	<p><a href="http://www.exponet.ru">www.exponet.ru</a></p>
<p><b>Ноябрьск. Нефть и газ. Энерго – 2009</b> 5-я Специализированная выставка</p>	<p>Дата проведения: 14.10.2009 – 15.10.2009</p>	<p>Город: Ноябрьск Место проведения: КСК «Ямал»</p>	<p><a href="http://www.exponet.ru">www.exponet.ru</a></p>

<b>Нефть и Газ. Энергетика Ямала – 2009</b> 1-я Специализированная выставка	Дата проведения: 21.10.2009 – 22.10.2009	Город: Салехард	www.exponet.ru
<b>IndustryExpo 2009</b> 2-я Международная промышленная выставка	Дата проведения: 28.10.2009 – 30.10.2009	Город: Екатеринбург Место проведения: Центр международной торговли	www.exponet.ru
<b>Экспо-Уголь – 2009</b> 12-я Международная выставка-ярмарка Оборудование, техника, машины, механизмы, приборы и материалы для угледобычи, углепереработки и углеэнергетики	Дата проведения: 15.09.2009 – 18.09.2009	Город: Кемерово Место проведения: легкоатлетический манеж	www.exponet.ru
<b>Энергетика и экология – 2009</b> 5-я Международная конференция	Дата проведения: 29.09.2009 – 02.10.2009	Город: Москва Место проведения: Всероссийский выставочный центр (ВВЦ)	www.exponet.ru
<b>Промышленная экология и безопасность – 2009</b> Специализированная выставка	Дата проведения: 09.09.2009 – 11.09.2009	Город: Казань Место проведения: ВЦ «Казанская ярмарка»	www.exponet.ru
<b>Российский энергетический форум – 2009</b>	Дата проведения: 20.10.2009 – 23.10.2009	Город: Уфа	www.exponet.ru
<b>Кабель. Провода. Арматура – 2009</b> 4-я Специализированная выставка	Дата проведения: 20.10.2009 – 23.10.2009	Город: Уфа	www.exponet.ru
<b>Приборы учета энергоресурсов – 2009</b> 7-я Специализированная выставка приборов учета и регулирования потребления тепловой и электрической энергии, воды и газа	Дата проведения: 02.09.2009 – 04.09.2009	Город: Казань Место проведения: Дворец спорта	www.exponet.ru
<b>Энергетика – 2009</b> 12-я Межрегиональная промышленная выставка	Дата проведения: 22.09.2009 – 25.09.2009	Город: Пермь Место проведения: ВК «Пермская ярмарка»	www.exponet.ru
<b>Энергетика. Газификация. Энерго- и ресурсосбережение – 2009</b> 7-я Международная выставка	Дата проведения: 23.09.2009 – 25.09.2009	Город: Рязань Место проведения: ВК Рязанского ЦНТИ	www.exponet.ru
<b>Энергетика. Энергосбережение. Электротехника – 2009</b> 4-я Межрегиональная специализированная выставка-ярмарка	Дата проведения: 30.09.2009 – 02.10.2009	Город: Владивосток Место проведения: спорткомплекс «Динамо»	www.exponet.ru
<b>Промышленная и коммунальная энергетика – 2009</b> 4-я Специализированная выставка-ярмарка Выставка проходит в рамках «Сибирского промышленного форума – 2009»	Дата проведения: 06.10.2009 – 09.10.2009	Город: Новокузнецк Место проведения: Дворец спорта кузнецких металлургов	www.exponet.ru
<b>Энергетика. Электротехника – 2009</b> 16-я Специализированная выставка	Дата проведения: 06.10.2009 – 08.10.2009	Город: Владивосток Место проведения: спорткомплекс «Чемпион»	www.exponet.ru
<b>Строительство. ЖКХ. Энерго- и ресурсосбережение – 2009</b> Специализированная выставка	Дата проведения: 07.10.2009 – 08.10.2009	Город: Нерюнгри Место проведения: Театр актера и кукол Саха (Якутия)	www.exponet.ru
<b>Электроснабжение и электросбережение городов – 2009</b> 2-я Международная выставка	Дата проведения: 19.10.2009 – 22.10.2009	Город: Москва Место проведения: Всероссийский выставочный центр (ВВЦ)	www.exponet.ru
<b>Энерготех – 2009</b> Специализированная выставка	Дата проведения: 28.10.2009 – 30.10.2009	Город: Санкт-Петербург Место проведения: рекламно-выставочный комплекс «Стачек 47»	www.exponet.ru
<b>«Кавказ-Энерго»</b> II Северо-Кавказский энергетический форум	Дата проведения: 29.10.2009 – 31.10.2009	Город: Кисловодск Место проведения: ТВК «Кавказ»	www.ex-po.ru
<b>«Свежая энергия» Форум</b>	Дата проведения: 23.09.2009 – 24.09.2009	Город: Москва	www.ex-po.ru
<b>Энергетика–XXI век: инновации, энергоэффективность, оборудование и строительство</b> Международная выставка	Дата проведения: 08.09.2009 – 11.09.2009	Город: Москва	www.ex-po.ru

## СНГ

<b>Kazakhstan Petroleum Week 2009</b> 4-я Казахская международная выставка по нефти и газу	Дата проведения: 16.09.2009 – 18.09.2009	Город: Астана Место проведения: выставочный комплекс «Корме»	www.exponet.ru
<b>Топливо-энергетический комплекс Украины: настоящее и будущее – 2009</b> 7-й Международный форум	Дата проведения: 23.09.2009 – 25.09.2009	Город: Киев Место проведения: Международный выставочный центр	www.exponet.ru
<b>Электроника и энергетика – 2009</b> 8-я Международная выставка энергетического и электротехнического оборудования, энергосберегающих технологий	Дата проведения: 01.09.2009 – 04.09.2009	Город: Одесса Место проведения: Выставочный комплекс Одесского морского порта	www.exponet.ru
<b>ISTWE 2009</b> Специализированная выставка индустрии нетрадиционного энергосберегающего оборудования, возобновленных источников энергии	Дата проведения: 02.09.2009 – 04.09.2009	Город: Киев Место проведения: Национальный комплекс «Экспоцентр Украины»	www.exponet.ru
<b>МЭДВИН: Аква. Энергосбережение – 2009</b> 3-я Специализированная выставка с международным участием	Дата проведения: 16.09.2009 – 19.09.2009	Город: Запорожье	www.exponet.ru
<b>Power Uzbekistan 2009</b> 4-я Узбекская международная выставка «Энергетика и освещение»	Дата проведения: 23.09.2009 – 25.09.2009	Город: Ташкент Место проведения: ОАО НВК «Узэкспоцентр»	www.exponet.ru
<b>Энергетика в промышленности Украины – 2009</b> 7-я Международная специализированная выставка	Дата проведения: 23.09.2009 – 25.09.2009	Город: Киев Место проведения: Международный выставочный центр	www.exponet.ru
<b>Отопительная техника на твердом топливе – 2009</b> 2-я Международная специализированная выставка	Дата проведения: 29.09.2009 – 30.09.2009	Город: Львов Место проведения: ДС «Украина»	www.exponet.ru
<b>Отопление - 2009</b> 3-я Международная специализированная выставка	Дата проведения: 29.09.2009 – 30.09.2009	Город: Львов Место проведения: ДС «Украина»	www.exponet.ru
<b>Альтернативная энергетика – 2009</b> Специализированная экспозиция	Дата проведения: 06.10.2009 – 08.10.2009	Город: Львов Место проведения: ДС «Украина»	www.exponet.ru
<b>КИП – 2009</b> 12-я Специализированная выставка	Дата проведения: 27.10.2009 – 29.10.2009	Город: Харьков Место проведения: Радмир Экспохолл	www.exponet.ru
<b>Энергетика. Электротехника. Энергосбережение – 2009</b> 12-я Специализированная выставка	Дата проведения: 27.10.2009 – 29.10.2009	Город: Харьков Место проведения: Радмир Экспохолл	www.exponet.ru
<b>ElcomCaucasus 2009</b> 9-я Международная выставка энергетики, электротехники, информационных технологий и коммуникаций	Дата проведения: 29.10.2009 – 31.10.2009	Город: Тбилиси Место проведения: ВЦ «ЭкспоДжорджия»	www.exponet.ru
<b>KIOGE 2009</b> 17-я Казахская международная выставка и конференция «НЕФТЬ И ГАЗ» Трубы, трубопроводы, транспорт и логистика, нефть, газ, нефтехимия, геофизика и геология, бурение и буровые технологии	Дата проведения: 06.10.2009 – 09.10.2009	Город: Алматы	www.expoclub.ru
<b>Энергоэффективность–2009</b> Всеукраинская специализированная выставка энергоэффективного оборудования и технологий	Дата проведения: 17.09.2009 – 19.09.2009	Город: Донецк Место проведения: ВЦ «ЭКСПОДОНБАСС»	www.ex-po.ru

## В МИРЕ

<b>ELEKTROTECHNIK</b> Международная выставка электротехники, электроники и микроэлектроники	Дата проведения: 02.09.2009 – 05.09.2009	Город: Дортмунд, Германия Место проведения: выставочный комплекс Messe Westfalenhallen Dortmund	www.expoclub.ru
<b>MSV 2009</b> 51-я Международная машиностроительная выставка Энергетика, электроника и электроэнергетика, металлургия черная, металлургия цветная, литейная, горная промышленность	Дата проведения: 14.09.2009 – 18.09.2009	Город: Брно, Чехия	www.expoclub.ru
<b>Wood 2009 and Bioenergy 2009</b> Международная выставка деревообработки и биоэнергетики	Дата проведения: 03.09.2009 – 05.09.2009	Город: Яваскила, Финляндия	www.expoclub.ru
<b>Rio Pipeline Conference and Exposition 2009</b> Международная конференция и выставка по трубопроводам	Дата проведения: 22.09.2009 – 24.09.2009	Город: Рио-де-Жанейро, Бразилия	www.expoclub.ru

<b>IG China 2009</b> 11-я Китайская международная выставка газовых технологий и оборудования	Дата проведения: 23.09.2009 – 25.09.2009	Город: Пекин, Китай	www.expoclub.ru
<b>CIPEE 2009</b> Китайская международная выставка оборудования и технологий для нефтехимии – 2009 Специализированная выставка	Дата проведения: 18.10.2009 – 20.10.2009	Город: Дуньин, Китай Место проведения: Выставочный и конференц-центр	www.exponet.ru
<b>BEST 2009</b> Европейская выставка по охране окружающей среды, энергии и экологически чистых технологий	Дата проведения: 14.10.2009 – 16.10.2009	Город: Льеж, Бельгия	www.exponet.ru
<b>Wood Energy Expo &amp; Congress 2009</b> Международная конгресс-выставка энергии и биомасс	Дата проведения: 03.09.2009 – 04.09.2009	Город: Клагенфурт, Австралия	www.exponet.ru
<b>Епесо 2009</b> Международная выставка энергетики и экологии	Дата проведения: 28.09.2009 – 03.10.2009	Город: Пловдив, Болгария	www.exponet.ru
<b>Chemical Industry 2009</b> Международная выставка химической промышленности	Дата проведения: 28.09.2009 – 03.10.2009	Город: Пловдив, Болгария	www.exponet.ru
<b>Entsorga-Enteco 2009</b> Международная отраслевая ярмарка, посвященная управлению отходами и технологиям по защите окружающей среды	Дата проведения: 27.10.2009 – 30.10.2009	Город: Кёльн, Германия Место проведения: Exhibition Centre Cologne	www.exponet.ru
<b>Elmassa Stockholm 2009</b> Специализированная выставка электроэнергетики, телекоммуникаций, информации и освещения	Дата проведения: 22.09–23.09.2009	Город: Стокгольм, Швеция	www.exponet.ru
<b>PowerExpo 2009</b> Международная выставка по ветроэнергетике	Дата проведения: 22.09 – 24.09.2009	Город: Сарагоса, Испания	www.exponet.ru
<b>ECL Brussels 2009</b> Специализированная выставка электроэнергетики	Дата проведения: 23.09–24.09.2009	Город: Брюссель, Бельгия	www.exponet.ru
<b>NEREC 2009</b> Специализированная выставка по возобновляемым источникам энергии	Дата проведения: 07.10–08.10.2009	Город: Осло, Норвегия	www.exponet.ru
<b>Exrogaz 2009</b> Международная выставка газовой промышленности	Дата проведения: 15.09.2009 – 17.09.2009	Город: Париж, Франция Место проведения: Выставочный центр Paris-Nord Villepinte	www.exponet.ru
<b>IHE WoodEnergy 2009</b> Международная конференция по проблемам биоэнергетики, возобновляемой энергетики, сохранения лесных массивов и экологии	Дата проведения: 24.09.2009 – 25.09.2009	Город: Аугсбург, Германия Место проведения: Messezentrum Augsburg	www.exponet.ru
<b>LAPS 2009</b> 20-я Международная латиноамериканская нефтегазовая выставка	Дата проведения: 13.10.2009 – 15.10.2009	Город: Маракайбо, Венесуэла	www.expoclub.ru
<b>OIL &amp; GAS TECHNOLOGY INDONESIA 2009</b> 7-я Международная выставка технологий разведки и добычи нефти и газа	Дата проведения: 14.10.2009 – 17.10.2009	Город: Джакарта, Индонезия	www.expoclub.ru
<b>OGS 2009</b> 17-я Международная выставка нефтегазовой, нефтехимической промышленности береговой и шельфовой зон стран Залива	Дата проведения: 27.10.2009 – 29.10.2009	Город: Дубай, ОАЭ	www.expoclub.ru
<b>wire Southeast ASIA 2009</b> 2-я Международная выставка по проволоке и кабелю в ЮВА	Дата проведения: 16.10.2009 – 18.10.2009	Город: Бангкок, Таиланд	www.expoclub.ru
<b>IEE 2009</b> 10-я Международная выставка по электроэнергетике Ирана Энергетика. Электроника и электроэнергетика	Дата проведения: 29.10.2009 – 01.11.2009	Город: Тегеран, Иран	www.expoclub.ru
<b>Saigon Electricity Expo 2009</b> Международная электроэнергетическая выставка Вьетнама	Дата проведения: 29.10.2009 – 31.10.2009	Город: Хошимин, Вьетнам	www.expoclub.ru
<b>WGC 2009</b> 24-я Всемирная газовая конференция и выставка	Дата проведения: 05.10.2009 – 09.10.2009	Город: Буэнос-Айрес, Аргентина	www.expoclub.ru
<b>Среда и энергия</b> 5 - я Международная выставка	Дата проведения: 15.10.2009 – 18.10.2009	Город: Рига, Латвия	www.ex-po.ru

# О ВВЕДЕНИИ В ДЕЙСТВИЕ ТЕХНИЧЕСКОГО КОДЕКСА УСТАНОВИВШЕЙСЯ ПРАКТИКИ «ПРАВИЛА ТЕХНИЧЕСКОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК ПОТРЕБИТЕЛЕЙ»

В соответствии со ст. 18 Закона Республики Беларусь от 5 января 2004 года «О техническом нормировании и стандартизации», п.п. 4.8 и 6 Положения о Министерстве энергетики Республики Беларусь, утвержденного постановлением Совета Министров Республики Беларусь, Министерство энергетики своим постановлением от 20 мая 2009 года утвердило и ввело в действие с 1 сентября 2009 года технический кодекс установившейся практики (ТКП) «Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей» (далее – Правила).

Данный ТКП зарегистрирован в Госстандарте 2 июня 2009 года и внесен в реестр Государственной регистрации под № 513. ТКП заменяет действовавшие в нашей республике Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей (утверждены Минэнерго СССР в 1986 году) и устанавливает правила и нормы рациональной эксплуатации электроустановок, содержания их в исправном состоянии с целью обеспечения надежной и безопасной работы.

Обеспечение правильной и грамотной эксплуатации электрооборудования, его исправное техническое состояние – залог безопасности обслуживающего персонала. Настоящий технический кодекс установившейся практики распространяется на все организации, независимо от форм собственности и организационно-правовых форм, индивидуальных предпринимателей и граждан – владельцев электроустановок (далее – потребители). Он включает в себя требования к потребителям, эксплуатирующим действующие электроустановки напряжением до 330 кВ включительно. ТКП не распространяется на электроустановки электрических станций, филиалы электрических и тепловых сетей

ГПО «Белэнерго», которые эксплуатируются в соответствии с Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей.

Правила обязательны для работников, которые осуществляют функции управления, регулирования режимов электропотребления, эксплуатацию технологических электроустановок, надзор за электроустановками, эксплуатацию электроустановок потребителей, а также предприятий, учреждений и организаций всех форм собственности, которые выполняют научно-исследовательские, проектно-конструкторские и проектные работы, изготовление, монтаж, наладку, испытание, диагностику и ремонт электроустановок потребителей. Невыполнение требований настоящих Правил влечет ответственность в соответствии с нормативными правовыми актами Республики Беларусь.

При разработке кодекса учтен опыт зарубежных и отечественных разработчиков Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей России, Украины, Казахстана.

В ТКП внесены новые разделы и главы, такие как нормативные ссылки, термины и определения, приемка в эксплуатацию электроустановок, безопасная эксплуатация, производственная санитария и экология. ТКП определяет следующие обязанности потребителя (физического, юридического лица или индивидуального предпринимателя, использующих электрическую энергию):

- содержание электроустановок в рабочем состоянии и их эксплуатация согласно требованиям настоящих Правил, инструкций и других технических нормативных правовых актов (ТНПА);
- соблюдение заданных энергоснабжающей организацией режимов электропотребления и выработки электрической энергии, а также



**В. И. КЛЯВЗА,**  
начальник управления  
Госэнергонадзора и  
ОТ Минэнерго – Главный  
государственный инспектор  
по энергетическому надзору  
Республики Беларусь

- договорных условий потребления электрической энергии и мощности;
- выполнение мероприятий по подготовке электроустановок предприятия к работе в осенне-зимний период;
- рациональное использование электрической энергии;
- учет потребленной (вырабатываемой) электрической энергии и мощности;
- своевременный и качественный ремонт электроустановок;
- расследование, учет и анализ нарушений в работе электроустановок;
- расследование, учет и анализ несчастных случаев, связанных с эксплуатацией электроустановок, и принятие мер по устранению причин их возникновения;
- обеспечение безопасности эксплуатации электроустановок;
- проведение обучения и проверки знания настоящих Правил, ПУЭ, Правил пожарной безопасности, других ТНПА, производственных (должностных и эксплуатацион-

ных) инструкций, а также регулярное проведение инструктажей электротехнического персонала;

- охрана окружающей среды;
- проведение профилактических испытаний электроустановок;
- проведение измерений потребления электрической энергии и мощности в установленный энергоснабжающей организацией характерный режимный день летнего и зимнего периодов, предоставление в установленные сроки суточных режимных графиков энергоснабжающей организации;
- постоянный контроль за графиком потребления энергии; разработка мероприятий по регулированию суточного графика электрической нагрузки, снижению предельных величин потребления электрической мощности в часы максимума нагрузки сети энергоснабжающей организации;
- выполнение графика ограничения потребления электрической энергии, мощности и аварийного отключения потребителей; разработка мероприятий по снижению потребления электрической энергии и мощности;
- разработка должностных, производственных инструкций, инструкций по охране труда и пожарной безопасности для работников энергетических служб;
- ведение документации по электрохозяйству;
- предоставление информации по требованию органов Госэнергонадзора и выполнение предписаний в установленные сроки.

Техническим кодексом установленной практики конкретизированы требования к лицу, ответственному за электрохозяйство, а у потребителей, не занимающихся производственной деятельностью, электрохозяйство которых включает в себя только вводное (вводно-распределительное) устройство, осветительные установки, электрооборудование номинальным напряжением не выше 400 В и присоединенной мощностью не более 30 кВт, ответственный за электрохозяйство может не назначаться. В этом случае ответственность за безопасную эксплуатацию электроустановок руководитель потребителя может возложить на себя. Для этого он должен пройти инструк-

таж, процедуру присвоения группы по электробезопасности и оформить соответствующее заявление-обязательство в территориальном органе Госэнергонадзора (приложение А).

Эксплуатация электроустановок с напряжением свыше 1000 В, владельцами которых являются граждане, разрешается специально подготовленному персоналу юридических лиц или индивидуальным предпринимателям на основании договора о предоставлении услуг по обслуживанию электроустановок.

Индивидуальные предприниматели и персонал юридического лица, выполняющие по договору техническое обслуживание электроустановок, проводящие в них монтажные, наладочные, ремонтные работы, испытания и измерения, должны проходить проверку знаний в установленном порядке и иметь соответствующую группу по электробезопасности.

Лицо, ответственное за электрохозяйство, обязано:

- организовать разработку и ведение необходимой документации по вопросам организации эксплуатации электроустановок;
- организовать обучение, инструктирование, проверку знаний и допуск к самостоятельной работе электротехнического персонала;
- организовать безопасное проведение всех видов работ в электроустановках, в том числе с участием командированного персонала;
- обеспечить своевременное и качественное выполнение технического обслуживания, планово-предупредительных ремонтов и профилактических испытаний электроустановок;
- организовать проведение расчетов норм электропотребления и потребности потребителя в электрической энергии (мощности) и осуществлять контроль за ее расходованием;
- участвовать в разработке и реализации мероприятий по рациональному потреблению электрической энергии;
- контролировать наличие, своевременность проверок и испытаний средств защиты в электроустановках, а также наличие средств пожаротушения и инструмента;
- обеспечить установленный порядок допуска в эксплуатацию и

подключения новых и реконструированных электроустановок;

- организовать оперативное обслуживание электроустановок;
- контролировать или самостоятельно обеспечивать правильность допуска персонала строительного-монтажных и специализированных организаций к работам в действующих электроустановках и в охранной зоне линий электропередачи.

Лица, ответственные за электрохозяйство, несут ответственность за правильный подбор электротехнического персонала.

Значительное внимание в ТКП уделено требованиям к персоналу и его подготовке, особенностям подготовки оперативного, оперативно-ремонтного и ремонтного персонала, разработке программ подготовки, проведению практического обучения на рабочем месте, стажировке и дублированию оперативного персонала, а также проведению противоаварийных и противопожарных тренировок. Подробно рассмотрены вопросы приемки экзаменов, допуска к самостоятельной работе в электроустановках, а также к работе, проводимой с персоналом для поддержания его квалификации на требуемом уровне.

Важное место в организации эксплуатации электроустановок отводится ведению технической документации с конкретизацией в целом по потребителю, по цехам и производственным участкам, рабочим местам оперативного персонала.

Правилами конкретизирован порядок приемки в эксплуатацию законченных строительством или реконструированных электроустановок, проведения пуско-наладочных работ, а также подключения их к электрической сети.

Надежная и безопасная работа оборудования во многом зависит от управления электрохозяйством. В Правилах определены основные функции системы управления, порядок организации оперативно-диспетчерского управления, выполнения переключений в электроустановках, а также сложных переключений с применением бланков переключений.

В ТКП введена новая глава по автоматизированным системам управления электрохозяйством (АСУЭ),

которые предназначены для решения вопросов диспетчерского, технологического и организационного управления. В ней определены задачи, состав технических средств АСУЭ, а также организация технического обслуживания.

В последние годы у потребителей электроэнергии появились свои технологические электростанции, мощность которых (как, например, в Гродненской области) соизмерима с мощностью энергосистемы. На крупных котельных потребителей установлены паротурбинные установки. Мощные газопоршневые установки по выработке электроэнергии с утилизацией тепла уходящих газов, рубашки охлаждения двигателей и охлаждения смазки работают в ОАО «Гродно-Химволокно», РУП «Производственное объединение «Беларуснефть», НПО «Интеграл» и ряде других предприятий. Мощные газотурбинные установки установлены на Полоцком нефтеперерабатывающем заводе, РУП «Белорусский цементный завод», ОАО «Гродно-Азот», где наряду с выработкой электроэнергии утилизируется тепло уходящих газов. Появились биогазовые установки на больших животноводческих комплексах, где отходы животноводства перерабатываются в газообразное топливо, которое может использоваться для прямого сжигания в котлоагрегатах или в газопоршневых установках в целях получения тепла и электрической энергии.

В связи с развитием энергетики потребителей в ТКП включен отдельный подраздел по вопросам эксплуатации генераторов и синхронных компенсаторов, а также расширено приложение Б «Нормы и объем испытаний электрооборудования», где рассмотрены вопросы организации эксплуатации генераторов и синхронных компенсаторов, выполненных на напряжение до 20 кВ и единичной мощностью до 63 МВА.

Вопросы организации эксплуатации реакторов с масляной системой охлаждения, которые находят в энергетике все более широкое распространение и схожи с трансформаторами, отражены в расширенном подразделе «Силовые трансформаторы и реакторы».

Проблемы организации эксплуатации воздушных линий электро-

передачи во многом схожи с теми, которые возникают при эксплуатации токопроводов. Вместе с тем они имеют свои особенности, которые рассмотрены в разделе «Воздушные линии электропередачи и токопроводы».

Релейная защита, электроавтоматика, телемеханика и вторичные цепи имеют важнейшее значение при защите первичного оборудования от работы в нерасчетных режимах, автоматическом отключении поврежденных элементов от остальных неповрежденных элементов электрической системы, реагировании на опасные ненормальные режимы работы элементов и всей системы в целом, автоматическом восстановлении нормальной работы энергосистемы, обеспечении безопасности обслуживающего персонала. Данный раздел ТКП существенно расширен по сравнению с ранее действовавшими правилами, значительное внимание уделено оперативному току, приемке в эксплуатацию, ведению технической документации, организации эксплуатации новых устройств релейной защиты и автоматики, выполненных на микроэлементной и микропроцессорной базе. Разработано и впервые включено в ТКП новое приложение В «Объем и нормы технического обслуживания устройств релейной защиты, электроавтоматики, дистанционного управления и сигнализации электроустановок 0,4–330 кВ». Нормы обязательны для работников, занимающихся наладкой и эксплуатацией устройств релейной защиты и электроавтоматики (РЗА) электроустановок потребителей. Ими определяются виды, периодичность, программы и объемы технического обслуживания устройств РЗА, дистанционного управления и сигнализации, высокочастотных каналов релейной защиты, трансформаторов тока и напряжения.

В приложении В рассмотрены основные виды защит, находящиеся в эксплуатации у потребителей. При проведении реконструкции или строительстве электроустановок и применении новых видов первичного оборудования, устройств РЗА обязательно необходимо убедиться в их соответствии техническим

нормативным правовым актам Республики Беларусь, по возможности получить консультации в компетентных организациях, органах Госэнергонадзора, так как электроустановки отнесены к источникам повышенной опасности.

Электрооборудование (за исключением бытового) не подлежит обязательной сертификации в Беларуси и иногда ввозится в республику или выпускается нашими производителями с грубейшими нарушениями требований ТНПА, что приводит к пожарам, гибели людей и животных. В связи с этим ужесточены требования по испытаниям к отдельному оборудованию, находящемуся в процессе наладки или эксплуатации. Это относится в первую очередь к автоматическим выключателям и устройствам защитного отключения.

Заземляющие устройства и защитные проводники в процессе эксплуатации обеспечивают электробезопасность и технологический процесс передачи электроэнергии. Исходя из предназначения, заземляющие устройства разделяются на защитные заземления и рабочие заземления, а проводники в свою очередь – на нулевые защитные проводники и нулевые рабочие проводники. Одна из глав настоящего ТКП распространяется на виды заземляющих устройств, системы уравнивания потенциалов и нулевые защитные проводники, определяет порядок организации эксплуатации, ведение документации, объем и нормы испытаний.

Отдельные главы Правил отведены технологическим электростанциям потребителей (ТЭП), переносным и передвижным электроприемникам. К ТЭП относятся стационарные и передвижные источники электрической энергии установленной мощностью до 100 МВт с единичной мощностью до 50 МВт. ТЭП используются в качестве основных, пиковых, резервных и аварийных источников питания электроприемников потребителей.

К эксплуатации допускаются ТЭП, соответствующие требованиям ТНПА Республики Беларусь, на которых в полном объеме смонтировано оборудование, устройства РЗА, контрольно-измерительные

приборы и сигнализация, выполнены технические условия энергоснабжающей организации на присоединение ее к сети. Допуск в эксплуатацию ТЭП осуществляют органы Госэнергонадзора.

Двойную опасность представляет собой эксплуатация электроустановок во взрывоопасных зонах, поэтому в ТКП включена глава по эксплуатации таких установок, а в приложении Г приводятся характеристики соединений взрывозащитного электрооборудования.

Как видно из сказанного, действовавшие ранее Правила технической эксплуатации электроустановок пре-

терпели значительные изменения. Интеграция в мировую экономику требует постоянного обновления ТНПА республики, и для того, чтобы техническая эксплуатация электроустановок потребителей соответствовала современным требованиям, необходимо обращаться не только к вновь вводимым Правилам, но и к нормативной базе Госстандарта Республики Беларусь, которая занимает одну из передовых позиций среди стран СНГ. ТКП является лишь концентрацией тех положений, которые содержатся в СТБ, ГОСТах, МЭК, инструкциях и других нормативных актах.

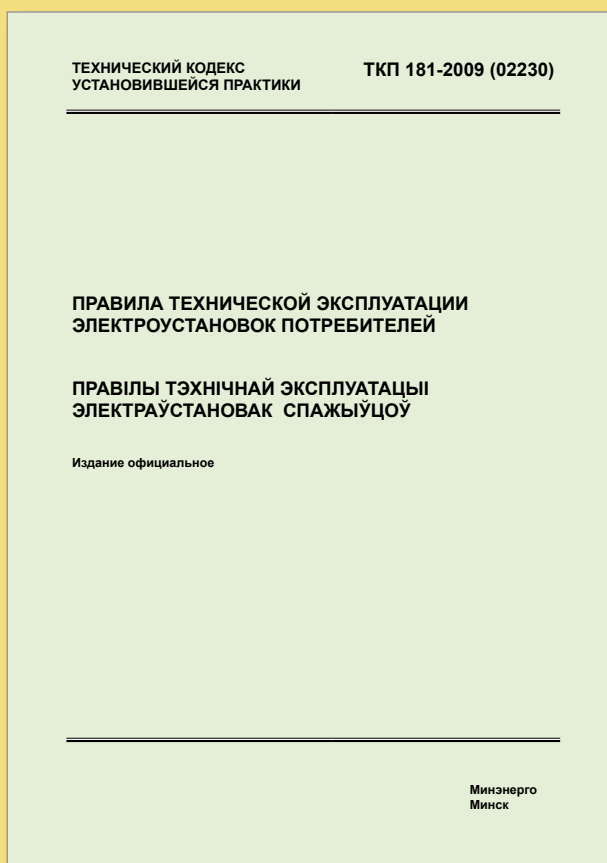
Вводу в действие ТКП должна предшествовать работа, которую обязаны проделать руководители организаций, лица, ответственные за электрохозяйство, по внесению изменений в локальные ТНПА и НПА организаций, изучению ТКП персоналом, проведению экзаменов, введению в соответствие с новым кодексом технической и оперативной документации как в организациях, так и на рабочих местах. Органам государственного управления также необходимо унифицировать свои ТНПА и НПА при использовании ими норм ранее действовавших Правил с вновь вводимым ТКП.

## ТЕХНИЧЕСКИЙ КОДЕКС УСТАНОВИВШЕЙСЯ ПРАКТИКИ

ТКП 181-2009 (02230)

# «ПРАВИЛА ТЕХНИЧЕСКОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК ПОТРЕБИТЕЛЕЙ»

**Вводится впервые с 1 сентября 2009 года взамен «Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей», утвержденных приказом Министерства энергетики СССР от 15 июня 1989 года № 347**



- Документ утвержден постановлением Министерства энергетики Республики Беларусь 20 мая 2009 года № 16 и зарегистрирован в Госстандарте Республики Беларусь 2 июня 2009 года № 513.
- Технический кодекс распространяется на все организации, независимо от форм собственности, индивидуальных предпринимателей и граждан – владельцев электроустановок и содержит требования к потребителям, эксплуатирующим действующие электроустановки напряжением до 330 кВ включительно.
- Настоящий технический нормативно-правовой акт не может быть воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения Министерства энергетики Республики Беларусь

По заказу Министерства энергетики Республики Беларусь выпуск и обеспечение ТКП «Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей» осуществляет ОАО «Энергетическая стратегия».

Объем издания 330 страниц, цена одного экземпляра 39 530 рублей, в том числе НДС (18 %) 6 030 рублей.

**По вопросам приобретения книги обращайтесь по тел.: 017 293 46 82, 293 47 18  
Наш адрес: 220029, г. Минск, ул. Чичерина, 19**

# ПРОБЛЕМЫ И ЗАДАЧИ ПРОВЕДЕНИЯ ОСЕННЕ-ЗИМНЕГО ПЕРИОДА В БРЕСТСКОЙ ОБЛАСТИ

Каждый отопительный сезон – это проверка на прочность энергоснабжающих организаций, которые имеют на балансе теплоисточники, тепловые сети, а также потребителей тепловой энергии, эксплуатирующих системы отопления, вентиляции, горячего водоснабжения. Качество проведенной подготовки, как правило, находит прямое отражение при наступлении пусть не очень жесткой, но коварной белорусской зимы с ее постоянными перепадами температуры, редкими и сильными морозами, частыми оттепелями, снегопадами, дождями и другими сюрпризами природы.



**О.В. ДЕЙКО**, заместитель начальника энергоинспекции филиала «Энергонадзор» РУП «Брестэнерго»

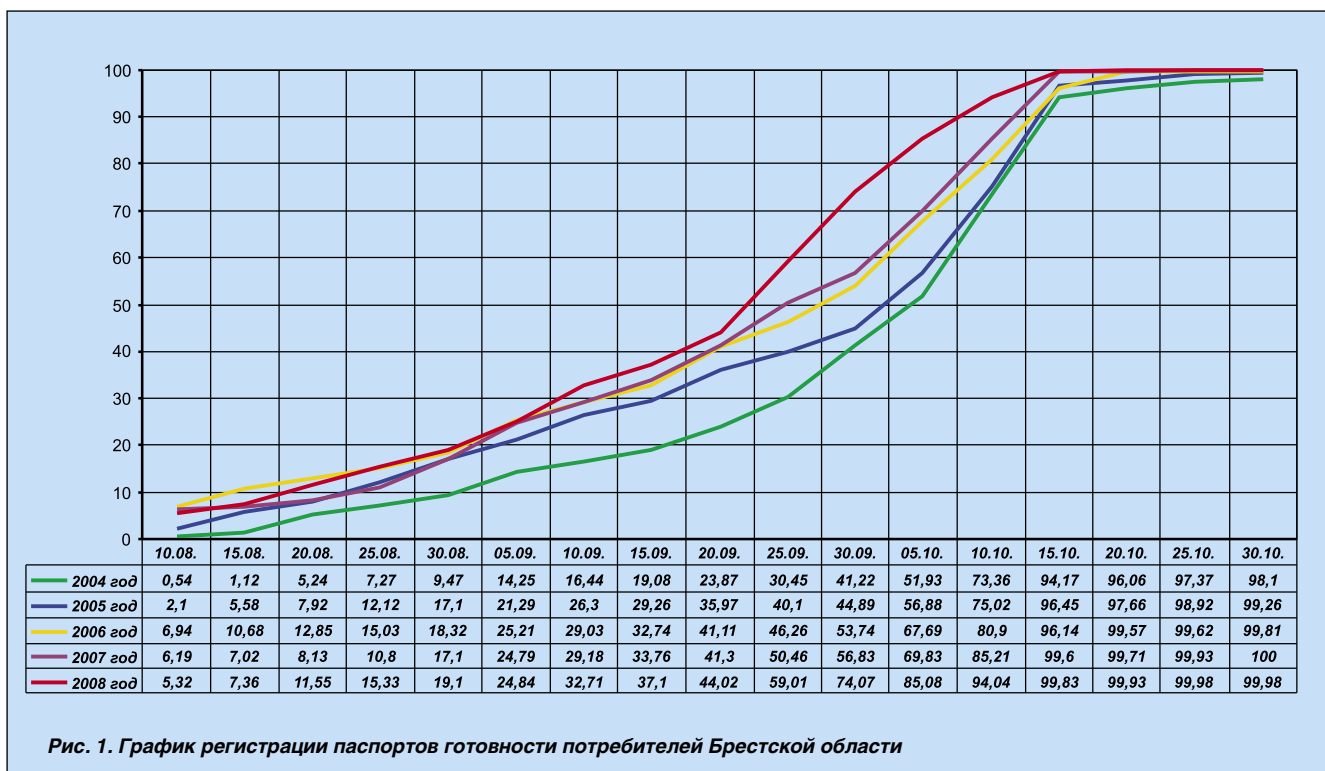
Контроль со стороны органов исполнительной власти за качеством проведения работ по подготовке предприятий и организаций к работе в осенне-зимний период (ОЗП) постоянно усиливается. Как на республиканском, областном уровне, так и в каждом районе работают штабы по подготовке к ОЗП, ежегодно разрабатываются графики подготовки к ОЗП юридических лиц, которые утверждаются председателями городских и районных исполнительных комитетов. Вместе с тем необходимо отметить, что не всегда выдерживаются согласованные сроки работы комиссии. Это затрудняет работу инспекторов

энергонадзора в составе комиссий по проверке готовности оборудования к работе в ОЗП. Кроме того, по-прежнему большинство предприятий начинают подготовку к зиме, когда уже чувствуется ее дыхание. Это обусловлено психологией и нашим менталитетом, но перестроиться под новые требования времени придется. И лучше, если это произойдет раньше.

Корректировка графиков подготовки к ОЗП инспекцией энергонадзора допускается на основании писем предприятий и при условии выполнения на теплоиспользующих установках и тепловых сетях трудозатратных работ, при переносе сроков финансирования

и по другим объективным причинам, возникающим в процессе подготовки к ОЗП. Корректировка возможна в пределах сроков, установленных законодательными актами.

Паспорта готовности теплоисточника и потребителя тепловой энергии являются основными документа-



ми, характеризующими подготовку предприятия или организации к работе в осенне-зимний период. Регистрация паспорта в Госэнергонадзоре свидетельствует о готовности системы теплопотребления к зиме. По состоянию на 15 октября 2008 года (позже этой даты регистрация паспортов готовности не допускается) по Брестской области готовность потребителей составила 99,83 %, теплоисточников – 99,82 % при соответствующих показателях в республике 98,34 % и 99,15 %.

С введением в действие в 2003 году Правил подготовки и проведения осенне-зимнего периода энергоснабжающими организациями и потребителями тепловой энергии в Республике Беларусь (Правила ОЗП) происходит ежегодное ускорение темпов подготовки как потребителей, так и теплоисточников, что видно из графиков регистрации паспортов готовности в Брестской области, представленных на рис.1, 2.

Всего в Брестской области по состоянию на 15 октября 2008 года не были зарегистрированы в органах Госэнергонадзора паспорта готовности пяти потребителей и двух теплоисточников. Причины невыполнения требований Правил ОЗП на этих предприятиях субъективны.

Так, руководитель ОАО «Теплицмонтаж» (г. Брест) считал, что на его

предприятие не распространяется действие Правил подготовки к ОЗП, так как у предприятия негосударственная форма собственности и собственный источник теплоснабжения.

КУТП «Пина» (г. Пинск) было выставлено на торги, соответственно, работы по подготовке к ОЗП не были проведены своевременно. Решением местных властей провести подготовку было поручено КУП «ЖКХ г. Пинска». Работы были закончены 16 октября 2008 года. Акт готовности зарегистрирован в этот же день.

Несвоевременно были проведены испытания систем отопления и другие работы по подготовке к ОЗП в КУП «Дрогичинский РКБО». Работы были закончены позже сроков, установленных законодательными документами. Акт готовности зарегистрирован 20 октября 2008 года.

В Жабинковском райПО не были своевременно проведены испытания систем отопления и другие работы по подготовке к ОЗП на 19 объектах, в числе которых универсам, ресторан «Радуга» г. Жабинка, торговый центр пос. Ленинский и др. Акт готовности зарегистрирован 16 октября 2008 года.

Не были своевременно проведены работы по подготовке к ОЗП в ОАО «Линовский крахмальный завод» КУП «Флодоощпрот» Пружанского района. При проверке было выявлено

неудовлетворительное состояние тепловой изоляции. Акт готовности зарегистрирован 24 октября 2008 года.

После реконструкции не был допущен в эксплуатацию теплоисточник РУСП «Птицефабрика «Медновская». Котлы не были зарегистрированы в промнадзоре. На настоящий момент котельная работает без допуска Госэнергонадзора.

Кодекс об административных правонарушениях Республики Беларусь (ст. 20.11) предусматривает ответственность за непринятие мер по подготовке теплоиспользующего оборудования для работы в осенне-зимний период в виде наложения штрафа в размере от четырех до двадцати базовых величин, на индивидуального предпринимателя – до ста базовых величин, а на юридическое лицо – до пятисот базовых величин. В соответствии с данной статьей государственными инспекторами в Брестской области было составлено 5 протоколов, согласно которым привлечены к административной ответственности должностные лица РУСП «Птицефабрика «Медновская», «Жабинковское райПО», ОАО «Линовский крахмальный завод», КУП «Дрогичинский РКБО» и ОАО «Теплицмонтаж».

Благодаря качественной и своевременной подготовке энергоснабжение потребителей Брестской области на протяжении практически всего

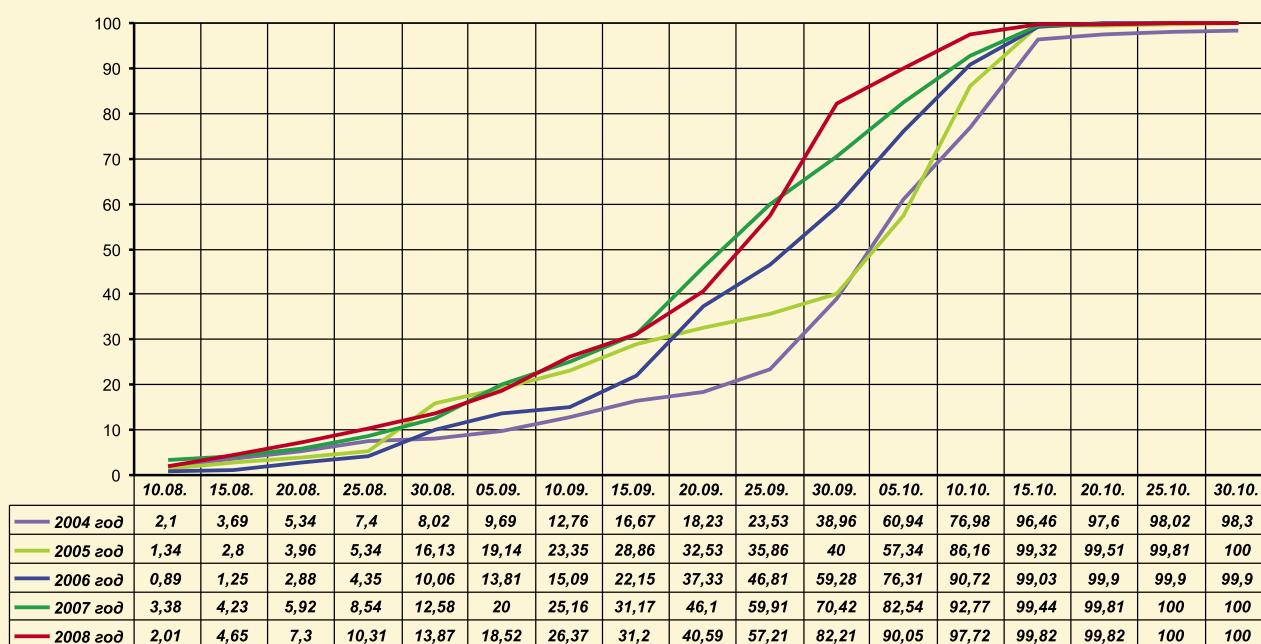


Рис. 2. График регистрации паспортов готовности теплоисточников Брестской области

осенне-зимнего периода было стабильным и бесперебойным. Отдельные форсмажорные ситуации в ходе сезона носили локальный характер и устранялись эксплуатирующими организациями за счет собственных средств и в нормативные сроки.

Как наиболее существенные можно отметить два нарушения теплоснабжения в Брестской области.

Так, в ноябре 2008 года при включении отопления г. Бреста в системы теплоснабжения жилых домов центральной части города и юго-восточного микрорайона попал воздух, в результате чего была нарушена нормальная работа систем. Это произошло из-за несогласованности действий энергоснабжающей организации и жилищно-эксплуатационных служб: ввиду резкого похолодания жилые дома подключались к системе теплоснабжения без разработанной программы и в течение короткого периода времени. В Брестском горисполкоме был создан штаб по ликвидации чрезвычайной ситуации. На теплоисточниках были подняты температура и давление теплоносителя выше расчетных и организована постоянная деаэрация сетевой воды. После удаления воздуха из системы через воздушники на стояках жилых домов, в центральных тепловых пунктах и на теплоисточниках нормальный режим теплоснабжения был восстановлен.

9 марта 2009 года вследствие ошибки персонала КУМПП «Ивановское ЖКХ» произошло резкое повышение давления в тепловой сети котельной № 3 г. Иваново. В результате были повреждены стальные радиаторы отопления в 23 квартирах 9 многоквартирных жилых домов. Полностью от системы теплоснабжения на несколько часов был отключен один жилой дом, в котором вышли из строя 13 радиаторов. В остальных домах оказались поврежденными 1–2 радиатора, которые были отключены в квартирах либо на стояках. Повреждения полностью ликвидированы в течение суток. В результате работы комиссии по расследованию данное нарушение теплоснабжения классифицировано как отказ I степени.

При всех указанных повреждениях имел место только материальный ущерб. Но становится очевидным, что от готовности теплоисточников,

тепловых сетей, систем теплопотребления напрямую зависят не только надежность работы оборудования в отопительный период, но и здоровье и благополучие людей.

Проблемы подготовки к ОЗП можно разбить на две категории. Первая – это точечные, текущие, связанные с несвоевременной подготовкой отдельных объектов, решение которых не требует больших капиталовложений и затрат времени. Ко второй категории можно отнести проблемы, требующие серьезных экспертных, проектных решений и, как следствие, вложения денежных средств.

Существенной проблемой видится то, что многие газовые котельные, отапливающие жилищный фонд и объекты социальной сферы, не имеют резервного топлива (оно не предусмотрено проектом). В Брестской области таких теплоисточников 212. Среди них имеются весьма крупные и ответственные – к примеру, котельная ПРУП «Брестский ЭТЗ» (отопление микрорайона «Березовка» г. Бреста), 10 котельных КУПП «Брестское котельное хозяйство» (в том числе котельная Брестской областной больницы), котельная ПРУТП «Гатча-Осовское» (отопление пос. Ленинский, причем предприятие торфоперерабатывающее) и др. Для принятия решения по этому вопросу необходимо всестороннее рассмотрение работы каждого теплоисточника в отдельности и внесение изменений в проектную документацию.

Еще можно отметить проблему по обслуживанию тепловых сетей и узлов ввода в жилых домах, подключенных к централизованным системам теплоснабжения и находящихся на балансе физических лиц. В Брестской области (города Брест, Барановичи, Пинск, Белоозерск) таких жилых домов 402 (заключены 555 договоров с физическими лицами). Так как при приватизации всех квартир в малоквартирном жилом доме жилищно-эксплуатационные организации снимают с баланса все здание, количество абонентов

– физических лиц постоянно растет. Испытания и другие профилактические работы по подготовке к ОЗП в таких домах не проводятся, Правила ОЗП на физических лиц не распространяются, следовательно, паспорта готовности они не оформляют. Тем не менее в случае порыва на узле ввода в частном доме возможно нарушение работы системы теплоснабжения всего города. Об этом факте Брестский энергонадзор неоднократно ставил в известность местные органы исполнительной власти и предлагал предприятиям ЖКХ заключить с физическими лицами, имеющими тепловые сети и (или) узлы ввода, договоры на обслуживание систем теплоснабжения и при подготовке к ОЗП проводить весь комплекс работ, составляя на эти здания акты готовности. Решение по этому вопросу, по крайней мере в Брестской области, не принято.

Также в городах Брестской области имеются участки тепловых сетей, владельцы которых не установлены либо отказываются их обслуживать, так называемые «бесхозные» сети, которыми до момента их повреждения никто не занимается.

Основными причинами «бесхозности» сетей являются:

- отказ от централизованного теплоснабжения, при этом без обслуживания остаются участки внутриквартальных сетей от магистрали до места врезки других потребителей;
- ситуации, когда участки тепловых сетей, строившихся к ведомственным жилым домам, детским садам и прочим объектам, при передаче зданий на баланс специализированных организаций не были выде-



**Рис. 3. В тепловом пункте больницы скорой помощи г. Бреста работает комиссия по проверке готовности к ОЗП**

лены из общей стоимости объекта, не были переданы на баланс вместе со зданием либо на баланс другой эксплуатирующей организации;

- отказ от эксплуатации в связи с отсутствием персонала и возможностей (в том числе владельцев участков сетей, построенных физическими лицами к частным домовладениям).

Энергонадзор принимает меры, которые могут лишь обозначить данную проблему. По трем участкам тепловых сетей в г. Бресте, владельцы которых отказались от права собственности на них, энергонадзор и Брестские тепловые сети обращались в Брестский горисполком по вопросу определения собственника данных сетей, но решение не принято. На сегодняшний день эти участки при необходимости обслуживаются Брестскими тепловыми сетями РУП «Брестэнерго». В г. Барановичи по результатам обращений энергонадзора данные участки тепловых сетей Барановичский горисполком своим решением в отопительный период 2008/2009 года поручил обслуживать КУПП «Барановичкоммунтеплосеть». Однако на постоянный период хозяин сетей так и не определен. Наиболее простое решение данной проблемы состоит в передаче сетей в коммунальную собственность в соответствии со ст. 226 Гражданского кодекса Республики Беларусь, согласно которой бесхозяйное недвижимое имущество должно приниматься на учет органом, осуществляющим государственную регистрацию недвижимого имущества, а по истечении трех лет со дня постановки бесхозяйного имущества на учет орган, уполномоченный управлять коммунальным имуществом, может обратиться в суд с требованием о признании права коммунальной собственности на это имущество.

Необходимо также обратить внимание на наличие в городах участков внутриквартальных тепловых сетей, находящихся на балансе управлений капитального строительства горисполкомов и райисполкомов. В связи с тем что УКС не имеют в штате обслуживающего персонала, способного эксплуатировать сети, необходимо принимать меры по передаче этих участков на баланс специализированных организаций, пока они исправны.

Сильные морозы и резкие колебания температуры наружного воздуха проверяют работу системы теплоснабжения на прочность, а длительные оттепели – на экономичность. Особенно заметны потери тепла при работе централизованных систем теплоснабжения. При повышении температуры выше уровня нижней срезки температурного графика начинают ак-

тивно срабатывать автоматические системы регулирования отопления и горячего водоснабжения. При неисправности автоматических регуляторов происходят «перегревы» помещений и завышение температуры обратной сетевой воды, что приводит к росту потерь тепловой энергии. В целях повышения экономичности работы энергосистемы в течение отопительного сезона 2008/2009 года инспекцией энергонадзора проводился мониторинг работоспособности автоматических регуляторов систем отопления и горячего водоснабжения. При проведении проверок выявлено 114 неисправных регуляторов, по предписаниям Госэнергонадзора отремонтировано 110. Согласно Инструкции о порядке расчета потерь тепловой энергии в теплоустановках и тепловых сетях потребителей, выявляемых органами Госэнергонадзора Республики Беларусь при проведении обследований, потери тепловой энергии при отсутствии (неисправности) приборов автоматического регулирования определяются в размере 15 % от фактического расхода тепловой энергии. С начала отопительного сезона согласно выполненным расчетам неэффективное потребление тепловой энергии из-за неработоспособности систем регулирования у потребителей Брестской области составило более 3190 Гкал в месяц. Основные неисправности – выход из строя регулирующего клапана или блока управления. Нарушения в работе автоматических регуляторов выявлялись инспекторами энергонадзора в основном в жилищно-строительных кооперати-



Рис. 4. Тепловой пункт спорткомплекса «Виктория» (г. Брест)

вах, школах, детских садах, учреждениях здравоохранения, объектах культуры и других организациях, где обслуживающий персонал либо отсутствует, либо имеет недостаточную квалификацию, вследствие чего не может определить неработоспособность автоматики. Необходимо, чтобы все организации при установке приборов регулирования заключали долгосрочные договоры на обслуживание со специализированными предприятиями.

Решать названные проблемы необходимо начинать уже во время подготовки к предстоящему осенне-зимнему периоду. «Особенность предстоящего отопительного сезона в том, что экономика должна работать в условиях мирового финансового кризиса, поэтому наша задача – сберечь средства на местах», – об этом заявил Премьер-министр Республики Беларусь Сергей Сидорский на заседании Президиума Совмина, где обсуждались мероприятия по подготовке народного хозяйства республики к работе в осенне-зимний период 2009/2010 года. Он потребовал от руководителей народного хозяйства экономить средства, минимизировать расходы на местах за счет обновления основных фондов и применения энергосберегающих технологий, концентрировать ресурсы на подготовке объектов народного хозяйства к отопительному периоду.

Требования правительства должны найти отклик у людей, от которых непосредственно зависит ход подготовки к ОЗП на каждом предприятии, в каждой организации, в каждом жилом доме.

# О КАЧЕСТВЕННОМ РЕГУЛИРОВАНИИ РАСХОДА ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ В СИСТЕМАХ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Постановлением Министерства энергетики Республики Беларусь от 23 июня 2007 года № 26 были утверждены рекомендации по выбору схем теплоснабжения при строительстве домов и созданию, развитию и модернизации систем теплоснабжения в населенных пунктах. Ими определено, что при выборе схем теплоснабжения необходимо предусматривать строительство новых, развитие и модернизацию действующих источников тепловой энергии с применением комбинированного производства тепловой и электрической энергии, а также максимально использовать возможности комбинированной выработки энергии как одного из основных направлений энергосбережения в Республике Беларусь.

При строительстве новых микрорайонов, на территории которых существуют действующие теплоисточники, должны использоваться схемы централизованного теплоснабжения с выработкой электроэнергии на тепловом потреблении (подключение к тепловым сетям действующих ТЭЦ), а вновь создаваемый децентрализованный энергоисточник, размещаемый в зоне действия централизованной системы энергоснабжения (теплофикации), должен иметь равный или более высокий системный энергосберегающий эффект.

На этапе развития энергетики СССР при строительстве ТЭЦ наибольшее внимание уделялось производству электроэнергии. Теплопроводы от ТЭЦ имели недостаточно эффективную тепловую изоляцию. Подключение потребителей тепла к тепловым сетям осуществлялось без систем автоматического регулирования тепловой нагрузки, в лучшем случае с применением несовершенных регуляторов расхода прямого действия. В связи с этим отпуск тепловой энергии от теплоисточника производился по методу центрального качественного регулирования путем изменения температуры теплоносителя в зависимости от наружной температуры воздуха по единому для всех потребителей температурному графику с постоянной циркуляцией в сетях теплоснабжения. При разработке режима регулирования ориентировались на проектные данные и наиболее часто применяли температурный график центрального качественного регули-

рования +150/70 °С. Отсутствие или неэффективность действия регулирующих устройств у потребителей тепла на том этапе часто вызывало перерасход объема теплоносителя и приводило к росту температуры обратной сетевой воды.

Для повышения экономичности работы теплофикационного комплекса, а также в целях стимулирования потребителей и приведения режимов тепловой сети к расчетным значениям Правилами пользования тепловой энергией, изданными в 1982 году, предусматривалось, что «**потребитель, осуществляющий мероприятия, направленные на более полное использование тепла, получаемого от ТЭЦ, и снижающий тем самым температуру обратной сетевой воды ниже температуры, предусмотренной графиком, не оплачивает энергоснабжающей организации то количество тепловой энергии, которое он использовал за счет такого снижения**».

Центральное качественное регулирование не всегда удовлетворяет условиям отопления всех зданий, так как расчет температурного графика ведется по типовому абоненту и не учитывает особенности ограждающих конструкций зданий, их теплоустойчивость, расположение южных и северных фасадов, бытовые тепловыделения в жилых зданиях, дни, сопровождаемые дождями и ветрами, и т.д.

При централизованном теплоснабжении и смешанной тепловой нагрузке потребителей (отопление



**С. Ф. КРИВЕНКО**, заместитель начальника энергоинспекции филиала «Энергонадзор» РУП «Гомельэнерго» – старший государственный инспектор по энергетическому надзору



**Т. С. МАЦКО**, государственный инспектор по энергетическому надзору филиала «Энергонадзор» РУП «Гомельэнерго»

и горячее водоснабжение) температурный график качественного регулирования в закрытой системе теплоснабжения имеет два диапазона. Первый соответствует наружной температуре воздуха от -24 °С до точки излома при +2 °С (для г. Гомеля). В этот период необходимое количество тепла регулируется качеством воды, т.е. температурой, которая изменяется в подающей линии от +67 до +130 °С. Второй диапазон – от точки излома при тем-

пературе наружного воздуха +2 до +8 °С. В этот период температура подающей сетевой воды остается постоянной (+67 °С) для обеспечения подогрева горячей воды до +55 °С, что вызывает перегрев помещений и приводит к непроизводительным потерям тепла. Между тем по условиям отопительной нагрузки во втором периоде температура сетевой воды должна снижаться до +50 °С при температуре наружного воздуха +8 °С. В связи с этим центральное качественное регулирование следует дополнять местным и индивидуальным регулированием.

Учитывая концепцию теплоснабжения, основанную на сохранении принципов теплофикации, и фактически свершившийся переход от качественного к качественно-количественному регулированию во всем диапазоне температур наружного воздуха, необходимо модернизировать существующие системы отопления с целью оптимизации режимов теплотребления. Все более жесткие требования к энергосбережению, появление новых видов надежного регулирующего оборудования диктуют необходимость применения рациональных технических решений в отношении каждой отдельной системы теплотребления с учетом ее индивидуальных особенностей.

Внедрение эффективных систем авторегулирования тепловой нагрузки, установка их непосредственно в индивидуальных тепловых пунктах потребителей позволяют снизить максимальные параметры температуры воды в подающем трубопроводе с +150 до +120 °С, что улучшает условия эксплуатации трубопроводов тепловых сетей, выводя их из зоны температур активной коррозии, обеспечивает их надежность, а также позволяет рассмотреть возможность применения для обратных трубопроводов труб из полимерных материалов с доведением срока их службы до нормативных 25–30 лет.

Анализ работы систем централизованного теплоснабжения показывает, что основой качественного теплоснабжения и надежности эксплуатации является точность в распределении теплоносителя. Нарушение гидравлической устойчивости может привести к прекращению циркуляции воды в системах отопления или к поступлению сетевой воды в местную систему отопления с нерасчетными повышенными тем-

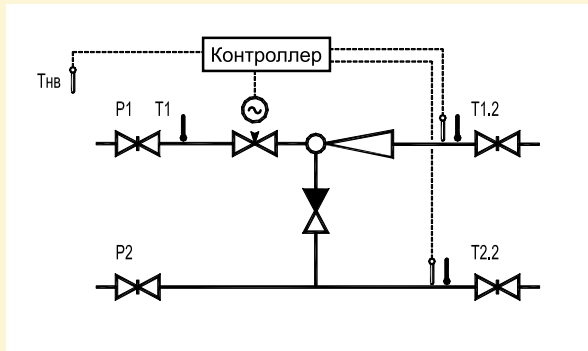
пературными параметрами (более +95 или +105 °С). Исходя из этого, филиал «Энергонадзор» РУП «Гомельэнерго» при рассмотрении и согласовании проектов на реконструкцию тепловых пунктов рекомендовал применять схемы с элеваторным узлом и дополнительным количественным регулированием и корректирующим насосом, обеспечив гидравлическую устойчивость системы теплотребления за счет эксплуатации существующего элеваторного присоединения к тепловым сетям. С данным подходом при выборе схем присоединения не соглашались разработчики проектов и организации-подрядчики, в том числе из г. Минска, предлагая выполнить демонтаж элеваторных узлов и применить системы автоматического регулирования с качественно-количественным регулированием потребления тепловой энергии (например, с применением трехходовых регулирующих клапанов).

Вместе с тем проведенный ГПО «Белэнерго» 5 и 6 января 2008 года эксперимент по снижению температуры сетевой воды от централизованных теплоисточников РУП-облэнерго в период прохождения низких температур наружного воздуха с верхней срезкой температурного графика на 100 °С показал правильность подхода к проблеме обеспечения гидравлической устойчивости системы теплоснабжения за счет эксплуатации элеваторного присоединения потребителей. Как отмечалось в материалах еженедельных селекторных совещаний ГПО «Белэнерго», режим работы, заданный условиями эксперимента, повлек за собой рост циркуляции теплоносителя и расхода электроэнергии на собственные нужды на всех теплоисточниках, за исключением систем теплоснабжения от централизованных теплоисточников РУП «Гомельэнерго», где была обеспечена гидравлическая устойчивость работы тепловых сетей и расход сетевой воды и электроэнергии на перекачку теплоносителя не изменился. По информации управления жилищно-коммунального хозяйства Гомельского облисполкома, в диспетчерские службы ЖКХ в этот период поступало незначительное количество обращений жителей по вопросу снижения нормативного температурного режима жилых помещений.

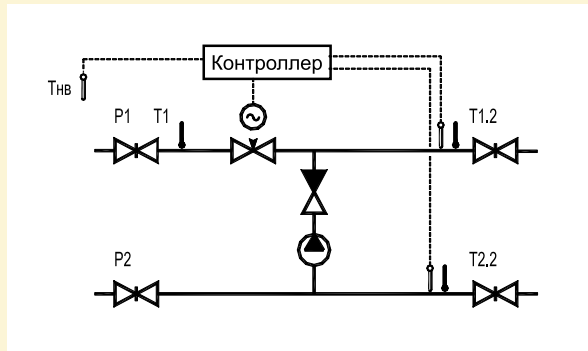
Проблемы, обусловленные ростом циркуляции теплоносителя, имели место в этот период в других городах республики. В системах отопления зданий, тепловые пункты которых были оборудованы электронными системами автоматизации с качественно-количественным регулированием с применением трехходовых клапанов, произошла гидравлическая разрегулировка из-за уменьшения коэффициента смешения и, соответственно, расход теплоносителя увеличился в 1,5 и более раз. Нарушения гидравлического режима зданий наиболее остро проявились в снижении располагаемых напоров и ухудшении теплоснабжения удаленных потребителей, которые в ряде случаев эксплуатировали местные системы отопления с дренированием обратной сетевой воды для улучшения теплообмена в отопительных приборах, что влекло за собой увеличение расхода сетевой воды на подпитку.

Безусловное выполнение требования филиала «Энергонадзор» РУП «Гомельэнерго» при оформлении актов и паспортов готовности к работе в ОЗП обеспечивать техническую готовность работы элеваторных присоединений, контроль за установкой и пломбированием на тепловых вводах потребителей расчетных сопел элеваторов позволили практически обеспечить расчетные расходы сетевой воды в системе теплоснабжения и предотвратили ее гидравлическую разрегулировку в г. Гомеле в январе 2006 года в период экстремально низких температур наружного воздуха. По предложению организаций ЖКХ температуру прямой сетевой воды на Гомельской ТЭЦ-1 и Гомельской ТЭЦ-2 в этот период не повышали более +105 °С из-за опасности повреждения участков коммунальных распределительных тепловых сетей. Анализ обращений потребителей показал, что только в отдельных случаях температура воздуха внутри жилых помещений временно опускалась на 2–3 °С ниже нормативной. В основном это происходило из-за неравномерного распределения теплоносителя в отдельных стояках и некоторых подъездах.

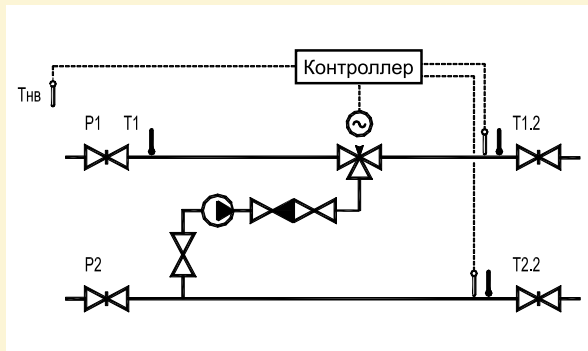
Рассмотрим вопросы местного регулирования и существующие схемы автоматического регулирования расхода тепла в системах теплотребления г. Гомеля, адаптированные к реальным условиям



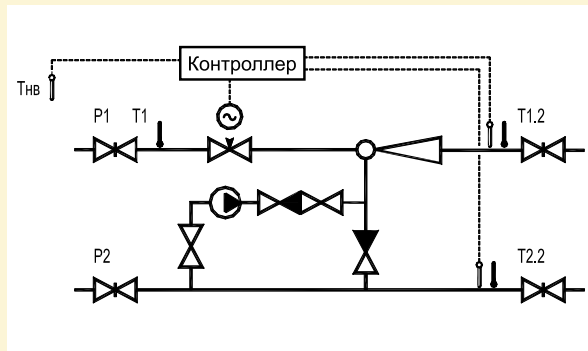
а



б

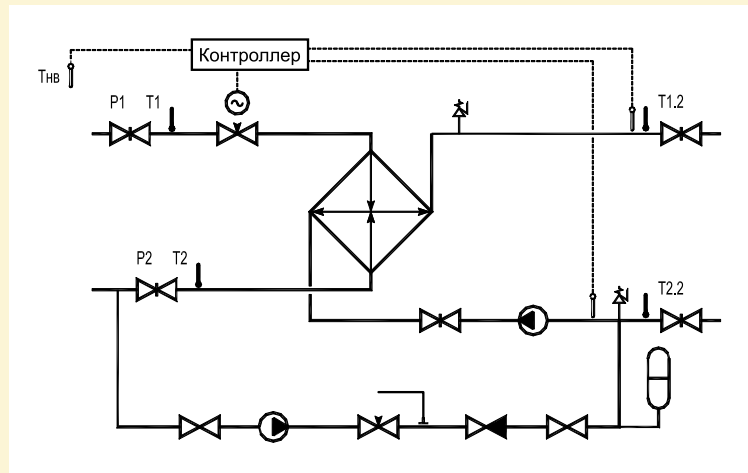


в



г

**Схемы автоматического регулирования расхода тепла в системах теплоснабжения**



д

централизованного теплоснабжения с переходом от качественного к качественно-количественному регулированию расхода тепловой энергии.

На рисунке (а) представлен способ автоматизации элеваторной схемы с двухходовым регулирующим клапаном на подающем трубопроводе. Режимы регулирования в рассматриваемой схеме обладают некоторыми недостатками. При уменьшении расхода теплоносителя через регулирующий клапан снижается перепад давлений на элеваторе и, как следствие, уменьшается коэффициент смешения вплоть до полного прекращения подмешивания, при этом значительно падает циркуляция в системе отопления.

Регулирование по этой схеме связано с неизбежным нарушением пропорционального распределения тепла между нагревательными приборами системы отопления. Использование двухходовых регулирующих клапанов (режимов местного пропуска) в этой схеме связано с тепловой разрегулировкой системы отопления: при периодических отключениях системы отдаленные (по ходу воды) отопительные приборы получают в среднем за сутки меньшее количество тепла. С повышением частоты отключений объемы тепловой разрегулировки увеличиваются, поэтому применение режима местных автоматических пропусков оказывается допустимым только для

условий малопротяженных систем отопления (с небольшой разницей в величинах транспортного запаздывания для нагревательных приборов). В г. Гомеле схема с элеваторным смешением и дополнительным количественным регулированием расхода тепла на отопление ограничена в применении.

Узел управления на абонентском вводе методом регулирования с двухходовым (см. рис., б) либо с трехходовым (см. рис., в) регулирующим клапаном и подмешивающим насосом может применяться только при наличии располагаемого перепада давлений на вводе, значительно превышающего сопротивление системы отопления. При этом спо-

собе регулирования характер изменения расхода воды в системе отопления и коэффициент смешения близки к требуемым режимам.

В нормальных условиях эксплуатации схема обеспечивает хорошие показатели теплового и гидравлического режимов системы отопления. Достоинство ее заключается в том, что в аварийных ситуациях, при временном отключении подачи теплоносителя из тепловой сети, благодаря работе насоса в системе сохраняется циркуляция воды, дольше поддерживаются приемлемые температурные условия в отапливаемых помещениях после прекращения подачи тепла и уменьшается опасность выхода системы отопления из строя вследствие замерзания воды в трубопроводах.

Недостаток схемы с насосным узлом смешения заключается в возможности резких нарушений нормального теплоснабжения здания при остановке циркуляционного насоса или неисправности регулятора. При полном открытии двухходового регулирующего клапана расход воды через него может превысить производительность насоса, обратный клапан на перемычке закроется и подмешивание прекратится. Коэффициент смешения станет равен нулю, а насос будет работать без расхода, что приведет к его повреждению. Аналогичный режим может возникнуть при применении трехходового клапана в случае снижения температуры теплоносителя ниже заданного температурного графика при заданной температуре наружного воздуха: клапан полностью перекроет ход подмешивающей воды, и насос будет работать с нулевым расходом, а в систему теплопотребления станет поступать теплоноситель недопустимых температурных параметров. Применение данной схемы в г. Гомеле возможно лишь для объектов нового строительства, где гарантированы стабильные перепады давлений и обеспечен резервный ввод электропитания. Для подавляющего большинства ИТП существующих зданий данное требование не выполнено. В настоящее время менее 10 % ИТП г. Гомеля оснащены данной схемой автоматизации.

Схема с элеваторным узлом и дополнительным количественным регулированием и корректирующим насосом (см. рис. г) лишена недостатка, характерного для схемы с насосным узлом смешения. Особенность этой

схемы заключается в последовательной работе двух смесительных узлов – насоса и элеватора. Включение насоса на перемычке приводит к существенному повышению коэффициента смешения и усилению циркуляции в системе отопления. Расход прямой сетевой воды из тепловой сети при этом снижается. По этой схеме подключено более 60 % ИТП города Гомеля.

Работа систем отопления по схемам, показанным на рисунках (а и г), при температурах наружного воздуха выше точки излома температурного графика (не в переходный период) обеспечивается за счет работы только элеватора. Такие системы способны поддерживать постоянство циркуляции в системах теплопотребления и допускают снижение температуры теплоносителя на теплоисточнике относительно задаваемой по графику центрального качественного регулирования. Дополнительно необходима установка регулятора прямого действия, поддерживающего постоянный перепад давления перед элеваторным узлом, для обеспечения постоянства расхода сетевой воды. Такими регуляторами оснащены далеко не все ИТП. Например, для жилых домов Центрального района г. Гомеля степень оснащения составляет 42 %.

На рисунке (д) приведена схема местного автоматического регулирования расхода тепла при независимом присоединении абонентских установок к тепловой сети. Достоинство таких схем заключается в гибкости и высокой надежности в связи с гидравлической изоляцией систем отопления от тепловой сети. Циркуляция воды в системе отопления осуществляется с помощью бесшумных насосов, монтируемых непосредственно на трубопроводе. Подключению по данной схеме соответствует 5 % ИТП г. Гомеля.

Рассмотрим вопрос индивидуального регулирования расхода тепловой энергии с применением в системах теплопотребления квартирных термостатов при широко используемой схеме с элеваторным присоединением. Когда термостаты закрываются в двухтрубной системе отопления, это приводит к сокращению расхода теплоносителя, циркулирующего в системе. При этом температура воды в подающем трубопроводе, а затем и в обратном, будет расти, что приведет к увеличению теплоотдачи нерегулируемой части системы по отдельным

стоякам и к недоиспользованию теплоносителя. При закрывании термостатов в однотрубной системе отопления с постоянно действующими замыкающими участками теплоноситель без остывания сбрасывается в стояк, что также приводит к росту температуры воды в обратном трубопроводе и за счет постоянства коэффициента смешения в элеваторе – к повышению температуры в подающем трубопроводе, т. е. к таким же последствиям, как и в двухтрубной системе. Таким образом, в подобных системах обязательно осуществление автоматического регулирования температуры воды в подающем трубопроводе по отопительному температурному графику в зависимости от изменения температуры наружного воздуха. Такое регулирование возможно за счет изменения схемного решения подключения системы отопления к тепловой сети – путем применения насосного смешения с регулирующим клапаном.

Перевод системы теплоснабжения на новые технологии регулирования необходимо сопровождать мероприятиями по наладке гидравлического режима работы системы теплоснабжения, что связано с необходимостью обеспечения работы системы при переменных расходах сетевой воды.

Положительным моментом при переводе систем теплоснабжения на новые графики регулирования является экономия электроэнергии на транспорт теплоносителя, так как большую часть отопительного периода система теплоснабжения работает с пониженным расходом сетевой воды. Внедрение автоматизированных узлов должно сопровождаться одновременной модернизацией насосного оборудования источника теплоснабжения и перекачивающих станций, обеспечивающего переменный расход сетевой воды в переходный период.

Переменный расход сетевой воды при качественно-количественном регулировании можно организовать следующими способами: изменением числа оборотов сетевых насосов, изменением количества параллельно работающих насосов и путем установки на теплоисточнике насосов с различными характеристиками. Необходимым условием эффективного применения качественно-количественного способа регулирования тепловой нагрузки является 100 % автоматизация тепловых пунктов и местных абонентских установок.

# О НЕДОСТАТКАХ В МОНТАЖЕ ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК

В соответствии с действующей правовой и нормативно-технической документацией на органы Госэнергонадзора возложены обязанности по допуску объектов в эксплуатацию, а это в свою очередь налагает на государственных инспекторов энергонадзора обязанность контролировать соответствие применяемых материалов, приборов, оборудования и кабельной продукции, соблюдение технологических процессов при их монтаже, а также качество выполненных работ.

Как правило, техническое состояние энергетических установок, их безопасная эксплуатация должны обеспечиваться уже на самой ранней стадии существования – при монтаже электроустановок. Чем качественнее смонтированы электроустановки, тем дольше они будут эксплуатироваться, надежнее работать. Особое внимание должно уделяться проверке качества выпускаемых и поставляемых предприятиями-изготовителями электротехнических изделий, распределительных и силовых шкафов, щитков освещения и другого электротехнического оборудования на соответствие требованиям ГОСТ 30331(1-15), ПУЭ и других нормативно-технических документов.

Проводимые энергонадзором проверки качества электромонтажных работ и соответствия электротехнического оборудования проекту при допуске электроустановок в эксплуатацию показывают, что многие электромонтажные организации при монтаже силовых и осветительных проводов, изготовлении силовых распределительных щитов и осветительных щитков не в полном объеме выполняют требования проектной документации, ПУЭ, ТКП и других нормативных документов. Обращает внимание несоответствие окраски жил проводов кабельной продукции требованию ГОСТ МЭК 60227-1-2002. Это объясняется прежде всего отсутствием должного контроля за поставкой электротехнических изделий и электрооборудования со стороны технического надзора организации-заказчика и нарушением подрядными организациями требований нормативно-технической документации (НТД), согласно которым приемка от заказчика изделий и оборудования должна производиться в строгом соответствии со спецификацией согласно проектной документации.

В соответствии с ГОСТ МЭК 60227-1-2002 каждая жила кабеля должна быть обозначена соответствующей цветовой окраской (в трехжильном кабеле: зелено-желтой + голубой + коричневой или голубой + черной + коричневой; в четырехжильном кабеле: зелено-желтой + голубой + черной + коричневой или голубой + черной + коричневой, четвертая жила может иметь как черный, так и коричневый цвет). Кажется, что может быть проще, чем заказать и проверить при получении наличие окраски жил кабеля? Но эти требования ГОСТ чаще всего нарушаются. Заказчик и монтажные организации не задумываются над тем, что некачественно смонтированное оборудование будут эксплуатировать и обслуживать другие специалисты, руководствуясь при этом теми правилами, ТКП и другой нормативно-технической документацией, требования которых не были соблюдены при монтаже. В результате специалист, обслуживающий электроустановку, может получить серьезную травму или погибнуть, если вместо нулевого прикоснется к фазному проводу, имеющему окраску нулевого.

При проведении проверок и допуске электроустановок в эксплуатацию имели место случаи выявления монтажа кабельной продукции меньшего сечения, чем указано в проекте. Так, вместо жил сечением 1,5 мм<sup>2</sup> был закуплен и смонтирован кабель сечением жилы 1,2 мм<sup>2</sup>. Уменьшение сечения токопроводящей жилы проводов, согласно ПУЭ, в данном случае привело к снижению величины допустимого длительного тока от 0,5 до 1 ампера, что даже при небольшой перегрузке сети и отсутствии соответствующего перерасчета уставок защитных аппаратов может привести к электротравме, возгоранию изоляции кабеля или пожару.

При допусках электроустановок в эксплуатацию систематически вы-



**Н. Н. КИСЕЛЕВ, начальник энергоинспекции филиала «Энергонадзор» РУП «Гомельэнерго»**

являются и другие нарушения ГОСТ и ПУЭ, среди которых наиболее характерны следующие:

- не обозначаются клеммники РЕ и N внутри распределительных щитов и щитков освещения;
- не присоединяются металлические конструкции, трубопроводы горячей и холодной воды, газопроводы, трубопроводы канализации и вентиляции к системе уравнивания потенциалов;
- неправильно выбираются аппараты защиты электроприемников;
- в распределительных шкафах и электрощитках отсутствует маркировка проводов;
- в электрощитовых в силовых шкафах водно-распределительных устройств (ВРУ) питающие проводники подключаются на подвижные контакты автоматических выключателей;
- в этажных щитках не выдерживается цветовая окраска проводов в соответствии с ГОСТ МЭК 60227-1-2002;
- для прокладки силовых и осветительных электропроводов применяются провода и кабели сечения, не соответствующего проектному решению.

В течение прошедшего года по Гомельской области допущено в эксплуатацию более 3800 электроустановок. При монтаже и вводе в эксплуатацию электроустановок в областном родильном доме, паркинге, кардиологическом центре, на стади-

оне «Центральный» и других были выявлены серьезные нарушения. Заказчик строительства и монтажные организации безответственно отнеслись к выполнению требований проектной и другой нормативно-технической документации, соблюдение которых обеспечивает безопасную для обслуживающего персонала и безаварийную работу систем электроснабжения объекта.

Настораживает тот факт, что монтажные организации не принимают должных мер по улучшению качества работ и на других объектах допускают те же самые нарушения, на которые им было указано энергонадзором раньше. Вот несколько примеров характерных нарушений требований нормативной документации при монтаже электроустановок многоквартирных жилых домов и других объектов:

- не выполняется монтаж устройств уравнивания электрических потенциалов в ваннах комнатах квартир (н.п. Новая Гута, Романовичи, Терешковичи);
- отсутствуют клеммные колодки при подвесе электрических патронов в коридоре, кухне и санузле (н.п. Новая Гута);
- не заземлены металлические трубы с электропроводкой (питающая линия 0,4 АПВ, электропроводка чердака в н.п. Новая Гута, Романовичи, Терюха);
- отсутствует видимая связь заземляющего устройства с шиной заземления (н.п. Новая Гута, Романовичи);
- отсутствует нумерация квартирных электросчетчиков согласно принадлежности (н.п. Новая Гута);
- номинальные токи аппаратов защиты не соответствуют установленной мощности электроприемников (н.п. Новая Гута);
- в качестве заземляющих проводников используются провода с синей, белой изоляцией (н.п. Романовичи);
- установлены устройства защитного отключения (УЗО) с дифференциальным током, не соответствующим проектному решению (вместо 10 мА – 30 мА; н.п. Романовичи);
- номинальные токи аппаратов защиты не соответствуют установленной мощности электроприемников (н.п. Романовичи);
- отсутствует маркировка проводников (н.п. Романовичи);
- кабель ввода в АП-50 хозяйственного сарая разделан до входа своей оболочкой в корпус выключателя (н.п. Бобовичи);
- не смонтирована защита от молний на зданиях жилых домов (н.п. Бобовичи);
- не подписаны по назначению автоматические выключатели (н.п. Бобовичи);
- не предъявлена ведомость изменений и отступлений от проекта (н.п. Бобовичи);
- не убран строительный мусор в нишах электрощитов (н.п. Терюха);
- не закрыто негорючим материалом место прохода проводов в стояках междуэтажных перекрытий (н.п. Терюха);
- сварной шов шины контура заземления не проварен по необходимой длине (н.п. Терюха);
- частично провода по чердаку проложены в пластиковой трубе вместо металлической (н.п. Терюха);
- проводники заземления не имеют отличительной окраски (н.п. Терешковичи);
- провода ввода при выходе из трубы на чердаке в сторону ЩЭ не защищены от механических повреждений (н.п. Терешковичи);
- имеется подключение проводника заземления ванн с помощью скрутки вместо болтового соединения (н.п. Терешковичи);
- не соблюдена цветовая окраска N и PE проводников в этажных щитках (КПД-3, 4 по ул. Ильича в г. Гомеле);
- в электрощитовых и силовых шкафах ВРУ питающие проводники к автоматическим выключателям подключены на подвижные контакты (снизу) (КПД-3, 4 по ул. Ильича, в КПД-28 «А» в 19-м микрорайоне г. Гомеля);
- доступны открытые токоведущие части фазных проводников в этажных щитках вследствие излишнего снятия изоляции для подключения клеммной колодки (КПД-3, 4 по ул. Ильича в г. Гомеле);
- цветовая окраска PE проводника системы дополнительного уравнивания потенциалов не соответствует ПУЭ (КПД-3, 4 по ул. Ильича в г. Гомеле);
- отсутствует обозначение N шинок в этажных щитках (КПД-3, 4 по ул. Ильича в г. Гомеле);
- в этажных щитках не выдержана расцветка проводов в соответствии с ГОСТ (КПД-28 «А» и СОШ № 72 в 19-м микрорайоне, жилой дом по ул. Телегина в 22-м микрорайоне, ДЮСШОР-4 в г. Гомеле);
- номинальный ток части автоматических выключателей и предохранителей не соответствует проект-

ному решению (СОШ № 72 в 19-м микрорайоне г. Гомеля);

- металлорукава в индивидуальном тепловом пункте не заземлены (СОШ № 72 в 19-м микрорайоне г. Гомеля);
- отсутствует заземление металлических труб с электропроводкой к розеткам в швейной и столярной мастерских (СОШ № 72 в 19-м микрорайоне г. Гомеля);
- отсутствует заземление корпуса РУ в электрощитовой (ДЮСШОР-4 в г. Гомеле);
- номинальный ток вводного автоматического выключателя не соответствует проектному решению (стройплощадка на проспекте Космонавтов, 61);
- марка кабеля в ШР не соответствует проекту (стройплощадка по проспекту Космонавтов, 61);
- не выполнена защита от механических повреждений на горизонтальных и вертикальных участках трассы, питающих КЛ-0,4 кВ на вводе их в здание (жилой дом по ул. Телегина в 22-м микрорайоне г. Гомеля);
- не выполнено присоединение трубопроводов к главной заземляющей шине (жилой дом по ул. Телегина в 22-м микрорайоне г. Гомеля);
- не предусмотрена естественная вентиляция помещения электрощитовой (жилой дом по ул. Телегина в 22-м микрорайоне г. Гомеля).

Данный перечень можно продолжить. Большинство этих нарушений приводит к необходимости переделывать недобросовестно сделанную работу и может оказаться источником опасности как для специалистов, обслуживающих электрооборудование, так и для населения.

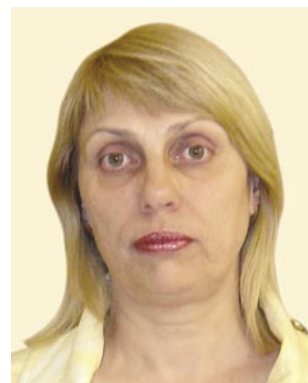
Для предупреждения случаев нарушения требований ГОСТ 300330(1-15), ГОСТ МЭК 60173, Пособия П2-2000 к СНиП 2.08.01-89 при выполнении электромонтажных работ электромонтажными организациями филиал «Энергонадзор» РУП «Гомельэнерго» в порядке осуществления государственного энергетического надзора регулярно направляет руководителям электромонтажных организаций Гомельской области информационные письма-предписания. Вместе с тем подобные нарушения могут быть предотвращены только при условии, что руководители электромонтажных организаций будут регулярно контролировать решение этих проблем, принимать исчерпывающие меры по предупреждению всех нарушений и постоянно уделять внимание повышению квалификации персонала.

# НАРУШЕНИЯ ПРИ ОБСЛУЖИВАНИИ И ЗАМЕНЕ ПРЕДОХРАНИТЕЛЕЙ В ЭЛЕКТРОУСТАНОВКАХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

Сегодня для защиты электрических цепей чаще всего применяются автоматические выключатели (автоматы) либо предохранители с плавкими вставками. Предохранители по сравнению с автоматами менее удобны в обслуживании, так как требуют замены при перегорании плавкой вставки, но в то же время они обладают рядом преимуществ по предельной коммутационной способности, времени отключения. Кроме того, при использовании автоматических выключателей не исключена вероятность «залипания» контактов или других скрытых повреждений, которые невозможно визуально определить, вследствие чего происходит перегрузка или короткое замыкание, при этом может выйти из строя дорогостоящее оборудование, возникнуть пожар, а главное – могут пострадать люди. Последствия отсутствия реальной возможности контролировать исправность автоматических выключателей могут быть слишком серьезными, чтобы принимать во внимание неудобства, связанные с использованием плавких вставок. В связи с этим можно сказать, что использование предохранителей в большей степени соответствует критерию безопасности.

При проведении обследований технического состояния электроустановок потребителей инспекторским персоналом филиала «Энергонадзор» РУП «Минскэнерго» регулярно выявляются нарушения, связанные с обслуживанием и заменой предохранителей.

Предохранители при длительной эксплуатации изменяют свои характеристики – стареют, поэтому их необходимо периодически заменять новыми. Обслуживание предохранителей сводится к контролю за состоянием контактных соединений и к замене перегоревших плавких



**И. А. ГУРОВА**, начальник районной инспекции № 3 Минского межрайонного отделения по надзору за электроустановками филиала «Энергонадзор» РУП «Минскэнерго»

вставок запасными заводского изготовления. На практике плавкую вставку часто заменяет некалиброванная медная проволока, которую укрепляют на наружной поверхности патрона, – так называемый «жучок». При перегорании «жучка» может произойти разрушение фарфоровых предохранителей, а также нагрев деталей предохранителей, в результате чего может возникнуть пожар.

Использование некалиброванной медной проволоки вместо плавкой вставки недопустимо с точки зрения безопасности, так как при случайном ее перегорании во время осмотра предохранителя легко получить травму глаз или ожог руки. Если нет материала заводского изготовления, перегоревшую плавкую вставку можно заменить калиброванной медной проволокой. При калибровке медной проволоки для плавких вставок предохранителей следует исходить из следующих требований ГОСТ

1. При токе  $I_{\text{макс}} = (1,62 - 2,1) I_{\text{пл. вст.}}$  плавкая вставка должна сгорать в течение 1–2 часов.





2. При токе  $I_{\text{мин}} = (1,25 - 1,5) I_{\text{пл. вст.}}$  плавкая вставка не должна сгорать.

Для этого заготавливают проволоку различных диаметров. Если диаметр проволоки неизвестен, то его можно определить с помощью микрометра. Часто возникает необходимость подбора диаметра медной проволоки для предохранителя с заданным значением номинального тока плавкой вставки. Находят медную проволоку нужного диаметра и проверяют при токе  $I = 2,5 I_{\text{н. пл. вст.}}$ . Если время перегорания проволоки окажется более 10 сек., выбирают проволоку на одну ступень меньшего диаметра и снова проводят опыт, пока не будет найден диаметр проволоки, при котором она сгорает за 10 сек. Проверку плавких вставок на селективность срабатывания производят при последовательном подключении предохранителей. При этом устанавливают ток, превышающий номинальный ток плавкой вставки меньшего из предохранителей в 2,5 раза, и убеждаются, что за время не более 10 сек. перегорает только его плавкая вставка.

Если отсутствует возможность произвести калибровку медной проволоки, необходимо производить замену предохранителей. При замене предохранителей следует строго придерживаться правил техники безопасности. Менять предохранители надо при снятом напряжении. Если по каким-либо причинам снять напряжение нельзя, то смену предохранителей производят в диэлектрических перчатках, за-

щитных очках, с помощью изолирующих клещей.

Для безопасного обслуживания предохранителя типа ПН2 на крышках патронов имеются Т-образные выступы, за которые патрон предохранителя при отсутствии нагрузки цепи может быть вынут из контактных стоек специальной ручкой, пригодной для любых патронов серии ПН2.

При замене предохранителей необходимо учитывать требование обеспечения селективности при срабатывании плавких предохранителей. Избирательность (селективность) защиты обеспечивается подбором плавких вставок таким образом, чтобы при возникновении короткого замыкания, например на ответвлении к электроприемнику,

срабатывал ближайший плавкий предохранитель, защищающий этот электроприемник, но не срабатывал предохранитель, защищающий головной участок сети.

Защита отводящих линий с помощью системы, состоящей из основного рубильника и плавких вставок, обеспечивая необходимую защиту электрических цепей, при эксплуатации создает ряд неудобств, среди которых необходимость иметь запас плавких вставок и неудовлетворительная защита обслуживающего персонала при регламентных или ремонтных работах, поэтому при эксплуатации и обслуживании предохранителей очень важно соблюдать правила техники безопасности.



# ВНЕДРЕНИЕ ОБЪЕКТОВ МАЛОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

В последние годы широкое развитие получило строительство объектов малой энергетики. В целях выработки электрической и тепловой энергии непосредственно на месте ее потребления предприятия Могилевской области начали интенсивно строить собственные технологические электростанции на основе комплектных газопоршневых и газотурбинных установок, мини-ТЭЦ на местных видах топлива (блок-станции). Однако по ряду причин их возможности используются не полностью.

Анализ сложившейся практики проектирования и строительства таких объектов выявил ряд недостатков, которые не позволяют эффективно использовать малые электростанции. На стадии тендерных закупок оборудования и проектирования блок-станций не рассматриваются вопросы комплектования ее автоматикой, позволяющей использовать блок-станцию как резервный источник, обеспечивающий энергией технологическое оборудование при аварийных режимах в сети энергосистемы.

Для решения вопросов по более полному использованию блок-станций необходимо выполнять ряд требований. Так, на этапе тендерных закупок и проектирования следует решать с поставщиком оборудования вопросы по оснащению объекта автоматикой и релейной защитой, дающей возможность блок-станции работать автономно от энергосистемы и обеспечивать резервирование электроприемников 1-й категории и социальной сферы.

При проектировании необходимо обеспечить выполнение в обязательном порядке всех пунктов технических условий, выданных энергосистемой. Проектная документация должна быть согласована с энергоснабжающей организацией, выдавшей технические условия, и энергонадзором. Важно, чтобы техническими условиями и

проектом была определена работа делительных защит и автоматики, позволяющих выделить блок-станцию на изолированную от энергосистемы работу со сбалансированной нагрузкой. Уставки РЗА должны быть установлены в соответствии с выданным заданием и согласованы на стадии проектирования.

Предъявлять к допуску в эксплуатацию законченную строительством блок-станцию можно только после проведения на ней полного комплекса пусконаладочных работ, вывода блок-станции на полную мощность с проверкой работы делительной автоматики и устойчивой работы в рамках выделенной нагрузки, синхронизации и параллельной работы с энергосистемой, проведения измерений качества электрической энергии согласно ГОСТ 13109-97, установки приборов учета электрической энергии. При этом должны быть предоставлены проектная документация по выполненным монтажным и пусконаладочным работам, а также документы о наличии ответственного лица и подготовленного эксплуатационного персонала, закрепленного за вводимой в эксплуатацию блок-станцией.

Важное значение при эксплуатации газопоршневых агрегатов (установок) имеет ввод в работу делительной автоматики, которая позволит блок-



**А.А. ФЕДОСОВ**, заместитель начальника энергоинспекции филиала «Энергонадзор» РУП «Могилевэнерго»

станции на время возмущений во внешней электрической сети перейти на работу в рамках выделенной сбалансированной нагрузки, а после окончания этих возмущений без остановки агрегата перейти на параллельную работу с энергосистемой. Это является единственным эффективным способом повышения устойчивой работы ГПА при возмущениях во внешней электрической сети.

При отсутствии делительной автоматики и работе блок-станции в параллели с энергосистемой в межотопительный период целесообразно рассматривать вопрос остановки блок-станции в ночные часы минимальных нагрузок с целью уменьшения технологических потерь на передачу электрической энергии.

Когда блок-станция ориентирована на выработку электрической и тепловой энергии, должно предусматриваться соответствие присоединенных к блок-станции нагрузок потребляемой электрической и тепловой энергии. Так, по условиям сложившейся практики для эффективной совместной выработки электрической и тепловой энергии соотношение нагрузок ориентировочно составляет:

- для паротурбинных установок:
  - тепловая энергия – 60 %,
  - электрическая – 30 %;
- для газотурбинных установок:
  - тепловая энергия – 64 %,
  - электрическая энергия – 26 %;
- для газопоршневого агрегата:
  - тепловая энергия – 48 %,
  - электрическая энергия – 42 %.

Несмотря на то что блок-станции имеют низкий КПД и высокую амортизационную стоимость оборудования, они позволяют максимально приблизить выработку энергии к потребителю, снизив до минимальных величин потери электричества и теплоты при транспортировке.



Здание мини-ТЭЦ с 2 ГПА РУП «Завод газетной бумаги», г. Шклов

# ТЕРМИНАЛЬНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В ФИЛИАЛЕ «ЭНЕРГОНАДЗОР» РУП «ГРОДНОЭНЕРГО»

Мировой финансово-экономический кризис с особой актуальностью вынес на повестку дня необходимость сокращения производственных издержек и экономии всех видов ресурсов, активного внедрения энерго- и ресурсосберегающих технологий и техники. Появление в системах АСУ, обеспечивающих работу энергетических объектов, новых терминальных технологий может существенно повысить надежность работы как самой системы автоматического управления, так и энергооборудования, улучшить его технико-экономические показатели, уменьшить эксплуатационные затраты, а также оптимизировать работу персонала.

Руководство филиала «Энергонадзор» РУП «Гродноэнерго» постоянно уделяет внимание решению данных проблем при внедрении отделом АСУ средств вычислительной техники и программного обеспечения. Программистами отдела АСУ разработан и внедрен программ-

ный комплекс «АРМ инспектора» с применением WEB-технологий для создания реестров потребителей энергии и отчетов о работе инспекций. Этот комплекс позволяет обрабатывать и хранить информацию о потребителях, их местонахождении, источниках энергии и элементах по-



**В.В. ДРОГАЙЦЕВ,**  
начальник отдела АСУ  
филиала «Энергонадзор»  
РУП «Гродноэнерго»

требления энергии, информацию о проведении проверок, а также формировать отчеты о проделанной инспектором (подразделением) работе. Особенность применения данного программного комплекса заключается в том, что информация накапливается снизу доверху, то есть данные, введенные инспекторами, суммируются по подразделением, а затем формируются в сводные результаты. Вот почему к сохранению информации предъявляются особенно жесткие требования.

Для того, чтобы сохранность информации соответствовала требованиям времени, в Гродненском межрайонном отделении филиала «Энергонадзор» в последние годы была внедрена терминальная технология, позволяющая обеспечить МРО производительными рабочими местами при низких затратах на аппаратное и программное обеспечение. Низкие затраты обусловлены применяемой в системе технологией. Система легко масштабируется и интегрируется в существующие локальные сети.

Сетевое решение – терминальная система – позволяет построить максимально надежную, защищенную и легко управляемую ИТ-инфраструктуру с минимальными затратами. Это решение основано на использовании так называемых «тонких клиентов» (thin clients).



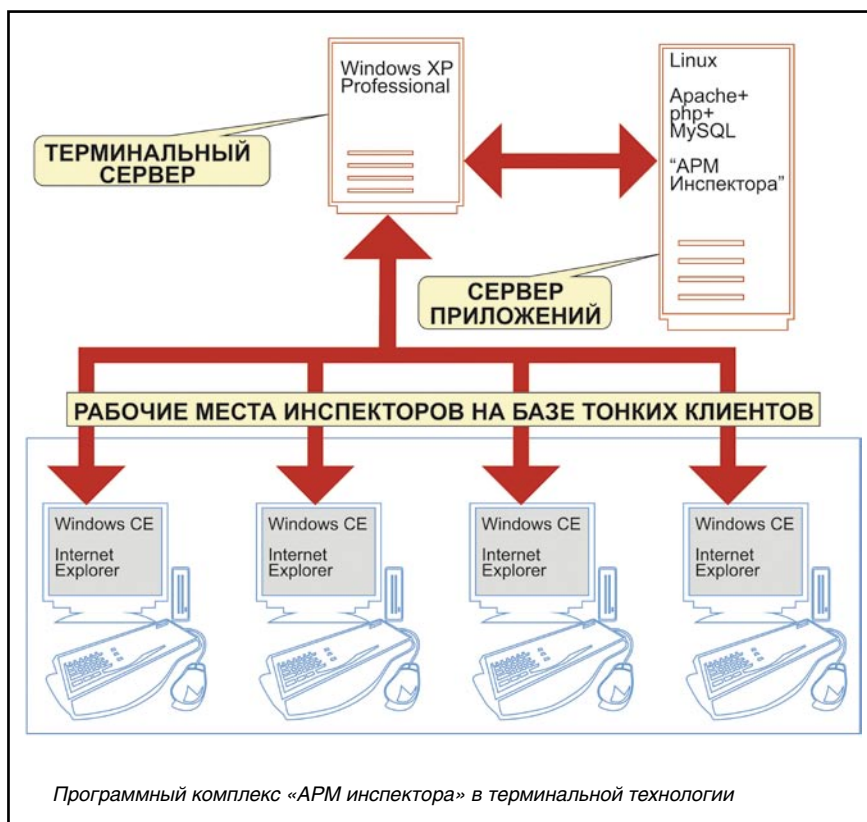
«Тонкие клиенты» – это терминальные станции, за которыми работают пользователи, а все приложения при этом выполняются на сервере в многопользовательской операционной системе. В «тонком клиенте» нет ни одной движущейся детали: нет вентиляторов, жесткого диска, оптического привода, «холодный» процессор не требует активного охлаждения. Сетевая карта подключает его к вычислительной сети.

Основная цель использования данного решения – снижение ТСО (общей стоимости владения) за счет уменьшения времени обслуживания пользовательских рабочих мест, возможность быстрого восстановления вышедшего из строя рабочего места, исключение возможности потери информации, поскольку вся информация хранится на сервере. Снижение затрат достигается, во-первых, за счет уменьшения расходов на аппаратное обеспечение, так как стоимость терминала в 2–3 раза меньше, чем персонального компьютера (ПК), и, во-вторых, за счет сокращения затрат на установку и настройку программного обеспечения на каждой рабочей станции (в комплект поставки терминала входит бесплатное ядро Windows CE.Net).

Кроме этого, только один терминал позволяет экономить до 80 % электроэнергии по сравнению с обычным ПК. Отсутствие механических компонентов, а также упрощенная архитектура повышают надежность системы в целом. Это весьма существенно, если учесть, что срок эксплуатации терминалов гораздо больше срока эксплуатации рабочих станций.

Выход из строя терминала никогда не повлечет за собой потерю информации, так как вся информация хранится на сервере, оборудованном специальным высоконадежным хранилищем данных. Централизованное хранение данных и настроек упрощает процедуры резервного копирования.

Важным моментом является и то, что администрирование терминальной системы полностью централизовано. Пользователи не могут повлиять на стабильность работы программного обеспечения на своем рабочем месте. Это облегчает его контроль и управление используемым программным обеспечением, поскольку в терминальной системе



проще контролировать пользователей и ограничить использование нежелательных ресурсов.

Кроме того, снижается общая загрузка локальной сети, так как на терминал передаются только состояния экрана. В качестве клиентской программы на терминалах Гродненского МРО используется браузер Microsoft Internet Explorer (MS IE) – программа, служащая для навигации в сети, то есть для просмотра Web-страниц и перехода от одной Web-страницы к другой. Для организации нового рабочего места инспектора нет необходимости в установке и настройке целого компьютера, достаточно просто подключить еще один терминал.

И, наконец, самое интересное. В качестве терминального сервера используется рабочая станция, на которой инсталлирована лицензионная Windows XP Professional, работающая как сервер терминалов, а не Windows 2003 Server, стоимость которой на порядок выше.

Статистика красноречиво подтверждает, что до 77 % стоимости владения продуктом составляют те затраты, которые предприятия несут уже после приобретения продукта. Сюда включаются расходы на обслуживание, ремонт, запасные части,

простои вследствие неработоспособности изделия, управление и т. п. И только 23 % стоимости владения продуктом – это стоимость его приобретения. В отличие от ПК «тонкие клиенты» стоят дешевле и обеспечивают минимальную стоимость владения. Они не требуют приобретения лицензии на операционную систему, ее стоимость уже включена в цену устройства, а цена TC CAL (клиентская лицензия на доступ к терминальному серверу) почти в 2 раза ниже, чем стоимость ОС Windows XP OEM для ПК. «Тонкие клиенты» служат в 2–4 раза дольше, требуют минимум внимания со стороны обслуживающего персонала, значительно облегчают администрирование и обслуживание информационной системы. Наконец, «тонкие клиенты» минимизируют риски потери информации по причине различных аварий, сводят к минимуму энергопотребление, их применение значительно снижает уровень шума в помещении.

Эксплуатация терминальных станций в Гродненском межрайонном отделении филиала «Энергонадзор» РУП «Гродноэнерго» в течение нескольких лет обеспечивает экономию материальных и человеческих ресурсов, что особенно важно в настоящее время.

# ИТОГИ РАБОТЫ ОРГАНИЗАЦИЙ МИНЭНЕРГО ПО ОХРАНЕ ТРУДА ЗА I ПОЛУГОДИЕ 2009 ГОДА

**Реализация государственной политики в области охраны труда, обеспечение здоровых и безопасных условий труда, профилактика и предупреждение производственного травматизма проводятся в организациях Минэнерго в рамках мероприятий Отраслевой целевой программы по улучшению условий и охраны труда в организациях Министерства энергетики на 2006 – 2010 годы и в соответствии с требованиями Директивы Президента Республики Беларусь № 1 «О мерах по укреплению общественной безопасности и дисциплины» от 11 марта 2004 года.**

**А.А.ТОМАШЕВСКИЙ, главный специалист отдела охраны труда и ЧС управления Госэнергонадзора и охраны труда Минэнерго**

Согласно Отраслевой целевой программе в организациях Минэнерго осуществлялась работа по совершенствованию и сертификации системы управления охраной труда (СУОТ). За отчетный период СУОТ внедрена в трех организациях ГПО «Белтопгаз» (ОАО «Стройгаз», г. Брест, ОАО «Торфобрикетный завод «Усяж» и ПРУТП «Туршовка») и сертифицирована в шести организациях ГПО «Белэнерго» (РУП «Витебский опытно-экспериментальный завод», «Гродноэнерго», «Могилевэнерго», «Минскэнерго», «Гомельэнерго», «Брестэнерго») и в двух организациях ГПО «Белтопгаз» (УП «Брестоблгаз», ОАО «Гомельгазстрой»). Всего СУОТ внедрена в 70 организациях Минэнерго, и в 33 из них она сертифицирована. Внедрено также Положение о системе управления охраной труда Министерства энергетики Республики Беларусь, утвержденное постановлением Минэнерго от 22 сентября 2008 года № 37.

Кроме этого, в отчетном периоде Министерством юстиции проведена юридическая экспертиза Межотраслевых правил по охране труда при работе в электроустановках, утвержденных постановлением Минтруда и соцзащиты и Министерства энергетики от 30 декабря 2009 года № 205/59, которые введены в действие с 1 июня 2009 года. Указанный нормативный правовой акт размещен на сайте Министерства энергетики, а также издан тиражом, достаточным для того, чтобы обеспечить им все заинтересованные организации Республики Беларусь.

Комплекс мер по профилактике и предупреждению производственного травматизма в организациях Министерства энергетики Республики Беларусь на 2009 год утвержден приказом Минэнерго от 4 февраля 2009 года № 28. В соответствии с первоочередными мерами в I полугодии 2009 года проведены уже три заседания комиссии Министерства энергетики по профилактике и предупреждению производственного травматизма, на которых заслушаны 20 руководителей организаций Минэнерго и их филиалов в связи с имеющимися грубыми нарушениями требований законодательства по охране труда и допущенными несчастными случаями на производстве. По результатам рассмотрения на комиссии принято решение об освобождении от занимаемой должности одного руководителя и предложено рассмотреть вопрос о соответствии занимаемой должности двух должностных лиц за упущения в вопросах охраны труда. Кроме этого, вопросы состояния охраны труда и производственного травматизма дважды в течение I полугодия 2009 года рассматривались на заседаниях коллегий Минэнерго и ежеквартально – на заседаниях советов ГПО «Белэнерго» и «Белтопгаз».

Согласно Комплексу первоочередных мер продолжены целевые проверки состояния охраны труда и рабочих мест как первыми руководителями организаций, так и должностными лицами и специалистами филиалов и структурных подразделений. Так, за I полугодие 2009 года

руководителями организаций Минэнерго проведено 97733 проверки рабочих мест, выявлено 38874 нарушения, за которые привлечено к ответственности 7099 человек (за аналогичный период 2008 года – 79698 проверок, выявлено 34013 нарушений и привлечено к ответственности 5187 человек).

Во всех организациях Минэнерго планируются и регулярно проводятся целевые семинары-совещания по охране труда. Так, в мае в ГПО «Белэнерго» был проведен семинар-совещание с руководящими работниками и специалистами служб по охране труда организаций объединения на тему «Пути улучшения результативности работы по охране труда». В то же время был проведен семинар-совещание в ГПО «Белтопгаз» с руководителями организаций и специалистами служб охраны труда газоснабжающих организаций и организаций строительно-монтажного комплекса объединения, в котором приняли участие заместитель Министра энергетики Ю.В. Рымашевский и руководители управления Госэнергонадзора и ОТ Минэнерго. В июне 2009 года проведено совещание руководителей и специалистов служб охраны труда организаций, входящих в состав ГПО «Белэнерго», с участием представителей управления Госэнергонадзора и охраны труда Минэнерго. По результатам совещаний изданы протоколы и намечены меры по профилактике и предупреждению производственного травматизма. Только в I полугодии 2009 года в организациях Минэнерго проведено

206 семинаров-совещаний по вопросам охраны труда, в которых приняли участие 4886 человек.

В целях активизации работы по профилактике и предупреждению несчастных случаев на производстве в организациях Минэнерго с 1 по 31 марта 2009 года был проведен месячник по охране труда. Особое внимание в период его проведения было обращено на организацию и проведение работ с повышенной опасностью; порядок эксплуатации автотракторной техники; порядок транспортировки и эксплуатации сосудов, работающих под давлением; техническое состояние и безопасную эксплуатацию грузоподъемных машин и механизмов, конвейеров, железнодорожного транспорта узкой колеи и другого оборудования повышенной опасности, являющихся источником повышенного риска и одним из производственных факторов, ставших причиной произошедших несчастных случаев.

Однако, несмотря на принимаемые меры, уровень производственного травматизма в отдельных организациях Минэнерго остается высоким. За 6 месяцев текущего года в целом по Минэнерго допущен рост на 14 % потерпевших при несчастных случаях на производстве по сравнению с соответствующим периодом прошлого года. Рост производственного травматизма допущен в ГПО «Белэнерго» и ОАО «Белтрансгаз». Наибольшее число людей пострадало при несчастных случаях

(30 %) в организациях, входящих в состав ГПО «Белэнерго» (13 человек в 2009 году и 10 человек в 2008 году). Два несчастных случая в I полугодии 2009 года допущено в ОАО «Белтрансгаз» (в 2008 году отсутствовали). Особую тревогу вызывает рост числа потерпевших при несчастных случаях со смертельным исходом – 6 человек с начала 2009 года (за соответствующий период 2008 года 4 человека). Наибольший рост потерпевших со смертельным исходом с начала года допущен в организациях ГПО «Белэнерго» – 3 человека (в 2008 году – 1) и ГПО «Белтопгаз» – 3 потерпевших (в 2008 году – 3).

Три случая со смертельным исходом произошли в результате ДТП (РУП «Витебскэнерго», «Брестэнерго» и УП «Витебскоблгаз»), а также два случая с тяжелым исходом в результате ДТП – в РУП «Гродноэнерго» и «Гомельэнерго». Три случая со смертельным исходом (в Ивановском РЭС филиала «Пинские электрические сети» РУП «Брестэнерго», в филиале «ПМК-4» ПРУП

«Строительно-монтажный трест «Белтопливострой» и в РУТП «Ганцевичское») явились следствием грубых нарушений трудовой, производственной и технологической дисциплины потерпевшими и отсутствия должного контроля со стороны руководства указанных организаций за обеспечением безопасного производства работ и соблюдением персоналом требований законодательства об охране труда.



Состояние производственного травматизма в организациях Минэнерго за 7 месяцев 2009 года

Организация	Период (год)	Средне-списочная численность работающих (чел.)	Количество потерпевших, чел.			Количество несчастных случаев, шт.	
			всего	в том числе		всего случаев	в том числе групповых
				со смертельным исходом	с тяжелым исходом		
ГПО «Белэнерго»	2008	67100	19	4	8	15	2
	2009	69428	14	3	7	13	1
ГПО «Белтопгаз»	2008	31930	11	3	2	8	3
	2009	32606	10	3	3	9	1
ОАО «Белтрансгаз»	2008	6272	–	–	–	–	–
	2009	6119	3	1	1	3	–
ОАО «Могилевгазстрой»	2008	185	–	–	–	–	–
	2009	174	–	–	–	–	–
ОАО «Барановичское СМУ»	2008	181	1	–	1	1	–
	2009	162	–	–	–	–	–
Всего по Минэнерго	2008	107311	31	7	11	24	5
	2009	110151	27	7	11	25	2

Из шести случаев со смертельным исходом три произошли по вине персонала, находившегося на рабочих местах в состоянии алкогольного опьянения (ПРУП «Строительно-монтажный трест «Белтопливострой», УП «Витебскоблгаз», РУТП «Ганцевичское»).

В результате грубых нарушений требований технических нормативных правовых актов по охране труда, неудовлетворительного состояния трудовой и производственной дисциплины произошли два несчастных случая с тяжелыми последствиями в филиалах ОАО «Белсельэлектро-сетьстрой» – «СМУ-6» и ЧУП «Завод Энергооборудование».

Особого внимания заслуживает анализ несчастных случаев со смертельным исходом. Если водитель филиала «Энергонадзор» РУП «Витебскэнерго», погибший в результате ДТП 22 января 2009 года, не был виноват в сложившейся ситуации, то плотник филиала ПМК-4 ПРУП «Строительно-монтажный трест «Белтопливострой», который 9 февраля 2009 года поскользнулся на жестяном примыкании к слуховому окну и упал с высоты 4,2 м в яму с канализационным кольцом, находился в состоянии алкогольного опьянения. Проведенный анализ показал наличие в моче пострадавшего этилового спирта 2,92 %, а в крови – 2,34 %. Как показало специальное расследование, основными причинами данного несчастного случая явились: допуск работников к выполнению строительно-монтажных работ в зонах постоян-

но действующих опасных производственных факторов без разработки ППР; отсутствие контроля со стороны должностных лиц за трудовой и производственной дисциплиной; грубое нарушение потерпевшим трудовой и производственной дисциплины.

6 марта 2009 года получил смертельную электротравму электромонтер Ивановского РЭС при производстве работ на ВЛ-10кВ № 177 по чистке трассы, замене вязок, дефектных изоляторов и регулировке проводов в пролетах опор 4/52 – 4/69 бригадой Ивановского РЭС (филиала «Пинские электрические сети» РУП «Брестэнерго») по эксплуатации распределителей.

Анализ причин несчастного случая показал, что подготовка рабочего места проводилась без допускающего и производителя работ, допуск бригады к работам был выполнен без проверки выполнения технических мероприятий по подготовке рабочего места, личного осмотра производителя работ в пределах рабочего места, проведения инструктажа, ознакомления бригады с содержанием наряда, указания границы рабочего места, показа ближайших к рабочему месту токоведущих частей соседних присоединений. К тому же отсутствовал надзор со стороны производителя работ за работой членов бригады.

В результате превышения скорости 6 марта 2009 года водителем филиала РУП «Брестэнерго» Оздоровительный центр (г. Белоозерск) при совершении обгона автомо-

биль опрокинулся, одну из работниц «Оздоровительного центра» выбросило из автомобиля, и при ударе об асфальт она получила смертельную травму головы.

7 апреля 2009 года автомобиль ЗИЛ 130, производивший доставку баллонов со сжиженным газом населению Ушачского района, занесло и опрокинуло. В результате сидевший в кабине второй водитель получил открытую черепно-мозговую травму с переломом правой височной кости и кровоизлиянием под мягкую мозговую оболочку, что повлекло его смерть. Основной причиной несчастного случая является нарушение водителем, находившимся за рулем, п.п. 10.1, 9.6, 87.2 Правил дорожного движения, выразившееся в управлении транспортным средством в состоянии алкогольного опьянения.

В результате грубого нарушения трудовой и технологической дисциплины при установке маховика приводного вала брикетного цеха в РУТП «Ганцевичское» ГПО «Белтопгаз» 20 мая 2009 года были травмированы находившиеся в приемке два слесаря по ремонту оборудования указанного предприятия, один из них – смертельно. Пострадавший находился в состоянии алкогольного опьянения.

Причинами несчастных случаев с тяжелыми исходами чаще всего были нарушения потерпевшими инструкций по охране труда, трудовой и технологической дисциплины, Правил устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов.

Имеют место также несчастные случаи в результате невнимательности потерпевших при спусках по лестничным маршам и ступенькам с последующим их падением. С начала текущего года по указанной причине пострадали 3 человека (УП «Минскоблгаз» ГПО «Белтопгаз», РНУ «Белэнергоремонт» и Минский УМГ ОАО «Белтрансгаз»).

В текущем году участились случаи возгорания баллонов со сжиженным газом в автомобильном транспорте (филиал «Минские кабельные сети» РУП «Минскэнерго», ОАО «Лидагазстрой» ОАО «Белгазстрой» и Минский УМГ ОАО «Белтрансгаз»). Последний случай со смертельным исходом произошел 1 июля 2009 года из-за возгорания автомобиля, работающего на сжатом газе. В результате грубых на-



рушений, допущенных при перевозке сосудов, работающих под давлением, горючих и взрывоопасных веществ, а также несоблюдения требований безопасности при эксплуатации газового оборудования автомобиля получили ожоги работники, находившиеся в автомобилях вместе с перевозимыми баллонами.

Обстоятельства, при которых произошли несчастные случаи, в основном свидетельствуют о низком уровне организации работ и пренебрежении самими пострадавшими требованиями правил и инструкций по охране труда.

Внезапные проверки отдельных организаций ГПО «Белэнерго», проведенные управлением Госэнергонадзора и охраны труда Минэнерго и специалистами филиалов «Энергонадзор» РУП-облэнерго, также показали, что в тех организациях, где произошли несчастные случаи, имеют место грубые нарушения требований нормативных правовых и технических правовых актов по охране труда и пожарной безопасности, соблюдению электро- и теплбезопасности. Проверки указанных организаций свидетельствуют о наличии грубых нарушений требований технических нормативных правовых актов при работах в электроустановках, на высоте, проведении газоопасных и огневых работ, работ с грузоподъемными машинами и механизмами, при перевозке сосудов, работающих под давлением.

Одной из основных причин производственного травматизма в организациях Минэнерго является неудовлетворительная трудовая, производственная и технологическая дисциплина, низкий уровень профилактической работы по охране труда, проводимой первыми руководителями. Анализ проверок, проведенных первыми руководителями организаций за прошедший период 2009 года, показал, что не везде руководители должным образом относятся к требованиям неукоснительного соблюдения персоналом производственной дисциплины, привлечения виновных к ответственности за допущенные нарушения законодательства об охране труда.

Так, генеральным директором РУП «Брестэнерго» В.М. Шишко с начала года проведено 16 проверок,



выявлено 32 нарушения, а к ответственности не привлечено ни одного человека. Аналогично обстоят дела с проверками рабочих мест и главным инженером РУП «Брестэнерго» Е.П. Капским, руководителями СМТ «Белтопливострой», УП «Витебск-облгаз» ГПО «Белтопгаз», РУП «Минскэнерго» ГПО «Белэнерго» и некоторых других организаций.

В текущем году будет продолжена работа по профилактике инцидентов и несчастных случаев со смертельным исходом и тяжелыми последствиями. Ее эффективность будет напрямую зависеть от неукоснительного выполнения требований Директивы № 1 в части соблюдения персоналом трудовой и производственной дисциплины, требований законодательства в области охраны труда и применения к нарушителям самых строгих мер воздействия, вплоть до расторжения контрактов. Немаловажное значение при этом имеет непосредственное участие руководителей организаций Минэнерго в контроле за обеспечением безопасных и здоровых условий труда на каждом рабочем месте, соблюдением требований охраны труда и пожарной безопасности, при этом ни один случай нарушения не должен быть оставлен без соответствующих мер.

В текущем году Минэнерго будут ужесточены требования к оценке работы коллективов, и в первую очередь их руководителей, в части обеспечения безопасных условий труда, недопущения употребления персоналом спиртных напитков на рабочих местах. Руководители организаций

должны предусмотреть в системах оплаты и стимулирования труда показатели производственного травматизма, состояния трудовой и производственной дисциплины. Минэнерго рекомендовал руководителям организаций включать в коллективные договоры пункты, предусматривающие сотрудничество по вопросам охраны труда с нанимателем каждого работника; организовать регулярное информирование персонала об обстоятельствах и причинах несчастных случаев, в организациях отрасли и республики – обязательную проработку всех поступающих информационных сообщений об авариях, инцидентах и несчастных случаях с разработкой мер по их предотвращению в дальнейшем.

Основными требованиями Минэнерго к руководителям организаций остаются: обеспечение строгого соблюдения требований правил при транспортировке и эксплуатации сосудов, работающих под давлением; наличие лиц, ответственных за техническое состояние и безопасную эксплуатацию сосудов; проведение ежегодных технических осмотров автотранспортных средств; ужесточение контроля за выпуском автотранспорта на линию; запрещение перевозки СУГ на транспорте, не предназначенном для этих целей. Выполнение этих требований позволит обеспечить реализацию в полном объеме мероприятий Отраслевой целевой программы по улучшению условий труда и охраны труда на 2006–2010 годы, предусмотренных к реализации в 2009 году.

# АНАЛИЗ ПРИЧИН НЕСЧАСТНЫХ СЛУЧАЕВ, ПРОИЗОШЕДШИХ В ЭЛЕКТРОУСТАНОВКАХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ МИНСКА И МИНСКОЙ ОБЛАСТИ В 2008 ГОДУ

Современный уровень технического прогресса невозможен без широкого применения электричества. Однако до сих пор ни одна из стран, даже с высоким уровнем технической культуры, не может добиться безопасного использования электрооборудования. В связи с этим проблема постоянного совершенствования требований к его безопасности остается по-прежнему актуальной. Директивой Президента Республики Беларусь от 11 марта 2004 года № 1 «О мерах по укреплению общественной безопасности и дисциплины» уделено серьезное внимание системе обеспечения безопасности, одной из важнейших составляющих которой была и остается профилактическая работа.

Органами Государственного энергетического надзора ведется активная работа по предотвращению электротравматизма: публикуются материалы в газетах и журналах, организуются выступления по радио и телевидению, проводятся беседы по вопросам электробезопасности и др. Вместе с тем в 2008 году количество несчастных случаев, произошедших в электроустановках потребителей г. Минска и Минской области, по сравнению с 2007 годом увеличилось в 2,7 раза. Если в 2007 году персонал энергонадзора принимал участие в расследовании трех несчастных случаев на территории г. Минска и Минской области, то в 2008 году расследовалось уже 8. Особую тревогу вызывает тот факт, что три из них – групповые. В результате пострадали 11 человек, из них 5 человек погибли, 6 травмированы.

Наибольшее количество несчастных случаев в 2008 году произошло в электроустановках промышленных и приравненных к ним потребителей (6 из 8 случаев, или 75 % от общего количества). Четыре несчастных случая произошло в электроустановках напряжением до 1000 В, столько же – в электроустановках выше 1000 В. Среди видов работ, при которых произошли несчастные случаи с электротехническим персоналом: проведение профилактических работ технологического электрооборудования (2 случая); оперативное обслуживание электроустановок

(1 случай); выполнение ремонтных работ (1 случай).

Анализ причин показывает, что подавляющее большинство подобных происшествий обусловлено человеческим фактором. Среди них наиболее часто встречаются:

- нарушение трудовой и производственной дисциплины (невыполнение организационных и технических мероприятий, обеспечивающих безопасное проведение работ в электроустановках);
- допуск к работам в электроустановках необученного персонала;
- эксплуатация неисправного самодельного электронагревательного оборудования;
- допуск к работе на электрооборудовании без обучения и соответствующей квалификации;
- личная неосторожность потерпевших;
- недооценка опасности поражения электрическим током.

Рассмотрим подробнее обстоятельства несчастных случаев, произошедших в электроустановках потребителей.

Так, в ночь с 24 на 25 марта 2008 года ночной скотник свинофермы д. Плянты СПК «Большевик-Агро» А.С. Протасеня, нарушив трудовую дисциплину и требования локальных нормативных актов по охране труда, использовал для обогрева помещения личный самодельный электрообогреватель, изготовленный из четырех трубчатых электронагре-



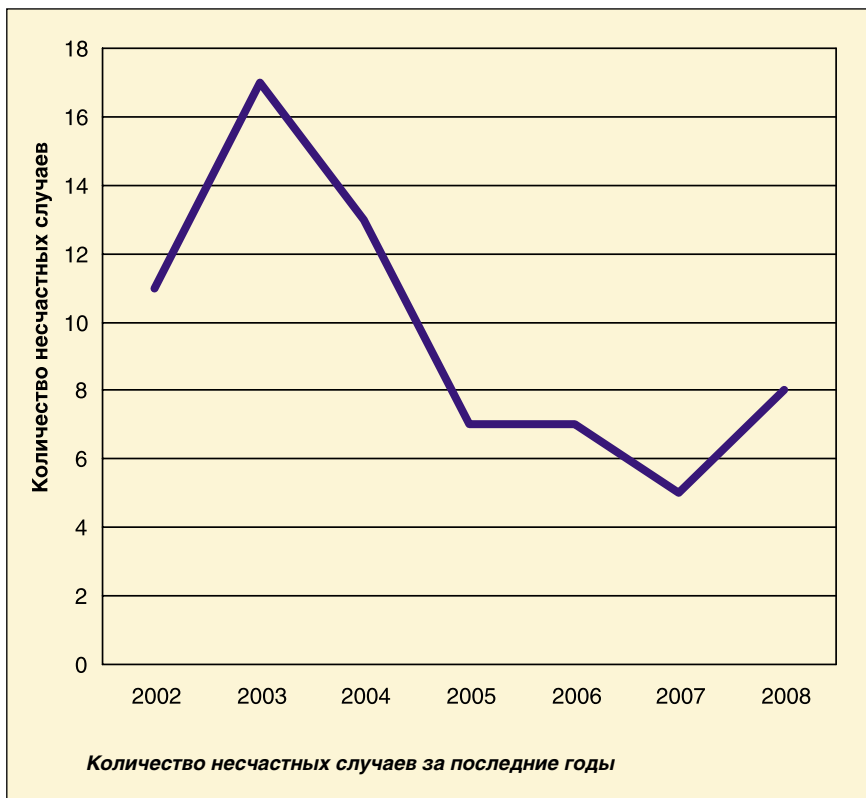
**А. А. ГУРИНОВИЧ,**  
государственный инспектор  
по энергетическому надзору  
филиала «Энергонадзор»  
РУП «Минскэнерго»

вательных элементов и не соответствовавший требованиям Правил устройства электроустановок. В ходе проведения специального расследования обстоятельства и причины несчастного случая, при которых А.С. Протасеня коснулся незаизолированных частей электрообогревателя и погиб, установить не удалось в связи с отсутствием свидетелей.

6 июня 2008 года после прикосновения к троллею кран-балки, находящейся под напряжением, и падения с высоты 4,1 м получил тяжелую травму (электротравма, перелом лонной и седалищной кости справа) каменщик 3-го разряда ремонтно-строительного цеха ПРУП «Минский завод шестерен» Министерства промышленности Республики Беларусь Д.Ю. Ильюшенко. Причина несчастного случая – грубое нарушение потерпевшим требований инструкции по охране труда, выразившееся в том, что при работе на высоте он отстегнул предохранительный пояс, перелезая в проем окна. Также был допущен ряд нарушений требований безопасности при организации производства и выполнении ремонтно-строительных работ: отсутствовали проекты производства ремонтно-строительных работ, технологические карты на выполнение отдельных

видов работ; работы на высоте производились без оформления наряда-допуска; отсутствовали ограждения опасных зон постоянно действующих производственных факторов при проведении ремонтно-строительных работ и опасного производственного фактора (токоведущей троллеи кран-балки) при работе на высоте.

Групповой несчастный случай произошел 13 июня 2008 года с электромонтером по ремонту и обслуживанию электрооборудования пятого разряда В.В. Бабенко и и.о. начальника энергоцеха В.С. Козловым ПРУП «Борисовский хрустальный завод имени Ф.Э. Дзержинского» Министерства архитектуры и строительства Республики Беларусь. Электромонтер приблизился на недопустимо близкое расстояние к токоведущим частям шкафа комплектного распределительного устройства, попал под напряжение 10 000 В и спровоцировал возникновение электрической дуги. Оба работника получили тяжелые ожоговые травмы. Причины несчастного случая многочисленны: потерпевший не выполнил технические мероприятия, обеспечивающие безопасное проведение работ в электроустановках; административно-техническим персоналом выданы задания на проведение работ в электроустановках без оформления наряда-допуска или распоряжения, без записи в оперативном журнале; электротехнический персонал к работам в действующих электроустановках был допущен без производственного обучения и инструктажа



на рабочем месте; руководителями и специалистами ПРУП «Борисовский хрустальный завод» не осуществлялся постоянный контроль за соблюдением работниками производственной дисциплины, инструкций по охране труда, Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей.

13 июня 2008 года получил ожоги от воздействия электрической дуги и воспламенившейся одежды электромонтер по ремонту и обслуживанию электрооборудования энергомеханического цеха ОАО «Руденск» Министерства промышленности Республики Беларусь А.А. Цупрано-

вич. Он самовольно, не поставив в известность мастера, принял решение произвести осмотр РП-17 10 кВ и приблизился на недопустимое расстояние к токоведущим частям с контрольной электролампой в целях проверки наличия напряжения, нарушив тем самым требования Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей (ПТБ) Б2.1.13, Б2.1.16, Б2.1.24, Инструкции по охране труда для электромонтера по ремонту и обслуживанию электроустановок, утвержденной главным инженером ОАО «Руденск», п.1.2.3 и п. 3.12.

Несчастный случай со смертельным исходом произошел 25 июля 2008 года с учителем ГУО «Озятитская общеобразовательная средняя школа» Борисовского района А.П. Демчило, который пытался устранить неисправность фуговально-пилильного станка марки ФПШ-5, не сняв с него напряжение. А.П. Демчило был допущен к работе заведующего мастерской школы без обучения и проверки знаний по вопросам охраны труда и выполнял работы по обработке древесины на станке ФПШ-5, не имея соответствующей квалификации, без инструктажа по вопросам охраны труда, чем руководитель ГУО нарушил требования п. 469 Межотраслевых общих правил

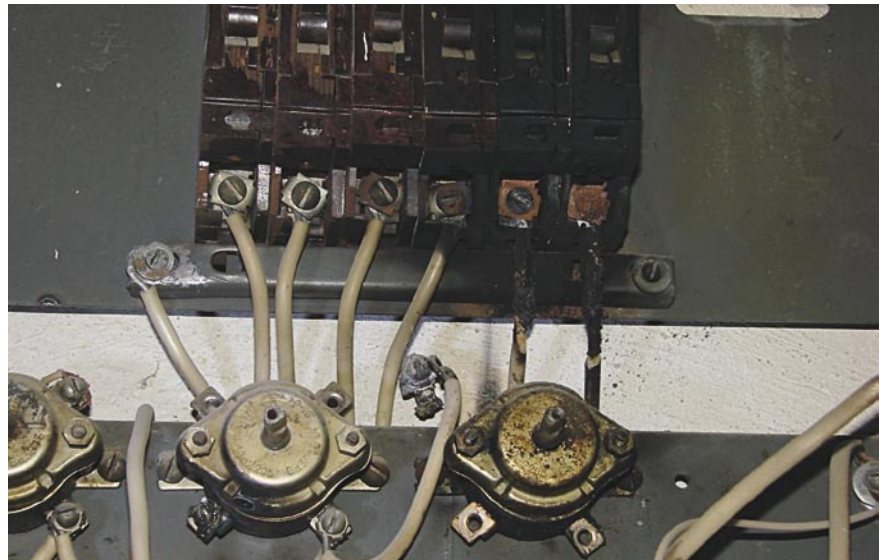


по охране труда, утвержденных постановлением Министерства труда и социальной защиты Республики Беларусь 3 июня 2003 года № 70.

В результате нарушения требований безопасности труда, несоблюдения Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей в части допуска к работе и производства работ без обеспечения необходимых мер безопасности (работы осуществлялись без снятия напряжения вдали от токоведущих частей, находящихся под напряжением, при отсутствии крышек и перегородки в ячейке, самовольно производились работы в отсутствие дежурного электромонтера – п. Б2.2.5, п. Б2.2.9, п. Б2.2.12), а также нарушения потерпевшим трудовой и производственной дисциплины, выразившегося в самовольном уходе со своего рабочего места и проникновении в отсек шкафа (ячейка 22) (п.п. Б2.2.34, Б3.3.1 Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей), электромонтер по ремонту и обслуживанию электрооборудования 6-го разряда цеха электроснабжения РУП «ПО «Беларуськалий» концерна «Белнефтехим» А.Г. Барабанов был смертельно поражен электрическим током, а электромонтер по ремонту и обслуживанию электрооборудования 6-го разряда И. А. Камович травмирован электрической дугой, возникшей в результате пробоя.

Машинист экскаватора автобазы КУП «Минскводоканал» (УП «Минскводоканал») Министерства жилищно-коммунального хозяйства Республики Беларусь А. М. Тимофеев по пути следования к месту производства работ коснулся стрелой экскаватора крайнего провода линии электропередачи напряжением 10 кВ и, дотронувшись до его корпуса, получил смертельную электротравму, причиной которой стала его неосторожность.

Групповой несчастный случай с тяжелым исходом произошел 10 ноября 2008 года с электромехаником лаборатории релейной защиты и автоматики дистанции электроснабжения службы электроснабжения КУП «Минский метрополитен» В.А. Самко и электромонтером 6-го разряда



*Аварийное состояние автоматических выключателей в этажном щите*

лаборатории релейной защиты и автоматики дистанции электроснабжения КУП «Минский метрополитен» П.А. Пусиковым. При попытке электромеханика В.А. Самко произвести замер напряжения щупом комбинированного прибора Ц4317.3 (заводской № 043641) было вызвано короткое замыкание между токоведущими частями на верхних частях ошиновки выводов автоматического выключателя контроля изоляции 1-й секции шин 0,4 кВ. Возникшим в результате короткого замыкания пламенем электрической дуги электромеханик В.А. Самко получил тяжелые ожоги правой руки и головы, электромонтер П.Н. Пусиков – ожоги кистей обеих рук и головы. По результатам расследования причинами несчастного случая стали: нарушение производителем работ производственной дисциплины, выразившееся в самовольном изменении места проведения работы за пределами предусмотренного нарядом рабочего места, а также нарушение членом бригады производственной дисциплины, выразившееся в самовольном изменении места проведения работ за пределами предусмотренного нарядом рабочего места.

Результаты специальных расследований несчастных случаев позволяют сделать вывод, что травмы, вызванные электротоком, и пожары в электроустановках происходят, в первую очередь, из-за незнания основных правил безопасности и

только потом из-за несоблюдения этих правил. Таким образом, в целях предупреждения случаев электротравматизма необходимо:

- выполнять требования Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей и Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей в части выполнения организационных и технических мероприятий, обеспечивающих безопасность производимых работ;
- не допускать производства работ в электроустановках без выполнения всех мер безопасности, определенных Правилами;
- проводить разъяснительную работу с персоналом о недопустимости самовольных действий, повышать производственную дисциплину;
- не допускать использования самодельных электроприборов и технически неисправного электрооборудования;
- исключить возможность доступа посторонних лиц к действующим электроустановкам и оборудованию путем установки запирающих устройств, ограждений.

Для того, чтобы избежать неприятностей, достаточно знать самые элементарные положения и правила устройства, монтажа и безопасной эксплуатации электроустановок, а также помнить, что неисправное состояние электрооборудования, неумелое с ним обращение, несоблюдение специальных мер предосторожности могут привести к пожару или поражению электрическим током.

# КАПИЛЛЯРНЫЕ МЕМБРАНЫ ДЛЯ ВОДОПОДГОТОВКИ

**Мембранная технология, которая бурно развивается в настоящее время, позволит решить множество острых проблем, стоящих перед народным хозяйством страны. В современной водоочистке этому направлению посвящено задание 2 ГНТП «Энергетика–2010» («Разработка и освоение методов, технологий, оборудования и систем, обеспечивающих эффективное и устойчивое функционирование топливно-энергетического комплекса Республики Беларусь»), которое предполагает разработку мембранной технологии и оборудования очистки природных вод и конденсатов для нужд энергообъектов и организацию производства модульных мембранных установок.**

Ужесточение требований к качеству сбросных вод, возрастающая плата за водопотребление, а также внедрение новых технологий ионообменной водоподготовки с зажатым слоем или обратноосмотического обессоливания требуют разработки и применения новых ресурсосберегающих технологий предварительной обработки воды. В ряде промышленно развитых стран приоритетным направлением стало использование мембранных технологий обработки воды – низконапорная микро- и ультрафильтрация на капиллярных мембранах в тупиковом режиме (dead-end filtration) [1-5]. В ряде случаев для повышения конкурентоспособности реализуются усовершенствованные, в том числе комбинированные технологии коагуляция/ультрафильтрация, окисление/ультрафильтрация, адсорбция/ультрафильтрация, позволяющие повышать эффективность и увеличивать надежность процессов очистки [6,7].

Быстрый рост востребованности мембранных процессов в промышленности объясняется также тем, что традиционно используемые технологии практически достигли своего предела с точки зрения их дальнейшей оптимизации, аппаратного оформления и адаптации к возросшим требованиям производства. Долгое время считалось, что мембранные технологии очень дороги для массового применения в водоочистке. Однако в последнее время произошел прорыв в изготовлении мембранных материалов, существенно удешевились готовые элементы, повысилась их производительность, снизились затраты на обслуживание. Все это позволило мембранным технологиям, значительно превосходя по результатам тради-

ционные методы очистки, составить им серьезную конкуренцию и в ряде случаев вытеснить их с рынка водоподготовки и водоочистки. Это вызвано рядом причин, среди которых: надежная барьерная фильтрация, возможность получения требуемых качественных показателей очищенной воды за одну стадию, малая реагенто- и энергоемкость, компактность оборудования, легкость монтажа, простота в управлении и контроле процесса очистки, возможность полной автоматизации процессов обработки и контроля качества воды, простота масштабирования ввиду модульной конструкции оборудования. Все перечисленные достоинства ведут к снижению капитальных и эксплуатационных затрат предприятия, что, в свою очередь, уменьшает срок окупаемости оборудования.

Задание 2 ГНТП «Энергетика-2010» ориентировано на развитие этого направления в современной водоочистке. Проект направлен на разработку технологий и оборудования очистки технологических вод и производственных конденсатов от взвешенных веществ, коллоидных соединений кремния и железа, техногенных органических загрязнений и микроорганизмов, а также технологий очистки поверхностных вод с использованием капиллярных мембран. Конечной целью проекта являются создание головного образца автоматизированной модульной мембранной установки производительностью 50–100 м<sup>3</sup>/час и его последующее тиражирование на энергообъектах республики. В рамках выполнения проекта планируется:

- организовать опытное производство капиллярных мембран и



**А. В. БИЛЬДЮКЕВИЧ, д.х.н., член-корреспондент НАН Беларуси, директор Института физико-органической химии НАН Беларуси**

полномасштабных фильтрующих элементов на их основе;

- разработать базовую конструкцию и конструкторскую документацию на автоматизированную модульную мембранную установку, методику ее испытаний и инструкцию по эксплуатации;
- изготовить головной образец автоматизированной модульной мембранной установки производительностью до 50 м<sup>3</sup>/ч и провести ее приемочные испытания на энергообъекте, определенном Минэнерго;
- организовать подготовку производства автоматизированных модульных мембранных установок в соответствии с СТБ 972-2000.

В 2011–2013 годах предполагается изготовить 6 мембранных установок различной мощности для энергообъектов республики.

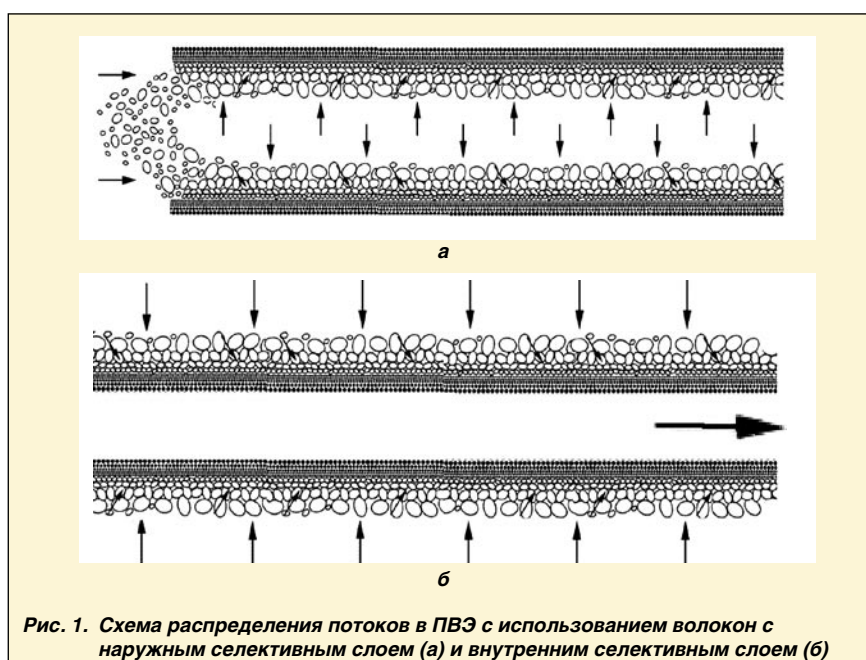
Для решения поставленных задач на первом этапе разработано стендовое оборудование и отработана технология получения капиллярных мембран – основного и самого главного элемента нового оборудования.

Полые волокна (ПВ) для ультра(УФ) или микрофильтрации (МФ) представляют собой тонкие пористые трубки с наружным диаметром 0,3–3,0 мм и толщиной стенок 0,10–0,75 мм [8–10]. Пористая структура УФ мембран позволяет задерживать частицы и макромолекулы размером

более 5 нм, тогда как МФ мембраны показывают высокую задерживающую способность по отношению к частицам размером выше 100 нм [11]. Первые мембранные модули на основе ПВ были разработаны фирмой Dow Chemical (США) в 60–70-х годах прошлого века [1]. Они представляли собой аппараты с параллельным расположением полупроницаемых волокон, которые были выполнены в виде кожухотрубчатого теплообменника. Торцы ПВ в корпусе герметизируют специальными эпоксидными смолами или полиуретановыми композициями, а для обеспечения рециркуляции рабочей среды и отвода пермеата предусмотрены боковые штуцера или внутренний коллектор пермеата.

В зависимости от геометрических размеров канала ПВ классифицируют как собственно полые волокна (диаметр менее 0,3 мм) и капиллярные мембраны (КМ) с большим внутренним диаметром канала, хотя это деление достаточно условно. Наиболее распространенные КМ имеют внутренний диаметр канала 0,8–1,2 мм. Среди мембранных материалов для изготовления КМ наиболее широко используют полисульфон (ПС) или полиэфирсульфон (ПЭС) (Koch Membrane Systems, Hydronautics), гидрофилизированный поливинилиденфторид (ПВДФ) (Asachi Casey, Dow Water Solutions), полиакрилонитрил (ПАН) (Dacien Membrane Systems Ltd., Ultra-flo), полипропилен (ПП) и некоторые другие. В многочисленных исследованиях [12–15] было показано, что наименьшей адсорбционной способностью и, следовательно, способностью к загрязнению обладают мембраны из гидрофильных полимеров (целлюлозы, ацетатцеллюлозы, полиакрилонитрила). Мембраны из гидрофобных полимеров (полисульфон, полиэфирсульфон, поливинилиденфторид) характеризуются высокой склонностью к загрязнению. Как правило, гидрофильные волокна предпочтительнее с точки зрения снижения осадкообразования, вызванного адсорбцией, в то же время они значительно уступают гидрофобным в механической прочности. Именно поэтому для низконапорной микро- или ультрафильтрации в тупиковом режиме используют ПВДФ, ПС или ПЭС мембраны с дополнительно гидрофилизированной поверхностью.

В зависимости от структуры ПВ (селективный слой образует внешнюю или внутреннюю стенку волокна) мем-



бранные элементы по конструкции делятся на два основных типа (рис. 1):

- разделяемый раствор подается через внутренний канал полого волокна, а пермеат отводится из межволоконного пространства: тип фильтрации «изнутри–наружу» (В-Н);
- разделяемый раствор подается в межволоконное пространство, а пермеат отводится из элемента через внутренний канал волокна: тип фильтрации «снаружи–внутри» (Н-В).

По схеме организации потоков ПВ фильтры подразделяются на проточные и тупиковые [6–7]. В проточных фильтрах смесь, поступающая на вход, разделяется на два выходящих потока: пермеат жидкость, прошедшую через стенки полупроницаемых мембран, и ретентат жидкость, содержащую часть (при образовании осадка на поверхности волокон) или все задержанные мембраной вещества. Движущей силой процесса служит перепад давления через мембрану между поверхностью, омываемой исходной смесью. Если исходная смесь подается внутрь ПВ, то есть к внутренней фильтрующей поверхности (В-Н), то перепад давления направлен в противоположном направлении, а пермеат отводится из межволоконного пространства. В тупиковых фильтрах исходная смесь очищается и выходит из фильтра только как пермеат, при этом все задержанные мембраной вещества остаются внутри фильтра.

Микрофотографии КМ первого типа с внутренним селективным сло-

ем представлены на рис. 2, а, структура волокна с наружным селективным слоем – на рис. 2, б. Ряд компаний (Matrix, Ultra-flo) производят волокна, имеющие два селективных слоя: снаружи и внутри волокна (рис. 2 в). В материалах фирмы Ultra-flo указывается, что бислойная структура имеет ряд преимуществ, поскольку позволяет использовать оба типа фильтрации – В-Н и Н-В [16].

Основным достоинством полволоконных модулей, изготовленных с применением КМ, имеющих наружный селективный слой, является несколько более высокая плотность упаковки мембран в аппарате. Недостаток же данного типа элементов – существенное усложнение регенерации мембран, в частности использование воздушного скруббинга. В связи с этим такие мембраны в основном используются в аппаратах погружного типа в составе мембранных биореакторов. Основным достоинством аппаратов с ПВ или КМ с внутренним селективным слоем является отсутствие застойных зон и, как следствие, более легкая регенерация.

Анализ имеющихся в литературе сведений об использовании капиллярных мембран и ПВ в процессах очистки воды показывает, что существует не более десятка производителей мембран. Основные фирмы и характеристики выпускаемых мембран представлены в табл. 1.

Анализ данных табл. 1 показывает, что геометрические размеры волокон достаточно близки и находятся в

пределах 0,5–0,9 мм. Для разделения водных сред с повышенными значениями мутности и содержанием дисперсной фазы ряд изготовителей рекомендует КМ с внутренним диаметром до 1,2–2 мм. Так, Hydronautics выпускает мембранные элементы HYDRAsap, укомплектованные мембраной с внутренним диаметром капилляра 0,8 мм с допустимым значением мутности питающей воды до 15 NTU, для более загрязненных вод используется специальная модификация HYDRAsap LD с мембраной 1,2 мм. Эти ограничения относятся к мембранам с типом фильтрации В-Н.

Факторы, влияющие на эффективность и производительность ПВ фильтров, можно разделить на три категории: а – общие параметры процесса (давление, скорость потока на входе в фильтр); б – параметры разделяемой смеси (вязкость, температура, рН, концентрация, размер задерживаемых веществ, их природа, электрокинетические потенциалы, коэффициент диффузии); в – свойства и параметры полупроницаемых мембран (размер пор и их распределение по размерам, адсорбционные свойства материала мембраны, толщина стенок и длина волокон) [8, 9].

Как и для всех УФ и МФ мембран [9, 10], проницаемость ПВ мембран по чистой воде увеличивается линейно с ростом давления, максимальное значение которого для УФ и МФ волокон обычно не превышает 0,2 МПа. При дальнейшем увеличении давления наблюдается усадка материала мембраны и ее необратимая механическая деформация, вызывающая



Рис. 2. Микрофотографии поперечных сколов мембран фирмы Koch Membrane Systems (а), Asahi Kasei Chemicals (б) и фрагмента поперечного скола мембраны Ultra-flo (в).

резкий рост гидравлического сопротивления или частичный разрыв. Практически линейный характер зависимости проницаемости от давления наблюдается и при разделении смесей с низким осмотическим давлением до тех пор, пока скорость пермеата не достигает значения критического потока, при котором начинается образование осадка. Дальнейший подъем давления приводит к росту слоя осадка, увеличивающего общее гидравлическое сопротивление потоку пермеата, вследствие чего рост проницаемости замедляется и практически прекращается по достижению так называемого значения предельного потока [8].

Для производства мембран необходима современная высокоточная технология, которая принципиально отлична для органических и неорганических мембран. Несмотря на обширную патентную информацию, достоверные сведения о технологии получения ПВ почти полностью отсутствуют, так как являются ноу-хау фирм-изготовителей.

В основу разработки технологии и стендового оборудования для получения капиллярных мембран положена разработанная в ИФОХ НАН Беларуси модификация метода получения капиллярных мембран по мокрому способу формования, заключающаяся в «свободном прядении» нити на воздухе с подачей осадителя внутрь жидкой нити полимерного раствора. Сформованное волокно под собственным весом поступает в приемную ванну, где сматывается в бухту. Процесс реализуется без использования «внешней» осадительной ванны, что позволяет существенно упростить его аппаратное оформление, и по сравнению с традиционным процессом мокрого формования химических волокон имеет принципиальные отличия:

- фазовое разделение формовочной композиции осуществляется только при контакте с «внутренним» осадителем; в приемной ванне происходит отмывка волокна от остаточного растворителя;
- структура волокна полностью формируется за время прохождения

Таблица 1. Характеристики капиллярных мембран ведущих зарубежных фирм

Показатель	Dow Water Solutions	Daicem Membrane Systems Ltd.	Hydronautics	Matrixs	Koch Membrane Systems	Asahi Kasei Chemicals	
Материал мембраны*	ПВДФ	АЦ, ПАН, ПЭС	ПЭС	ПЭС	ПС	ПС	ПВДФ
Тип фильтрации	Н-В	В-Н	В-Н	Н-В, В-Н	В-Н		Н-В
Размер пор, мкм	0,03	–	–			–	0,1
НММП, Д	80 000	6000-500 000	100 000	10 000-500 000	10 000, 100 000	6000, 10 000	–
Внутренний диаметр волокна, мм	0,65	–	0,8 1,2 (LD)	0,7-0,8	0,5 0,9	0,6	0,9
Наружный диаметр волокна, мм	1,25	–	1,3 2,0 (LD)	1,2-1,4	–	1,1	–
Трансмембранное давление, атм	2,1	–	0,27-1,5	–	2,1	3,0	3,0
Производительность по чистой воде, л/(м <sup>2</sup> ч атм)	370	–	–	–	–	327-470	–
Производительность по фильтрату, л/м <sup>2</sup> ч	54-166	–	60-145	100	–		–
Рабочий диапазон рН	2-11	2-12 (ПАН) 1-13 (ПЭС)	2-13	2-13	–	1-14	1-10
Максимальная температура, °С	40	98 (ПЭС)	40	45	40	80	40
Устойчивость к активному хлору, ppm	2000	–	200	200	200	–	–

\* ПВДФ – гидрофиллизированный поливинилденфторид, ПЭС – полиэфирсульфон, ПС – полисульфон, ПАН – полиакрилонитрил, АЦ – ацетат целлюлозы.

ния волокна от фильеры до приемной ванны;

- модуль осадительной (внутренней) ванны на 2–3 десятичных порядка меньше, чем при мокром формовании, то есть формование протекает в «мягких» условиях за счет разбавления осадителя растворителем;
- формование волокна происходит под действием силы тяжести, и «движущая» сила процесса определяется давлением в емкости полимерного раствора и расстоянием от фильеры до зеркала приемной ванны.

С учетом этих особенностей используемого метода формования разработано стендовое оборудование для получения капиллярных мембран. Стендовое оборудование включает (рис. 3) :

- аппарат для приготовления формовочных растворов (А 1), снабженный термостатом (Т 1) ;
- оборудование для фильтрации формовочных растворов (фильтр, подключаемый к нижнему сливу аппарата А 1);
- термостатируемые приемно-подающие емкости для формовочного раствора (А 2) и осадителя (А 3), снабженные термостатами Т 2 и Т 3;
- блок формования волокна, включающий стойку с фильерным узлом, комплект фильер с различной геометрией каналов подачи формовочного раствора/осадителя и соединительные коммуникации;
- компрессор для подачи сжатого воздуха;

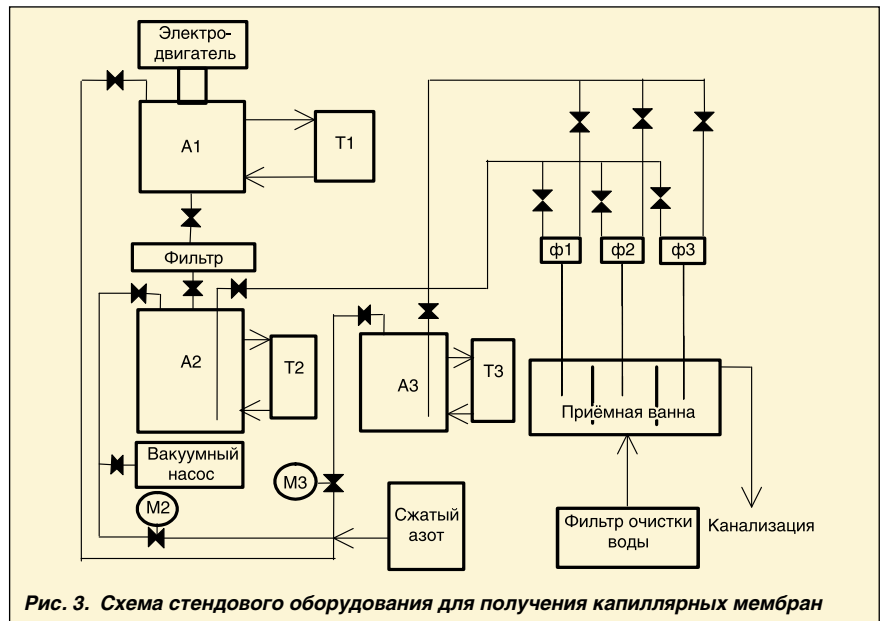


Рис. 3. Схема стендового оборудования для получения капиллярных мембран

- приемную ванну;
- промывочные барки и барки для импрегнирования волокна;
- устройство для смотки волокна;
- стойки для сушки волокна;
- блок водоподготовки (повысительная станция, автоматический фильтр умягчения, мембранный фильтр).

Блок формования волокна включает три фильерных узла, которые могут работать как параллельно, так и отдельно. Фильерный узел схематически представлен на рис. 4.

Особенностью разработанного стендового оборудования является отсутствие сматывающего устройства, поскольку волокно формируется под действием силы тяжести. Регулируемая подача в фильеру формовочного раствора и осадительной ванны осу-

ществляется сжатым азотом и контролируется образцовыми манометрами.

Формование волокна может осуществляться как в непрерывном, так и в периодическом режиме. По окончании процесса бухта волокна извлекается из приемной ванны, перематывается на устройстве для смотки волокна, разрезается, концы волокон перевязываются. Полученный пучок волокон помещается в барку, где происходит отмывка волокна от остаточного растворителя и последующее импрегнирование глицерином. Импрегнированный пучок волокон помещается на стойку, где происходит его сушка.

Разработано необходимое дополнительное оборудование для оценки геометрических характеристик волокон (внутренний диаметр, наружный диаметр, толщина стенки), его механических и транспортных характеристик (удельная производительность по дистиллированной воде и задерживающая способность по тестовому веществу-калибранту).

С целью разработки условий и режимов получения двух типов капиллярных мембран с различной удельной производительностью и селективностью проведены пробные формования капиллярных мембран на различных типах фильер, а также исследованы основные показатели капиллярных мембран в зависимости от следующих технологических параметров:

- температуры и времени приготовления формовочного раствора (для трех составов, различающихся концентрацией компонентов);
- продолжительности хранения формовочного раствора;

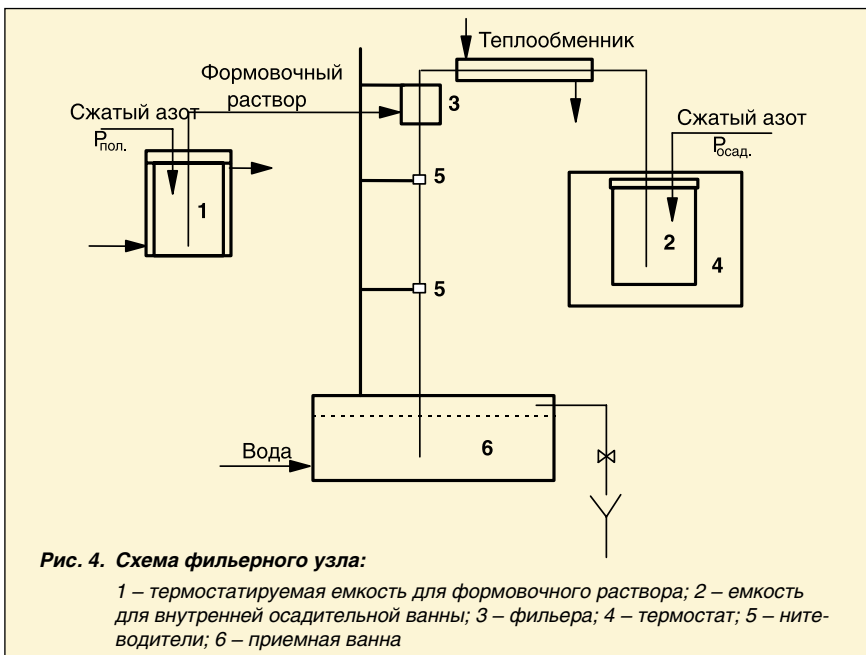
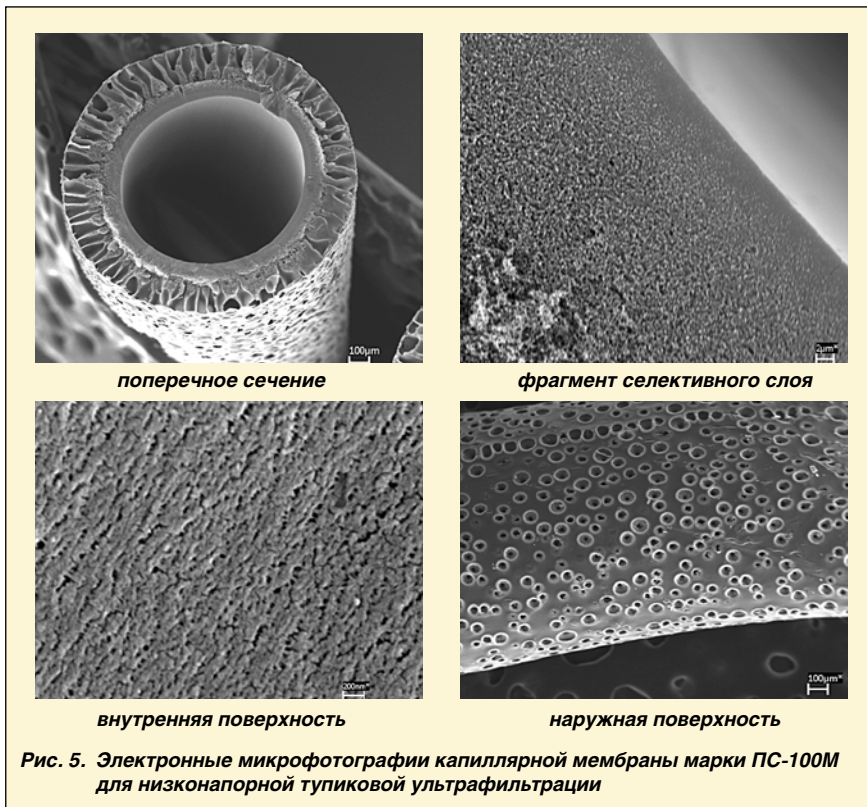


Рис. 4. Схема фильерного узла:

1 – термостатируемая емкость для формовочного раствора; 2 – емкость для внутренней осадительной ванны; 3 – фильера; 4 – термостат; 5 – нитеводители; 6 – приемная ванна



**Таблица 2. Характеристики мембран серии ПС-ПВ для низконапорной тупиковой ультрафильтрации**

Мембрана	ПС-100М	ПС-300
Производительность по воде*, л/м <sup>2</sup> ч	500-870	1000-1500
Номинальный молекулярно-массовый предел	100	300
Точка пузырька, атм	>10	>10
Давление разрыва волокна, атм	>10	>10
Диаметр, мм		
Внутренний	0.9	0.9
Наружный	1.45	1.45

\* Измерено при 1,0 атм, 25 °С.

- типа фильтрующего материала, используемого для фильтрации формовочного раствора;
- температуры внутренней осадительной ванны (для трех составов, различающихся концентрацией компонентов).

На основании проведенных исследований разработаны две мембраны серии ПС-ПВ специально для низконапорной тупиковой ультрафильтрации (табл. 2).

Электронно-микроскопические исследования полисульфоновых капиллярных мембран показали, что стенки волокон в поперечном сечении характеризуются выраженной асимметричной структурой (рис. 5). В канале полого волокна исследуемых мембран расположен тонкий скин-слой, строение которого определяет основные транспортные свойства мембран – производительность и селективность.

Мембраны серии ПС-ПВ (см. рис. 5) характеризуются наличием высокопо-

ристого дренажного слоя, следующего за скин-слоем и выполняющего роль поддерживающей подложки. Структура дренажного слоя представляет собой пеновидную матрицу, пронизанную штифтообразными вакуолями. Также при анализе микрофотографий поперечных сечений волокон можно заметить, что марки мембран различаются толщиной скин-слоя, длиной и шириной макропустот, их количеством, расстоянием друг от друга.

По значениям механической прочности и удельной производительности полученные образцы капиллярных мембран существенно превышают существующие импортные аналоги ведущих зарубежных фирм. Мембраны характеризуются высокими значениями точки пузырька (более 1,0 МПа), что свидетельствует об отсутствии микродефектов пористой структуры.

На КМ из полисульфона разработаны и утверждены ТУ ВУ 100185-198.091-2008 «Мембраны ультра-

микрофильтрационные полимерные». В НМИО ГУ «Республиканский научно-практический центр гигиены» проведены санитарно-гигиенические испытания капиллярных мембран, включающие органолептические, токсиколого-гигиенические и санитарно-химические исследования. По результатам исследований выдано удостоверение № Мл 9.8706-0907 о государственной гигиенической регистрации. Таким образом, можно констатировать, что в республике создана научная и материально-техническая база для дальнейшего развития и совершенствования новейших мембранных процессов на основе капиллярных мембран.

**Список литературы**

1. Laine', J.-M. Status after 10 years of operation – overview – overview of UF technology today/ J.-M Laine', D. Vial, P. Moulart // *Desalination*. – 2000. – Vol. 131, № 17.
2. Солодьянников, В.В. Мембранные технологии – решение проблемы получения осветленной воды нужного качества/ В.В. Солодьянников [и др.] // *Энергосбережение и водоподготовка*. – 2007. – № 4(48). – С. 16–20.
3. Owen, G. [et al] // *Journal of Membrane Science*. – 1995. – Vol. 102, № 1. – P. 77–91.
4. Cartwright, Peter S. // *Membranes for process water reuse*. Chem. Eng. (USA). – 2004. – Vol. 111, № 6. – P. 38–42.
5. Soares, J.A., Veza, J.M. // *Desalination*. – 2000. – Vol. 127, № 1. – P. 47–58.
6. Fiksdal, L., Leiknes, T. The effect of coagulation with MF/UF membrane filtration for the removal of virus in drinking water // *Journal of Membrane Science*. – 2006. – Vol. 279, № 1-2. – P. 364–371.
7. Пат. США № 6,495,041, B01D 063/02. Method for purifying aqueous suspension. / Asahi Kasei Kogyo Kabushiki Kaisha (Osaka, JP). – № 951631; Заявл. 14.09.01; Опубл. 17.12.02 – 19 с.
8. Кестинг, Р.Е. Синтетические полимерные мембраны: структурный аспект / Р.Е. Кестинг. – М.: Химия, 1991. – 335 с.
9. Брык, М.Т. Ультрафильтрация / М.Т. Брык, Е.А. Цапюк. – Киев: Навукова думка, 1989. – 288 с.
10. Черкасов, А.Н. Мембраны и сорбенты в биотехнологии / А.Н. Черкасов, В.А. Пасечник. – Л.: Химия, 1991. – 240 с.
11. Cherian, M. Ultrafiltration and Microfiltration Handbook. – Pennsylvania USA: Technomic Publishing Company, 1998. – 527 p.
12. Mückel, D. [et al] // *Journal of Membrane Science*. – 1999. – Vol. 158, № 1-2. – P. 63–75.
13. Marchese, J. [et al] // *Journal of Membrane Science*. – 2003. – Vol. 211, № 1. – P. 1–11.
14. Kwon, B. Organic nanocolloid fouling in UF membranes/ B. Kwon [et al] // *Journal of Membrane Science*. – 2006. – Vol. 279, № 1-2. – P. 209–219.
15. Мулдер, М. Введение в мембранную технологию/ М. Мулдер. – М.: Мир, 1999. – 573 с.
16. www.ultra-flow.com.sg

# ТЕРМИНАЛ ЗАЩИТЫ ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК 6-35 кВ СО СВОБОДНО ПРОГРАММИРУЕМОЙ ЛОГИКОЙ

В рамках Государственной научно-технической программы «Разработка и освоение методов, технологий, оборудования и систем, обеспечивающих эффективное и устойчивое функционирование топливно-энергетического комплекса Республики Беларусь» («Энергетика-2010») сотрудниками РУП «Белэлектромонтажналадка» разработано и организовано производство универсального терминала защиты (ТЗЛ) для распределительных сетей 6–35 кВ.

Разработка терминала ТЗЛ (МР741) и терминала дифференциальной защиты трансформатора УДЗТ (МР801) является завершающим этапом в реализации задачи обеспечения устройствами релейной защиты и автоматики отечественного производства подстанций 110/35/10 кВ. На предыдущих этапах выполнения данной задачи специалисты предприятия разработали и организовали производство серии цифровых терминалов защит, построенных на принципах жесткой логики:

- МР300 – защита отходящей линии 6–35 кВ;
- МР500 – ненаправленная токовая защита вводного, секционного выключателя, отходящей линии 6–35 кВ;
- МР600 – защита по напряжению и частоте подстанций 6-110 кВ (разработана по ГНТП-2005);
- МР700 – направленная токовая защита вводного, секционного выключателя, отходящей линии 6–35 кВ;
- МР730 – защита асинхронного двигателя 6–10 кВ.

Принципы жесткой логики существенно отличаются от принципов свободно программируемой (гибкой) логики. Вместе с тем каждая из них имеет свои достоинства и недостатки.

Жесткая логика – алгоритмы, выполняемые в определенной, жестко заданной последовательности, имеющие четко заданные структуру и условия логических переходов. Ее достоинства в том, что настройка терминала с жесткой логикой осуществляется относительно просто, вероятность ошибки при этом невелика. Вместе с тем жесткую логику не всегда возможно адаптировать к конкретным требованиям, предъявляемым к релейной защите и автоматике (РЗА) электроустановки.

Свободно программируемая логика (СПЛ) – логика, последовательность действия которой определяется пользователем. Как правило, СПЛ выполняется на основе логических блоков. Число блоков, их тип, параметры и связи между ними назначает пользователь. Конфигурирование свободно программируемой логики удобно выполнять в графическом редакторе. К достоинствам СПЛ относится возможность адаптировать функции терминала под нужды практически любого присоединения, к недостаткам – потребность в высокой квалификации персонала, участвующего в конфигурировании функций РЗА на принципах СПЛ.

Создавая ТЗЛ как универсальный терминал защиты, специалисты РУП «Белэлектромонтажналадка» решили использовать достоинства построения РЗА на обоих принципах, включив в состав ТЗЛ как жесткие функции, так и блок свободно программируемой логики.

**Актуальность разработки ТЗЛ обусловлена следующими причинами:**

- серия защит МР, построенная на жестко определенной логике, позволяет решить лишь типовые задачи по обеспечению подстанций 6–35 кВ устройствами РЗА;
- сети 6–35 кВ постоянно развиваются, меняются их конфигурация, схема, мощность и характер подключаемых потребителей. Это приводит к необходимости изменения схем (логики работы) РЗА в процессе эксплуатации, что не всегда возможно при реализации системы РЗА на терминалах с жесткой логикой;
- каждый конкретный энергообъект имеет свои отличия, обусловленные спецификой его назначения, традициями построения систем РЗА эксплуатирующих предприятий.



**М.С. ЛОМАН, м.т.н., инженер  
РУП «Белэлектромонтажналадка»**

Не секрет, что в каждой отрасли, в каждой энергосистеме сложились свои проектные решения. Таким образом реализовать универсальную функциональную (жесткую) схему устройства РЗА для любого присоединения напряжением 6–35 кВ не представляется возможным (если не по техническим, то по экономическим причинам);

- цифровые устройства применяются в Белорусской энергосистеме уже более 10 лет. За это время уровень знаний и умений эксплуатационного персонала в сфере цифровой техники существенно вырос. Релейщики, попробовав цифровые устройства в эксплуатации, требуют все больших возможностей от алгоритмов;
- зарубежные терминалы со свободно программируемой логикой имеют довольно большую стоимость.

Перечисленные причины свидетельствуют в пользу необходимости создания отечественного терминала со свободно программируемой логикой. В 2008 году специалисты РУП «Белэлектромонтажналадка» завершили разработку нового терминала защиты электроустановок 6–35 кВ со свободно программируемой логикой. В серийном производстве ТЗЛ получило наименование МР741.

**Аппаратное исполнение.** ТЗЛ (МР741) построен на базе современного процессора частотой 100 МГц, имеет 4 токовых входа, 4 входа по

напряжению, 16 дискретных входов, 16 релейных выходов, порты связи USB и RS-485.

**Концепция реализации СПЛ в МР741.** С целью обеспечения надежности основных алгоритмов РЗА – токовых защит, защит по напряжению и частоте, логики управления выключателем – терминал МР741 (рис. 1) сохранил в себе часть жесткой логики, которая дополнена блоком свободно программируемой (гибкой) логики. СПЛ позволяет разрабатывать новые алгоритмы функций РЗА, а также комбинировать и «дописывать» существующие жесткие функции. СПЛ МР741 строится на основе логических блоков: элементов «И», «ИЛИ», «ИЛИ-НЕ», «НЕ», таймеров шести видов, триггеров и мультиплексоров, элементов вывода информации на реле и в журнал системы.

СПЛ реализована в быстродействующем 10-миллисекундном цикле и позволяет создавать программы с объемом логических элементов до 250. Обладая такими характеристиками, терминал МР741 может решить любые задачи релейной защиты и автоматика на распределительных подстанциях 6–35 кВ.

Разработка алгоритмов выполняемых функций на основе гибкой логики осуществляется в специализированном графическом редакторе собственного производства (рис. 2).

**Графический редактор** входит в состав программы конфигурирования устройств производства РУП «Белэлектромонтажналадка» «УниКон».

Графический редактор СПЛ поддерживает следующие функции:

- работу в режиме эмулятора. Функция эмулятора позволяет считывать реальное состояние логических связей между элементами СПЛ из устройства МР741, при этом на схе-

ме состояние логической единицы подсвечивается красным цветом, логического нуля – синим;

- постраничное редактирование;
- вывод логической схемы на печать;
- загрузку файла СПЛ в устройство с возможностью последующего чтения его из устройства и редактирования.

**Блок жесткой логики.** С учетом пожеланий и рекомендаций пользователей наших устройств был выбран набор функций, реализованных на жесткой логике, включающий в себя:

- четыре направленные токовые ступени с возможностью пуска по напряжению;
- две направленные ступени по току обратной последовательности с возможностью пуска по напряжению;
- четыре направленные ступени по току нулевой последовательности (две по измеренному и две по расчетному) с возможностью пуска по напряжению;
- ступень по току нулевой последовательности высшей гармоники с возможностью пуска по напряжению;
- ступень от обрыва провода I2/I1;
- ступени по напряжению с уставкой на возврат и возможностью автоматического повторного включения (АПВ) по возврату: по две ступени от повышения и понижения напряжения, по две ступени от повышения напряжения нулевой и обратной последовательностей;
- по две ступени от повышения и понижения частоты с уставкой на возврат и возможностью АПВ по возврату;
- восемь внешних защит с уставкой на возврат и возможностью АПВ по возврату;
- логику управления выключателем, определения места повреж-



Рис. 1. Терминал защиты электроустановок 6-35 кВ со свободно программируемой логикой МР741

дения, автоматика УРОВ, ЛЗШ, АВР и АПВ;

- функцию осциллографирования.
- С учетом пожеланий специалистов служб РЗАИ РУП «Минскэнерго» при организации серийного производства терминал МР741 был доработан:
- добавлена функция контроля цепей включения и отключения (с жестко назначенными входами контроля цепей управления, включенными параллельно реле «Включить» и «Отключить»);
  - увеличено число реле с 11 до 16;
  - предусмотрена возможность запуска осциллографирования по срабатыванию ступени защиты или по пуску ее измерительного органа;
  - модернизированы алгоритмы расчета частоты и увеличен диапазон измерения частоты 40–60 Гц.

По оценкам специалистов, устройство МР741 занимает ту же нишу, что и устройства производства Areva P127, P141; ABB REF541. В то же время стоимость устройства МР741 в разы ниже аналогов. В 2008 году выпущена установочная партия МР741, а с 2009 года МР741 серийно выпускается РУП «Белэлектромонтажналадка». Все произведенные устройства МР741 устанавливаются на объектах Белорусской энергосистемы.

Таким образом, ТЗЛ (МР741) является успешным импортозамещающим устройством, которое позволяет не только экономить финансовые ресурсы за счет разницы в стоимости с зарубежными аналогами, но и оставлять средства внутри страны в виде налогов и заработной платы.

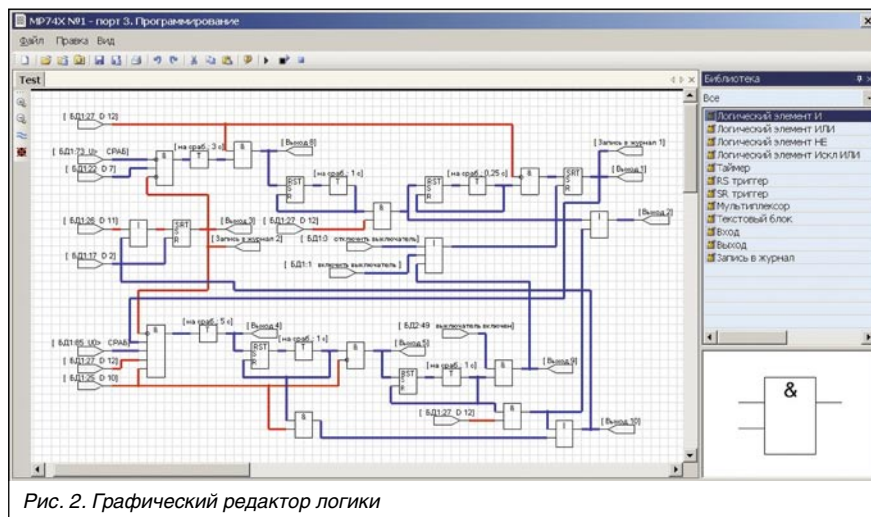


Рис. 2. Графический редактор логики

# ИССЛЕДОВАНИЕ И КОЛИЧЕСТВЕННАЯ ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ СВАРОЧНЫХ МАТЕРИАЛОВ НА КАЧЕСТВО СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ

Известно, что на качество сварных соединений влияет множество различных факторов. Среди них подготовка и сборка, сварочные материалы, основное и вспомогательное оборудование, организация работ, квалификация ИТР и исполнителей, уровень дефектоскопического контроля и термообработки, условия сварки, время года и некоторые другие, менее значимые. Дополнительные исследования позволили установить доминирующие в образовании дефектности факторы, к числу которых стоит отнести такие, как квалификация исполнителей, подготовка и сборка под сварку, сварочные материалы, сварочный процесс, сварочное оборудование. Именно они обуславливают от 90 до 97 % возникающей дефектности.

Сварочные материалы являются одним из важнейших доминирующих факторов, от которых напрямую зависит качество сварных соединений. Однако исследования удельного веса и количественной оценки этого влияния на общий уровень качества сварных соединений конкретных типоразмеров, как показал выполненный нами информационный поиск, практически отсутствуют.

Известно, что расход сварочных материалов напрямую зависит от объемов производства горячекатаного проката, составляющего около 90 % всего производства стали. Сварные конструкции (косвенная оценка) составляют около 65–75 % от объема производства стального проката. По данным ЭСАБ, в 2006 году мировое потребление стали достигло 1 222 млн. т, в том числе в Китае – 356 млн. т, Индии – 43 млн. т, России – 36 млн. т, в Беларуси – около 2,2 млн. т.

Масса наплавленного металла в судостроении составляет в среднем 20–25 кг на 1 т строительных конструкций (СК), в строительстве – 8–12 кг на 1 т СК. Расход сварочных материалов на 1 кг наплавленного металла при различных способах дуговой сварки и различных материалах составляет при РДС около 1,7 кг электродов, при механизированной сварке в  $CO_2$  и АСФ – 1,15 кг и 1,03 кг сплошной проволоки соответственно.

Структура потребления сварочных материалов в мире представлена на рис. 1. Из диаграммы видно, что в странах Юго-Восточной Азии и Китая преобладает использование электродов, а в Японии, Южной Корее, США и Западной Европе – сплошная и порошковая проволока. Отсюда следует вывод, что в первом случае чаще применяется ручная дуговая сварка, а во втором – механизированные и автоматизированные способы сварки.

Сварочные материалы должны выпускаться в соответствии с действующими (или международными) стандартами и специальными тех-



**П.В. ЗАНКОВЕЦ, к.т.н.,**  
заведующий отделом  
компьютерных технологий  
Института сварки и защитных  
покрытий НАН Беларуси



**Л.С. ДЕНИСОВ, д.т.н.,**  
профессор кафедры  
порошковой металлургии,  
сварки и технологии металла  
БНТУ

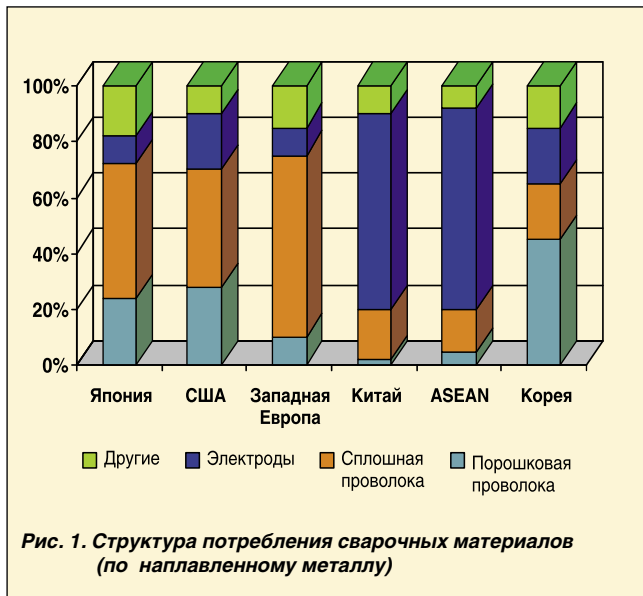


Рис. 1. Структура потребления сварочных материалов (по наплавленному металлу)

ническими условиями (ТУ). Для сварки стыков металлоконструкций и трубопроводов используются следующие сварочные материалы:

- электроды с основным и целлюлозным покрытием для ручной дуговой сварки;
- защитные газы – двуокись углерода газообразная и смеси газов двуокиси углерода и аргона для автоматической и механизированной сварки;
- самозащитные порошковые проволоки для механизированной сварки;
- сварочные проволоки сплошного сечения для автоматической и механизированной сварки в среде защитных газов и автоматической сварки под флюсом;
- порошковые проволоки для автоматической сварки в среде защитных газов;
- флюсы агломерированные для автоматической сварки поворотных стыков.

Выполненными нами исследованиями установлено, что некачественные сварочные материалы генерируют специфические дефекты сварных соединений. Установление закономерностей причинно-следственных связей образования дефектов по фактору «Сварочные материалы» представляется сложной, но очень важной задачей, решение которой позволит создать историю качества сварных соединений конкретных типоразмеров в зависимости от применяемых сварочных материалов. На этой основе формируется система превентивных мер по предупреждению брака сварочных материалов и в конечном итоге – управлению качеством сварных соединений. Ранее выполненными исследованиями было установлено, что каждый доминирующий фактор имеет свои параметры состояния, которые могут оказывать как положительное, так и отрицательное влияние на качество сварных соединений. Основные параметры состояния фактора «Сварочные материалы» представлены в табл. 1.

Все партии сварочных материалов должны проходить входной контроль, включающий:

- проверку наличия сертификатов качества или сертификатов соответствия фирмы (завода-изготовителя);
- проверку сохранности упаковки;

Таблица 1. Основные параметры состояния фактора «Сварочные материалы»

№ параметра	Факторные параметры
1.1	Сварочно-технологические свойства (соответствие сертификату качества)
1.2	Условия хранения (упаковка, герметичность, срок хранения)
1.3	Состояние покрытия (прочность – адгезия покрытия электродов и проволоки, разнотолщинность электродного покрытия)
1.4	Внешний вид (наличие трещин, вмятин, сколов, ржавчины и т.п.)

- определение диаметра электродов и проволоки и проверку их соответствия данным сертификата;
- проверку внешнего вида покрытия электродов и проволоки – прочности (адгезии) покрытия электродов, отсутствия поверхностных дефектов электродных покрытий и проволоки, разнотолщинности электродного покрытия;
- проверку сварочно-технологических свойств электродов и порошковых проволоки при сварке катушек труб и металлоконструкций во всех пространственных положениях.

Электроды, порошковые проволоки, проволоки сплошного сечения и флюсы при условии сохранности герметичности упаковки и централизованного складирования в специально оборудованном помещении могут храниться без дополнительной проверки в течение одного года перед использованием. При хранении сварочных материалов более одного года они должны пройти повторную проверку состояния качества. Если в результате обследования внешнего вида на поверхности проволоки или на электродном стержне обнаружены следы ржавчины и/или в результате проверки сварочно-технологических свойств сварочных материалов установлено, что они не обеспечивают качество выполнения сварных швов, то такие сварочные материалы использованию не подлежат.

Исследования проводили при изготовлении сварных соединений технологических трубопроводов различных типоразмеров ручной дуговой сваркой (РДС), механизированной в среде CO<sub>2</sub>, в смеси CO<sub>2</sub> + Ar и аргонодуговой сваркой (РАДС). Определение и анализ дефектности производили по данным неразрушающих методов контроля (НМК) – визуального (ВК), рентгенографического (РГГ) и ультразвукового (УЗК).

Согласно формуле дефектности базовой совокупности, структура дефектности по причинам определяется следующим образом:

$$D = \frac{\sum D_o}{\sum n} = \frac{\sum \Pi}{\sum n} + \frac{\sum Ш}{\sum n} + \frac{\sum Н}{\sum n} + \frac{\sum \Phi_{ш}}{\sum n} + \frac{\sum Пр}{\sum n}, \quad (1)$$

где  $D_o$  – общее количество дефектов;  $n$  – количество контролируемых участков шва длиной  $l$  ( $l = 300$  мм);  $\Pi$  – поры и их скопления;  $Ш$  – шлаковые включения;  $Н$  – непровары;  $\Phi_{ш}$  – дефекты формы шва;  $Пр$  – прочие дефекты.

Таблица 2. Дефектность, выявленная по причинам фактора «Сварочные материалы» при разлаженном процессе

Способ сварки	Сварено стыков, шт.	Проконтролировано участков L=300 мм, шт.	Выявлено дефектов, шт.				
			поры и их скопления	шлаковые включения	непровары	дефекты формы шва	прочие
РДС	2100	5880	9410	8230	1170	1730	1760
РДС+CO <sub>2</sub>	2300	6210	8700	8450	1350	1430	1280
РДС+CO <sub>2</sub> +Ar	1850	5360	8040	7240	1070	1240	1210
РАДС	1550	4650	7200	6040	700	1160	1220
<b>Структура дефектности</b>			<b>33350</b>	<b>29960</b>	<b>4290</b>	<b>5560</b>	<b>5470</b>

В табл. 2 представлены данные о дефектности, генерируемой по причинам некачественных сварочных материалов. Связи причин с количеством дефектов не выявлено. Однако легко просматривается важная статистическая связь структуры образуемой дефектности с ее причиной. Так, согласно формуле дефектности базовой совокупности и формуле (1), структура дефектности по причинам фактора «Сварочные материалы» выглядит следующим образом:

$$PC_1 = П(1,8) + Ш(1,3) + Н(0,2) + Фш(0,3) + Пр(0,3);$$

$$PC_2 = П(1,6) + Ш(1,5) + Н(0,1) + Фш(0,3) + Пр(0,2);$$

$$PC_3 = П(1,5) + Ш(1,4) + Н(0,2) + Фш(0,2) + Пр(0,3);$$

$$PC_4 = П(1,7) + Ш(1,3) + Н(0,2) + Фш(0,2) + Пр(0,2);$$

$$\Phi_M = П(1,6) + Ш(1,4) + Н(0,2) + Фш(0,3) + Пр(0,3),$$

где  $PC_1$  – сварочно-технологические свойства электродов и проволоки;  $PC_2$  – условия хранения;  $PC_3$  – адгезия покрытия электродов и проволок, разнотолщинность электродного покрытия;  $PC_4$  – внешний вид (сколы, трещины, ржавчина, загрязнения);  $\Phi_M$  – структура дефектности по фактору.

Таким образом, установлено, что каждый отрицательный параметр исследуемого фактора является причиной



Рис. 2. Структура дефектности, образуемая по причинам фактора «Сварочные материалы» при сварке технологических трубопроводов

уникальной, только ему присущей структуры дефектности. Из диаграммы, представленной на рис. 2, видно, что в структуре дефектности по причинам фактора «Сварочные материалы» преобладают дефекты: поры и их скопления – 1,6; шлаковые включения – 1,4 на участок контроля. Непровары, дефекты формы шва и прочие де-

Таблица 3. Причины дефектности сварных соединений технологических трубопроводов по фактору «Сварочные материалы»

Способ сварки	Диаметр, мм	Толщина, мм	Марка стали	Сварено стыков, шт.	Забраковано всего (шт.) / процент брака	Забраковано (шт.) / удельный вес причины брака в процентах					
						всего по фактору	сварочно-технологические свойства	условия хранения	адгезия покрытия	внешний вид	прочие
РДС	57	2,5	09Г2	1250	61/4,9	14/23,0	5/35,7	2/14,3	3/21,4	2/14,3	2/14,3
РДС+CO <sub>2</sub> +Ar	89	4,0	20Х	1270	73/5,8	16/21,9	7/43,8	3/18,8	3/18,8	2/12,5	1/6,3
РАДС	89	4,0	14ХГС	5740	360/6,3	76/21,1	28/36,8	11/14,5	18/23,7	10/13,2	9/11,8
РДС+CO <sub>2</sub> +Ar	112	6,0	20Х	4300	290/6,7	71/24,5	24/33,8	9/12,7	15/21,1	12/16,9	11/15,5
РДС	112	6,0	14ХГС	2790	215/7,7	57/26,5	21/36,8	8/14,0	12/21,1	9/15,8	7/12,3
РАДС	289	10,0	14ХГС	2900	235/8,1	56/23,8	22/39,3	7/12,5	12/21,4	8/14,3	7/12,5
РДС	289	10,0	20Х	1500	132/8,8	27/20,5	11/40,7	3/11,1	7/25,9	4/14,8	2/7,4
РДС	500	14,0	14ХГС	1790	167/9,3	34/20,4	13/38,2	4/11,8	9/26,5	5/14,7	3/8,8
<b>Итого</b>				<b>21540</b>	<b>1533/7,2</b>	<b>351/ 22,9</b>	<b>131/37,3</b>	<b>47/13,4</b>	<b>79/22,5</b>	<b>52/14,8</b>	<b>42/12,0</b>

фекты здесь довольно редки – от одного до двух на 10 участках контроля.

Установлено, что структура образующейся дефектности при разных отрицательных параметрах фактора отличается незначительно и имеет общие закономерности, позволяющие при сварке конкретных типоразмеров сварных соединений в разрезе способов сварки, марок свариваемых материалов и условий сварки использовать их для повышения качества сварных соединений в каждом конкретном случае.

Результаты исследования причин образования дефектности по фактору «Сварочные материалы» представлены в табл. 3. Видно, что доминирующими причинами, генерирующими 59,8 % дефектов сварочных материалов, являются их сварочно-технологические свойства и адгезия (прочность) покрытия электродов и проволоки. Отсюда следует вывод о важности правильного выбора сварочных материалов при сварке конкретных марок сталей и их сплавов. Однако и другие параметры фактора также в определенной мере, а в общей сложности в 40,8 % случаев, могут генерировать брак сварных соединений.

Полученные данные также дают возможность определить общий удельный вес влияния фактора «Сварочные материалы» на уровень качества сварных соединений конкретных типоразмеров в разрезе способов сварки, марок свариваемых материалов и условий сварочного процесса.

В табл. 4 представлены результаты исследования удельного веса влияния сварочных материалов на уровень качества сварных соединений технологических трубопроводов различных типоразмеров при разных способах сварки. Видно, что удельный вес влияния сварочных материалов на уровень качества сварных соединений колеблется от 20,4 до 26,5 %. При общем браке 1533 стыков и уровне качества 92,7 % забраковано по причинам некачественных сварочных материалов 351 сварное соединение, что составляет 22,9 %. Таким образом, исследованиями установлено влияние сварочных материалов на уровень качества сварных соединений и определен их удельный вес в формировании качества при изготовлении конкретных типоразмеров сварных соединений различными способами сварки. Этот важный вывод позволяет по каждой базовой

совокупности (БС) стыков до начала их изготовления или в оперативном режиме принимать обоснованные решения, направленные на оптимальный выбор и использование необходимых сварочных материалов, что, безусловно, повышает выходной уровень качества изготавливаемых сварных соединений.

**Список литературы**

1. Недосека, А.Я. Основы расчета и диагностики сварных конструкций / А.Я. Недосека. – Киев, 2001. – 815 с.
2. Шахматов, М.В. Работоспособность и неразрушающий контроль сварных соединений с дефектами / М.В. Шахматов, В.В. Ерофеев, В.В. Коваленко. – Челябинск: ЦНТИ, 2000. – 227 с.
3. Занковец, П.В. Количественные показатели дефектности и оценка качества сварных соединений / П.В. Занковец, Г.Н. Здор, В.К. Шелег // Весці НАН Беларусі. Сер. фіз.-тэхн. навук. – 2004. – № 2. – С. 118–122.
4. Занковец, П.В. Математическое моделирование влияния производственных факторов на образование дефектов сварных соединений / П.В. Занковец, В.К. Шелег // Математическое моделирование и информационные технологии в сварке и родственных процессах: сб. тр. 2-й Междунар. конф. – Киев: ИЭС им. Е.О. Патона НАН Украины, 2004. – С. 95 – 98.
5. Занковец, П.В. Исследование и обоснование влияния производственных факторов на образование дефектности сварных соединений / П.В. Занковец, В.К. Шелег // Сварка и родственные технологии. – Минск, 2004. – № 6. – С. 93–96.
6. Занковец, П.В. Разработка методов и исследование причин дефектности сварных соединений / П.В. Занковец, Г.Н. Здор, В.К. Шелег // Весці НАН Беларусі. Сер. фіз.-тэхн. навук. – 2006. – № 2. – С. 107–113.
7. Занковец, П.В. Исследование причинно-следственных связей образования дефектов в сварных соединениях по результатам неразрушающего контроля / П.В. Занковец // Защитные покрытия, сварка и контроль: сб. тр. 37-го межгос. семинара. – Минск, 2006. – С. 67–72.
8. Занковец, П.В. Математическое моделирование и информационные технологии в обеспечении качества сварных металлоконструкций / П.В. Занковец // Весці НАН Беларусі. Сер. фіз.-тэхн. навук. – 2007. – № 2. – С. 120–128.
9. Денисов, Л.С. Исследование и анализ дефектности сварных соединений, выполненных сваркой плавлением / Л.С. Денисов, П.В. Занковец // Технологии–оборудование–качество: сб. тр. 11-го междунар. симпозиума. – Минск, 2008. – С. 85–88.

**Таблица 4. Влияние сварочных материалов на уровень качества сварных соединений технологических трубопроводов**

Способ сварки	Диаметр трубопровода, мм	Толщина стали, мм	Марка стали	Сварено стыков, шт.	Забраковано стыков, всего, шт.	Уровень качества, %	Забраковано стыков по фактору, всего, шт.	Удельный вес фактора, %
РДС	57	2,5	09Г2	1250	61	95,1	14	23,0
РДС+CO <sub>2</sub> +Ar	89	4,0	09Г2	1270	73	90,7	16	21,9
РАДС	89	4,0	14ХГС	5740	360	92,3	76	21,1
РДС+CO <sub>2</sub> +Ar	112	6,0	14ХГС	4300	290	93,7	71	24,5
РДС	112	6,0	14ХГС	2790	215	91,2	57	26,5
РАДС	289	10,0	20Х	2900	235	94,3	56	23,8
РДС	289	10,0	20Х	1500	132	93,3	27	20,5
РДС	500	14,0	20Х	1790	167	91,2	34	20,4
<b>Итого</b>				<b>21540</b>	<b>1533</b>	<b>92,7</b>	<b>351</b>	<b>22,9</b>

# Э Н Е Р Г О Т Е Х П Р О М

## ЦЕЛЬ – КАЧЕСТВО ПРИОРИТЕТ – ПОТРЕБИТЕЛЬ ЦЕННОСТЬ – ПЕРСОНАЛ

Республика Беларусь на протяжении многих лет проводит поступательную политику в развитии промышленного потенциала страны на основе повышения качества во всех сферах экономики. В соответствии с Государственной программой «Качество» на 2007-2010 годы, нормативными документами Министерства энергетики и с целью разработки и производства качественных, безопасных и конкурентоспособных на внутреннем и внешнем рынках продукции и услуг совместное открытое акционерное общество «Энерготехпром» в 2009 году внедрило и сертифицировало систему менеджмента качества и систему управления охраной труда, соответствующие требованиям международных стандартов ISO 9001:2008 и OHSAS 18001:2007.

Наличие этих систем является необходимым условием при поставке продукции, проведении тендеров, а также механизмом совершенствования деятельности организации в целом. Характерной особенностью сегодняшнего дня является распространение системного подхода не только на менеджмент качества, но и на охрану труда. В результате предприятие получит реальные конкурентные преимущества, одним из которых является возможность правильно определять и корректировать свою стратегию и приоритеты развития, ресурсы, обновлять схемы работы, принимать эффективные управленческие решения.

СОАО «Энерготехпром» – многопрофильная организация, входящая в состав ГПО «Белэнерго», с опытом проектирования, строительства, монтажа, ремонта и наладки теплоэнергетического и вспомогательного оборудования тепловых электрических станций и котельных. Организация образована в 1993 году. Имеет необходимую производственную базу, располагает металлообрабатывающим и другим специализированным оборудованием для выполнения монтажа, ремонта и изготовления продукции. В структуре организации имеется аккредитованная лаборатория неразрушающего контроля и технической диагностики.

В организации работают 150 человек. Инженерно-технический персонал и рабочие обладают высокой квалификацией и большим производственным опытом, позволяющим качественно выполнять сложные монтажные и ремонтные работы на объектах энергетики.



## СЕРТИФИКАТ

**соответствия системы менеджмента  
требованиям стандарта EN ISO 9001:2008  
и BS OHSAS 18001:2007**

Применение системы менеджмента в соответствии с указанным стандартом было продемонстрировано и подтверждается согласно процессу сертификации для предприятия



СОВМЕСТНОЕ ОАО  
**ЭНЕРГОТЕХПРОМ**

**Совместное открытое акционерное общество  
ЭНЕРГОТЕХПРОМ**  
Ул. Омелянюка, 15  
220021 Минск,  
Республика Беларусь

область применения:

**Производство элементов котлов, сосудов, трубопроводов.  
Ремонт, монтаж и наладка теплоэнергетического  
оборудования ТЭС и котельных.**

Регистрационный номер	TIC 15 100 96321	Действителен до 2012-06-14
TIC сертификата	TIC 15 116 9130	
Отчет по аудиту №	3330 2E2C A0	

Сертификация проведена в соответствии с процедурами TIC по проведению аудита и сертификации и предусматривает проведение регулярных наблюдательных аудитов.

*A. Drechsel*

Орган по сертификации систем менеджмента и персонала  
TÜV Thüringen e.V.



Йена, 2009-06-15



TGA-ZM-03-06-00 // TGA-ZM-03-06-64



Член 

Zertifizierungsstelle des TÜV Thüringen e.V. • Riedelstraße 41 • D-07745 Jena • ☎ +49 3641 399740 • ✉ zertifizierung@tuev-thueringen.de

Основными видами и направлениями деятельности организации являются:

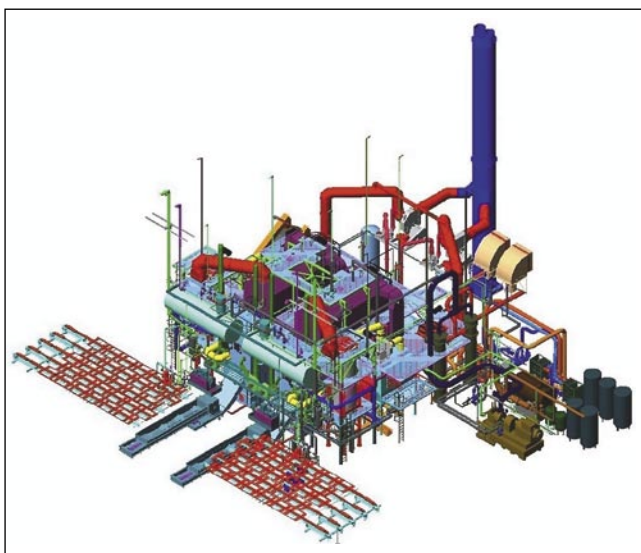
- комплексный ремонт теплоэнергетического оборудования;



Щитовая мини-ТЭЦ, ОАО «Мостовдрев»



Котельная, Боровляны



Мини-ТЭЦ на местных видах топлива

- ремонт кранов мостового и козлового типа, в том числе механического и электрического оборудования, металлоконструкций, подкрановых путей;
- изготовление, монтаж, модернизация и наладка широкого диапазона клапанов дискового типа для автоматического регулирования расхода воды в различных технологических процессах на тепловых электростанциях, котельных, тепловых пунктах;
- выполнение проектно-конструкторских и инженерно-технологических работ;
- разработка и создание новых, а также модернизация существующих абонентских тепловых пунктов.

На указанные виды деятельности имеются соответствующие лицензии Республики Беларусь.

Мы гордимся тем, что многие объекты энергетики дают свет и тепло благодаря труду и наших специалистов. Это паровые и водогрейные котлы Минской ТЭЦ-3, Минских тепловых сетей, Молодечненских электрических сетей, ТЭЦ «Слуцкого сахарорафинадного комбината» и др.

За время деятельности предприятием выполнены под ключ:

- монтаж и ввод в эксплуатацию оборудования котельной установки на древесных отходах теплопроизводительностью 5000 кВт с реконструкцией существующей котельной «Боровляны»;
- монтаж мини-ТЭЦ в г. Мосты ОАО «Мостовдрев»;
- реконструкция 10 котельных объектов социальной сферы.

Смонтированы и успешно эксплуатируются в течение многих лет на объектах энергетики Республики Беларусь, России, Литвы, Казахстана 1065 клапанов дискового типа высокого и среднего давления. Нами также произведен монтаж котельного оборудования (производства компании «Политехник», Австрия) на объектах Российской Федерации в городах Петрозаводск, Хабаровск, Усть-Кут, Иркутск, работающих на местных видах топлива.

В настоящее время СОАО «Энерготехпром» ведет монтаж технологического оборудования на мини-ТЭЦ в г. Петриков Гомельской области.

Около 15 % оказанных услуг и выпущенной продукции СОАО «Энерготехпром» поставляет на экспорт.

Наше стремление к качеству для удовлетворения требований всех заинтересованных сторон – потребителей, поставщиков, сотрудников, акционеров, государства – базируется на накопленном опыте, самоотверженном труде и высоком профессионализме и позволяет нашей организации с уверенностью смотреть в будущее.

Совместное открытое акционерное общество  
**«ЭНЕРГОТЕХПРОМ»**



Республика Беларусь, 220021,  
г. Минск. ул. Омелянюка, д. 15,  
Тел. приемной 246-17-25,  
тел./факс: 242-96-04, 285-57-33

e-mail: [energotekhprom@mail.belpak.by](mailto:energotekhprom@mail.belpak.by)



# ЭНЕРГЕТИКА. ОБЗОР СОБЫТИЙ В МИРЕ

## СНГ

### МИНЭНЕРГО РОССИИ ОБОЗНАЧИЛО СТРАТЕГИЧЕСКИЕ ОРИЕНТИРЫ РАЗВИТИЯ ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Директор Департамента нефтегазового комплекса Министерства энергетики РФ Виталий Караганов выступил с докладом на 7-м Нефтегазовом конгрессе, который проходил в Москве с 23 по 25 июня в рамках выставки «Нефть и Газ»/MIOGE 2009. Основой его доклада на тему «Стратегия развития газовой отрасли – создание новых центров добычи» послужила Генеральная схема развития газовой отрасли до 2030 года, которая в настоящее время внесена на рассмотрение в Правительство РФ. В выступлении были обозначены основные направления развития газовой отрасли, в том числе увеличение ресурсной базы и создание новых центров добычи газа, которые позволят компенсировать падающую добычу по разрабатываемым месторождениям. В результате к 2020 году новыми крупными газовыми провинциями станут Ямальский (включая шельф Карского моря), Баренцевоморский, Восточносибирский и Охотоморский центры газодобычи. Виталий Караганов также отметил, что долгосрочными целями развития газовой отрасли на перспективу до 2030 года являются: стабильный рост добычи газа до 876–981 млрд. м<sup>3</sup>, надежное покрытие спроса на газ на внутреннем рынке (550–613 млрд. м<sup>3</sup>), повышение уровня газификации регионов России до 86 % (в 2007 году – 62 %), диверсифицированный экспорт газа вследствие выхода России на рынки АТР и США в объеме 30–32 % от общего экспорта российского газа, в том числе за счет развития производства СПГ в новых центрах газодобычи (Баренцевоморский, Охотский), стабильное развитие газопереработки и газохимии, а также базовых отраслей отечественной промышленности, поставляющих продукцию предприятиям газовой отрасли.

### «ГАЗПРОМ» НАДЕЕТСЯ СТАТЬ КРУПНЕЙШЕЙ ЭЛЕКТРОГЕНЕРИРУЮЩЕЙ КОМПАНИЕЙ В РОССИИ

«Газпром» станет крупнейшей электрогенерирующей компанией в России после того, как завершит процесс вертикальной интеграции своих энергоактивов. Как передает РИА «Новости», об этом заявил глава холдинга Алексей Миллер на годовом собрании акционеров. Он напомнил, что ранее «Газпром» установил контроль над «Мосэнерго» и стал мажоритарным акционером ОГК-2, ОГК-6 и ТГК-1, их установленная мощность – около 36 тыс. МВт. «Энергетический эффект вхождения «Газпрома» в электроэнергетику обусловлен тем, что электростанции потребляют одну треть всего природного газа в России, при этом КПД подавляющего большинства из них не превышает и 35 %», – отметил глава холдинга. «Газпром», по его словам, строит новые объекты на генерацию с использованием современных технологий, устанавливая на них парогазовые энергоблоки с КПД порядка 53 %, что позволит снизить расход топлива. С 2009 по 2013 год компания планирует вложить в строительство электростанций порядка 250 млрд. рублей. «Газпром» стал крупнейшим и самым надежным инвестором в электроэнергетику России.

В своем выступлении Миллер, кроме того, затронул тему нефтяного бизнеса. «По итогам 2008 года «Газпром нефть» сохранила позицию лидера по эффективности среди российских вертикально интегрированных нефтяных компаний», – отметил он и напомнил, что добыча «Газпром нефти» в минувшем году выросла на 7,3 % – до 46,3 млн. т, чистая прибыль – на 12 %, до \$ 4,658 млрд. Идет подготовка к участию компании в освоении нефтяных запасов «Газпрома».

## СОСТОЯЛОСЬ ЗАСЕДАНИЕ КООРДИНАЦИОННОГО ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО СОВЕТА ЦЕНТРАЛЬНОЙ АЗИИ

20 июня в Ташкенте состоялось 8-е заседание Координационного Электроэнергетического Совета Центральной Азии (КЭС ЦА). Членами КЭС ЦА являются первые руководители электроэнергетических компаний Центральной Азии – АО KEGOC (Казахстан), ОАО «НЭС Кыргызстана», ОАХК «Барки Точик» (Таджикистан), ГАК «Узбекэнерго». Кроме полномочных представителей на заседание Совета были приглашены специалисты электроэнергетических компаний региона и руководители КДЦ «Энергия». В его работе принял участие председатель исполнительного комитета Электроэнергетического Совета СНГ Е.С. Мишук.

КЭС ЦА принял решения по актуальным вопросам региональной электроэнергетики. По отчету Координационной комиссии КЭС утверждены и введены в действие с 1 июля 2009 года приложение «Протяженность основных межсистемных транзитов условно выделенной сети ОЭС ЦА» к «Методике расчета транзитов электроэнергии в ОЭС ЦА и Юга Казахстана», «Единый порядок по выводу в ремонт и производству работ на межсистемных ВЛ, находящихся под наведенным напряжением», «Методика сведения балансов сальдо-перетоков электроэнергии энергосистем ОЭС Центральной Азии и Южной зоны ЕЭС Казахстана». Участники заседания обсудили ряд других организационных и технических вопросов ОЭС Центральной Азии и приняли по ним соответствующие решения, в частности: председателем Координационного Электроэнергетического Совета Центральной Азии на срок до 21 июня 2010 года избран Президент АО KEGOC К.А. Бозумбаев в связи с окончанием срока полномочий Б.М. Тешабаева (ГАК «Узбекэнерго»). Очередное заседание Координационного Электроэнергетического Совета ЦА намечено провести в сентябре-октябре 2009 года в учебном центре Катарколь АО KEGOC (Казахстан).

## В КАЗАХСТАНЕ СОЗДАНА «КАРТА» КОМПАНИЙ-ПОСТАВЩИКОВ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

В начале июля компанией Achilles объявлено о запуске проекта «Первый пункт Казахстана» – новой электронной базы данных компаний-поставщиков нефтегазовой отрасли. Как сообщает Gazeta.kz, проект реализуется с 2008 года и на данный момент в электронной базе ППК зарегистрировано 168 компаний. Рассчитана она на 1500 компаний. Электронная база «Первый пункт Казахстана» учреждена крупнейшими нефтедобывающими компаниями Agip, TCO и KPO с целью предоставить уникальную возможность местным компаниям-поставщикам предлагать свои товары и услуги для нефтегазовой отрасли.

В Казахстане уже существует целый ряд электронных баз данных местных компаний-поставщиков, и каждая из нефтяных компаний больше пользуется какой-то одной из них. Цель же ППК – предоставить нефтегазовому сектору всю «карту» отечественных компаний-поставщиков. Местные компании-поставщики уже смогли оценить эффективность новой электронной базы. Таким образом, западным компаниям, ко-

торые собираются выходить на казахстанский рынок, будет очень удобно осуществлять поиск поставщиков через ППК.

## В УКРАИНЕ СОЗДАДУТ АЛЬТЕРНАТИВНЫЙ РЫНОК ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

НКРЭ предлагает ввести новый механизм заключения договоров на рынке электрической энергии и создать альтернативный действующему балансирующий рынок.

НКРЭ предложила проект закона «О началах функционирования рынка электрической энергии Украины». Основная цель законопроекта – обеспечить переход оптового рынка электроэнергии на заключение прямых договоров между производителями и потребителями. Для обеспечения этого права проектом закона предусмотрено создание альтернативного действующему рынка электроэнергии – балансирующего рынка. На сегодняшний день законом «Об электроэнергетике» установлена обязанность для его участников покупать электроэнергию исключительно на оптовом рынке. Кроме этого, функционирование других оптовых рынков электроэнергии запрещено. В случае, если проект закона поддержит ВР, на рынке Украины появится еще один рынок электроэнергии – балансирующий, что в свою очередь позволит закупать электроэнергию по прямым договорам.

## ТУРКМЕНИСТАН И КИТАЙ ПОДПИСАЛИ СОГЛАШЕНИЯ В ГАЗОВОЙ СФЕРЕ

В июне президент Туркменистана Гурбангулы Бердымухамедов и заместитель премьера Государственного Совета Китайской Народной Республики Ли Кэцян по итогам переговоров подписали пакет документов, в число которых вошли соглашения о представлении государственной корпорации «Туркменгаз» кредита в \$ 4 млрд., о купле-продаже природного газа, о купле-продаже ежегодно дополнительных 10 млрд м<sup>3</sup> газа, о добыче газа и конденсата на договорной территории «Багтыярлык» и др. Как передает корреспондент Turkmenistan.ru, в ходе беседы отмечалось, что газопровод Туркменистан – Китай будет сдан в эксплуатацию в конце 2009 года, и в соответствии с ранее достигнутыми договоренностями Туркменистан будет в течение 30 лет поставлять в КНР до 40 млрд. м<sup>3</sup> газа ежегодно.

## СТРАНЫ БАЛТИИ

### ЗАВЕРШЕНА ПОДГОТОВКА СТРОЙПЛОЩАДКИ ДЛЯ ХРАНИЛИЩА ЯДЕРНЫХ ОТХОДОВ ИГНАЛИНСКОЙ АЭС

В Литве завершены работы по подготовке строительной площадки для временного хранилища отработанного ядерного топлива Игналинской АЭС (ИАЭС). Субподрядчик немецкой компании Nukem Technologies, которая будет строить хранилище, – литовское предприятие Projektana завершило работы по выравниванию почвы и укреплению грунта на строительной площадке. Построить и оборудовать хранилище для отработанного ядерного топлива закрывающейся в конце нынешнего года ИАЭС консорциум германских компаний Nukem Technologies и Gesellschaft fur Nuklear-Service планирует

к марту 2011 года. Ранее планировалось, что ядерный могильник будет построен к августу 2008 года, однако немцы столкнулись с рядом непредвиденных трудностей технического характера, и договор в этом году был переписан заново. Средства на проект стоимостью свыше 190 млн. евро выделил Европейский союз и другие доноры. Администрирует средства ЕБРР.

Могильник для отработанного ядерного топлива строится на 40 га территории Висагинского самоуправления вблизи Игналинской АЭС и в 4 км от границы с Беларусью. В хранилище общей вместимостью 120 тыс. м<sup>3</sup> (13 360 железнодорожных цистерн) планируется разместить до 18 тыс. кассет с использованным ядерным топливом, которое накопились с 1982 года. Сооружение будет представлять собой приповерхностный могильник курганного типа с железобетонными отсеками. Такие хранилища уже десять лет функционируют в Японии, Испании, Словакии, Франции и Швеции. Опасные отходы, залитые в бетон и помещенные в контейнеры из железобетона, здесь покрыты несколькими защитными барьерами водонепроницаемой глины. Литва совместно с Беларусью обязалась осуществлять постоянный мониторинг за захоронением. Надзор за ним будет осуществляться 300 лет.

## ЛАТВИЯ РАСТОРГНЕТ ДОГОВОР С VIGO ОБ ОБЯЗАТЕЛЬНЫХ РЕЗЕРВАХ ТОПЛИВА

Министр экономики Латвии Артис Кампарс принял решение расторгнуть договор об обязательных резервах топлива. Он также требует, чтобы Генеральная прокуратура проверила законность ранее подписанного договора. Как сообщает DELFI, сумма договора с фирмой Vigo составляет 1,4 млн. латов. «Мы получили доказательства, что у фирмы Vigo нет складов, где можно было бы хранить дизельное топливо в указанном объеме. По нашим данным, фирма не обеспечила государственные резервы и в случае энергетического кризиса не смогла бы доставить топливо в нужные сроки и в нужном объеме», — заявил Кампарс.

Данные о невыполнении договора стали известны после того, как при реорганизации Агентства по строительству, энергетике и жилью было получено письмо от заместителя Министра энергетики Литвы Хенрика Бернатавичуса, в котором он утверждает, что в Клайпедском нефтетерминале нет резервов нефти, которые Vigo якобы заготовила для Латвии. Ни один из счетов, предъявленных фирмой, не был оплачен, сообщает Министерство экономики. Сомнительный договор был подписан в марте 2009 года.

## В МИРЕ

### ОДНИМ ИЗ ПРИНЦИПАЛЬНЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ САММИТА G8 СТАЛО ПРИЧИСЛЕНИЕ КРУПНЫХ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ К КАТЕГОРИИ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ

В Риме в период с 3 по 5 июня прошел саммит G8. В этом году его основной задачей было ознакомить правительства стран «большой восьмерки» с предложениями крупнейших энергетических компаний мира, направленными на преодоление проблем устойчивого развития и

изменения климата, для выработки правительствами приемлемых решений в энергетической сфере в период глобального финансового кризиса. Одним из принципиальных результатов саммита G8 стало причисление крупных гидроэлектростанций (мощностью более 25 МВт) к категории возобновляемых источников энергии. Кроме того, как отмечено в заявлении по итогам саммита, цель участников G8 состоит в содействии финансированию технологий с нулевыми и низкими выбросами и расширению применения механизмов экологически чистого развития, к которым относятся и крупные гидроэлектростанции.

## ЕЖЕГОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ ЕВРЭЛЕКТРИК

15–16 июня в Бухаресте (Румыния) прошла ежегодная конференция ЕВРЭЛЕКТРИК «Электроэнергетические рынки – 2050: интеллектуальные, интегрированные, безуглеродные». В конференции приняли участие около 420 делегатов – менеджеров электроэнергетической отрасли, представителей потребителей, регуляторов, консалтинговых компаний и финансовых кругов. Программа конференции включала три основные тематические сессии: «Безуглеродная энергетика – свободная от углеродных выбросов Европа», «Интеллектуальная электроэнергетическая инфраструктура для будущего» и «Как ВИЭ могут быть интегрированы в рынок?». В завершение конференции состоялась общая дискуссия с участием первых руководителей ведущих европейских электроэнергетических компаний на тему «Энергобезопасность и инвестиции в электроэнергетику». В ходе конференции прошла рабочая встреча секретариата ЕВРЭЛЕКТРИК и Исполнительного комитета ЭЭС СНГ, на которой обсуждались вопросы организации совместных действий по выполнению решений, принятых на 10-й встрече президентов ЕВРЭЛЕКТРИК и ЭЭС СНГ. Была достигнута договоренность о проведении заседания рабочих групп по рынкам и окружающей среде осенью 2009 года. Следующая ежегодная конференция ЕВРЭЛЕКТРИК состоится 14–15 июня 2010 года в г. Дублине (Ирландия).

## ЕВРОПЕЙСКИЕ СТРАНЫ ДАЛИ СТАРТ СТРОИТЕЛЬСТВУ ГАЗОПРОВОДА NABUSSO

В Анкаре состоялось подписание межправительственного соглашения о строительстве газопровода Nabucco, по которому каспийский газ в обход России будет доставляться в Центральную Европу через Турцию и Балканы. Об этом сообщает AFP. Подписи под документом поставили премьер-министры Турции, Венгрии, Румынии, Болгарии и Австрии. Германия, также участвующая в реализации проекта, подпись под соглашением не ставила, так как не является транзитной страной.

Строительство газопровода Nabucco, которое планировалось завершить к 2014 году, еще не начато, однако оценка стоимости проекта уже была повышена. В настоящее время она достигает € 8 млрд. Проектная мощность газопровода составляет 30 млрд. м<sup>3</sup>.

Nabucco станет продолжением уже построенного газопровода Баку–Тбилиси–Эрзурум и должен пройти через Турцию и Балканские страны до Австрии. В консорциум Nabucco Gas Pipeline International, реализующий проект, входят австрийская OMV, венгерская MOL, румынская Transgaz, болгарская Bulgargaz и турецкая Botas.

Альтернативой Nabucco является «газпромовский» South Stream («Южный поток»). Данный трубопровод планируется пустить по дну Черного моря и территории балканских стран в Центральную и Южную Европу. По газопроводу можно будет перекачивать до 47 млрд. м<sup>3</sup> газа в год. По текущим оценкам, он будет запущен после 2015 года.

## СОГЛАШЕНИЕ О СТРОИТЕЛЬСТВЕ «ЮЖНОГО ПОТОКА» ПОДПИСАНО

6 августа 2009 года премьер-министры России и Турции Владимир Путин и Реджеп Эрдоган подписали протокол о сотрудничестве в газовой сфере. Согласно документу, турецкая сторона дала согласие на строительство газопровода «Южный поток» (South Stream) в своих территориальных водах, а также разрешение на проведение изысканий в турецких территориальных водах. Предполагается, что «Южный поток» обеспечит поставки газа в Европу в обход Украины. Его маршрут пройдет из России в Болгарию по дну Черного моря, а затем разделится на две ветки. Одна из них будет транспортировать газ в Грецию и на юг Италии, а вторая – в Сербию, Венгрию и Австрию.

В российско-турецком газовом соглашении также упомянуты планы сотрудничества сторон по проекту «Голубой поток-2». Эта ветка газопровода пройдет параллельно уже построенному «Голубому потоку-1» из Российской Федерации в Турцию, а затем через ближневосточные государства будет направлена в Израиль.

## ФИНЛЯНДИЯ ПОДГОТОВИЛА ЭКОЛОГИЧЕСКОЕ ЗАКЛЮЧЕНИЕ ПО ПРОЕКТУ NORD STREAM, ОДОБРИВ ЕГО СТРОИТЕЛЬСТВО

Финляндия подготовила экологическое заключение по проекту Nord Stream («Северный поток»), согласно которому проект признан удовлетворительным. При этом власти Финляндии запросили дополнительную информацию о влиянии газопровода на рыболовство в Балтийском море и его безопасность для мореходства во время строительства, передает РБК со ссылкой на Reuters. Между тем, по словам представителя Nord Stream Себастьяна Сасса, запрос дополнительных сведений финскими властями не приведет к переносу сроков строительства. «Наша цель – начать поставки газа по первой из двух линий газопровода к концу 2011 года, а по второй – к концу 2012 года», – сказал он, добавив, что для этого необходимо начать прокладку в начале будущего года.

## РУМЫНИЯ НАЧИНАЕТ ОСВАИВАТЬ БЫВШИЙ УКРАИНСКИЙ ШЕЛЬФ НА ОСТРОВЕ ЗМЕИНОМ

Крупнейшая нефтегазовая компания Румынии Rompetrol Group N.V. инвестирует в разведку и разработку румынского участка шельфа у острова Змеиный \$ 500 млн. Как сообщает «Росбалт» со ссылкой на газету «Коммер-

сант-Украина», подразумевается участок шельфа, который отошел к Румынии по решению Международного суда ООН в Гааге. Румынская компания ожидает получить первую промышленную нефть уже в 2011 году. По оценкам румынских специалистов, там находятся значительные месторождения газа (около 70 млрд. м<sup>3</sup>) и нефти (около 12 млн. т).

Напомним, что в 1999 году Shell получила лицензию на разведку и разработку нефтегазовых месторождений на шельфе Черного моря вокруг острова Змеиный, к которым она так и не приступила. А в конце мая этого года «Нафтогаз» и Shell Ukraine Exploration & Production обсудили возможности совместной разработки морского шельфа Черного моря.

## В КИТАЕ ИДЕТ СТРОИТЕЛЬСТВО САМЫХ КРУПНЫХ СКЛАДОВ ДЛЯ ЗАПАСОВ НЕФТИ

В Китае идет строительство самых крупных складов для запасов нефти, передает Kazakhstan Today со ссылкой на агентство «Синьхуа». Проектируемая вместимость тех из них, что расположены в восточной части Синьцзян-Уйгурского автономного района, составляет 8 млн. м<sup>3</sup>. «В настоящее время сдано в эксплуатацию 10 емкостей объемом 100 тыс. м<sup>3</sup>, остальные находятся в процессе строительства», – сообщает «Синьхуа».

## НИГЕРИЯ, АЛЖИР И НИГЕР ПОДПИСАЛИ СОГЛАШЕНИЕ О СТРОИТЕЛЬСТВЕ ГАЗОПРОВОДА

Нигерия, Алжир и Нигер подписали соглашение о строительстве газопровода в Европу через пустыню Сахара. Об этом сообщил Министр энергетики Алжира Шакиб Хелиль. Стоимость проекта оценивается примерно в \$ 13 млрд., из которых \$ 10 млрд. будет стоить прокладка газопровода и \$ 3 млрд. – сооружение газохранилищ. Протяженность газопровода, через который газ из Нигерии будет поставляться в Европу через территорию Нигера и Алжира, составит 4,128 тыс. км, передает Reuters. Ожидается, что пропускная мощность Транссахарского газопровода, который власти европейских стран рассматривают как одну из возможностей диверсификации поставок топлива, составит около 30 млрд. м<sup>3</sup> газа в год. Реализацией проекта занимаются нигерийская государственная компания NNPC и алжирская Sonatrach, при этом присоединиться к проекту хотели бы «Газпром», Total и Royal Dutch/Shell. В частности, ранее «Газпром» и NNPC достигли соглашения об инвестициях не менее \$ 2,5 млрд. в нефтегазовый сектор Нигерии, включая строительство первой части Транссахарского газопровода.

Нигерия владеет седьмыми в мире по величине доказанными запасами природного газа, но не имеет достаточно средств для инвестиций в их разработку. При этом нефтегазовый сектор Нигерии является крупнейшим в Африке.

*Подготовлено по материалам международных информационных агентств, интернет-сайтов*