



СОВМЕСТНОЕ ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ

# ПромЭнергоКомплекс

## ПРЕДЛАГАЕТ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

ПРОДАЖА - РЕМОНТ - ГАРАНТИЯ



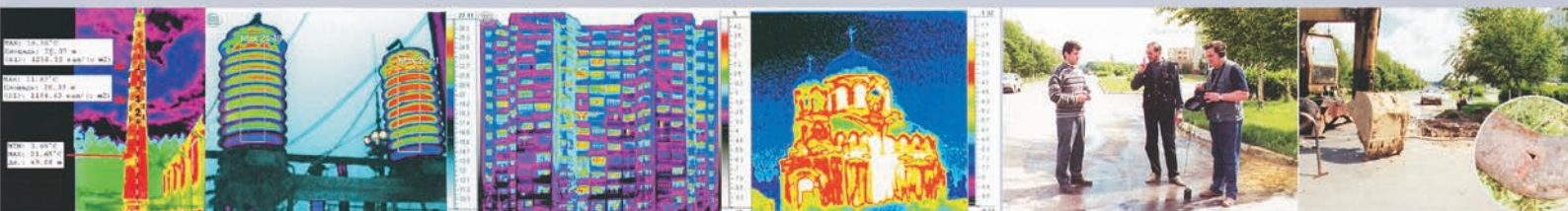
- Котлы на местных видах топлива (опилки, щепа, торф, гранулы)
- Линии по приготовлению гранулированного топлива
- Системы частотного регулирования на напряжение 0,4–10 кВ (полный комплекс работ от проекта до ввода в эксплуатацию)
- Низковольтное и высоковольтное электротехническое оборудование
- Контрольно-измерительные приборы (электронные термометры, пирометры, кабелеискатели, течеискатели, трассоискатели, влагомеры, измерители шума и вибрации, тепловизоры, расходомеры, рефлектометры, ультразвуковые приборы для энергоаудита и диагностики)
- Комплектация электротехнических лабораторий

### Оказываемые услуги

- Разработка проектно-сметной документации
- Режимно-наладочные испытания котлов
- Энергетическое обследование организаций
- Технико-экономическое обоснование энергосберегающих мероприятий
- Разработка удельных расходов энергоресурсов (норм расхода ТЭР)



*Выбирая сотрудничество с нами —  
Вы приобретаете надежного партнера!*



СООО «ПромЭнергоКомплекс»  
220037 г. Минск  
пер. Уральский, 15

тел/факс: (017) 227-04-54, 294-36-35,  
(017) 227-07-20, 294-37-90  
(029) 603-49-63, 763-36-35

<http://www.pek.by>  
E-mail: [pek\\_info@mail.ru](mailto:pek_info@mail.ru)  
УНП 190465012

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>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>Лиштва И.И.</b>	академик 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 ГПО «Белэнерго»
<b>Якубович П.В.</b>	первый заместитель начальника Главного управления промышленности и ТЭК аппарата Совмина Беларуси

## СОДЕРЖАНИЕ

### НОВОСТИ

<b>ТЭК Беларуси</b> .....	4
<b>Георгию Николаевичу ХАРТАНОВИЧУ – 80 лет</b> .....	7
<b>О подготовке народного хозяйства Беларуси к отопительному сезону 2010/2011 года</b> .....	8

### ПРИОРИТЕТЫ

Гончар О.В. <b>Сохранение темпов развития отрасли потребует полной самоотдачи</b> <i>По итогам работы коллегии Министерства энергетики Республики Беларусь</i> .....	9
--	---

### ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

Зенович-Лешкевич-Ольпинский Ю.А., главный инженер Гомельской ТЭЦ-2 <b>Опыт эксплуатации утилизационной турбодетандерной установки на Гомельской ТЭЦ-2</b> .....	14
Трутаев В.И., главный специалист РУП «БелНИПИэнергопром», Сыропуцинский В.М., к.т.н., начальник ПТО РУП «БелНИПИэнергопром» <b>Применение электродетандерных котлов на ТЭЦ как эффективный способ получения маневренной электрической мощности в энергосистеме Беларуси с вводом АЭС</b> .....	19

### ЯДЕРНАЯ ЭНЕРГЕТИКА

Колпациков В. Л., заведующий отделом огнезащитных материалов ГНУ «Институт тепло- и массообмена им. А. В. Лыкова» НАН Беларуси, Сыскова М.Г., научный сотрудник отдела огнезащитных материалов ГНУ «Институт тепло- и массообмена им. А. В. Лыкова» НАН Беларуси <b>Инновационные разработки для обеспечения безопасности эксплуатации белорусской АЭС</b> .....	25
Никитина А. В. <b>Подготовленный персонал – залог безопасности АЭС</b> <i>Интервью с заместителем руководителя проекта «Компьютерная обучающая система по основным политикам АЭС, менеджменту и технологиям» В.А.Гедзем</i> .....	29

### МНЕНИЕ СПЕЦИАЛИСТА

Якушев А.П., д.т.н., заместитель генерального директора ГНУ «Объединенный институт энергетических и ядерных исследований – Сосны» НАН Беларуси, Быков А.И., к.э.н., ведущий научный сотрудник, ГНУ «ОИЭЯИ – Сосны» НАН Беларуси Попов Б.И., к.т.н., ведущий научный сотрудник, ГНУ «ОИЭЯИ – Сосны» НАН Беларуси <b>К выбору стратегии регулирования нагрузки объединенной электроэнергетической системы Беларуси</b> .....	31
---	----

### ВЫСТАВКИ, СЕМИНАРЫ, КОНФЕРЕНЦИИ

<b>Приглашаем на Белорусский энергетический и экологический форум</b> .....	34
<b>Календарь выставок (сентябрь/октябрь 2010 года)</b> .....	36

### ГОСУДАРСТВЕННЫЙ НАДЗОР

Клявза В.И., начальник управления Госэнергогазнадзора и ОТ Минэнерго – Главный государственный инспектор по энергетическому надзору Республики Беларусь <b>О некоторых вопросах обеспечения защиты от поражения электрическим током</b> .....	39
--	----

Жигайло Н.П., начальник лаборатории филиала «Энергонадзор»  
РУП «Могилевэнерго»

**Причины и последствия нарушения показателей качества  
электрической энергии .....41**

Пачковский А.Ч., к.т.н., начальник производственно-технической группы филиала  
«Энергонадзор» РУП «Витебскэнерго»

**О вопросах надежности электроснабжения сельскохозяйственных  
потребителей .....44**

Гурова И. А., начальник районной инспекции № 3 Минского МРО по надзору  
за электроустановками филиала «Энергонадзор» РУП «Минскэнерго»

**Структура устройства защитного отключения и его применение .....46**

### ПРЕЗЕНТАЦИЯ

**Современное оборудование для получения энергии из биомассы .....48**

**«Энергостройинвест» предлагает котельное оборудование  
производства Hamech .....50**

**Замена насосов циркуляции сетевой и охлаждающей воды  
при реконструкции производств .....52**

**Электробезопасность – генеральная линия  
СООО «Евроавтоматика ФиФ» .....54**

### СТАНДАРТИЗАЦИЯ В ЭНЕРГЕТИКЕ

**Национальный фонд ТНПА – энергетике .....56**

### НАУКА – ЭНЕРГЕТИКЕ

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

**Современные технологии водоподготовки в теплоэнергетике .....57**

Богданович М. Л., младший научный сотрудник НИИЦ АСУ ТЭП БНТУ,  
Петриченко А.В.

**Выбор расчетной температуры сетевой воды для систем  
теплоснабжения с теплонасосными станциями в условиях  
ограниченного источника теплоты низкого потенциала .....62**

### МЕЖДУНАРОДНЫЙ ОПЫТ

Русан В.И., д. т. н., профессор Белорусского государственного  
аграрно-технического университета

**Обеспечение энергоэффективности в сельском хозяйстве России .....68**

### ЭНЕРГЕТИКА В ЦИФРАХ

**Валовой объем производства нефтеперерабатывающих заводов  
в мире .....70**

**Производство нефтепродуктов по странам .....70**

**Добыча сырой нефти в мире .....71**

### ЭНЕРГОПАНОРАМА

**Энергетика. Обзор событий в мире .....72**

### Энергетическая безопасность

### Традиционная и ядерная энергетика

### Транспорт газа и газоснабжение

### Альтернативная и малая энергетика

### Энергоэффективность и экология

#### Редакция:

Главный редактор Федосеенко Н.В.

Ведущий редактор Гончар О.В.

Редактор Шенец А.В.

Верстка Павлова Е.В.

Корректор Авхимович М.И.

Уважаемые рекламодатели!  
По вопросам размещения рекламы  
обращайтесь по тел.: (017) 280 36 36,  
(029) 6 517 981  
Специалист по рекламе Инна Карпюк

Издатель: ОАО «Экономэнерго»

#### Адрес редакции:

220029, г. Минск, ул. Чичерина, 19

Тел/факс: (017) 293 46 82

e-mail: info@energystrategy.by

www.energystrategy.by

Цена свободная

Свидетельство о регистрации журнала  
№ 931 от 31.12.2009.

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 «Минсктиппроект»,  
220123, г. Минск, ул. В Хоружей, 13/61  
ЛП №02330/0494102 от 11.03.2009.

Печать офсетная. Бумага мелованная.

Подписано в печать 24.08.2010 г., формат 60х90%,  
тираж 1400 экз., заказ № 3257.

© ОАО «Экономэнерго», 2010

# ТЭК БЕЛАРУСИ

## Глава государства посетил Пружанскую мини-ТЭЦ

24 июля Президент Республики Беларусь Александр Лукашенко в ходе рабочей поездки в Брестскую область посетил мини-ТЭЦ в Пружанах, которая является одним из самых энергоэффективных объектов подобного класса, действующих в стране. Она была введена в эксплуатацию в декабре 2009 года. Стоимость строительства составила немногим менее 100 млрд. белорусских рублей.

Эксплуатация Пружанской мини-ТЭЦ позволит ежегодно замещать около 11 млн. м<sup>3</sup> природного газа, а увеличение загрузки торфяных и лесозаготовительных предприятий региона и создание 40 рабочих мест на самой ТЭЦ способствуют решению вопроса занятости населения. За первые полгода своей работы мини-ТЭЦ сэкономила 3,3 млрд. белорусских рублей.

Отличительной особенностью проекта Пружанской мини-ТЭЦ является применение технологии комбинированного производства электрической и тепловой энергии с полной автоматизацией всех производственных процессов. В настоящее время мини-ТЭЦ обеспечивает около 60 % потребности Пружан в электроэнергии. Зимой при температуре до минус 15 °С она способна обеспечивать тепловой энергией до 80 % объектов города. В перспективе этот показатель планируется довести до 95 %, когда на ТЭЦ будут переключены оставшиеся тепловые нагрузки.

В настоящее время в качестве топлива на мини-ТЭЦ сжигается древесная щепа. Себестоимость генерируемой электроэнергии составляет 4,9 цента на 1 кВт·ч, что на 0,7 цента дешевле, чем при выработке электричества из природного газа.

Вложенные в проект средства окупятся за 12–15 лет, при этом срок эксплуатации мини-ТЭЦ составит свыше 60 лет. Предполагается, что Пружанская мини-ТЭЦ должна стать пилотным проектом, по образцу которого будет развиваться малая энергетика всей страны.

Согласно утвержденной Советом Министров Государственной программе строительства энергоисточников на местных видах топлива в 2010–2015 годах, в Беларуси в этот период должен быть построен 161 объект малой энергетики, 26 из них – мини-ТЭЦ, которые будут работать на местных видах топлива. В результате реализации мероприятий программы планируется обеспечить экономию в объеме более 486 тыс. т у.т. за счет замещения местными видами топлива импортируемых топливно-энергетических ресурсов. Доля местных ТЭР в балансе котельно-печного топлива страны будет увеличена за счет наращивания объемов использования торфа и древесного топлива при производстве электрической и тепловой энергии. Строительство и модернизация 161 объекта предусмотрены с максимальным импортозамещением оборудования и конструкций, используемых при их возведении. При необходимости соответствующие производства планируется организовать на территории Беларуси.

Данная программа является одним из важнейших инструментов преодоления энергозависимости страны. Удельный вес энергии, производимой из природного



Пружанская мини-ТЭЦ

газа, в энергобалансе республики к 2020 году должен снизиться с 94 до 55 %.

Александр Лукашенко одобрил правительственную программу развития малой энергетики, потребовав при этом увеличить долю отечественных комплектующих при строительстве мини-ТЭЦ, станций и котельных. Глава государства отметил, что на фоне развития Таможенного союза и других процессов экономической интеграции строительство тепловых энергетических станций на местных видах топлива привлечет на белорусский рынок капиталы из соседних стран, в частности из России и Украины.

## Беларусь, Россия, Украина подписали техническое соглашение о параллельной работе энергосистем

Беларусь, Россия, Украина подписали техническое соглашение об обеспечении параллельной работы энергосистем трех стран. Белорусскую сторону представляли ГПО «Белэнерго» и РУП «Оперативно-диспетчерское управление», российскую – ОАО «Системный оператор ЕЭС» и ОАО «Федеральная сетевая компания ЕЭС», украинскую – Национальная энергетическая компания «Укрэнерго».

Данное соглашение носит технический характер. В соответствии с ним стороны должны осуществлять круглосуточное оперативно-диспетчерское управление параллельной работой энергосистем. Среди основных обязанностей – поддержание частоты переменного тока в допустимых значениях, регулирование сальдо перетоков электроэнергии и мощности национальных энергосистем, скоординированное планирование режимов параллельной работы энергосистем, координация действий по предотвращению и ликвидации технологических нарушений.

Документ предусматривает необходимость создания условий для взаимного обмена технологической информацией, необходимой для организации и осуществления параллельной работы энергосистем Беларуси, России, Украины. Также стороны обязаны взаимно информировать о намечаемых мероприятиях по техническому перевооружению и реконструкции энергообъектов, влияющих на параллельную работу энергосистем.

## Мощности подземных газовых хранилищ Беларуси к 2020 году будут увеличены до 4,5 млрд. м<sup>3</sup>

В настоящее время мощности подземных газовых хранилищ Беларуси позволяют хранить 980 млн. м<sup>3</sup> газа. Газ закачивается в ПХГ для системного отбора на потребительские нужды в неблагоприятные периоды. Вместе с тем энергетическая безопасность страны требует, чтобы эти объемы были увеличены. В этой связи Беларусь ставит перед собой задачу до 2020 года развить мощности ПХГ до 4,5 млрд. м<sup>3</sup>.

В 2001 году в Беларуси было единственное газовое хранилище объемом 350 млн. м<sup>3</sup> – Осиповичское. Сейчас действуют также Прибугское и Мозырское. Мощности Мозырского ПХГ приближаются к 1 млрд. м<sup>3</sup>. Перспективной для создания еще одного подземного хранилища газа также является Нежинская площадка.

## Увеличилась цена на газ для индивидуальных предпринимателей и юридических лиц

Постановлением Министерства экономики Республики Беларусь от 5 августа 2010 года № 122 «О внесении изменений и дополнения в постановление Министерства экономики Республики Беларусь от 18 февраля 2010 года № 39» цена на газ для индивидуальных предпринимателей и юрлиц с 11 августа текущего года увеличилась с 632 505 до 716 000 рублей за 1 тыс. м<sup>3</sup> без НДС, или на 13,2 %.

Увеличение стоимости связано с удорожанием цены покупки российского природного газа, а также изменением общих экономических условий хозяйствования для юридических лиц и индивидуальных предпринимателей республики.

В целях создания более благоприятных условий функционирования детских домов семейного типа, детских деревень (городков) цены на газ для этой группы потребителей установлены на уровне цен для населения.

## В 2010–2011 годах в Беларуси планируется ввести более 700 МВт мощностей

22 июля на встрече с журналистами из стран Евросоюза в Минске заместитель Министра энергетики Беларуси М.И. Михадюк проинформировал, что в рамках осуществления энергетических программ в 2006–2009 годах в Беларуси введено 450 МВт мощностей, что позволило сэкономить более 1 млн. т у. т. В 2010–2011 годах планируется ввести более 700 МВт мощностей, в 2011–2015 – свыше 3 тыс. МВт с выводом из эксплуатации старых, неэффективных и высокочрезвычайно затратных по топливу.

В топливном балансе (котельно-печного топлива) страны по итогам 2009 года собственные ресурсы составили 20,3 %, стоит задача к концу 2020 года поднять эту планку до 34 %. Преобладающим видом топлива в Беларуси является природный газ. Его доля в топливном балансе (котельно-печного топлива) – 77 %, к 2020 году планируется снизить ее до 55 %.

В топливном балансе электроэнергетики доля природного газа составляет 95 %. В связи с ростом цен на газ в Беларуси разработан план строительства угольных электростанций и перевода энергоемких технологических



Пресс-конференция Минэнерго для журналистов из стран Евросоюза

производств, в частности по выпуску строительных материалов, на уголь. Заместитель Министра подчеркнул, что самым значимым проектом является строительство в стране АЭС. Ввод ее в эксплуатацию позволит вывести из топливного баланса около 5 млрд. м<sup>3</sup> природного газа.

Касаясь вопроса о форме собственности, М.И. Михадюк сообщил, что в настоящее время в электроэнергетическом комплексе Беларуси все строительные и монтажно-наладочные предприятия являются частными. Кроме того, Инвестиционный кодекс Республики Беларусь позволяет иметь частные генерирующие станции. Также идет работа над законопроектом об электроэнергетике, где предусмотрено партнерство частных инвесторов и государства. Принять его планируется не позже 2012 года.

## Минприроды Беларуси завершило госэкспертизу отчета о воздействии на окружающую среду будущей АЭС

В июле Министерство природных ресурсов и охраны окружающей среды Беларуси завершило государственную экологическую экспертизу отчета об оценке воздействия на окружающую среду (ОВОС) будущей АЭС. Документы, подготовленные по результатам государственной экологической экспертизы, переданы для дальнейшего рассмотрения и анализа РУП «Главгосстройэкспертиза».

Специалисты Минприроды детально проанализировали все представленные материалы на соответствие их национальному законодательству в области охраны окружающей среды. По итогам экспертизы Минприроды выдвинуло ряд условий, которые должны быть выполнены на стадии архитектурного проекта АЭС. Так, одно из них касается уменьшения теплового и химического влияния на реку Вилию, расположенную вблизи площадки для строительства АЭС в Островецком районе. Специалисты также требуют рассчитать объемы выброса от градирен электростанции, которые при охлаждении воды выделяют в атмосферу влагу, и проработать мероприятия по защите от них памятников архитектуры, расположенных в близлежащих населенных пунктах.

В ближайшее время должно быть утверждено обоснование инвестиций в строительство АЭС, после чего начнется следующая стадия – разработка архитектурного проекта.

## В Беларуси создаются дополнительные условия для инвестиций в сферу малой энергетики

В Беларуси создаются дополнительные условия для привлечения инвестиций в сферу малой энергетики. С этой целью увеличится срок действия повышающего коэффициента для нетрадиционных и возобновляемых источников энергии.

Коэффициент установлен постановлением Минэкономики от 10 июня 2010 года № 99. Оно вносит изменения и дополнения в действующее постановление министерства от 31 мая 2006 года № 91, которое касается объектов, использующих нетрадиционные и возобновляемые источники энергии (энергетические ресурсы рек, водохранилищ и промышленных водостоков, энергию ветра, солнца, редуцируемого природного газа, биомассы, включая древесные отходы, сточных вод и твердых бытовых отходов), а также биогаз. Устанавливается повышающий коэффициент к тарифу на отпускаемую электроэнергию энергоснабжающим организациям, входящим в состав ГПО «Белэнерго».

На первые десять лет со дня ввода в эксплуатацию объекта коэффициент составит 1,3, после десяти лет его значение снизится до 0,85, то есть каждый киловатт-час экологически чистой энергии, выработанной нетрадиционными источниками, будет приобретаться энергосистемой по более высокому тарифу.

Постановлением также внесены изменения в действующие коэффициенты, на основании которых рассчитываются тарифы на отпускаемую в сеть Белорусской энергосистемы электроэнергию от объектов малой энергетики, использующих традиционное топливо (газ, мазут). Изменения предусматривают установление более детальной дифференциации тарифов по временным периодам: коэффициенты для дневных часов максимальных и средних нагрузок – от 0,9 до 0,8 соответственно. Это будет способствовать более активному участию объектов малой энергетики в суточном регулировании электропотребления страны.

## В столице активно внедряют проекты по использованию альтернативных источников энергии

В столице на водосбросе Минской ТЭЦ-3 (Чижовское водохранилище) начала работать малая ГЭС мощностью 2 160 кВт. Годовая выработка электроэнергии составит 1,5 млн. кВт·ч, а экономия топливно-энергетических ресурсов – 330 т у.т. в год. Отличительной особенностью станции является возможность функционирования в автоматическом режиме.

На сегодняшний день в Минске работает пять мини-ГЭС, в 2011 году планируется открыть еще две – в Шабанах и Дроздах. В результате суммарная мощность гидроэлектростанций столицы достигнет около 15 млн. кВт·ч. Это примерно 6 % всей потребляемой УП «Минскводоканал» электроэнергии.

Также в настоящее время для «Минскводоканала» проектируется биогазовая установка, которая будет перерабатывать в электроэнергию промышленные и бытовые стоки. После ее ввода доля собственной электроэнергии «Минскводоканала» достигнет 15 %.



Мини-ГЭС на водосбросе Минской ТЭЦ-3

## В Речице ведется строительство первой в Гомельской области мини-ТЭЦ на МВТ

Строительство первой в Гомельской области мини-ТЭЦ установленной мощностью 4 МВт, которая будет работать исключительно на местных видах топлива, ведется в Речице. Договор на осуществление комплексного строительства и кредитное соглашение РУП «Гомельэнерго» заключило с ООО POLYTECHNIK Luft- und Feuerungstechnik GmbH (Австрия). В строительстве объекта предполагается вложить 80 млрд. белорусских рублей, из них 75 млрд. – иностранный кредит, 5 млрд. – собственные средства.

Мини-ТЭЦ будет обеспечивать основные летние нагрузки подключенных потребителей тепловой энергии. В зимнее время, когда мощности мини-ТЭЦ недостаточно, дополнительно будут подключаться водогрейные котлы имеющейся котельной.

В качестве топлива будет использоваться торф брикетированный, поставлять который планирует филиал ТБЗ «Хойникский» РПУП «Гомельоблгаз». На мини-ТЭЦ предусматривается установка двух термомасляных котлов и двух ORC-модулей австрийского производства.

Комбинированная выработка электрической и тепловой энергии позволит увеличить экономическую эффективность использования топлива. Кроме того, сократятся затраты на транспортировку электроэнергии от удаленных электростанций.

Ввод объекта в эксплуатацию запланирован на декабрь этого года. Работа мини-ТЭЦ позволит сэкономить 2,8 тыс. т у.т. в год. При этом замещение природного газа местными видами топлива составит 14 тыс. т у.т.

Строительство мини-ТЭЦ на местных видах топлива в Речице ведется в соответствии с Государственной комплексной программой модернизации основных производственных фондов Белорусской энергетической системы, энергосбережения и увеличения доли использования в Беларуси собственных топливно-энергетических ресурсов в 2006–2010 годах. Объект включен в перечень важнейших инвестиционных проектов, предусмотренных к реализации в республике в 2010 году, и утвержден постановлением Совета Министров № 169 от 10 февраля 2010 года.

*Подготовлено по материалам пресс-службы Минэнерго, информгентств, собственных корреспондентов*

## Георгию Николаевичу ХАРТАНОВИЧУ – 80 лет

Имя этого человека широко известно среди энергетиков отрасли, более 20 лет он возглавлял работу Белорусской энергосистемы. На его долю пришлось годы бурного развития энергетики. Это было время свершений и побед, время, которому нужны были герои, способные на самоотверженное служение делу. Георгий Николаевич оказался именно таким человеком.

Он начинал свой трудовой путь на самой крупной станции в Беларуси – БелГРЭС. Молодой специалист, с отличием окончивший Белорусский политехнический институт по специальности «Электрические станции, сети и системы», быстро освоил азы практической работы. Именно БелГРЭС дала Георгию Николаевичу неоценимый опыт, закалку и путевку в профессию.

Георгий Николаевич считает, что его судьба сложилась удачно. После Белорусской ГРЭС он был направлен в Гродненские электросети. За пять лет работы в должности старшего диспетчера, затем главного инженера и заместителя управляющего РУП «Гродноэнерго» ему удалось организовать параллельную работу электросетей и создать Гродненскую энергосистему.

Успехи Георгия Николаевича были оценены по достоинству. Ему было всего 33 года, когда его утвердили в должности директора строящейся Лукомльской ГРЭС, которая должна была стать самой современной и мощной в республике. Но молодой руководитель не боялся не справиться, он гордился порученным делом.

Георгий Николаевич и сейчас вспоминает, через какие испытания

пришлось пройти и какие препятствия преодолеть, чтобы Лукомльская ГРЭС стала гордостью Белорусской энергосистемы и признанным лидером среди электростанций Советского Союза по надежности и экономичности. В 1974 году его вклад в создание Лукомльской ГРЭС был отмечен Государственной премией БССР в области техники.

В июне 1969 года Г.Н. Хартанович возглавил Белорусскую энергосистему. На его долю выпал период активного развития отрасли. За 22 года работы в должности руководителя энергосистемы ему довелось непосредственно участвовать в выведении Лукомльской ГРЭС на проектную мощность, строительстве и пуске в эксплуатацию Могилевской ТЭЦ-2, Бобруйской ТЭЦ-2, Гомельской ТЭЦ-2, Мозырской ТЭЦ, Минской ТЭЦ-4, электросетевых объектов. Приоритетом его деятельности стало обновление основных производственных фондов, внедрение нового оборудования и достижений научно-технического прогресса. Он был одним из инициаторов и организаторов программы «Бездефектность», комплексных научно-технических программ по повышению надежности электроснабжения сельхозпотребителей, по управлению экономией топливно-энергетических ресурсов. В середине 80-х годов Белорусская энергосистема стала лучшей в Советском Союзе.

За достижения в области энергетики Г.Н. Хартанович был награжден орденом Трудового Красного Знамени (1971 год), орденом Октябрьской



Революции (1976), орденом Ленина (1981 год). Его успехи отмечены медалями «За доблестный труд. В ознаменование 100-летия со дня рождения В.И. Ленина», «Ветеран труда», двумя Почетными грамотами Верховного Совета БССР (1970 и 1980 годы). Он носит почетное звание «Заслуженный работник промышленности Республики Беларусь», отмечен отраслевыми наградами.

Несмотря на почтенный возраст, Георгий Николаевич продолжает активно участвовать в жизни отрасли. Он работал консультантом Белорусского территориального энергетического объединения «Белорусэнерго», ведущим инженером службы режимов республиканского унитарного предприятия электроэнергетики «ОДУ», многие годы возглавлял Республиканский отраслевой Совет ветеранов войны и труда. Сегодня, как и прежде, он остается одной из самых ярких личностей в Белорусской энергетике.

### *Уважаемый Георгий Николаевич!*

**Примите слова благодарности за многолетний труд на благо государства и белорусской энергетики. Ваши самоотверженность и профессионализм позволили в свое время успешно решить задачи, стоявшие перед энергетической отраслью республики, поднять Белорусскую энергосистему на новый уровень развития.**

**Искренне поздравляем Вас с 80-летием со дня рождения!**

**Желаем крепкого здоровья, благополучия, долгих лет жизни и большого личного счастья!**

Аппарат Министерства энергетики Республики Беларусь,  
редакционная коллегия, редакция журнала

## О подготовке народного хозяйства Беларуси к отопительному сезону 2010/2011 года

В соответствии с утвержденным постановлением Совета Министров Республики Беларусь № 868 от 4 июня 2010 года комплексом мер по подготовке народного хозяйства к работе в осенне-зимний период 2010/2011 года республиканским органам государственного управления, иным госорганам, подчиненным Правительству Республики Беларусь, облисполкомам и Минскому горисполкому с учетом результатов функционирования в отопительном сезоне 2009/2010 года источников электрической и тепловой энергии, газовых, электрических и тепловых сетей объектов социальной сферы, жилищно-коммунального хозяйства, транспорта, организаций поручено реализовать до 1 октября 2010 года организационно-технические мероприятия, обеспечивающие устойчивое и надежное топливо- и энергоснабжение народного хозяйства и населения страны в предстоящий осенне-зимний период.

Согласно заданию, установленному Правительством, в текущем году предприятиями ГПО «Белэнерго» должны быть проведены работы по замене и строительству 118,2 км тепловых сетей, организациями ЖКХ – 711,6 км. При этом предусматривается максимально широко использовать предварительно изолированные трубы.

Соответствующие министерства, концерны и организации ЖКХ должны создать необходимые запасы топочного мазута. Наибольший запас мазута поручено обеспечить Минэнерго – 200 тыс. т к 1 января 2011 года. Топливоснабжающие организации коммунальной собственности и иные госорганизации в текущем году закупят 564,6 тыс. т топливных брикетов.

Министерству энергетики также поручено обеспечить к началу сезона готовность электрических станций, тепло- и электрогенерирующих установок и оборудования, газовых, тепловых и электрических сетей к прохождению осенне-зимнего периода по максимуму нагрузок.

Кроме того, Минэнерго с участием Белорусского концерна по нефти и химии, республиканских органов государственного управления и иных государственных организаций, подчиненных Правительству Беларуси, облисполкомов и Минского горисполкома до 15 сентября должно подготовить варианты топливоснабжения и режимов энергоснабжения народного хозяйства и населения в условиях возможного снижения поставок энергоносителей в республику, а также в случае возникновения аварийных ситуаций или резкого похолодания.

По согласованию с облисполкомами и Минским горисполкомом до 15 сентября 2010 года необходимо установить графики ограничений и отключений потребителей природного газа, электрической и тепловой энергии от газовых, электрических и тепловых сетей при возникновении аварийных ситуаций.

ОАО «Белтрансгаз» поручено до 20 ноября текущего года создать запасы активного природного газа в Осиповичском, Прибугском и Мозырском ПХГ в возможных по техническим параметрам объемах.

Республиканским органам госуправления и иным госорганам, подчиненным Правительству, облисполкомам и Минскому горисполкому до начала отопительного сезона следует обеспечить восстановление находящихся на балансе юридических лиц поврежденных кабельных линий электропередачи напряжением 6–10 кВ, в первую очередь в схемах электроснабжения объектов жизнеобеспечения, а также принять меры по приведению до 1 октября 2010 года в рабочее состояние источников электрической энергии и теплогенерирующих установок (в том числе автономных), обеспечению их необходимыми запасами топлива (прежде всего местными).

Подготовительные работы к осенне-зимнему периоду должны быть завершены до 1 октября 2010 года и до 15 октября обеспечено оформление актов проверки готовности и паспортов готовности к работе в осенне-зимний период организаций – потребителей тепловой энергии и теплоисточников. При этом в первоочередном порядке необходимо организовать заготовку силами государственных топливоснабжающих и заготовительных организаций дров и древесины на корню в полосах леса, прилегающих к просекам воздушных линий электропередачи.

Министерству по чрезвычайным ситуациям поручено провести обследования котельных, снабжающих тепловой энергией жилищный фонд, объектов социального и культурно-бытового назначения, Министерству энергетики – обследование потребителей, имеющих электроприемники первой категории надежности электроснабжения (операционные, отделения реанимации, родильные блоки и др.), обращая особое внимание на техническое состояние автономных источников электроэнергии, укомплектованность системами автоматического ввода резерва и их готовность к работе.

Министерству финансов в целях финансирования мероприятий, проводимых организациями жилищно-коммунального хозяйства по подготовке народного хозяйства республики к работе в осенне-зимний период 2010/2011 года, поручено осуществлять согласно обращениям облисполкомов и Минского горисполкома своевременную передачу дотации из республиканского бюджета бюджетам областей и г. Минска.

Персональная ответственность за обеспечение полной готовности народного хозяйства республики к работе в осенне-зимний период 2010/2011 года к 1 октября 2010 года возложена на руководителей республиканских органов государственного управления, иных государственных организаций, облисполкомов и Минского горисполкома.

# СОХРАНЕНИЕ ТЕМПОВ РАЗВИТИЯ ОТРАСЛИ ПОТРЕБУЕТ ПОЛНОЙ САМООТДАЧИ

*По итогам работы коллегии Министерства энергетики Республики Беларусь*

6 августа коллегия Министерства энергетики подвела итоги работы организаций отрасли за первое полугодие 2010 года. В непростой ситуации, вызванной последствиями мирового финансово-экономического кризиса и повышением цен на импортируемый газ, организациями Минэнерго полностью и в востребованных объемах удовлетворена потребность народного хозяйства и населения страны в энергоресурсах. Сохранение темпов развития отрасли в сложившихся условиях потребует от энергетиков полной самоотдачи.



Иного не дано, подчеркнул в ходе коллегии Министр энергетики Республики Беларусь А.В. Озерец.

Открывая заседание, А.В. Озерец положительно оценил работу организаций Минэнерго в первом полугодии по повышению эффективности производственно-хозяйственной деятельности и выполнению важ-

нейших параметров прогноза социально-экономического развития Республики Беларусь на 2010 год. Он остановился на основных проблемах, требующих особого внимания руководителей организаций, и под-

черкнул, что только повседневная, системная и активная работа позволит отшлифовать деятельность отрасли и достичь высокого уровня реализации задач, стоящих перед энергетиками.

*Выполнение организациями Минэнерго прогнозных показателей на 2010 год*

№ п/п	Наименование показателя	Годовое задание	2010 год (оценка / факт)				
			январь – июнь		январь – июль		январь – декабрь
			по программе действий	оценка	по программе действий	оценка	оценка
<b>Целевые показатели</b>							
1	Инвестиции в основной капитал, %	125,0	100,0	104,0	106,0	106,0	125,0
2	Сальдо внешней торговли услугами, \$ млн.	315,0	150,0	165,0	175,0	175,0	315,0
3	Сальдо внешней торговли товарами (без учета ОАО «Белтрансгаз» и импорта электроэнергии), \$ млн.	-150,0	-18,0	+ 39,9	-40,0	-40,0	-150,0
4	Энергосбережение в т.ч. ГПО «Белэнерго», тыс. т у.т.	-275	-140,0	-146,1	-163,4	-163,4	-275,0
	ГПО «Белтопгаз», %	-7,5	-6,0	-8,9	-6,5	-6,5	-7,5
	ОАО «Белтрансгаз», %	-4,5	-3,5	-5,9	-4,0	-4,0	-4,5
<b>Доведенные показатели</b>							
1	Иностранные инвестиции, \$ млн.	650,0	–	137,5	–	177,0	650,0
	в т.ч. прямые, \$ млн.	45,0	–	48,8	–	48,8	48,8
<b>Расчетные балансовые показатели</b>							
1	Производство промышленности, %	104,0	–	106,5	–	104,0	104,0
2	Запасы готовой продукции, % к среднемесячному объему производства	51,9	66,4	42,0	71,9	36,6	51,9

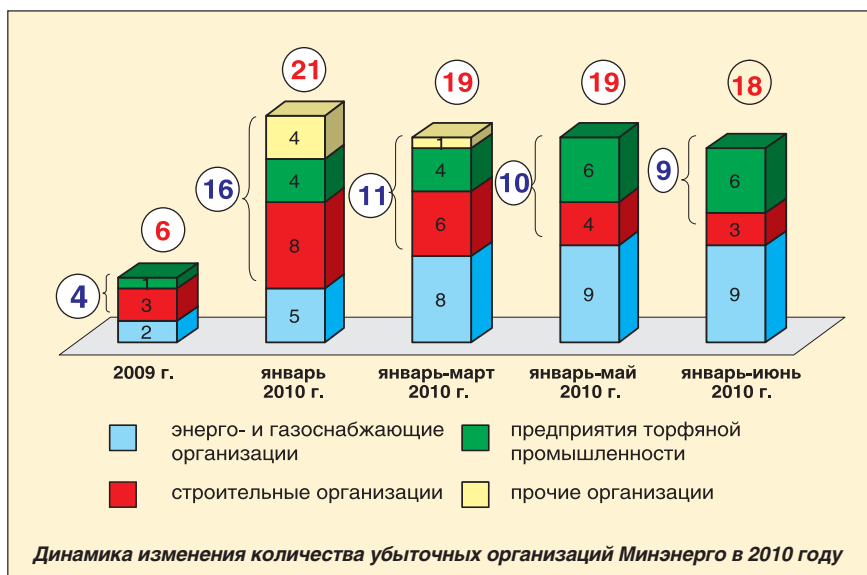
С докладом «О выполнении показателей социально-экономического развития отрасли в первом полугодии 2010 года» выступила заместитель Министра энергетики Р.С. Филимонова. В частности, она отметила, что обеспечено выполнение поэтапных стратегий достижения Минэнерго установленных на 2010 год заданий по темпу роста инвестиций в основной капитал, показателей по сальдо внешней торговли товарами и услугами, по энергосбережению.

Остановившись на финансово-экономических проблемах отрасли, Р.С. Филимонова констатировала, что финансовое положение газоснабжающих организаций ГПО «Белтопгаз» и энергоснабжающих организаций ГПО «Белэнерго» продолжает оставаться сложным. Несмотря на жесткие планы, сложился финансовый дефицит для расчетов за природный газ в полном объеме.

Основными причинами дефицита заместитель Министра назвала высокий уровень перекрестного субсидирования, рост цены на импортируемый природный газ и недостаточный рост цен и тарифов на газ и электроэнергию.

Р.С. Филимонова сообщила также, что постановлением Минэкономики цена на газ для индивидуальных предпринимателей и юрлиц с 11 августа увеличена на 13,2%. Однако это не решит полностью проблему дефицита, поэтому в сложившихся условиях необходима более жесткая экономия за счет снижения издержек на услуги газо- и энергоснабжения. Это одна из приоритетных задач Минэнерго. Заместитель Министра отметила, что экономический эффект от реализации Плана мероприятий по снижению издержек и повышению эффективности использования материальных и финансовых ресурсов составил 314,0 млрд. рублей – на 30,5% больше, чем запланировано. Такой результат достигнут в основном за счет выполнения мероприятий, направленных на снижение себестоимости. Экономия топливно-энергетических ресурсов за полугодие составила 154,1 тыс. т у.т..

В докладе было отмечено, что дебиторская задолженность организаций Минэнерго по сравнению с началом года увеличилась на 16,4%, при этом 14,3% ее составила просроченная дебиторская задолженность, которая увеличилась за тот же период на 32,1%.



Если основной рост просроченной дебиторской задолженности произошел в ОАО «Белтрансгаз» за счет неоплаченной части стоимости услуг по транзиту российского газа (21 июля погашена в полном объеме), то ее увеличение по ГПО «Белэнерго» и ГПО «Белтопгаз» произошло в связи с несвоевременными расчетами потребителей республики за топливно-энергетические ресурсы.

Кредиторская задолженность за отчетный период также увеличилась. Значительный ее рост произошел по ГПО «Белтопгаз», что обусловлено тяжелым финансовым положением газоснабжающих организаций.

Задолженность по кредитам банков и займам энерго- и газоснабжающих организаций и ОАО «Белтрансгаз» уменьшилась на 503 млрд. рублей и составила 2,7 трлн. рублей. За I полугодие под реализацию инвестиционных проектов привлечено кредитов на общую сумму \$ 102,9 млн.

Заместитель Министра отдельно остановилась на убыточных организациях. Чистый убыток за отчетный период получили 18 организаций Минэнерго, в том числе 5 энергоснабжающих, 4 газоснабжающих, 3 строительных и 6 торфопредприятий. Количество последних возросло по сравнению с I кварталом прошлого года, несмотря на то что по итогам работы за I квартал текущего года руководители убыточных организаций ГПО «Белтопгаз» были

привлечены к дисциплинарной ответственности.

Убыточность строительных организаций говорит о том, что работа по формированию портфеля заказов, достаточного для прибыльной работы, организована на этих предприятиях не на должном уровне, отметила заместитель Министра и подчеркнула, что руководителям убыточных организаций и ГПО «Белтопгаз» необходимо принять действенные и исчерпывающие меры по решению проблемных вопросов.

Отдельно Р.С. Филимонова остановилась на проблемах господдержки и развития бизнес-планирования. В отрасли 36 организаций пользуются разными видами государственной поддержки, 25 из них – с условием выполнения установленных показателей. По итогам полугодия 6 из них допустили отставание в выполнении как установленных годовых показателей, так и полугодического задания.

Из 119 организаций (филиалов) Минэнерго, представленных в системе мониторинга, 14 не выполнили показатели бизнес-планирования. Среди них 3 организации (филиала) ГПО «Белэнерго», 10 – ГПО «Белтопгаз», а также ОАО «Барановичское СМУ». За некачественную разработку бизнес-планов, приведшую к корректировке показателей в I квартале, руководители ряда организаций были привлечены к дисциплинарной ответственности.

Р.С. Филимонова призвала руководителей организаций Минэнерго во II полугодии обеспечить неукоснительное выполнение как целевых,

Выполнение задания по использованию местных ТЭР, ВЭР, ВИЭ

№ п/п	Наименование организации	Государственная комплексная программа модернизации основных производственных фондов, тыс. т у.т. (задание по использованию местных энергоресурсов)			Постановление Совета Министров Республики Беларусь от 07.12.2009 № 1593, % (задание по доле МВТ в балансе КПП)	
		годовое задание	выполнение за январь-июнь 2010 г.	объем выполнения, %	годовое задание	выполнение за январь-июнь 2010 г.
1.	ГПО «Белэнерго»	305	162,1	53,15	2,1	2,2
2.	ГПО «Белтопгаз»	94,1	38,8	41,23	45,7	37,4
3.	ОАО «Белтрансгаз»	9,95	4,089	41,10	4	9,5
4.	Итого по Минэнерго	409,05	204,989	50,11		

так и доведенных показателей социально-экономического развития, ликвидировать допущенное отставание по отдельным показателям и обеспечить их безусловное выполнение по итогам 9 месяцев и года в целом, а также приложить максимум усилий для обеспечения безубыточной работы, сократить убытки по прочим видам деятельности и считать приоритетной задачей снижение издержек, в том числе и для выполнения показателя по росту заработной платы.

**С докладом «О выполнении в первом полугодии 2010 года задания по темпу роста инвестиций в основной капитал, объемам строительно-монтажных работ и ходе реализации государственных, межотраслевых и отраслевых программ Минэнерго» выступил заместитель Министра энергетики М.И. Михадюк.** Он сообщил, что за январь – июнь 2010 года организациями Минэнерго на инвестиции в основной капитал использовано 1 177 351 млн. рублей (без учета НДС) с темпом роста 104 % при задании 100 % (без учета ОАО «Белтрансгаз»). За этот же период привлечено внешних инвестиций в объеме \$ 137,5 % млн. (21,1 % годового задания) и освоено \$ 81,7 млн. внешних иностранных инвестиций (21,8 % годового задания).

По данным Национального статистического комитета организациями Минэнерго как заказчиками по строительству и реконструкции объектов обеспечено выполнение строительно-монтажных работ в объеме 138,4 % от установленного задания, отметил заместитель Министра.

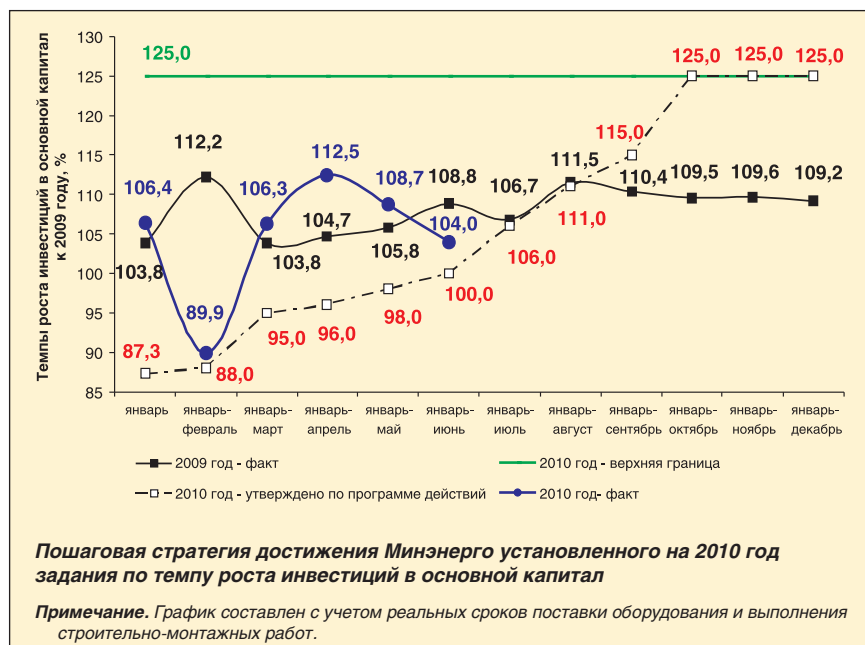
Значительное внимание М.И. Михадюк уделил анализу выполнения государственных, межотраслевых и

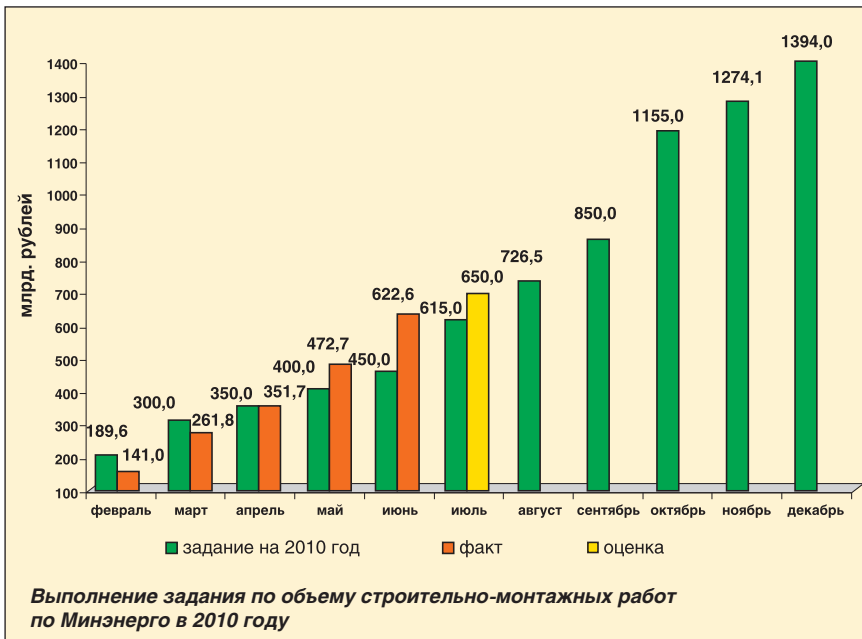
отраслевых программ Минэнерго и в частности Государственной программы модернизации основных производственных фондов Белорусской энергосистемы. Он отметил, что ход работ на ряде объектов вызывает тревогу. Так, из-за недостаточной подготовки сорвана реализация проекта по замене турбины № 2 на Витебской ТЭЦ. Нарушения графика поставок оборудования, сроков выдачи проектно-сметной документации привели на грань срыва модернизацию энергоблока № 5 Березовской ГРЭС. Необходимо взять под жесткий контроль работы по проекту строительства Полоцкой ГЭС на реке Западная Двина мощностью 23 МВт.

Вместе с тем М.И. Михадюк привел целый ряд примеров успешной реализации программы. В мае начаты строительно-монтажные работы на объекте «Речицкая мини-ТЭЦ», получена первая партия оборудования. В соответствии с графиками вы-

полняются работы генподрядчиком реконструкции с установкой газотурбинного блока мощностью 110 МВт на Гродненской ТЭЦ-2. Выполнен ряд работ по проекту строительства Гродненской ГЭС на реке Неман мощностью 17 МВт, ввод в эксплуатацию которой запланирован на 2011 год. С марта 2010 года согласно графику поступает оборудование по контракту с компанией Mavel.

По проекту строительства ветроэнергетической установки мощностью 1,5 МВт в феврале текущего года заключен контракт с китайской компанией Husy Electric на поставку основного оборудования, которая начнется в сентябре. В соответствии с графиком выполняются работы на Минской ТЭЦ-5 по строительству парогазового блока мощностью 399,6 МВт, которое осуществляется по контракту с Китайской национальной корпорацией по зарубежному экономическому сотрудничеству.





Выполнен значительный объем работ по реконструкции Минской ТЭЦ-2 с установкой двух ПГУ мощностью по 32,5 МВт. Вместе с тем выявлен ряд дефектов и несоответствий проекту оборудования и материалов. В настоящее время специалисты Китайской национальной корпорации по зарубежному экономическому сотрудничеству подписали протокол по организации устранения данных дефектов в ЗАО «Уральский турбинный завод», оформляются юридические отношения на выполнение этих работ.

В установленных объемах осуществляются строительство и реконструкция электрических и тепловых сетей.

В рамках Программы газификации Республики Беларусь на 2006–2010 годы за отчетный период

введено в эксплуатацию 338,3 км распределительных газопроводов, газифицированы природным газом 22 616 квартир, на потребление природного газа со сжиженного переведено 8 095 квартир.

В ходе реализации мероприятий на 2010 год по выполнению заданий Государственной программы возрождения и развития села на 2005–2010 годы за I полугодие введено в эксплуатацию 70,17 км подводящих газопроводов (22 % годового задания), переведено на использование природного газа 2 280 квартир (75,7 % годового задания). Реконструировано 808,17 км линий электропередачи (57,8 % годового задания), в том числе в агрогородках 215,73 км (33,7 % годового задания).

Во исполнение Государственной комплексной программы развития регионов, малых и средних городских поселений на 2007–2010 годы по проекту газификации индивидуальных жилых домов г. Хойники за январь–июнь введено в эксплуатацию 8,35 км газопроводов, газифицировано 97 жилых домов; по проекту организации производства автомобильных и газовых баллонов ОАО «Новогрудский завод газовой аппаратуры» за 6 месяцев 2010 года произведено 15 359 газовых баллонов для грузовых автомобилей.

Особое внимание заместитель Министра уделил проблемам реализации проектов с привлечением кредитных ресурсов КНР. Он напомнил, что есть поручение Правительства и Президента по привлечению китайских кредитов, которое необходимо выполнить, и подчеркнул, что спрос за срыв графика привлечения китайских кредитов будет жесточайшим.

**С докладом «О состоянии охраны труда и техники безопасности в организациях Минэнерго, принимаемых мерах по обеспечению безаварийной эксплуатации энергетических объектов и выполнении мероприятий по наведению порядка на земле в первом полугодии 2010 года» выступил заместитель Министра энергетики Ю.В. Рымашевский.** Докладчик отметил, что за I полугодие количество потерпевших при несчастных случаях в отрасли сократилось почти в 2 раза по сравнению с аналогичным периодом прошлого года (16 человек), количе-

Состояние производственного травматизма в организациях Минэнерго за 7 месяцев 2010 года

Организация	Период (год)	Средне-списочная численность работающих (чел.)	Количество потерпевших (чел.)			Количество несчастных случаев	
			всего	в том числе		всего	в том числе групповых
				со смертельным исходом	с тяжелыми последствиями		
ГПО «Белэнерго»	2009	67454	14	3	7	13	1
	2010	69328	15	5	5	14	1
ГПО «Белтопгаз»	2009	32606	14	3	5	13	1
	2010	32606	7	–	5	7	–
ОАО «Белтрансгаз»	2009	6231	3	1	1	3	–
	2010	6119	–	–	–	–	–
ОАО «Барановичское СМУ»	2009	162	1	–	–	1	–
	2010	151	–	–	–	–	–
Всего по Минэнерго	2009	108289	32	7	13	30	2
	2010	110092	22	5	10	21	1



ство потерпевших со смертельным исходом – в 3 раза (2 человека), количество потерпевших с тяжелыми последствиями – в 1,7 раза (7 человек). Вместе с тем в июле произошел всплеск несчастных случаев.

Причиной всех несчастных случаев со смертельным исходом стали грубейшие нарушения Межотраслевых правил по охране труда при работе в электроустановках со стороны погибших, произошедшие в присутствии лиц, обязанных постоянно контролировать действия членов бригады. Во всех случаях такой контроль не осуществлялся или в присутствии ответственных лиц производилась работа с грубыми нарушениями требований законодательства об охране труда.

Касаясь вопросов надежности энергоснабжения и исполнительской дисциплины, Ю.В. Рымашевский подчеркнул, что проверки в ряде организаций выявили многочисленные нарушения по вине персонала. Так, на Березовской ГРЭС при опробовании пожарной сигнализации отключались ГТУ-1 и КА-5; на Лукомльской ГРЭС после проведенной реконструкции цепей сигнализации остановился блок № 4, имели место остановки оборудования и на других объектах. Однако самая неблагоприятная обстановка сложилась в РУП «Минскэнерго». На Минской ТЭЦ-3 дважды останавливался блок ПГУ из-за неисправностей в системе управления дожимным компрессором и один раз – в результате неправильно установленного алгоритма поиска земли в цепях оперативного тока. На Минской ТЭЦ-5 из-за некачественно выполненного ремонта дважды останавливался блок 320 МВт.

По вине персонала получили также развитие нарушения в работе электрических сетей и электроснабжении

крупных населенных пунктов. Так, при аварии на ПС «Киевская» было нарушено электроснабжение г. Бреста. Повреждение оборудования на ПС «Фолюш» привело к нарушению электроснабжения г. Гродно. Из-за взрыва конденсатора связи на ПС

«Западная» без электроснабжения на некоторое время остался г. Гомель. Перечень подобных нарушений можно продолжить.

Из-за неудовлетворительного состояния просек ВЛ и неотрегулированных стрел провеса провода в филиалах РУП «Минскэнерго» Минские электросети, Борисовские электросети, Слуцкие электросети; РУП «Брестэнерго» Пинские электросети, Барановичские электросети произошли отключения межгосударственных и системообразующих ВЛ 220, 330 кВ, РУП «ПО Белоруснефть», РУП «МАЗ».

Среди причин нарушения надежности энергоснабжения заместитель Министра назвал низкую производственную дисциплину, пренебрежение правилами технической эксплуатации, отсутствие должного контроля за исполнением нормативных актов со стороны руководителей. Ю.В. Рымашевский оценил работу руководителей РУП «Брестэнерго» и РУП «Минскэнерго» как неудовлетворительную и предложил заслушать их отчеты. Кроме того, заместитель Министра призвал повысить требовательность к руководящему составу по обеспечению безопасных условий труда, снижению уровня производственного травматизма и обеспечить выполнение в полном объеме мероприятий Отраслевой целевой программы по улучшению условий и охраны труда на 2006 – 2010 годы.

В ходе коллегии были заслушаны отчеты руководителей организаций Минэнерго о состоянии финансово-хозяйственной деятельности, выполнении показателей социально-экономического развития отрасли в первом полугодии 2010 года, заданий по темпу роста инвестиций в основной капитал, привлечению иностранных

инвестиций, состоянии охраны труда и техники безопасности.

Подводя итоги заседания коллегии, Министр энергетики А.В. Озерец потребовал провести глубокий анализ деятельности по снижению издержек, разработать план обеспечения безубыточной работы, закрепить за каждым убыточным предприятием ответственного представителя, возложив на него равную с руководителем организации ответственность за результаты работы. Он поставил торфопредприятиям задачу выйти на безубыточную работу к началу отопительного сезона – до 1 ноября.

Анализируя итоги обсуждения финансово-хозяйственной деятельности организаций, Министр отметил, что пока первые руководители не уделяют финансовой деятельности должного внимания. Между тем такая работа должна вестись постоянно, кропотливо и в каждом подразделении, а антикоррупционная деятельность должна стать беспощадной.

Особенно жестко оценил А.В. Озерец работу организаций по выполнению инвестиционной программы. Никакие объяснения не могут служить оправданием срыва мероприятий, любое невыполнение поставит под угрозу пребывание на должности руководителя организации, подчеркнул он и предупредил, что послаблений не будет никому. Министр напомнил, что к освоению иностранных кредитов необходимо привлекать белорусские предприятия, что заставит эти кредиты работать на экономику страны.

Положение дел в области охраны труда Министр энергетики оценил как сложное. Он отметил, что эту работу необходимо изменить кардинально. Для этого у энергонadzора есть все возможности. Необходимо переломить психологию безответственности, повысить технологическую дисциплину, научить людей иначе мыслить.

А.В. Озерец призвал руководителей организаций к системной, целенаправленной работе. Он подчеркнул, что важнейшими составляющими деятельности каждого из них должны стать аналитика и принципиальность, тогда отрасль сможет успешно решать задачи, поставленные перед энергетиками Правительством и Президентом.

Гончар О.В.

# ОПЫТ ЭКСПЛУАТАЦИИ УТИЛИЗАЦИОННОЙ ТУРБОДЕТАНДЕРНОЙ УСТАНОВКИ НА ГОМЕЛЬСКОЙ ТЭЦ-2

В настоящее время получение электрической энергии с применением ресурсосберегающих, природоохранных технологий становится все более актуальным. Одно из таких направлений – использование потенциальной энергии природного газа высокого давления магистральных газопроводов с применением детандер-генераторных установок (ДГУ).

В современном мире основными источниками электроэнергии по-прежнему остаются тепловые и атомные станции. Гидроэлектростанции, ветровые установки, станции преобразования солнечной энергии и другие так называемые альтернативные источники пока не могут составить конкуренцию традиционным в связи с высокой себестоимостью вырабатываемой электроэнергии, относительно малой единичной мощностью установок, большим сроком окупаемости, а также привязанностью к определенным географическим условиям. Кроме того, ни для кого не секрет, что ископаемое топливо (нефть, газ, уголь и др.), покрывающее в настоящее время большую часть потребности в энергии, исчерпывается и, соответственно, его стоимость на мировом рынке увеличивается. Если принимать во внимание резкий рост потребления электроэнергии в последнее время, становится очевидной необходимость поиска и разработки новых эффективных источников энергии, а также проведения активной политики по энергосбережению.

Одним из наиболее важных направлений в области энергосбережения является решение проблемы рекуперации энергии избыточного давления природного газа на узлах его редуцирования. Из магистральных газопроводов, давление в которых поддерживается компрессорными газоперекачивающими станциями на уровне 5,5–7,5 МПа, газ поступает в промышленные и городские системы газоснабжения через газораспределительные станции (ГРС), на которых давление газа снижают до необходимой величины и поддерживают на постоянном уровне. Дальнейшее обеспечение потребителей газом требуемых параметров произ-

водится через газорегуляторные пункты (ГРП), где давление снижается в различных пределах: для потребителей I категории оно составляет, как правило, 1,2 МПа, II – 0,6 МПа, перед ГРП ТЭЦ – 1,2–2,6 МПа.

Таким образом, одним из способов экономии энергетических ресурсов может служить использование процесса редуцирования природного газа в ГРС и ГРП с частичным возвратом энергии, затраченной на сжатие природного газа для его транспортировки. Основным путем его реализации является замена дроссельных устройств ГРС и ГРП детандер-генераторными установками, предназначенными для выработки электроэнергии.

## ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ДЕТАНДЕР-ГЕНЕРАТОРНЫХ УСТАНОВОК

Детандер-генераторный агрегат (ДГА) состоит из детандера и электрического генератора. Детандер представляет собой тепловую машину, рабочим телом в которой является транспортируемый природный газ. Энергия природного газа при его расширении в детандере преобразуется в механическую, которая затем в соединенном с детандером генераторе превращается в электрическую энергию. Расчеты и опыт эксплуатации зарубежных и отечественных детандер-генераторных установок подтверждают величину относительной выработки электроэнергии 30–50 кВт/тыс.  $\text{м}^3$ . Использование детандер-генераторных установок дает возможность не только обеспечить выработку электроэнергии, но и ввести в хозяйственный оборот вторичные энергоресурсы и снизить уровень вредных выбросов.



**Ю.А. ЗЕНОВИЧ-ЛЕШКЕВИЧ-ОЛЬПИНСКИЙ**, главный инженер Гомельской ТЭЦ-2

К сожалению, количество турбодетандерных установок, находящихся в эксплуатации в Республике Беларусь и других странах СНГ, значительно меньше, чем в развитых странах Европы и Америки. Это связано с тем, что до недавнего времени на постсоветском пространстве вопросы утилизации энергии, теряемой в промышленных и технологических процессах, считались неактуальными. И только в последние годы проблеме снижения затрат на производство промышленной продукции или транспортировку газа здесь стали уделять должное внимание.

Первая в СНГ утилизационная турбодетандерная установка мощностью 2500 кВт была внедрена в УМГ «Харьковтрансгаз» на ГРС-7 г. Днепропетровска в 1991 году. По итогам эксплуатации ДГА в промышленных условиях ее конструкция была доработана в целях расширения области применения.

В России первый промышленный детандер-генераторный агрегат был внедрен в 1995 году на ТЭЦ-21 «Мосэнерго». Сейчас там работают два ДГА-5000 по 5000 кВт каждый. Подобные агрегаты введены в эксплуатацию на Рязанской ГРЭС. Установки показали себя надежными и удобными в эксплуатации. Они мобильны. С момента нажатия кнопки «пуск» до полностью автоматизированного

выхода турбины на режим холостого хода требуется 15 мин. Время выхода из режима холостого хода на режим с максимальной нагрузкой не превышает 1 ч. Агрегаты не требуют большого количества обслуживающего и эксплуатационного персонала.

В Беларуси турбодетандерные технологии известны с 2000 года. На Лукомльской ГРЭС были внедрены два детандер-генераторных агрегата мощностью 5 и 2,5 МВт, на Минской ТЭЦ-4 установлены две утилизационные детандер-генераторные энергетические установки суммарной мощностью 5 МВт.

В мае 2008 года введена в эксплуатацию детандер-генераторная установка УТДУ-4000 электрической мощностью 4 МВт на Гомельской ТЭЦ-2 (рис. 1, 2). Генеральным проектировщиком выступил РУП «БелНИПИэнергопром», генподрядчиком – ОАО «Белэнергострой». Общестроительные работы выполнялись филиалом СМУ «Гомельэнергострой», монтаж строительных конструкций осуществлял филиал СМУ «Белэнергомонтаж», монтаж тепломеханического оборудования – ОАО «Центроэнергопром», монтаж электротехнического оборудования и КИПиА – ОАО «Электроцентрмонтаж». Наладку тепломеханического оборудования производило ОАО «Белэнергоремналадка», электротехнического и КИПиА – РУП «Белэлектромонтажналадка».



Рис. 1. Здание УТДУ и подогреватель газа

### ОБОРУДОВАНИЕ УТДУ-4000 В СОСТАВЕ ГОМЕЛЬСКОЙ ТЭЦ-2

Еще на этапе разработки детандер-генераторной установки были учтены следующие факторы, обусловленные характером эксплуатации в составе Гомельской ТЭЦ-2:

1) значительные сезонные и суточные колебания расхода газа через ГРП ТЭЦ (от 30 000 до 150 000 м<sup>3</sup>/ч), вызванные неравномерностью загрузки оборудования ТЭЦ, и связанная с этим необходимость поддержания давления на входе в котлы в узком диапазоне давлений от 0,072 до 0,09 МПа (абс.);

2) повышенные требования к надежности работы детандер-генераторной установки, через которую должно проходить 80 % всего рас-

хода газа, поступающего на ТЭЦ, обеспечивающей электрической и тепловой энергией потребителей г. Гомеля и Гомельской области;

3) необходимость обеспечения стабильности давления в газопроводе низкого давления (за ДГУ) не только при нормальных, но и при аварийных остановах ДГУ (до момента вступления в режим регулирования автоматики ГРП);

4) все процессы управления ДГУ, а также перевода функций регулирования давления (в газопроводе низкого давления, идущего к котлам ТЭЦ) от ДГУ при запуске, наборе нагрузки и останове ДГУ должны быть полностью автоматизированы.

УТДУ включает в себя технологическое оборудование, системы регулирования, маслоснабжения, автоматического управления. Исполнение детандер-генераторной установки блочно-комплектное, полной заводской готовности. Установка соответствует техническим условиям ТУ У 31.1-00158787-071:2007 на комплект оборудования утилизационной турбодетандерной установки УТДУ-4000-1,2-2,6-УХЛ4 и требованиям Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей. Технологические процессы полностью автоматизированы. Все оборудование УТДУ установлено по отсекам в помещении (здании), разделенном на отсеки для турбодетандера, генератора, аппаратов высоковольтной части электрооборудования, контрольно-измерительных приборов и автоматики и пульта управления.

В комплект поставки УТДУ-4000 входят:

- блок детандер-генераторный;
- блок системы маслоснабжения;
- блок маслоохлаждения;
- блок стопорно-дозировочный;

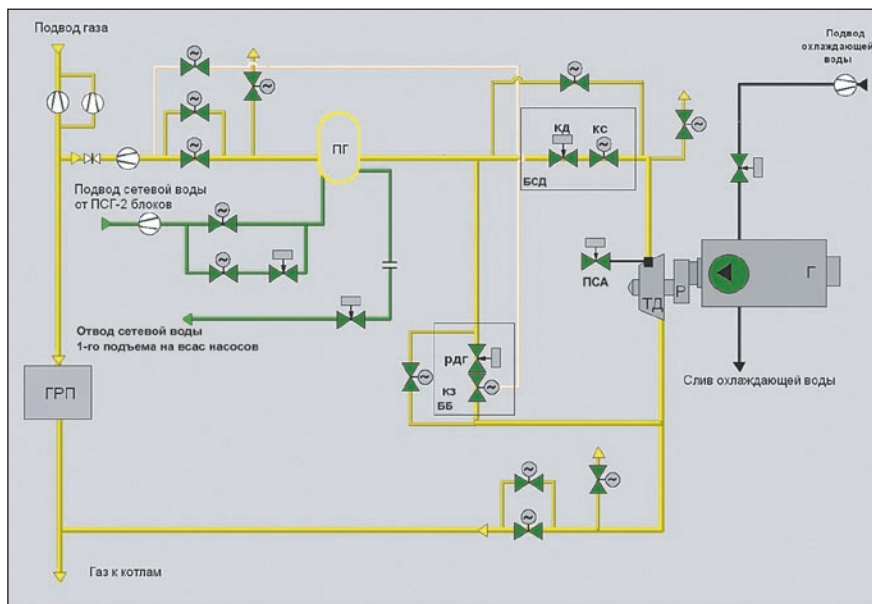


Рис. 2. Технологическая схема УТДУ-4000:

ГРП – газорегуляторный пункт; ПГ – подогреватель газа; ПСА – поворотный сопловой аппарат; БСД – блок стопорно-дозировочный, где КД – клапан дозирующий, КС – клапан стопорный; ТД – турбодетандер; Р – редуктор; Г – генератор; ББ – блок байпасный, где РДГ – регулятор давления газа, КЗ – клапан защиты

- блок байпасный;
- программно-технический комплекс системы автоматического управления (ПТК САУ);
- комплектное распределительное устройство (КРУ);
- распределительное устройство собственных нужд УТДУ (РУСН).

## ПРИНЦИП РАБОТЫ УТДУ-4000

Природный газ из входного коллектора, пройдя узел очистки, поступает в подогреватель газа, затем через блок стопорно-дозировочный – в турбодетандер (рис. 3). При расширении газа в детандере, жестко связанном при помощи зубчатой трансмиссии и редуктора с генератором, потенциальная энергия сжатого газа преобразуется в механическую, приводя в действие генератор, который производит электрическую энергию (рис. 4). Далее электроэнергия через повышающий трансформатор направляется в электрическую сеть 110 кВ.

После расширения в турбодетандере газ через отключающую задвижку направляется к котлоагрегатам ТЭЦ.

Для обеспечения бесперебойной подачи газа потребителю УТДУ снабжена байпасной линией, в комплект поставки которой входят клапан защиты (КЗ) и регулятор давления газа (РДГ).

В случае аварийной остановки агрегата срабатывает стопорный клапан (СК), который перекрывает подачу газа на УТДУ. Одновременно с закрытием СК открывается быстродействующий клапан защиты (время закрытия СК и открытия КЗ составляет 0,3 с) и газ в обход УТДУ



Рис. 3. Помещение детандерного отделения

поступает в выходной коллектор ГРП. В это время давление в газопроводе после УТДУ обеспечивается регулятором давления газа. В случае невозможности продолжения работы установки начинают автоматически открываться редуцирующие клапаны ГРП и постепенно закрываться РДГ. После полного закрытия клапанов РДГ и КЗ газораспределительный пункт переходит на штатный режим функционирования.

Для подогрева газа до температуры 80–100 °С используется сетевая вода, отбираемая за подогревателем сетевым горизонтальным № 2, что позволяет задействовать низкотемпературный пар турбины. При необходимости повышения температуры газа до 115 °С производится дополнительный подогрев сетевой воды в отдельном подогревателе паром 4-го отбора турбины.

В УТДУ-4000 применяется двухполюсный синхронный турбогенератор типа ТК-4-23-У3 трехфазного

тока 50 Гц с бесщеточной системой возбуждения с замкнутым циклом вентиляции производства. Вид климатического исполнения УЗ по ГОСТ 15150-69.

## СИСТЕМА АВТОМАТИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ УТДУ-4000

Система автоматического управления утилизационной турбодетандерной установки является основным логическим управляющим элементом агрегата. Она позволяет обеспечивать дистанционное автоматизированное управление подготовкой и пуском агрегата, контроль и регулирование параметров в процессе работы, поддержание заданной температуры сепарации, нормальную и аварийную остановку агрегата, отображая контролируемые параметры на экране монитора (рис. 5).

Программно-технический комплекс системы автоматического управления (ПТК САУ) установки представляет собой двухуровневую структуру (рис. 6). Верхний уровень состоит из автоматизированных рабочих мест оператора-технолога станции и инженера АСУ ТП, средств архивирования и представления информации. На нижнем уровне находятся программируемые логические контроллеры устройств управления детандером, общих систем и средств виброконтроля турбины и генератора. ПТК САУ обеспечивает автономное функционирование УТДУ-4000 и реализует команды управления оператора, получаемые от верхнего уровня системы.



Рис. 4. Помещение генераторного отделения

Система автоматического регулирования и автоматического управления УТДУ-4000 позволяет осуществлять:

- 1) автоматический пуск и выход детандер-генератора на холостой ход (3000 об./мин) с заданной скоростью набора оборотов и точностью поддержания числа оборотов ( $\pm 5$  об./мин);
- 2) автоматическую синхронизацию;
- 3) автоматический набор нагрузки установки и работу во всем диапазоне нагрузок;
- 4) автоматическое отслеживание положения дозирующего (регулирующего) клапана регулятором давления газа (байпасным клапаном) при отсутствии аварийных ситуаций;
- 5) автоматическое переключение дозирующего (регулирующего) клапана с регулятора поддержания оборотов на регулятор давления газа после УТДУ, ГРП при наличии признака аварийного или нормального останова с заданной точностью регулирования;
- 6) автоматическое переключение регулятора давления газа с регулятора отслеживания положения дозирующего (регулирующего) клапана на регулятор давления газа за УТДУ, ГРП при наличии признака аварийного или нормального останова с заданной точностью регулирования;



Рис. 5. Щит управления УТДУ

- 7) плавное с заданной скоростью закрытие регулятора давления газа при останове УТДУ для безударного включения регуляторов ГРП;
- 8) автоматическое включение резерва маслоснабсозов смазки, автоматики и регулирования;
- 9) регистрацию аварийных ситуаций;
- 10) автоматическое ведение архивов среднечасовых, среднесуточных, среднемесячных (за час), суточных и

- месячных технико-экономических показателей из суточных ведомостей УТДУ;
- 11) автоматическое формирование суточных измеренных и расчетных технико-экономических показателей УТДУ;
  - 12) автоматическое выполнение расчетов удельного расхода топлива на выработку электроэнергии и вывода на автоматизированное рабочее место инженера производственно-технического отдела.

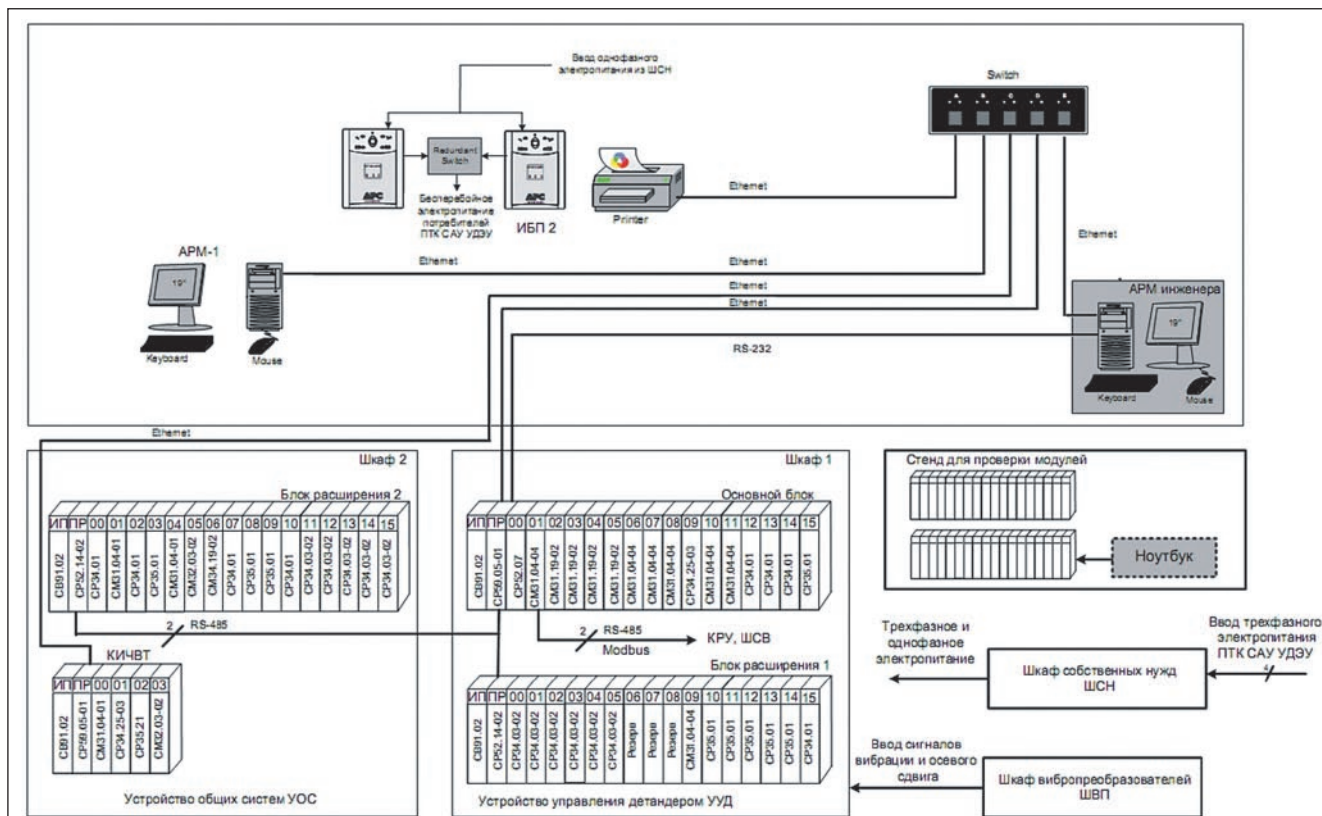


Рис. 6. Структурная схема программно-технического комплекса системы автоматического управления УТДУ-4000

## ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ УТДУ-4000

УТДУ-4000 на Гомельской ТЭЦ-2 является головным образцом в Беларуси, прошедшим опытно-промышленную эксплуатацию. За период с 2008 года его наработка составила 6617 ч, экономия топлива – 3953 т у. т., в том числе 1818 т у. т. за январь–апрель 2010 года. В соответствии с актом технической эффективности установки УТДУ-4000-1,2-2,6-УХЛ-4У на Гомельской ТЭЦ-2 при расходе газа 102,3 тыс. нм<sup>3</sup>/ч получена электрическая мощность 4,56 МВт, что приближается к уровню европейских образцов. При этих условиях удельный расход топлива на отпуск электроэнергии составил 130 г у. т./кВт·ч.

На рис. 7 представлена характеристика зависимости мощности на клеммах генератора от расхода газа.

Основные характеристики УТДУ-4000-1,2-2,6-УХЛ-4

Наименование параметра, единица измерения	Технические условия	Данные испытаний
Давление газа на входе в УТДУ, МПа (абс.)	1,2	1,06
Давление газа на выходе из УТДУ, МПа (абс.)	0,09	0,072
Расход газа через УТДУ, нм <sup>3</sup> /ч	110 000	102 300
Температура газа на входе в агрегат, °С	90–120	115
Температура газа на выходе из агрегата, °С	5	5
Мощность УТДУ на клеммах генератора, кВт	4000	4560

Особенностями УТДУ-4000 на Гомельской ТЭЦ-2 по сравнению с ранее внедряемыми на территории СНГ установками ОАО «Турбогаз» являются:

- применение стопорно-дозировочного клапана новой конструкции, что позволило снизить потери на дросселирование до 0,03 МПа;
- использование направляющего аппарата с четырьмя ступенями регулирования вместо направля-

ющего аппарата с одной ступенью регулирования, что позволяет за счет точного регулирования положения сопловых лопаток получить дополнительную мощность на детандер-генераторной установке.

Основные технические характеристики УТДУ-4000 приведены в таблице.

Опыт эксплуатации УТДУ-4000 в составе Гомельской ТЭЦ-2 позволяет утверждать, что установка полностью соответствует современному уровню развития техники. Ее использование дает возможность ввести в хозяйственный оборот вторичные энергоресурсы и получить до 1 % дополнительной мощности, снизить расход топлива, а также улучшить экологические показатели.

Следует отметить, что детандер-генераторы относятся к оборудованию, созданному по «бестопливным» технологиям, поддерживаемым Киотским протоколом к Конвенции ООН по изменению климата, и реализация такого рода проектов может проводиться с использованием механизма привлечения средств за счет продажи квот на эмиссию парниковых газов.

Эти факторы служат основанием для дальнейшего развития и совершенствования технологических схем ДГУ и расширения их использования в нашей стране. Перспективным на сегодняшний день направлением видится внедрение аналогичных утилизационных детандерных установок не только на газорегуляторных пунктах электростанций Белорусской энергосистемы, но и в большей степени на газораспределительных станциях ОАО «Белтрансгаз», где перепады давления и расходы газа больше. Это значительно повысит эффективность использования вторичных энергетических ресурсов в Республике Беларусь.

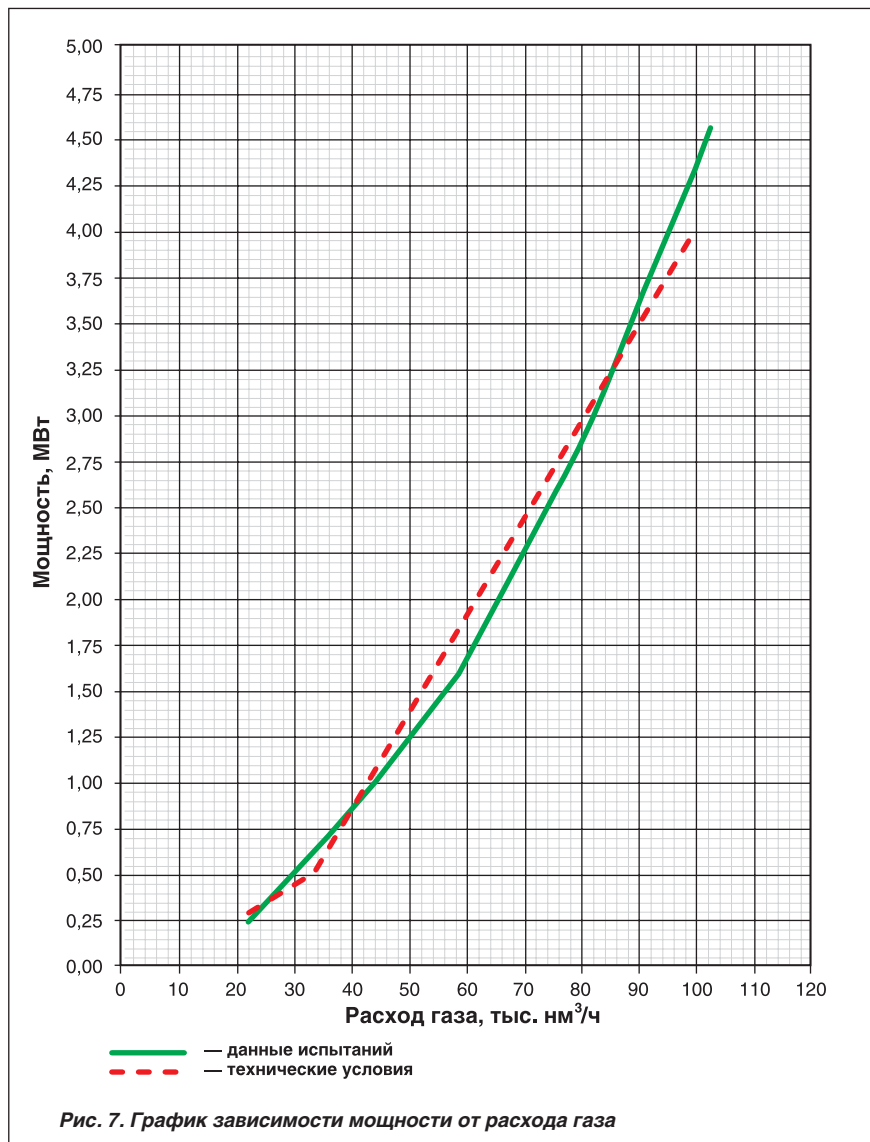


Рис. 7. График зависимости мощности от расхода газа

# ПРИМЕНЕНИЕ ЭЛЕКТРОКОТЛОВ НА ТЭЦ КАК ЭФФЕКТИВНЫЙ СПОСОБ ПОЛУЧЕНИЯ МАНЕВРЕННОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ МОЩНОСТИ В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ БЕЛАРУСИ С ВВОДОМ АЭС

Сооружение атомной электростанции является наиболее значимым для развития белорусской энергетики проектом на ближайшее десятилетие. Вместе с тем внедрение в Белорусскую энергосистему столь крупного электрогенерирующего объекта с особыми технико-экономическими показателями без должной предварительной подготовки электроэнергетического баланса энергосистемы не может пройти безболезненно для существующих электростанций. Как показывают прогнозные режимы, с вводом АЭС в эксплуатацию и особенно с выходом ее на проектную мощность возникнет ряд проблем в использовании, загрузке и режиме деятельности электростанций, работающих на органическом топливе.

К одной из самых серьезных проблем, которая неизбежно появится с вводом в эксплуатацию АЭС, следует отнести необходимость использования значительной мощности действующих ТЭЦ в маневренном режиме. В существующих условиях, когда на ТЭЦ приходится более половины электрогенерирующей мощности, перевод их в маневренный режим превращается в крупномасштабное мероприятие, которое можно осуществить лишь после предварительной подготовки в части выбора и натурального исполнения маневренных технологических схем теплофикационных турбоагрегатов.

ГПО «Белэнерго» в качестве практического шага в этом направлении поручило РУП «БелНИПИэнергопром» исследовать энергетическую и экономическую эффективность применения электродкотлов на ТЭЦ для получения маневренной электрической мощности.

## Потребность в маневренной мощности ТЭЦ с вводом АЭС и преимущества электродкотлов в ее получении

Под маневренным режимом работы ТЭЦ в данном случае понимается использование теплоэлектроцентралей для покрытия полупиковой части суточного графика электрической нагрузки энергосистемы, предусматривающее разгрузку ТЭЦ по электрической мощности в ночные часы.

В летний период, когда ТЭЦ разгружены по теплу и на них задействована конденсационная мощность турбоагрегатов, такая разгрузка не вызывает затруднений и в энергетическом и экономическом отношении является наиболее эффективной по сравнению с аналогичной разгрузкой конденсационных блоков ГРЭС.

Совершенно иное положение в зимний период, когда ТЭЦ загружены по теплу с максимальной выработкой электроэнергии по экономичному теплофикационному циклу. В этот период разгрузка их по электрической мощности является вынужденной и сопровождается ухудшением энергоэкономических и эксплуатационных



**В.И. ТРУТАЕВ, главный специалист РУП «БелНИПИэнергопром»**



**В.М. СЫРОПУЩИНСКИЙ, к. т. н., начальник ПТО РУП «БелНИПИэнергопром»**

показателей ТЭЦ. По энергоэффективности она сильно уступает разгрузке конденсационных энергоблоков и должна осуществляться в энергосистеме только после того, как маневренные возможности КЭС будут исчерпаны полностью.

Спрос на маневренную мощность ТЭЦ в зимний период возникает не постоянно, иначе бы все ТЭЦ проектировались и сооружались как маневренные. Уровень этого спроса, с одной стороны, определяется величиной полупиковой нагрузки в суточном графике электрической нагрузки энергосистемы в зимний период, а с другой – возможным участием КЭС в покрытии этой нагрузки.

Чтобы предметно представить ситуацию, которая складывается в Белорусской энергосистеме на момент выхода АЭС на проектную мощность, в табл. 1, 2 приведены прогнозные данные по суточным графикам электриче-

Таблица 1. Основные показатели прогнозных суточных графиков электрической нагрузки в Белорусской энергосистеме на зимний период 2018 года с учетом работы АЭС с проектной мощностью в базовом режиме

Вид электрической нагрузки	Полные графики энергосистемы		Графики для действующих электростанций	
	рабочий день	выходной день	рабочий день	выходной день
1. Вид нагрузки, МВт:				
максимальная	7714	6295	5487	4068
минимальная (базовая)	4800	4751	2573	2524
полупиковая (величина ночного «провала»)	2177	475	2177	475
пиковая	737	1069	737	1069
2. Структура нагрузки, % к максимальной:				
минимальная (базовая)	62,3	75,5	46,9	62,0
полупиковая	28,2	7,5	39,7	11,7
пиковая	9,5	17,0	13,4	26,3
3. Доля переменной нагрузки, % от максимальной	37,7	24,5	53,1	38,0

ской нагрузки на зимний период и балансу электрогенерирующей мощности на уровне 2018 года. Анализ этой информации позволяет отметить следующее.

Во-первых, выход АЭС на проектную мощность 2380 МВт с использованием ее в базовом режиме для внутреннего электроснабжения республики приведет к значительному разуплотнению суточных графиков электрической нагрузки действующих электростанций: доля переменной нагрузки, включая пиковую и полупиковую, возрастет с 22,5 до 53,1 % в зимний рабочий день и с 24,5 до 38 % – в зимний выходной день. Здесь важно отметить, что наибольшая полупиковая нагрузка 2 177 МВт приходится на зимние рабочие дни, в зимние же выходные дни она в 4,6 раза меньше. Принимая во внимание, что число рабочих дней в отопительном периоде составляет 125, или 68,7 %, все исследования по маневренным ТЭЦ проведены применительно к суточному графику нагрузки энергосистемы для зимнего рабочего дня.

Во-вторых, с выходом АЭС на проектную мощность в Белорусской энергосистеме образуется избыток электрогенерирующей мощности в размере 1236,5 МВт, что составляет 13,8 % от располагаемой рабочей мощности всех электростанций.

Поскольку в зимний период вся избыточная электрическая, а равно и нерабочая мощность, включающая резервную и ремонтную, сконцентрирована на КЭС, установленная мощность которых к этому сроку составит 3494,5 МВт, в энергосистеме складывается ситуация, когда участие КЭС в покрытии суточного графика электрической нагрузки сводится к минимуму и по рас-

чету составит всего 218 МВт, или 2,8 % от максимальной электрической нагрузки (7714 МВт).

По существу в рабочие дни зимнего периода базовая и полупиковая электрическая нагрузка, в сумме составляющая 6977 МВт, должна будет распределяться в основном между АЭС и ТЭЦ. При этом всю мощность АЭС целесообразно будет использовать в базовом режиме, что обуславливается ее стратегическим положением в энергосистеме. В этом случае на ТЭЦ будет приходиться около 2500 МВт базовой нагрузки и все 2177 МВт нагрузки полупиковой. Суммарная электрическая нагрузка всех ТЭЦ республики, независимо от их принадлежности, составит 4677 МВт и в определенном приближении будет соответствовать их установленной мощности 5283,5 МВт.

Для обеспечения такого режима работы ТЭЦ необходимо, чтобы все теплоэлектроцентрали стали маневренными и работали по зимним рабочим дням со средней разгрузкой в ночные часы на 47 %, что нецелесообразно. Более оправданным представляется создание технологических схем ТЭЦ с большими маневренными возможностями, в первую очередь для наиболее крупных теплофикационных турбоагрегатов (ТА) типа «Т» единичной мощностью 100, 180 и 250 МВт, каковых в Белорусской энергосистеме десять общей установленной мощностью 1710 МВт, что составит около трети мощности всех ТЭЦ на уровне 2018 года.

Все технологические схемы маневренных ТЭЦ имеют одну общую черту: в них происходит разгрузка регулируемых отборов турбоагрегатов в ночные часы, сопровождаемая снижением выработки электроэнергии на

Таблица 2. Прогнозный баланс мощности электростанций Белорусской энергосистемы на 2018 год, МВт

Наименование электрической мощности	Тип электростанций				Всего
	АЭС	КЭС	ТЭЦ	ТЭС и прочие	
1. Установленная мощность	2380	3494,5	5283,5	53,5	11211,5
2. Нерабочая мощность	–	2040	68	–	2108
В том числе:					
резервная	–	1190	–	–	1190
ремонтная	–	850	–	–	850
ограничение по технологии	–	–	68	–	68
3. Располагаемая рабочая мощность	2227*	1454,5	5215,5	53,5	8950,5
4. Мощность, участвующая в покрытии максимальной нагрузки зимнего рабочего дня	2227*	218	5215,5	53,5	7714
5. Избыточная рабочая мощность	–	1236,5	–	–	–

\* Учтены потери при выдаче мощности в энергосистему.

тепловом потреблении. Различие состоит в способах компенсации недоотпуска тепла из отборов.

Наиболее известны три вида таких схем:

а) схема с разгрузкой отборов на энергетические или водогрейные котлы ТЭЦ. Основное преимущество – наименьший расход топлива, недостаток – ограниченная величина маневренной мощности;

б) схема с разгрузкой отборов на тепловые аккумуляторы с зарядкой последних отборным паром в дневные часы. Преимущество – возможность компенсации недовыработки электроэнергии на тепловом потреблении, для чего необходима дополнительная турбинная мощность; недостаток – ограниченная величина маневренной мощности, наличие свободной турбинной мощности, необходимость сооружения высокогабаритных теплоаккумуляторов;

в) схема с разгрузкой отборов на электродоты, получающие электроэнергию от разгружаемого турбоагрегата. Преимущество – возможность получать большую величину маневренной мощности, превышающую снижение электрической мощности на турбоагрегате от разгрузки отбора; недостаток – несколько больший расход топлива, чем в схеме а), и потребность в затратах на установку электродоты.

Дадим количественную оценку преимуществу электродоты в получении большей маневренной мощности по сравнению с разгрузкой отбора турбоагрегата на котлы ТЭЦ.

Снижение выдачи электрической мощности в энергосистему при разгрузке отборов турбин на электродоты определяется выражением

$$\Delta P_{гр}^{э/с} = \omega_{т} \Delta Q_{гр}^{от} + \frac{1,163}{\eta_{эк}} \Delta Q_{гр}^{от} = (\omega_{т} + \frac{1,163}{\eta_{эк}}) \Delta Q_{гр}^{от}, \text{ МВт}, \quad (1)$$

где  $\Delta Q_{гр}^{от}$  – разгрузка отбора турбоагрегата по теплу, Гкал/ч;  $\omega_{т}$  – удельная выработка электроэнергии на тепловом потреблении на данном турбоагрегате, МВт/Гкал;  $\eta_{эк}$  – КПД электродоты.

Первое слагаемое – снижение выдачи электрической мощности в энергосистему от разгрузки отбора, второе – снижение выдачи мощности в энергосистему от

выдачи электрической мощности от турбоагрегата на электродоты.

Для варианта разгрузки отбора на котлы ТЭЦ уравнение ограничивается лишь одним первым слагаемым:

$$\Delta P_{гр}^{э/с} = \omega_{т} \Delta Q_{гр}^{от}, \text{ МВт}. \quad (2)$$

Из сопоставления выражений (1) и (2) видно, что при одной и той же разгрузке отбора по теплу в варианте с электродотами достигается большее снижение выдачи электрической мощности в энергосистему на величину электрической мощности, расходуемой на электродоты. Удельные величины такого снижения, приходящиеся на 1 Гкал/ч разгрузки отбора турбоагрегата, в зависимости от удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении рассчитаны при КПД электродоты 0,985 (рис. 1). Представленные данные свидетельствуют, что при наиболее характерном для крупных турбоагрегатов с высокими начальными параметрами пара значении  $\omega_{т} = 0,6$  удельное снижение выдачи электрической мощности в энергосистему при разгрузке отбора на электродоты в три раза выше, чем при разгрузке отбора на котлы ТЭЦ. Это означает, что в схеме с электродотами для достижения того же эффекта при снижении выдачи электрической мощности требуется в три раза меньшая разгрузка отборов по теплу, что создает более благоприятные условия для управления этим процессом в энергосистеме.

### Энергетическая эффективность применения электродоты на ТЭЦ

К использованию электродоты для теплоснабжения в среде энергетиков, и прежде всего энергетиков-экономистов, сложилось негативное отношение главным образом из-за большого перерасхода топлива, вызванного «двойной трансформацией» энергии, чем обуславливаются низкий КПД и высокая стоимость производимой теплоты. Что же касается применения электродоты на ТЭЦ для получения маневренной электрической мощности, то распространять на него негативное мнение не следует.

Электродоты в данном случае устанавливаются к теплофикационным турбоагрегатам и работают в ночные часы с единственной целью – получить наибольшее снижение выдачи электрической мощности от турбоагрегата в энергосистему при существенно меньшей разгрузке самого турбоагрегата. Это достигается за счет двух взаимосвязанных факторов: передачи части тепловой нагрузки регулируемого отбора турбоагрегата на электродотел и подключения электродоты к данному турбоагрегату с получением от него электроэнергии, вырабатываемой по экономичному теплофикационному циклу.

Совершенно очевидно, что в данном случае электродотел работает не в целях теплоснабжения, а в целях электроснабжения, и если «двойная трансформация» энергии здесь и присутствует, то в условиях теплофикационного цикла она осуществляется с минимальными потерями энергоресурса и в экономном режиме эксплуатации самого теплофикационного турбоагрегата за счет меньшей его разгрузки по сравнению

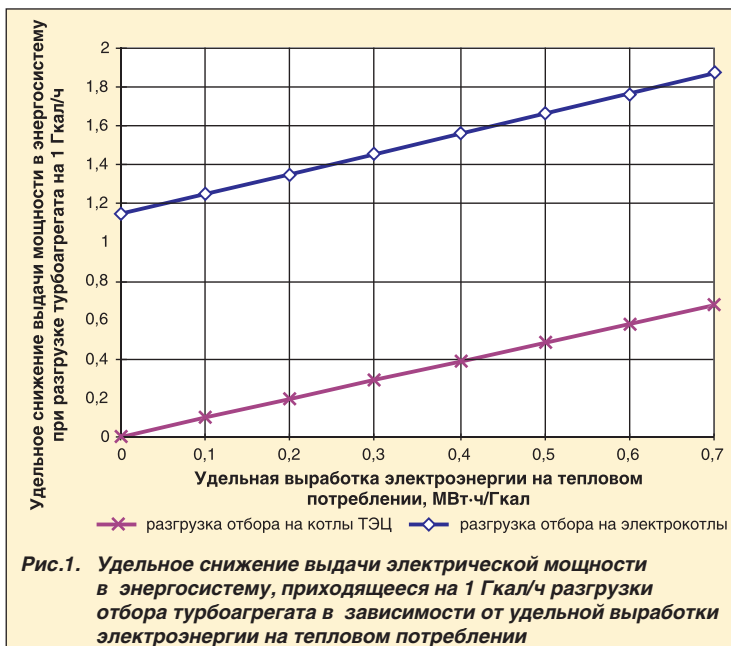


Таблица 3. Расчет снижения расхода топлива при переводе теплофикационных турбоагрегатов с базового на маневренный полупиковый режим работы с разгрузкой отборов на котлы ТЭЦ и электродкотлы (ЭК)

Наименование показателя	Размерность	Т-100-130			Т-180-130			Т-250-240		
		базовый режим	разгрузка отбора		базовый режим	разгрузка отбора		базовый режим	разгрузка отбора	
			на котлы ТЭЦ	на ЭК		на котлы ТЭЦ	на ЭК		на котлы ТЭЦ	на ЭК
1. Электрическая мощность ТА, выдаваемая в энергосистему	МВт %	100 100	50 50	50 50	180 100	90 50	90 50	250 100	125 50	125 50
2. Тепловая нагрузка потребителей В том числе покрываемая: из отбора от котлов ТЭЦ и ЭК	Гкал/ч	160	160	160	260	260	260	350	350	350
	Гкал/ч Гкал/ч	160 –	68,3 91,7	131 29	260 –	111 149	209,5 50,5	350 –	150,3 199,7	280,8 69,2
3. Процент разгрузки отбора	%	–	61,0	18,1	–	57,3	19,4	–	57,0	19,8
4. Фактическая электрическая нагрузка ТА	МВт	100	50	84,2	180	90	149,7	250	125	206,6
5. Расход топлива: часовой суточный	т у.т./ч т у.т./сут	43,6 1045,5	36,6 998,6	36,8 999,4	78,2 1877,7	63,8 1788,8	65,5 1789,6	97 2328,0	76,7 2207,0	79,0 2205,6
	т у.т./ч % т у.т./сут %	– – –	7,0 16,0 46,9 4,49	6,8 15,6 46,1 4,41	– –	14,4 18,4 88,9 4,73	12,7 16,2 88,1 4,69	– –	20,3 20,9 122,4 5,25	18,0 18,6 121,0 5,2
7. Удельные расходы топлива на производство: электроэнергии теплоэнергии	г у.т./кВт·ч кг у.т./Гкал	181,8 158,6	225,3 158,6	190,1 161,1	205,2 158,6	251,5 158,6	215,4 163,8	166 158,6	210 158,6	166,9 160,2

с той, какую он имел бы при разгрузке отбора на котлы ТЭЦ. Такое использование электродкотлов не оказывает влияния на выдачу теплоты и электроэнергии от ТЭЦ в энергосистему, не отражается в электроэнергетическом балансе энергосистемы и по существу является «внутренним» делом ТЭЦ в регулировании заданного ей суточного графика электрической нагрузки.

Как определенный аналог можно рассматривать осуществляемую на тепловых электростанциях систему регенеративного подогрева питательной воды и конденсата. Только в этом случае процесс осуществляется в целях экономии топлива и сопровождается снижением электрической мощности и выработки электроэнергии, которое не отражается на внешних электроэнергетических балансах ТЭЦ и энергосистемы. А в случае применения электродкотлов процесс сопровождается отбором электрической мощности и электроэнергии на электродкотлы в часы суток, когда в энергосистеме нет спроса на эту мощность и электроэнергию.

Чтобы объективно оценить энергетическую эффективность электродкотлов в данной ситуации, необходимо сопоставить две энергетические ценности – получение дополнительной экономии топлива и получение дополнительной маневренной электрической мощности. Такую задачу можно решить лишь как комплексную в масштабе энергосистемы, так как это требует отдельного изучения, выходящего за рамки данных исследований. Исполнители работы ограничили решением одной составляющей этой задачи – установили перерасход топлива на наиболее крупных теплофикационных турбо-

агрегатах при разгрузке отборов на электродкотлы и котлы ТЭЦ, определив этот перерасход как разность снижения расхода топлива на турбоагрегатах при переводе их с базового на маневренный режим в обоих вариантах.

Такие расчеты проведены по турбоагрегатам типа Т-100-130, Т-180-130 и Т-250-240 при условии снижения выдачи от них электрической мощности в энергосистему в полупиковом режиме на 50 % (табл. 3). Снижение расхода топлива, а равно и изменение удельных расходов тепла и топлива на турбоагрегатах определялось с использованием их энергетических характеристик, что позволило учесть особенности турбоагрегатов, в частности различия в расходах энергии на холостой ход, в величине «привязанной» конденсационной мощности, в удельной выработке электроэнергии на тепловом потреблении. Продолжительность ночной разгрузки турбоагрегатов принималась равной 6–8 ч в сутки.

Результаты расчетов (см. табл. 3) показали, что, во-первых, разгрузка отборов турбоагрегатов на электродкотлы по сравнению с разгрузкой на котлы ТЭЦ приводит к перерасходу топлива в часовом разрезе от 0,4 до 2,3 %, в суточном разрезе – от 0,03 до 0,08 %. Эта сравнительно небольшая величина перерасхода топлива намного ниже той, которую имеют электродкотлы при использовании их для теплоснабжения по сравнению с традиционными котельными, где перерасход достигает двукратного значения. Во-вторых, если при разгрузке отборов на котлы ТЭЦ возрастает только удельный расход топлива на производство электроэнергии, причем на значительную величину, то при разгрузке на электродкотлы возрастают оба удельных расхода

Таблица 4. Полные и удельные капитальные вложения в электродкотлы

Теплопроизводительность электродкотлов, МВт	20	35	40	50
Полные капвложения, \$ тыс.	1007	1376	1488	1740
Удельные капвложения, \$ тыс./МВт	50,3	39,2	37,2	34,8

топлива – на производство и теплоты, и электроэнергии, что неизбежно отразится на их себестоимости.

### Экономическая эффективность применения электродкотлов на ТЭЦ

Эта эффективность определялась исходя из того, что с выходом АЭС на проектную мощность она становится практически единственным конкурентом ТЭЦ в покрытии полупиковой части суточного графика электрической нагрузки энергосистемы в зимний период.

Расчет экономического эффекта от применения электродкотлов производился путем сравнения двух вариантов покрытия полупиковой нагрузки: вариант I – от теплофикационных турбоагрегатов ТЭЦ со снижением выдачи от них электрической мощности в энергосистему в ночные часы и вариант II – от энергоблоков АЭС путем их разгрузки в ночные часы в пределах технически допустимого уровня.

В качестве экономического критерия принят срок окупаемости единовременных капитальных вложений в электродкотлы за счет экономии годовых издержек на ТЭЦ при использовании их в маневренном режиме. Эта экономия определялась как разность снижений годовых издержек на ТЭЦ и АЭС при переводе их с базового на маневренный режим работы. При этом в снижении издержек учитывались экономия затрат, связанная со снижением расхода потребляемого энергоресурса, повышение постоянной составляющей себестоимости электроэнергии, производимой в маневренном режиме, а также дополнительные годовые издержки ТЭЦ на эксплуатацию электродкотлов.

Как и в исследовании энергетической эффективности, расчет экономического эффекта от применения электродкотлов производился по теплофикационным турбоагрегатам Т-100-130, Т-180-130 и Т-250-240. Для каждого из

них определялись число и единичная мощность. Удельные капвложения в электродкотлы оценивались по данным шведской фирмы Zeta с учетом того, что поставка электродкотла единичной теплопроизводительностью 50 МВт стоит € 900 тыс. В расчете полных капвложений в электродкотлы наряду со стоимостью поставки учитывались теплотехническая и электротехническая оснастка, строительно-монтажные, проектные и наладочные работы, при этом постоянная составляющая стоимости электродкотла, независимая от его мощности, принималась в размере 30 %. С учетом переводного коэффициента евро в доллары США в размере 1,35 были определены полные и удельные капвложения в электродкотлы (табл. 4).

Информация по себестоимости электроэнергии на ТЭЦ принималась по отчетным данным ГПО «Белэнерго», по себестоимости электроэнергии на белорусской АЭС – по проектным данным в размере 2,6 цент/кВт·ч, в том числе 0,8 цент/кВт·ч – «топливная» составляющая (при цене ядерного горючего примерно 37 \$/т у. т.), 1,8 цент/кВт·ч – постоянная составляющая. Расчет выполнен для трех уровней цены природного газа: 180, 250 и 350 \$/т у. т. Результаты расчета представлены в табл. 5 и на рис. 2.

Анализируя результаты экономического расчета, видим, что в условиях Белорусской энергосистемы при выводе АЭС на проектную мощность 2380 МВт применение электродкотлов на ТЭЦ для получения маневренной электрической мощности экономически оправданно и характеризуется весьма малым сроком окупаемости единовременных капвложений – от полугода до полутора лет.

### Выводы

1. К 2018 году с выходом АЭС на проектную мощность 2380 МВт в Белорусской энергосистеме складывается достаточно сложная ситуация в покрытии суточного графика электрической нагрузки зимнего рабочего дня, когда участие КЭС в генерировании электроэнергии сведено к минимуму, а покрытие базовой и полупиковой нагрузки придется распределять в основном между АЭС и теплоэлектроцентралями, работающими в этот период с полной загрузкой по теплу и максимальной выработкой электроэнергии по теплофикационному циклу.

Если в этот период всю мощность АЭС целиком использовать в базовом режиме для внутреннего электроснабжения республики, то на долю ТЭЦ будет приходиться в зимние рабочие дни около 2500 МВт базовой круглосуточной нагрузки и вся полупиковая нагрузка в размере 2177 МВт. К этому моменту суммарной электрической мощности ТЭЦ будет достаточно для покрытия названной нагрузки, но при этом около половины их электрической мощности должно будет работать в маневренном режиме с разгрузкой в ночные часы.

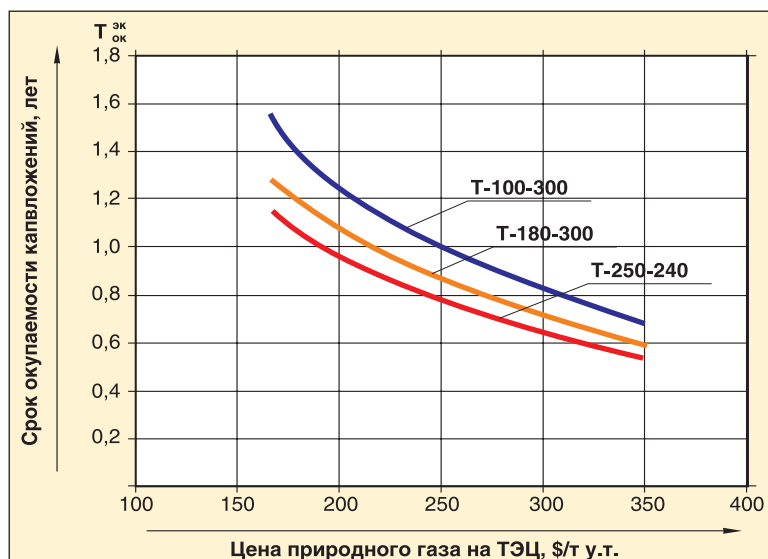


Рис. 2. Срок окупаемости единовременных капвложений в электродкотлы, устанавливаемые для получения маневренной мощности на ТЭЦ, по сравнению с получением этой мощности по белорусской АЭС в зависимости от цены природного газа и мощности теплофикационных турбоагрегатов

Таблица 5. Экономическая эффективность применения электродкотлов на ТЭЦ для получения маневренной электрической мощности (расчет выполнен по удельным показателям на 1 МВт снижения выдачи мощности в энергосистему)

Наименование показателя	Единица измерения	Турбоагрегаты		
		T-100-130	T-180-130	T-250-240
1. Снижение издержек по ТЭЦ				
1.1. Удельная тепловая мощность электродкотлов	МВт(т)/МВт	0,674	0,652	0,644
1.2. Удельные капвложения в электродкотлы (в расчете на 1 МВт снижения выдачи мощности в энергосистему)	\$ тыс. /МВт	26,42	25,56	23,95
1.3. Удельное часовое снижение расхода топлива на ТЭЦ	(т у.т./ч)/МВт	0,136	0,141	0,144
1.4. Удельное часовое снижение затрат на топливо (природный газ) при цене газа:				
180 \$/т у.т.	(\$/ч)/МВт	24,48	25,38	25,92
250 \$/т у.т.	(\$/ч)/МВт	34,0	35,25	36,0
350 \$/т у.т.	(\$/ч)/МВт	47,6	49,35	50,40
1.5. Удельные часовые издержки по электродкотлам	(\$/ч)/МВт	1,55	1,50	1,41
1.6. Удельный прирост постоянной составляющей себестоимости электроэнергии	(\$/ч)/МВт	5,1	3,1	2,8
1.7. Всего снижение удельных часовых издержек на ТЭЦ при цене природного газа:				
180 \$/т у.т.	(\$/ч)/МВт	17,83	20,78	21,71
250 \$/т у.т.	(\$/ч)/МВт	27,35	30,65	31,79
350 \$/т у.т.	(\$/ч)/МВт	41,0	44,75	46,19
2. Снижение издержек по АЭС				
2.1. Снижение часовых издержек на ядерное горючее	(\$/ч)/МВт	8,0	8,0	8,0
2.2. Удельный прирост постоянной составляющей себестоимости электроэнергии	(\$/ч)/МВт	7,1	7,1	7,1
2.3. Всего снижение удельных часовых издержек по АЭС	(\$/ч)/МВт	0,9	0,9	0,9
3. Экономия удельных часовых издержек при использовании турбоагрегатов в маневренном режиме с электродкотлами при цене природного газа:				
180 \$/т у.т.	(\$/ч)/МВт	16,93	19,88	20,81
250 \$/т у.т.	(\$/ч)/МВт	26,45	29,75	30,89
350 \$/т у.т.	(\$/ч)/МВт	40,10	43,85	45,29
4. Срок окупаемости капвложений в электродкотлы при цене природного газа:				
180 \$/т у.т.	лет	1,56	1,28	1,15
250 \$/т у.т.	лет	1,0	0,86	0,77
350 \$/т у.т.	лет	0,66	0,58	0,53

2. Исследования показали, что распределять полупиковую электрическую нагрузку в энергосистеме между всеми ТЭЦ республики пропорционально их рабочей мощности нереально по условиям управления процессом и нерационально в энергоэкономическом отношении. Рациональнее получать большую величину маневренной электрической мощности на крупных теплофикационных турбоагрегатах с высокой удельной выработкой электроэнергии на тепловом потреблении путем подключения к ним электродкотлов для разгрузки отборов по теплу в ночные часы. При таком решении вопроса выдача мощности в энергосистему может быть снижена на 100 % мощности турбоагрегата при фактической его разгрузке по электрической мощности на 33–35 %.

3. Разгрузка отборов на электродкотлы в целях получения маневренной электрической мощности сопровождается относительно небольшим перерасходом топлива по сравнению с разгрузкой на котлы ТЭЦ. В суточном разрезе этот перерасход находится в пределах 0,04–0,08 %. Однако его не следует рассматривать как энергетический ущерб, поскольку получаемая при электродкотлах дополнительная маневренная электрическая мощность является определенным компенсатором этого ущерба.

4. Экономический эффект применения электродкотлов на ТЭЦ определен по сравнению с использованием АЭС в маневренном полупиковом режиме в пределах технически допустимой разгрузки ее энергоблоков. Расчет показал большое экономическое преимущество маневренных ТЭЦ с электродкотлами перед АЭС, обеспечивающее окупаемость капвложений в электродкотлы в течение от 0,5 до 1,5 года.

**Список литературы**

1. Государственная программа развития Белорусской энергосистемы на период до 2016 года: 2-я ред. – Минск, 2009. – 49 с.
2. Сыропуцинский, В.М. Белорусская АЭС и традиционная энергетика / В.М. Сыропуцинский, В.И. Трутаев // Энергия и менеджмент. — 2008. — № 3. — С. 8–15.
3. Якушев, А.П. Ядерная энергетика в Беларуси / А.П. Якушев // Энергия и менеджмент. — 2005. — № 6. — С. 6–11.
4. Эфрос, Е.И. Эффективность использования теплофикационных турбоустановок в переменной части графиков тепловых и электрических нагрузок / Е.И. Эфрос, В.Ф. Гуторов, А.Л. Симою, В.М. Суших // Теплоэнергетика. — 2002. — № 6. — С. 2–7.
5. Короткевич, А.М. О балансе мощностей Белорусской энергосистемы и проблемах регулирования суточного графика нагрузок: настоящее и перспективы / А.М. Короткевич, О.Г. Фоменко // Энергетическая стратегия. — 2008. — № 2. — С. 24–28.

# ИННОВАЦИОННЫЕ РАЗРАБОТКИ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ БЕЛОРУССКОЙ АЭС

Повышение эффективности и безопасности эксплуатации атомной электрической станции является приоритетной научно-технической и социальной задачей. В ее решении важное место занимает внедрение новейших технологий в области использования современных экологически чистых уплотнительных материалов на основе терморасширенного графита (ТРГ) и огнезащитных покрытий (ОЗП) терморасширяющегося типа.

## Материалы, применяемые в технологиях пассивной огнезащиты

Использование современных научно-технических достижений в области материаловедения и теплопереноса способно повысить эффективность огнезащиты энергетических объектов. Для оптимизации затрат на обеспечение пожарной безопасности АЭС Институтом тепло- и массообмена им. А.В. Лыкова НАН Беларуси проведен мониторинг применяемых на энергообъектах ТЭК огнезащитных материалов, а также изучен опыт и перспективы их эксплуатации на конкретных ТЭС и АЭС в нашей республике, России, странах СНГ и дальнего зарубежья [1].

Так, специалистами технологического филиала концерна «Росэнергоатом» рекомендованы к применению на АЭС материалы «Огракс». Положительное заключение о возможности их использования дали специалисты Санкт-Петербургского и Нижегородского институтов

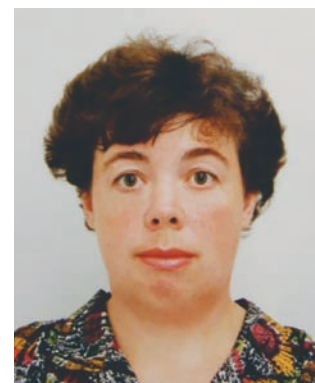
«Атом-энергопроект». Составом «Огракс-В» защищены кабели Балаковской и Нововоронежской АЭС, обработаны перегородки, стенки воздухопроводов и балочные перекрытия на Нововоронежской АЭС, ряд объектов на Ростовской и Балаковской АЭС [2].

В Республике Беларусь в последнее время сертифицированы современные экологически чистые огнезащитные материалы с огнестойкостью от 20 до 150 мин («Агнитерм», «Огракс», «Тикра», «Термостоп» и др.), которые широко применяются на энергообъектах РФ и стран СНГ. Уже имеется опыт использования таких материалов на Минской ТЭЦ-4 – в 2005 году проведены работы по огнезащите металлических конструкций колонн и балок перекрытия в здании теплофикационной насосной с применением материала «Огракс-В-СК». Опыт эксплуатации подтверждает надежность огнезащиты данного объекта.

Технические характеристики огнезащитных покрытий кабельных и



**В. Л. КОЛПАЧИКОВ,** заведующий отделом огнезащитных материалов ГНУ «Институт тепло- и массообмена им. А.В. Лыкова» НАН Беларуси



**М.Г. СЫСКОВА,** научный сотрудник отдела огнезащитных материалов ГНУ «Институт тепло- и массообмена им. А.В. Лыкова» НАН Беларуси

### ОЗП для кабелей и металлических конструкций

Код	Наименование ОЗП	Огнестойкость, мин	Толщина сухого ОЗП, мм	Наличие растворителей	Срок эксплуатации, лет	Расход, кг/м <sup>2</sup>	Стоимость 1 кг, у. е.
1	Огракс-В-СК	90	0,6-1,18	нет	20	1,1-2,2	13,3
2	КС-1	45	1,0	нет	25	1,4-1,8	15,0
3	Эндотерм ХТ-150	60	1,0	да	12	2,2	6,5
4	МПВО	30	1,35	да	10	2,0-2,2	2,7
5	СГК-1	40	2,0	нет	18	12,3	4,1
6	ОВКП-2	45	3,0	нет	10	6,6	5,0
7	Унитерм 38091	45	1,6	да	10	3,16	21,53

Рис. 1. Фрагмент базы данных по огнезащитным материалам

трубных проходок, доминирующих в настоящее время на мировом рынке, изучены и адаптированы к нормам пожарной безопасности нашей республики [1]. Создана база данных, предназначенная для хранения и обработки информации по огнезащитным материалам, применяемым на объектах ТЭК и представленным на рынках Беларуси, РФ и стран СНГ (рис. 1). База данных будет использоваться для выдачи рекомендаций по оптимизации огнезащиты кабелей

## К СВЕДЕНИЮ

Из материалов на основе ТРГ создаются уплотнительные изделия с высокими показателями упругости, пластичности, восстанавливаемости, стойкие к воздействию агрессивных сред (от сильных кислот до сильных щелочей). Такие уплотнители надежны в широком диапазоне температур (от 270 до 2500 °С), выдерживают высокое давление (примерно 1380 атм). Использование материалов на основе ТРГ увеличивает сроки эксплуатации оборудования энергетических предприятий, снижает потери тепла и пара, уменьшает загрязнение окружающей среды.

ОЗП терморасширяющегося типа имеют довольно низкую температуру терморасширения (120 °С) и содержат в своем составе ингибиторы (угнетатели горения). Под действием огня такие материалы резко увеличиваются в объеме, образуют слои пены, которые имеют низкую теплопроводность и высокую термостойкость. Образовавшаяся пена покрывает защищаемые поверхности, заполняет отверстия и щели, изолируя очаг пожара. Для защиты от огня достаточно нанести покрытие толщиной от нескольких долей миллиметра до нескольких миллиметров.

## Методики расчета пожаробезопасных параметров огнезащиты с учетом старения огнезащитных покрытий

В ИТМО разработан ряд методик расчета пожаробезопасных параметров огнезащиты, которые при проектировании белорусской АЭС позволят обеспечить заданную огнестойкость конструкций, что относится к числу важнейших элементов системы пожарной безопасности зданий, сооружений и объектов.

Так, методика расчета пределов огнестойкости металлических конструкций, покрытых огнезащитным составом терморасширяющегося типа, позволяет определять температурные поля и огнестойкость металлических конструкций, покрытых слоем ОЗП терморасширяющегося типа. С ее помощью можно учитывать влияние основных теплофизических параметров ОЗП на его эффективность.

На рис. 3 приведены результаты расчета зависимости огнестойкости двутаврового профиля 20Б1, покрытого слоем ОЗП «Терма», от толщины слоя ОЗП [3]. Видно, что слой состава в 1–2 мм после вспучивания обеспечивает огнестойкость данной конструкции в течение часа и более.

Методика расчета норм расхода огнезащитных покрытий для кабельных потоков дает возможность определить фактическое количество наносимого на кабельные линии (при различных схемах расположения кабелей) ОЗП для нормативной толщины огнезащитного слоя. Данная методика использована

и металлоконструкций белорусской АЭС.

Огнезащита кабельных проходок и проходок инженерных коммуникаций (трубные проходки, муфты, манжеты) производится с целью обеспечения надежной пожарной безопасности проходок кабелей и полимерных труб через стены, перегородки, перекрытия и в случае пожара не дает возможности пламени и продуктам горения распространяться вдоль кабелей.

На основе изучения конструкций существующих противопожарных муфт и принципов их действия специалистами института разработана противопожарная муфта, обеспечивающая нераспространение огня по полимерным трубам. Она состоит из металлостакана, на который последовательно приклеиваются слои

терморасширяющегося вкладыша из материала «Огракс», армированного графитовой тканью (рис. 2). Металлостакан с вкладышем собирается на полимерной трубе в трубных перекрытиях и винтами прикручивается к потолку или полу. Противопожарная муфта изготовлена в производственном цехе ИТМО и прошла огневые испытания на полигоне МЧС.

Внедрение рассмотренных огнезащитных покрытий и технологий на белорусской АЭС позволит снизить риск возникновения пожаров, убытки от которых несоизмеримы с затратами на огнезащитные работы. Выбор конкретного средства огнезащиты определяется необходимым пределом огнестойкости, условиями работы системы и стоимостью материалов.

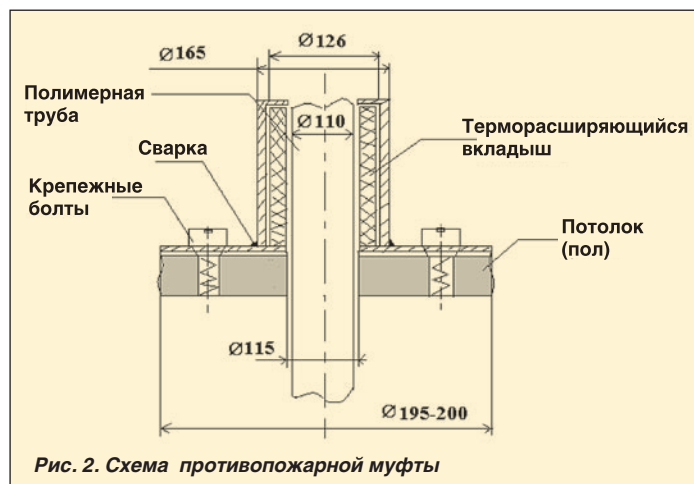


Рис. 2. Схема противопожарной муфты



Рис. 3. Зависимость огнестойкости двутаврового профиля 20Б1 от толщины слоя состава при кратности вспучивания 40 (1) и 20 (2)

на при проведении работ по огнезащите металлических конструкций колонн и балок перекрытия в здании теплофикационной насосной Минской ТЭЦ-4.

Методика идентификации огнезащитных материалов разработана для сравнения характеристик огнезащитных покрытий терморасширяющегося типа и выбора оптимальных составов с помощью методов термического анализа [4].

Также разработана методика прогнозирования срока службы огнезащитных покрытий для кабелей и металлоконструкций с использованием метода ускоренного старения [5]. Проведенный сравнительный анализ термических свойств ОЗП показал, что ускоренное старение исследованных огнезащитных материалов («Агнитерм-М», «Протерм Стил» и «Тикра Термостоп») не приводит к существенным изменениям в химической структуре этих материалов, в основном сохраняются и физико-химические свойства, т.е. огнезащитные функции не нарушаются, что подтверждает высокое качество материалов (рис. 4).

Определение устойчивости к старению огнезащитных материалов позволит:

- существенно расширить область их применения, повысить качество и эстетический уровень конструктивных решений при использовании огнезащитных конструкций;
- увеличить срок их службы до повторной обработки, исключить случаи снижения огнезащитных свойств при одновременном сохранении физико-механических и эстетических показателей.

Методика количественной оценки эксплуатационных дефектов огнезащитных покрытий позволяет учитывать различные виды дефектов, характеризующих изменение поверхностных и защитных свойств ОЗП в процессе и проводить сравнительную оценку эксплуатационных показателей с целью прогнозирования долговечности ОЗП.

### Технологии герметизации

Современная техника предъявляет высокие требования к уплот-

нительным материалам, особенно работающим в агрессивных средах (кислотах, щелочах, нефтепродуктах, органических растворителях и т.д.), в условиях воздействия высоких температур и давлений, характерных для предприятий энергетики.

Традиционно используемые в энергетике асбестовые уплотнительные материалы (АГ-50, АГ-1) при высоких температурах релаксируют, что приводит к разгерметизации соединений из-за снижения усилия обжатия, а также к коррозии металлических поверхностей.

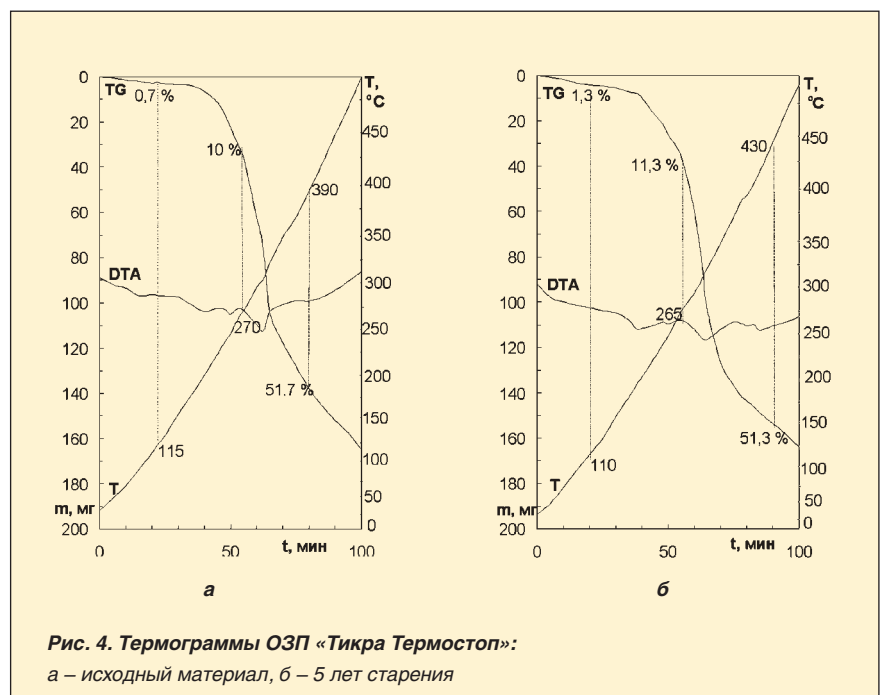
Уплотнительные материалы и изделия на основе ТРГ – это качественно новый тип высоконадежных экологически безопасных энерго- и ресурсосберегающих уплотнений для арматуры, насосов, двигателей, сосудов и трубопроводов. Они находят широкое применение на предприятиях концерна «Росэнергоатом» – Кольской, Ростовской, Калининской, Смоленской, Белоярской АЭС и др. [7].

Устойчивость к терморасширению и химическая чистота графита позволяют успешно решать проблемы уплотнения разъемов реакторных установок АЭС с ВВЭР-1000 и АЭС с РБМК-1000, повысить надежность их эксплуатации. На Кольской АЭС с 2000 года стали применять сальниковые уплотне-

ния «Графлекс» для герметизации штоков регулирующих клапанов типа 810-250-ЭН, установленных в трубопроводах питательной воды 2-го контура (давление среды – 90 кгс/см<sup>2</sup>, температура – 250 °С), в системах питания парогенераторов 1–4 блоков. Эксплуатационный персонал отмечает, что перестали наблюдаться парения через штоковые уплотнения регулирующих клапанов, кроме того, при осмотре штоков не обнаружено их коррозионного повреждения.

Разработана методика расчета экономической эффективности, позволяющая рассчитать снижение потерь ТЭР, энергии и воды за счет применения уплотнительных материалов и технологий на основе ТРГ [8]. Так, суммарный экономический эффект от замены асбестосодержащих уплотнений на уплотнения из ТРГ для одного центробежного насоса для перекачки битума составит 1807,56 у.е./год. Эффект от сокращения потерь воды в этом случае составит 150,15 у.е./год. Кроме того, потери сетевой воды уменьшатся в 3,5 раза, что сэкономит 50 м<sup>3</sup> воды в год, или 26,25 у.е./год на один насос.

Также разработана методика норм расчета на герметичность фланцевых соединений с прокладками из ТРГ, применяемая для герметизации фланцевых соединений



трубопроводов, разъемных фланцевых соединений сосудов, работающих под давлением. Методика содержит:

- расчет коэффициента нагрузки с учетом механических свойств прокладок из ТРГ и коэффициентов податливости элементов фланцевого соединения;
- расчет усилий в системе затяга, вызванных температурными перепадами в деталях соединения или различием коэффициентов линейного расширения материалов деталей соединения;
- расчет усилия начальной затяжки соединения для устранения неплотности прилегания к контактирующим поверхностям и создания условий, обеспечивающих нераскрытие стыка во время гидроиспытаний, действия рабочего давления и температурных перепадов;
- оценку герметичности соединения по удельному давлению на контактирующие поверхности прокладки при затяжке, гидроиспытании и в рабочих режимах с учетом пластических свойств прокладки из ТРГ;
- расчет усилий на шпильках при затяжке, при гидроиспытании и в рабочих условиях;
- графоаналитический метод анализа соотношений усилий и деформаций элементов фланцевого соединения с прокладкой из ТРГ, включающий построение номограммы соотношений усилий и деформаций элементов соединения для определения максимально допустимых и монтажных усилий затяжки шпилек фланцевого соединения.

Использование современных уплотнительных материалов позволяет улучшить работу оборудования и снизить затраты на производство тепла и электроэнергии [6].

### Нормативная база Республики Беларусь в области применения уплотнительных материалов на атомной электростанции

Применение новых уплотнительных материалов в оборудовании

белорусской АЭС требует создания нормативной базы. Разработанные в рамках научно-технического сотрудничества ИТМО НАН Беларуси и НПО «УНИХИМТЭК» технологические регламенты адаптированы к применению на белорусской АЭС.

*Технологический регламент по применению уплотнений из ТРГ на АЭС* распространяется на уплотнения трубопроводной арматуры АЭС, котельных и тепловых сетей и содержит:

- основные требования к сальниковым узлам уплотнений арматуры и конструкциям узлов уплотнения с набивками из ТРГ, правила эксплуатации этих узлов;
- требования к поставляемым материалам на основе ТРГ и конструктивные характеристики уплотнительных изделий из них;
- указания по выбору конструкции изделий из ТРГ и комплектации узлов уплотнений арматуры;
- требования к сборке узлов уплотнения; указания и рекомендации по эксплуатации узлов с уплотнениями из ТРГ; требования мер безопасности по обслуживанию сальниковых уплотнений.

*Технологический регламент по применению уплотнений из ТРГ на насосном оборудовании* распространяется на сальниковые уплотнения валов центробежных и вихревых насосов электростанций, тепловых сетей и котельных и содержит:

- требования к уплотнительным изделиям из ТРГ (сальниковым набивкам, кольцам, комплектам);
- технические требования к конструкции и сборке узлов сальникового уплотнения вала насосов для перекачивания воды и других жидкостей, сходных с водой по плотности, вязкости и химической активности;
- комплекс требований для оценки соответствия применяемых уплотнительных материалов условиям эксплуатации сальникового уплотнения вала насоса;
- технические требования к комплектации и сборке узлов сальникового уплотнения вала при выполнении работ по ремонту и эксплуатации насосов.

Созданная нормативно-техническая база по обеспечению герметизации оборудования повысит экономическую эффективность эксплуатации оборудования, расширит диапазон рабочих параметров арматуры по температуре, давлению и устойчивости к химически активным средам, снизит аварийность и затраты на ремонт, обеспечит экологическую безопасность персонала энергетических предприятий.

#### Список литературы

1. Колпащиков, В.Л. Пассивная огне-теплозащита: опыт и перспективы применения на предприятиях РБ / В.Л. Колпащиков, М.Г. Сыскова // *Материалы IV Междунар. науч.-практ. конф. «Чрезвычайные ситуации: предупреждение и ликвидация»*. Минск, июнь 2007 г. – Минск, 2007. – Т. 2. – С. 156–157.
2. Розин, В.Н. Огнезащитные покрытия «Огракс». Опыт и перспективы применения на атомных и тепловых электростанциях / В.Н. Розин, Н.А. Зройчиков, Т.В. Слешина // *Пожарная безопасность*. – 2002. – № 3.
3. Бессонов, Н.М. Расчетный метод определения пределов огнестойкости металлоконструкций, покрытых огнезащитным вспучивающимся составом / Бессонов Н.М. [и др.] // *Пожарная безопасность*. – 2007. – № 1. – С. 89–96.
4. Колпащиков, В.Л. Термический анализ огнезащитных покрытий / В.Л. Колпащиков, М.Г. Сыскова // *Тепло- и массоперенос*. – Минск: ИТМО НАНБ, 2004.
5. Колпащиков, В.Л. Изучение процессов старения вспучивающихся огнезащитных покрытий / В.Л. Колпащиков, М.Г. Сыскова, А.Г. Яцукевич // *Материалы VI Минского междунар. форума по тепло- и массообмену*. – Минск, 2008. – Т. 1. – С. 216–217.
6. Колпащиков, В.Л. Энергосберегающие уплотнительные материалы / В.Л. Колпащиков, М.Г. Сыскова // *Тепло- и массоперенос*. – Минск: ИТМО НАНБ, 2003.
7. Шкиров, В. А. Уплотнения нового поколения для АЭС / В. А. Шкиров // *Вестник концерна «Росэнергоатом»*. – 2002. – № 5.
8. Колпащиков, В. Л. Энерго- и ресурсосбережение при работе промышленного оборудования за счет внедрения современных уплотнительных материалов / В.Л. Колпащиков, М.Г. Сыскова // *Материалы Междунар. научно-технич. конф. «Энерго- и материалосберегающие экологически чистые технологии»*, Гродно, сент. 2007. – Гродно: НИЦ проблем ресурсосбережения НАН Беларуси, 2007. – С. 170.

# ПОДГОТОВЛЕННЫЙ ПЕРСОНАЛ – ЗАЛОГ БЕЗОПАСНОСТИ АЭС



**– Вадим Анатольевич, насколько, с Вашей точки зрения, значимым фактором обеспечения безопасности атомной электростанции является уровень подготовки персонала для ядерной энергетики?**

– Прежде всего стоит заметить, что атомная энергетика – одна из приоритетных сфер развития любого государства, а гарантирование энергетической безопасности государства является одним из ключевых вопросов его независимости. Пренебрежение социальной значимостью атомной энергетики может угрожать как экономической, так и политической независимости страны.

Проектирование, строительство, ввод в эксплуатацию атомных электростанций – это трудоемкий, технически сложный и длительный процесс, но с точки зрения безопасности более сложным является период эксплуатации АЭС. И если технические аспекты безопасной эксплуатации достаточно хорошо проработаны и реализованы на АЭС во всем мире, то другой аспект – эксплуатирующий персонал – требует постоянного внимания и обучения.

Подготовленный персонал – это залог безопасной, безаварийной работы АЭС. Государственная програм-

Целью визита экспертной миссии Международного агентства по атомной энергии (МАГАТЭ), состоявшегося в начале июля, была приемка пилотной версии прикладной компьютерной обучающей системы (КОС) для подготовки персонала в области ядерной энергетики. Тендер на поставку КОС в Беларусь выиграл германо-украинский консорциум CA&R Engineering GmbH (Германия) и ООО IT-Slavutich (Украина).

Внедрение в республике компьютерной обучающей системы для подготовки кадров для ядерной энергетики является одним из важных мероприятий программы технического сотрудничества МАГАТЭ с Беларусью «Развитие кадрового потенциала и системы обучения специалистов для ядерной энергетической программы». Об особенностях реализации КОС наш корреспондент беседует с заместителем руководителя проекта **Вадимом ГЕДЗЕМ**.

ма подготовки кадров для ядерной энергетики Республики Беларусь на 2008–2020 годы является ключевым документом в области обучения персонала для АЭС. В поддержку реализации данной программы Международное агентство по атомной энергии осуществляет проект международной технической помощи Беларуси «Развитие кадрового потенциала и системы обучения специалистов для ядерной энергетической программы», в рамках которого должна быть разработана и поставлена компьютерная обучающая система.

**– Представители консорциума, ставшего победителем международного тендера на поставку КОС для Беларуси, утверждают, что использование компьютерных обучающих систем – один из наиболее эффективных методов подготовки персонала в начальный период. Вы с этим согласны?**

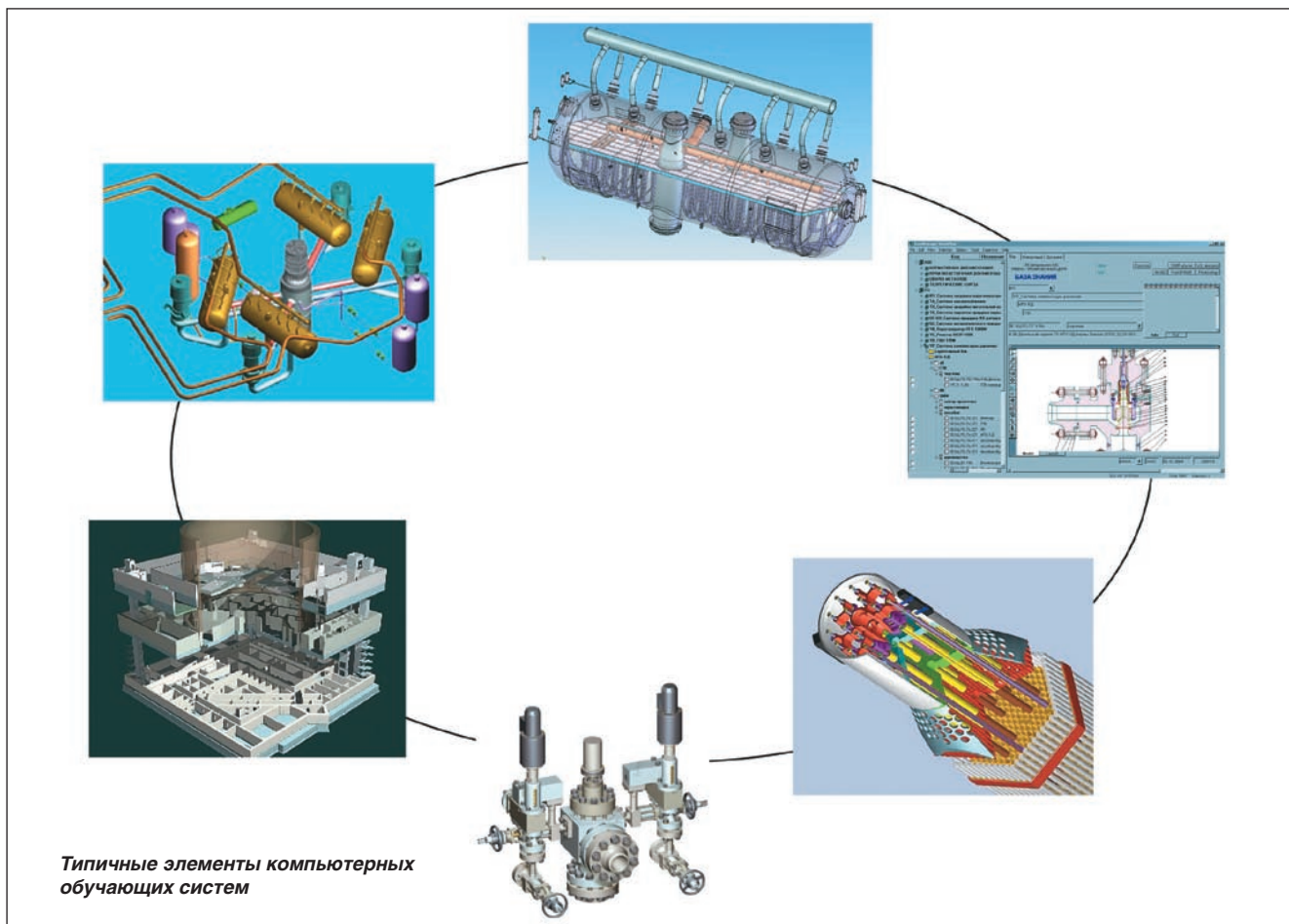
– Безусловно. Компьютерные обучающие системы уже использовались при подготовке специалистов для ядерной энергетики в Украине, Германии, России и хорошо себя зарекомендовали. КОС – это наиболее простые, легко перенастраиваемые (адаптируемые) к изменившимся условиям и эффективные формы первоначальной подготовки и поддержания квалификации большого количества персонала, вовлеченного в программу развития ядерной энергетики. Они могут быть использованы как для занятий в учебных

заведениях, так и для дистанционного обучения. Система включает необходимое программное и информационное обеспечение, компьютерное оборудование для обучения и контроля уровня знаний персонала. В Беларусь будут поставлены новейшие разработки в этой сфере, которые дадут возможность белорусским специалистам самостоятельно развивать и совершенствовать систему подготовки.

По сравнению с традиционными учебно-методическими средствами компьютерные обучающие системы дают новые возможности в процессе обучения и обеспечивают более высокий уровень подготовки. Основные преимущества КОС в том, что они создают условия для самостоятельного освоения учебного материала (самоподготовки), позволяющие обучаемому выбирать удобные для него место и время работы с КОС, а также темп учебного процесса; обеспечивают более глубокую индивидуализацию обучения и условия для его вариативности (особенно в адаптивных КОС, способных настраиваться на текущий уровень подготовки обучаемого и области его интересов).

Кроме того, КОС предоставляют ряд возможностей, в том числе:

- работать с моделями изучаемых объектов и процессов (даже с теми, с которыми сложно познаться на практике);
- представлять и взаимодействовать с виртуальными трехмерными образами изучаемых объектов;



Типичные элементы компьютерных обучающих систем

- представлять в мультимедийной форме уникальные информационные материалы;
- автоматизированно контролировать и более объективно оценивать знания и умения;
- автоматически генерировать большое число неповторяющихся заданий для контроля знаний и умений;
- осуществлять поиск информации в КОС и получать более удобный доступ к ней (гипертекст, гипермедиа, закладки, автоматизированные указатели, поиск по ключевым словам, полнотекстовый поиск и др.).

Немаловажно, что компьютерные обучающие системы создают условия для эффективной реализации прогрессивных психолого-педагогических методик (игровые и состязательные формы обучения, экспериментирование, «погружение» в виртуальную реальность и др.).

**– Как, в какие сроки и где будут внедряться компьютерные обучающие системы для подготовки кадров для ядерной энергетики Беларуси?**

– Реализация проекта началась 25 ноября 2009 года, и до настоящего

времени все работы выполняются в соответствии с утвержденным графиком. За это время разработаны программа качества и детальный график выполнения проекта, детальная техническая спецификация КОС, спецификация на технические средства, проектная документация на разработку КОС, проведен анализ потребностей в обучении, а также поставлены технические средства, разработана пилотная версия компьютерной обучающей системы.

В ходе визита эксперты МАГАТЭ совместно с представителями белорусских организаций провели детальную проверку предоставленной пилотной версии компьютерной обучающей системы на соответствие требованиям технического задания, а также рекомендациям МАГАТЭ по составлению вопросов для контроля знаний. В целом пилотная версия КОС была принята, однако экспертами МАГАТЭ и белорусскими специалистами высказан ряд замечаний. Это обычная практика, так как основное назначение пилотных проектов – найти согласованные решения и подходы для финальной реализации. Большая часть замечаний устранена

во время экспертной миссии, остальные предполагается снять в ходе опытной эксплуатации. Период опытной эксплуатации уже начался.

По завершении проекта в ноябре 2010 года разработанные КОС станут одним из первых эффективных инструментов подготовки работников и студентов для атомной отрасли Республики Беларусь. Предполагается, что компьютерные обучающие системы будут установлены в ГУ «Дирекция строительства атомной станции», Департаменте по ядерной энергетике Минэнерго, Департаменте по ядерной и радиационной безопасности МЧС, ГНУ «Объединенный институт энергетических и ядерных исследований – Сосны» и в высших учебных заведениях страны, осуществляющих подготовку специалистов в области ядерной энергетики – Белорусском национальном техническом университете, Белорусском государственном университете информатики и радиоэлектроники, Международном государственном экологическом университете им. А.Д. Сахарова.

**Беседовала Анна НИКИТИНА**

# К ВЫБОРУ СТРАТЕГИИ РЕГУЛИРОВАНИЯ НАГРУЗКИ ОБЪЕДИНЕННОЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ БЕЛАРУСИ

Планируемое размещение АЭС на территории Беларуси создает технические проблемы регулирования нагрузки объединенной электроэнергетической системы (ОЭС), уникальной по своей структуре в связи с высокой долей ТЭЦ в интегральной установленной мощности (около 56 %). Для их корректного решения необходимы адекватные методические инструменты, анализ характеристик которых и является предметом исследования в данной работе.

Задача выбора стратегии регулирования нагрузки ОЭС традиционно считается энергоэкономической, то есть находящейся на стыке собственно энергетических и экономических проблем функционирования и развития энергосистемы. Проблема состоит в том, что в силу многокомпонентности и полифункциональности ОЭС необходимо увязать в едином расчете все доступные технические средства выполнения всех без исключения системных функций (см. рисунок).

Практическая сложность полномасштабной реализации такой задачи ведет к тому, что используются редуцированные методические подходы, охватывающие лишь часть системных функций и ограниченный набор технических средств. Это обстоятельство вынуждает ставить вопрос об адекватности редуцированных методик целям выбора стратегии регулирования нагрузки ОЭС. С учетом общности проблем регулирования нагрузки для Беларуси, европейской части России и Украины, а также перспектив синхронизации работы их энергосистем все методические вопросы рассматриваются далее вне национальных границ.

Прежде чем судить об адекватности имеющихся методик выбора стратегии регулирования нагрузки в ОЭС Беларуси, рассмотрим сложившиеся условия (институциональный фон).

1. С вводом АЭС, ГЭС, ВЭС, ПГУ и мини-ТЭЦ на местных видах топлива растет число участников электроэнергетического рынка и усложняется его структура. Увеличение числа участников энергорынка приводит

к снижению надежности системы в квадратичной зависимости [1].

2. ОЭС Беларуси характеризуется низкой долей маневренных мощностей. В странах, на территории которых размещены или планируются к размещению энергоблоки АЭС, интегральная мощность ГЭС составляет, ГВт [2]:

- Болгария – 1,8;
- Турция – 13,0;
- Индия – 32;
- Франция – 25;
- Япония – 47;
- США – 99;
- Россия – 46.

3. Доля ТЭЦ составляет ~ 56 % установленной мощности ОЭС Беларуси, доля выработки электроэнергии на тепловом потреблении – 34 %, доля ТЭЦ в суммарном расходе топлива на теплоснабжение – 37,3 % [3, 4]. Для сравнения: доля ТЭЦ в суммарном производстве электроэнергии ОЭС Украины (данные 2005 года) – 4,6 % [5], доля ТЭЦ в суммарной установленной мощности ЕЭС России – 39,3 % [6].

4. В связи с планируемым объединением энергосистем стран СНГ и Балтии с энергосистемой Западной Европы [7] предстоит синхронизировать качественные показатели их работы. Между тем на сегодняшний день допустимые отклонения от нормы частоты в ЕЭС СНГ и в европейской энергосистеме (UCTE) существенно различаются: в ЕЭС СНГ – 200 мГц, а в UCTE – 50 мГц [8].

5. Либерализация электроэнергетических рынков стран мира с введением рынков мощности, энергии и платных системных услуг (участие



**А.П. ЯКУШЕВ, д. т. н.,**  
заместитель генерального  
директора ГНУ «Объединенный  
институт энергетических и  
ядерных исследований – Сосны»  
НАН Беларуси



**А.И. БЫКОВ, к. э. н.,**  
ведущий научный сотрудник  
ГНУ «Объединенный институт  
энергетических и ядерных  
исследований – Сосны»  
НАН Беларуси



**Б.И. ПОПОВ, к. т. н.,**  
ведущий научный сотрудник  
ГНУ «Объединенный институт  
энергетических и ядерных  
исследований – Сосны»  
НАН Беларуси

в регулировании суточных графиков нагрузки энергосистемы, частотном регулировании и аварийном резервировании) предъявляет повышенные требования к участию энергоблоков всех типов в регулировании нагрузки энергосистемы [9]. Помимо необходимости выведения части установленной мощности ОЭС в резерв, что традиционно учитывается в математических моделях энергосистем, требуется внемоделный анализ скорости ввода резерва при аварийном отключении одного из энергоблоков АЭС на предмет поддержания частоты на уровне, приемлемом для оставшегося в работе энергоблока АЭС.

Практика либерализации электроэнергетического рынка в России показала, что «сформировался некоторый парадокс – наиболее эффективный субъект электроэнергетики (ТЭЦ) в условиях конкурентного рынка оказался в ряде случаев неконкурентоспособным» [6].

6. Введение рыночных отношений в сферу электроэнергетики повышает требования к качеству электроэнергии вследствие учета ущерба потребителей. В 2006–2007 годах в странах ЕС ущерб потребителей электроэнергии и энергоснабжающих организаций от низкого качества электроэнергии

(перерывы энергоснабжения, короткие замыкания и др.) составил более € 150 млрд. В России случались ситуации, когда ущерб бытовых потребителей при отключении энергоснабжения в 30 000 раз превышал тариф на электроэнергию [10]. Рыночные отношения в сфере электроэнергетики ведут к ограничению использования одного из эффективных средств противоаварийного управления – автоматического отключения нагрузки [11, с. 39].

Указанные обстоятельства свидетельствуют о более жестких условиях регулирования активной нагрузки в ОЭС Беларуси по сравнению с другими странами, с одной стороны, и о мировой тенденции к повышению требований к качеству выполнения всех видов системных функций – с другой.

По мнению члена-корреспондента РАН Н.И. Воропая, в России произошло радикальное усложнение задач координированного управления нормальными, аварийными и послеаварийными режимами ЕЭС [11], что вызывает необходимость разработки новых методов обоснования решений по выбору стратегии регулирования активной и реактивной нагрузки ОЭС и оказания всего комплекса

системных услуг (см. рисунок). Это в полной мере относится и к проблеме регулирования нагрузки при вводе АЭС в структуру ОЭС Беларуси.

К настоящему времени разработан и широко используется в решении задач управления режимами работы и развития электроэнергетических систем целый комплекс математических моделей [12]. Их разрешающая способность такова, что позволяет планировать изменение ежесуточной загрузки каждого энергоблока с временным шагом 0,5 ч. С тем же разрешением ведется параллельный учет изменения экономических характеристик агрегатов и системы в целом.

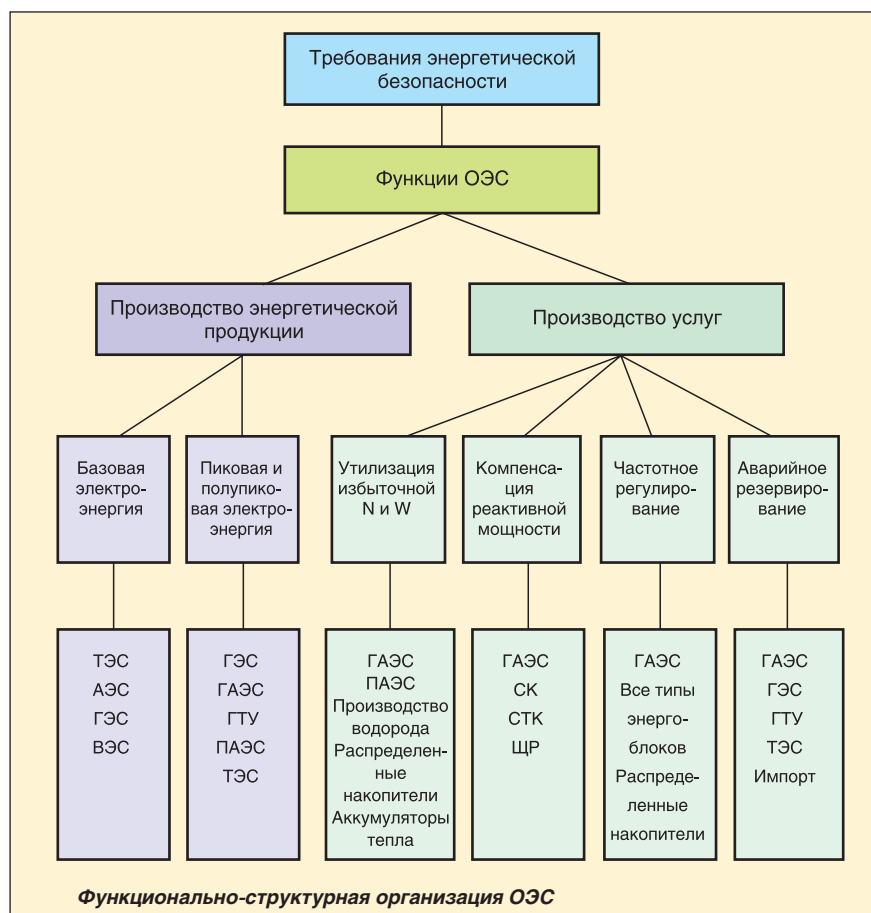
В то же время на сегодняшний день отсутствуют не только численные значения, но даже и методики расчета следующих показателей:

- затраты на оказание системных услуг по снижению мощности в провале суточных графиков активной нагрузки энергосистемы при использовании разных стратегий регулирования;
- цена услуг по частотному регулированию энергосистемы разными способами;
- цена услуг по аварийному резервированию энергосистемы разными способами;
- системные риски.

Поскольку убытки от нарушения надежности электроснабжения составляют 50 % всего оборота в электроэнергетическом секторе мировой экономики [13], очевидно, что без учета факторов риска, а также фактических цен оказания комплекса системных услуг разными способами корректный выбор стратегии регулирования суточной нагрузки в энергосистеме невозможен. Это утверждение тем более справедливо, что интеграция энергоблоков АЭС в структуру ОЭС ведет к ужесточению требований к частоте. Например, согласно «Технологическому регламенту безопасной эксплуатации» (ТРБЭ) Украины предельно допустимые уровни снижения частоты в энергосистеме равны [14]:

- 48,99–48,0 Гц – не более 5 мин (не более 20 мин за год);
- 47,99–47,0 Гц – не более 1 мин (не более 6 мин за год);
- 46,99–46,0 Гц – не более 6 с (один раз за 3 года).

По истечении указанного времени энергоблоки АЭС должны немедленно отключаться.



Таким образом, налицо неадекватность математических моделей выбора стратегии регулирования суточных графиков нагрузки энергосистем, обусловленная высокой степенью точности имитации технологических процессов в ОЭС, с одной стороны, и практически полным отсутствием учета рисков и цен оказания системных услуг по ночной разгрузке, частотному регулированию и аварийному резервированию – с другой.

Необходимость своевременного решения практических проблем развития энергосистем вынуждает искать пути компенсации неадекватности математических моделей. Прежде всего проблема регулирования нагрузки ОЭС с учетом выполнения всех системных функций, «учитывая ее сложность и комплексность, не может быть полностью формализована математически» [15, с. 11]. Результаты разработки баланса мощности энергосистемы, выполненной с помощью математической модели, должны быть дополнены внемодельным анализом вариантов производства системных услуг с учетом ожидаемых затрат и рисков.

Сложившийся дефицит маневренных мощностей в Беларуси, европейской части России и Украине, а также актуализация проблем развития атомной энергетики стимулировали поиск возможных методических подходов к решению проблем регулирования нагрузки. Так, в работе [15] предлагается использовать многокритериальный подход к оценке различных альтернатив регулирования нагрузки ОЭС Украины на базе экспертных методов. Однако расчеты показали, что выбор приемлемого решения при таком подходе характеризуется неоднозначностью (расплывчатостью). В работе корректно учтены регулировочные (маневренные) возможности энергоблоков разных типов, в том числе гидроаккумулирующих электростанций (ГАЭС), сформированы стратегии прохождения энергосистемой ночных провалов активной нагрузки и экономические характеристики этих стратегий. В то же время в [16] прямо указано, что «оценка коммерческой эффективности ГАЭС должна основываться на сформировавшейся системе перспективных конкурентных рынков электроэнергии, мощности и системных услуг. К настоящему времени такая целостная система конкурентных цен отсутствует» [16, с. 21].

Нет в работе [16] и анализа системных рисков по вариантам регулирования нагрузки.

В работах отечественных специалистов по данному вопросу просматривается крен в сторону технологических проблем регулирования нагрузки, то есть возможности баланса мощности и энергии в суточном, недельном и сезонном разрезе при существующей и перспективной структуре ОЭС [17–22]. На основе использования редуцированных методических подходов выявлен небаланс услуг по разгрузке ОЭС Беларуси в провале суточных графиков нагрузки с вводом АЭС, установлена необходимость повышения величины вращающегося резерва до 1 ГВт, предложены различные технические решения по прохождению ночных провалов нагрузки энергосистемы. Вместе с тем назрела необходимость комплексного подхода к разработке и анализу стратегий регулирования нагрузки ОЭС Беларуси, учитывающего весь спектр системных услуг, множество способов их производства и их экономичность, рассчитанную с учетом затрат и рисков.

#### Список литературы

1. Саакян, Ю. ГОЭЛРО-2: Перспективы реализации в условиях формирования конкурентного рынка электроэнергии / Ю.Саакян // Энергослужба предприятия. – 2007. – № 4. – С. 44–45.
2. Автономов, А.Б. Состояние мировой энергетики. Прогнозы и ожидания / А.Б. Автономов [и др.] // Энергохозяйство за рубежом. – 2009. – № 4. – С. 2–17.
3. Березовский, Н.И. Повышение эффективности использования топливно-энергетических ресурсов с учетом инновационных факторов в системе Белэнерго / Н.И. Березовский, О.А. Озерец, Ми Цзянь Фэн // Актуальные проблемы эксплуатации. – Минск: БНТУ, 2010. – С. 55–58.
4. Концепция развития теплоснабжения в Республике Беларусь на период до 2020 года: утв. постановл. СМ РБ от 18 февр. 2010 г. – Энергия и менеджмент. – 2010. – № 2. – С. 14–18.
5. Ландау, Ю.О. Ввод пускового комплекса Ташлыкской ГАЭС – важный шаг в реализации энергетической стратегии Украины / Ю.О. Ландау // Энергетика та електрифікація. – 2006. – № 8. – С. 27–33.
6. Белобров, В.А. О проблемах участия ТЭЦ в рынке мощности / В.А. Белобров // Энергетик. – 2010. – № 4. – С. 5–8.
7. Новости системного оператора // Электрические станции. – 2009. – № 1. – С. 64–68.
8. Винничук, С.Д. Решение проблем надежной работы реакторов АЭС при глубоких снижениях частоты / С.Д. Винничук, В.Н. Данильчук // Электрические сети и системы. – 2009. – № 1. – С. 54–65.
9. Коган, Ф.Л. Опыт совершенствования первичного регулирования частоты и мощности в ЕЭС России / Ф.Л. Коган [и др.] // Электричество. – 2007. – № 7. – С. 2–15.
10. Карташев, И.И. Системный подход к управлению качеством электрической энергии / И.И.Карташев, Д.С.Подольский // Электричество. – 2009. – № 5. – С. 2–7.
11. Воропай, Н.И. Задачи повышения эффективности оперативного и противоаварийного управления электроэнергетическими системами / Н.И. Воропай // Энергоэксперт. – 2009. – № 4. – С. 36–41.
12. Баринов, В.А. Развитие математических моделей и методов для решения задач управления режимами работы и развития энергосистем / В.А. Баринов, Л.Г. Мимиконяц, В.А. Строев // Электричество. – 2005. – № 7. – С. 8–21.
13. Task force 38.06.01 Methods to consider customer interruption costs in power system analysis // Technical report, CIGRE, 2001.
14. Данильчук, В.Н. Особенности решения проблем автоматической частотной разгрузки в энергосистемах Украины / В.Н. Данильчук, А.В. Панов // Электрические сети и системы. – 2006. – № 3. – С. 2–13.
15. Праховник, А.В. Развитие маневренной генерации ОЭС Украины как фактор повышения энергетической безопасности государства / А.В. Праховник [и др.] // Энергетика та електрифікація. – 2008. – № 7. – С. 9–12.
16. Волкова, Е.А. Оценка экономической эффективности развития ГАЭС в сочетании с АЭС / Е.А.Волкова [и др.] // Электрические станции. – 2009. – № 6. – С. 16–21.
17. Короткевич, А.М. О балансе мощностей Белорусской энергосистемы и проблемах регулирования суточного графика нагрузок: настоящее и перспективы / А.М. Короткевич, О.Г. Фоменко // Энергетическая стратегия. – 2008. – № 2. – С. 24–28.
18. Гуртовцев, А. Выравнивание графика электрической нагрузки энергосистемы / А. Гуртовцев, Е. Забелло // Энергетика и ТЭК. – 2008. – № 7/8. – С. 13–20.
19. Герман, М. Развитие системы электрогенерирующих источников с учетом диверсификации энергоносителей и роста цен на первичные энергоресурсы / М. Герман [и др.] // Энергетика и ТЭК. – 2007. – № 5. – С. 38–41; № 6. – С. 16.
20. Базыленко, А.А. Эффективное использование мощности Лукомльской ГРЭС в условиях ввода АЭС в Беларуси / А.А.Базыленко // Энергия и менеджмент. – 2007. – № 5. – С. 29–31.
21. Седнин, А.В. Влияние АЭС на перспективное развитие белорусской энергетической системы / А.В. Седнин, М.Н. Богданович // Энергия и менеджмент. – 2007. – № 4. – С. 3–5.
22. Поспелова, Т.Г. Сбалансированные решения – ключ к развитию белорусской энергетики / Т.Г. Поспелова // Энергия и менеджмент. – 2007. – № 3. – С. 6–13.

# ПРИГЛАШАЕМ НА БЕЛОРУССКИЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ И ЭКОЛОГИЧЕСКИЙ ФОРУМ

С 12 по 15 октября 2010 года в г. Минске состоится XV Белорусский энергетический и экологический форум, который представляет собой смотр современных достижений науки, техники и технологий в сфере энергетики, энергосбережения, автоматизации, электроники, защиты окружающей среды. Форум проводится под патронажем Министерства энергетики Республики Беларусь.

## ENERGY EXP

Программа форума включает XV Международную специализированную выставку «Энергетика. Экология. Энергосбережение. Электро» (EnergyExpo), VI специализированную выставку светотехнической продукции ExpoLIGHT и V специализированную выставку «Водные и воздушные технологии».

**Выставка EnergyExpo** традиционно привлекает внимание ведущих белорусских и мировых производителей оборудования, технологий и материалов для энергетики, электротехники, экологии и энергосбережения и является одной из самых крупных по данной тематике в странах СНГ и Балтии. В 2009 году в выставке приняли участие около 300 предприятий и организаций из 14 стран мира. Среди них крупнейшие предприятия Беларуси, выпускающие собственную продукцию и представляющие ведущих мировых производителей, а также большое количество иностранных фирм, заинтересованных в продвижении своего товара на белорусский рынок.

И в этом году EnergyExpo готова представить современное оборудование для производства и распределения электрической и тепловой энергии, энергосберегающие и экологически чистые технологии и оборудование, средства и системы автоматизации, информационные системы для энергетики, экологии, градостроительства и других отраслей.

Экспозиция выставки будет организована по следующим основным темам:

- «Энергетика» – оборудование для производства и распределения тепловой и электрической энергии;
- «Экология» – экологически чистые технологии, приборы защиты и контроля состояния окружающей среды; утилизация и переработка отходов;
- «Энергосбережение» – нетрадиционная энергетика, вторичное использование энергии, энергосберегающие технологии;
- «Электротехника» – электротехническое оборудование;
- «Экспогород» – жилищно-коммунальное хозяйство;
- «Экспосвет» – светотехническое оборудование и технологии;
- «Водные и воздушные технологии» – водоснабжение, водоподготовка и водоочистка; вентилирование и кондиционирование воздуха.

В структуре экспозиции предусмотрены отраслевые разделы Министерства энергетики, Министерства промышленности, Государственного комитета по науке и технологиям, Министерства жилищно-коммунального хозяйства, Министерства природных ресурсов и охраны окружающей среды, Государственного комитета по стандартизации.





Выставка EnergyExpo предоставляет большие возможности для изучения мирового опыта решения проблем развития энергетики и повышения энергоэффективности экономики Республики Беларусь, а также является действенным средством для распространения научно-технической информации, повышения квалификации широкого круга специалистов.

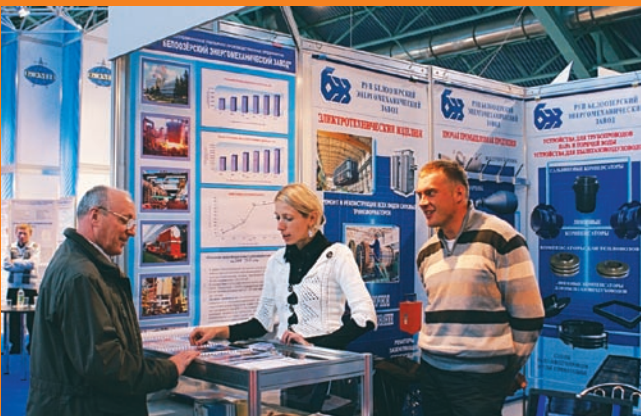
В рамках выставки с 13 по 15 октября состоится также **XV Белорусский энергетический и экологический конгресс**, на котором заинтересованные организации ведомства смогут провести свои семинары-презентации.

Белорусский энергетический и экологический форум позволит проанализировать состояние топливно-энергетического комплекса республики, обсудить с участием специалистов различных отраслей народного хозяйства тактику и стратегию его развития, рассмотреть наиболее актуальные проблемы и пути их решения, ускорить внедрение современных технологий и оборудования для выполнения Государственной программы модернизации основных производственных фондов Белорусской энергосистемы, энергосбережения и увеличения доли использования в республике собственных топливно-энергетических ресурсов.

Приглашаем принять участие в работе XV Белорусского энергетического и экологического форума, который пройдет с 12 по 15 октября 2010 года в футбольном манеже г. Минска (пр. Победителей, 20/2).

**Подробную информацию можно найти на сайте <http://www.tc.by/> или запросить по электронной почте [energy@tc.by](mailto:energy@tc.by)**

**Контактный телефон: (+375 17) 306 06 06**





# КАЛЕНДАРЬ ВЫСТАВОК

сентябрь/октябрь 2010 года

## БЕЛАРУСЬ

<p><b>ENERGY EXPO 2010</b>  <b>Энергетика. Экология. Энергосбережение. Электро</b>                      15-я Международная специализированная выставка                      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:                      12.10.2010 –                      15.10.2010</p>	<p>Город: Минск                      Место проведения:                      футбольный манеж,                      пр. Победителей, 20/2</p>	<p><a href="http://www.greenexpo.by/">http://www.greenexpo.by/</a></p>
<p><b>Экспосвет – 2010</b>                      6-я Международная специализированная выставка</p>	<p>Дата проведения:                      12.10.2010 –                      15.10.2010</p>	<p>Город: Минск                      Место проведения:                      футбольный манеж,                      пр. Победителей, 20/2</p>	<p><a href="http://www.greenexpo.by">www.greenexpo.by</a></p>
<p><b>Водные и воздушные технологии – 2010</b>                      5-я Международная специализированная выставка</p>	<p>Дата проведения:                      12.10.2010 –                      15.10.2010</p>	<p>Город: Минск                      Место проведения:                      футбольный манеж,                      пр. Победителей, 20/2</p>	<p><a href="http://www.greenexpo.by">www.greenexpo.by</a></p>
<p><b>Управление отходами</b>                      5-я Международная выставка                      Санитарная очистка населенных мест от ТБО, промышленные отходы, биомасса, энергия из биомассы</p>	<p>Дата проведения:                      26.10.2010–                      29.10.2010</p>	<p>Город: Минск                      Место проведения:                      футбольный манеж,                      пр. Победителей, 20/2</p>	<p><a href="http://www.expoforum.by">www.expoforum.by</a></p>

## РОССИЯ

<p><b>Нефть. Газ. Нефтехимия – 2010</b>                      17-я Международная специализированная выставка</p>	<p>Дата проведения:                      08.09.2010–                      10.09.2010</p>	<p>Город: Казань                      Место проведения:                      «Казанская ярмарка»</p>	<p><a href="http://www.exponet.ru">www.exponet.ru</a></p>
<p><b>GasSUF 2010</b>                      8-я Международная специализированная выставка оборудования и технологий для газораспределения и эффективного использования газа</p>	<p>Дата проведения:                      14.09.2010–                      17.09.2010</p>	<p>Город: Москва                      Место проведения: ЭЦ                      «Сокольники»</p>	<p><a href="http://www.exponet.ru">www.exponet.ru</a></p>
<p><b>Сургут. Нефть и газ – 2010</b>                      14-я Международная выставка</p>	<p>Дата проведения:                      22.09.2010–                      24.09.2010</p>	<p>Город: Сургут                      Место проведения:                      спортивный комплекс                      «Энергетик»</p>	<p><a href="http://www.exponet.ru">www.exponet.ru</a></p>
<p><b>Промышленный форум – 2010</b>                      3-я Международная выставка</p>	<p>Дата проведения:                      05.10.2010–                      08.10.2010</p>	<p>Город: Москва                      Место проведения: Междуна-                      родный выставочный центр                      «Крокус Экспо»</p>	<p><a href="http://www.exponet.ru">www.exponet.ru</a></p>
<p><b>Нефть. Газ. Энерго. Химия. Экология – 2010</b>                      9-я Международная специализированная выставка-конференция</p>	<p>Дата проведения:                      13.10.2010–                      15.10.2010</p>	<p>Город: Альметьевск                      Место проведения:                      манеж Alnas</p>	<p><a href="http://www.exponet.ru">www.exponet.ru</a></p>
<p><b>GAS RUSSIA 2010</b>                      Международная специализированная выставка                      Транспортировка, хранение газа. Системы газораспределения</p>	<p>Дата проведения:                      20.10.2010–                      22.10.2010</p>	<p>Город: Краснодар                      Место проведения:                      ВЦ «Краснодар Экспо»</p>	<p><a href="http://www.exponet.ru">www.exponet.ru</a></p>

<b>Рсвехро 2010</b> 9-й Международный форум. Насосы. Компрессоры. Арматура	Дата проведения: 26.10.2010– 29.10.2010	Город: Москва Место проведения: междуна- родный выставочный центр «Крокус Экспо»	www.exponet.ru
<b>Экотехнологии и оборудование XXI века – 2010</b> 5-я Специализированная выставка	Дата проведения: 08.09.2010– 10.09.2010	Город: Казань	www.exponet.ru
<b>Кабель. Провода. Арматура – 2010</b> 5-я Специализированная выставка	Дата проведения: 19.10.2010– 22.10.2010	Город: Уфа Место проведения: Уфимский дворец спорта	www.exponet.ru
<b>Энергетика – 2010</b> 13-я Межрегиональная промышленная выставка технологий и оборудования для производства энергии, установок для передачи и распределения энергии, электротехнического оборудования и продукции, новых технологий в энергетике, энергосберегающих технологий	Дата проведения: 21.09.2010– 24.09.2010	Город: Пермь Место проведения: ВК «Пермская ярмарка»	www.exponet.ru
<b>Энерготехэкспо – 2010</b> 17-я Специализированная выставка-ярмарка	Дата проведения: 21.09.2010– 23.09.2010	Город: Владивосток Место проведения: Спорткомплекс «Чемпион»	www.exponet.ru
<b>Атомная промышленность – 2010</b> 10-я Специализированная выставка	Дата проведения: 28.09.2010– 01.10.2010	Город: Санкт-Петербург Место проведения: выставочный комплекс Ленэкспо	www.exponet.ru
<b>Энергетика. Электротехника. Энергосбережение – 2010</b> 14-я Международная специализированная выставка-конгресс	Дата проведения: 13.10.2010– 15.10.2010	Город: Томск Место проведения: выставочный павильон ОАО ТМДЦ «Технопарк»	www.exponet.ru
<b>Энергосбережение – 2010</b> 13-я Выставка технологий и оборудования для энергетики, электротехники, энергосберегающих технологий	Дата проведения: 19.10.2010– 22.10.2010	Город: Иркутск Место проведения: иркутский международный выставочный комплекс «СибЭкспоЦентр»	www.exponet.ru
<b>Энергосберегающие технологии в промыш- ленности и ЖКХ. Энергоресурсы – 2010</b> Специализированная выставка	Дата проведения: 20.10.2010– 22.10.2010	Город: Омск Место проведения: спортивный комплекс «Красная звезда»	www.exponet.ru
<b>Промэнерго – 2010</b> 6-я Специализированная выставка	Дата проведения: 26.10.2010– 28.10.2010	Город: Челябинск	www.exponet.ru
<b>NBP-EXPO 2010</b> Специализированная выставка. Ведущие разработки российских и зарубежных энергетических компаний	Дата проведения: 27.10.2010– 29.10.2010	Город: Москва Место проведения: ЭЦ «Сокольники»	www.exponet.ru
<b>Энергетика. Энергоэффективность. Энергосбережение – 2010</b> Специализированная выставка	Дата проведения: 27.10.2010– 29.10.2010	Город: Пенза	www.exponet.ru
<b>ENERGY FRESH 2010</b> 2-й Международный форум по возобновляемым источникам энергии	Дата проведения: 23.09.201– 24.09.2010	Город: Москва	www.expoclub.ru

## СНГ

<b>KazEnergy 2010</b> 5-й Евразийский энергетический форум	Дата проведения: 05.10.2010– 06.10.2010	Город: Астана Место проведения: ГККП «Дворец независимости»	www.exponet.ru
<b>Электроника и энергетика – 2010</b> 10-я Международная выставка энергетического и электро- технического оборудования, энергосберегающих технологий	Дата проведения: 22.09.2010– 24.09.2010	Город: Одесса Место проведения: Выста- вочный комплекс Одесского морского порта	www.exponet.ru
<b>Энергетика в промышленности Украины – 2010</b> 8-я Международная специализированная выставка	Дата проведения: 22.09.2010– 24.09.2010	Город: Киев Место проведения: Международный выставочный центр	www.exponet.ru

<b>Отопление – 2010</b> Международная специализированная выставка	Дата проведения: 28.09.2010– 01.10.2010	Город: Львов Место проведения: ДС «Украина»	www.exponet.ru
<b>Power Tajikistan – 2010</b> 4-я Международная выставка	Дата проведения: 14.10.2010– 16.10.2010	Город: Душанбе	www.expoclub.ru
<b>КИП . Электроника. Энергетика – 2010</b> 13-я Специализированная выставка	Дата проведения: 26.10.2010– 28.10.2010	Город: Харьков Место проведения: Радмир Экспохолл	www.expoclub.ru
<b>KIOGE 2010</b> 18-я Казахская международная выставка и конференция «Нефть и газ»	Дата проведения: 05.10.2010– 08.10.2010	Город: Алматы, Казахстан	www.expoclub.ru

## В МИРЕ

<b>ICIF China 2010</b> Китайская международная выставка нефтяной и химической промышленности	Дата проведения: 15.09.2010– 17.09.2010	Город: Шанхай, Китай	www.exponet.ru
<b>SAOGE 2010</b> 3-я Международная нефтегазовая конференция	Дата проведения: 10.10.2010– 12.10.2010	Город: Даммам, Саудовская Аравия	www.exponet.ru
<b>Canadian Unconventional Resources and International Petroleum Conference 2010</b> Международная нефтегазовая конференция	Дата проведения: 19.10.2010– 21.10.2010	Город: Калгари, Канада	www.exponet.ru
<b>Salon des Economies d'Energies 2010</b> Международная выставка энергетических технологий и эффективного использования энергии	Дата проведения: 17.09.2010– 19.09.2010	Город: Кольмар, Франция	www.exponet.ru
<b>Environment and Energy 2010</b> 6-я Международная выставка энергетики, энергоэффективности и технологий среды	Дата проведения: 14.10.2010– 17.10.2010	Город: Рига, Латвия	www.exponet.ru
<b>Water Middle East 2010</b> Выставка энергетических и водных технологий	Дата проведения: 17.10.2010– 19.10.2010	Город: Абу-Даби, Объединенные Арабские Эмираты	www.exponet.ru
<b>IFEST 2010</b> Специализированная выставка энергетики, переработки отходов, экологии	Дата проведения: 26.10.2010– 28.10.2010	Город: Гент, Бельгия	www.exponet.ru
<b>WEC 2010</b> 21-й Всемирный энергетический конгресс и выставка энергетического оборудования, технологий и услуг	Дата проведения: 12.09.2010– 16.09.2010	Город: Монреаль, Канада	www.exponet.ru
<b>EasyFairs. ECL BRUSSELS 2010</b> Специализированная выставка электроэнергетики	Дата проведения: 23.09.2010– 24.09.2010	Город: Брюссель, Бельгия	www.exponet.ru
<b>Renexpo 2010</b> Международная ярмарка источников возобновляемой энергии	Дата проведения: 24.09.2010– 27.09.2010	Город: Аугсбург, Германия	www.exponet.ru
<b>NEREC 2010</b> Специализированная выставка по возобновляемым источникам энергии	Дата проведения: 28.09.2010– 29.09.2010	Город: Осло, Норвегия	www.exponet.ru
<b>INE WoodEnergy 2010</b> Международная конференция по проблемам биоэнергетики, возобновляемой энергетики, сохранения лесных массивов и экологии	Дата проведения: 07.10.2010– 10.10.2010	Город: Аугсбург, Германия	www.exponet.ru
<b>Energy-Tec 2010</b> Международная торговая ярмарка распределения и передачи электроэнергии	Дата проведения: 12.10.2010– 15.10.2010	Город: Вена, Австрия	www.exponet.ru
<b>Power Generation Middle East 2010</b> Международная выставка энергетики	Дата проведения: 17.10.2010– 19.10.2010	Город: Абу-Даби, Объединенные Арабские Эмираты	www.exponet.ru
<b>ENERGIA 2010</b> Международная выставка энергетики и энергетических технологий	Дата проведения: 26.10.2010– 28.10.2010	Город: Тампере, Финляндия	www.exponet.ru

# О НЕКОТОРЫХ ВОПРОСАХ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЗАЩИТЫ ОТ ПОРАЖЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИМ ТОКОМ

Человек изобрел устройства для получения электричества, как постоянного так и переменного напряжения, научился получать высокое напряжение, передавать электрическую энергию на большие расстояния. На сегодняшний день трудно представить себе какое-либо направление деятельности человека без применения электричества. При этом человек мало заботится о защите от поражения электрическим током.

Несмотря на то что каждый современный человек понимает, какую опасность представляет электричество, он не всегда относится к этой угрозе серьезно, так как электрический ток не имеет цвета, запаха, звука, световых и других проявлений. Только с развитием техники стало возможно увидеть, услышать или ощутить электричество, то есть заставить светиться проводники или оборудование, находящееся под напряжением, издавать звуки, запахи, вибрировать и др. Но все это будет стоить определенных материальных затрат, и пока человек пользуется упрощенным набором организационных и технических мероприятий, которые обеспечивают сохранение ему жизни при работе в электроустановках.

Перечень таких мероприятий и порядок их реализации сведены в Межотраслевые правила по охране труда при работе в электроустановках (МПОТЭ), и только строгое их соблюдение гарантирует безопасность работающего. Однако многие склонны упрощать себе жизнь, не выполняя отдельные требования правил, результатом чего нередко становится лишение их самой жизни.

С целью страхования работающего от ошибок и аварий с оборудованием существуют Правила устройства электроустановок (ПУЭ), которые распространяются на вновь сооружаемые и реконструируемые установки. Одно из основных требований ПУЭ – обеспечение безопасности персонала, обслуживающего электроустановки, и посторонних лиц, которые могут находиться вблизи них.

Такая безопасность обеспечивается путем:

- применения надлежащей изоляции, а в отдельных случаях – повышенной;
- применения двойной изоляции;
- соблюдения соответствующих расстояний до токоведущих частей или путем закрытия, ограждения токоведущих частей;
- применения блокировки аппаратов и ограждающих устройств для предотвращения ошибочных операций и доступа к токоведущим частям;
- надежного и быстродействующего автоматического отключения частей электрооборудования, случайно оказавшихся под напряжением, и поврежденных участков сети, в том числе защитного отключения;
- заземления или зануления корпусов электрооборудования и элементов электроустановок, которые могут оказаться под напряжением вследствие повреждения изоляции;
- выравнивания потенциалов;
- применения разделительных трансформаторов;
- применения напряжений 42 В и ниже переменного тока частотой 50 Гц и 110 В и ниже постоянного тока;
- применения предупреждающей сигнализации, надписей и плакатов;
- применения устройств, снижающих напряженность электрических полей;
- использования средств защиты и приспособлений, в том числе для защиты от воздействия электри-



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

ческого поля в электроустановках, в которых его напряженность превышает допустимые нормы.

Применяемые в электроустановках оборудование и материалы должны соответствовать требованиям стандартов и других технических нормативных правовых актов.

Рассмотрим более подробно на конкретном примере одно из требований ПУЭ в вопросах безопасности – применение блокировки аппаратов и ограждающих устройств для предотвращения ошибочных операций и доступа к токоведущим частям.

Бригада выполняла работы в распределительном устройстве 10 кВ г. Пинска. При этом были соблюдены основные организационные мероприятия: работа была оформлена нарядом; назначен руководитель работ (мастер), производитель работ (квалифицированный электромонтер) и два члена бригады. Выполнены технические мероприятия: произведены необходимые

отключения; на токоведущие части установлены заземления; вывешены плакаты (предупреждающие и запрещающие). Оформлен допуск бригады к выполнению работ и выполнены работы.

После их окончания производитель работ обязан убрать рабочее место и вывести с него бригаду. Это не было сделано. Мастер готовился к выполнению последующих этапов работ, производитель работ укладывал инструмент и приспособления в передвижной лаборатории. В это время один из электромонтеров открыл дверь высоковольтного от-

сека рядом расположенной ячейки, на которой в предыдущий день выполнял работы, и, коснувшись токоведущей части, находящейся под напряжением, был поражен электрическим током.

Ошибку производителя работ по выводу с рабочего места членов бригады и последствия самовольных действий погибшего могли предотвратить технические средства, такие как запирающее устройство и его блокировка с положением разъединителя 10 кВ. При выполнении требования ПУЭ механическая или электрическая

блокировка, даже при наличии ключа, не должна была позволить открыть дверь с включенным разъединителем, а при отключении разъединителя (снятии напряжения и создании видимого разрыва) блокировка позволила бы открыть дверь ключом.

Отсутствие блокировок, отсутствие или неисправность запирающих устройств, к сожалению, приводят к гибели как обученных работников, так и населения, игнорирующих требования элементарных правил безопасности и предупреждающих плакатов.

**ГПО «Белэнерго»  
Главным инженерам РУП-облэнерго  
Директорам филиалов «Энергонадзор»  
Руководителям проектных организаций**

## ПИСЬМО-ПРЕДПИСАНИЕ

При расследовании несчастного случая со смертельным исходом, произошедшего 25 июля 2010 года с электромонтером в филиале Пинские электрические сети РУП «Брестэнерго», установлено: одной из причин гибели работника было то, что при вводе в эксплуатацию РП-7 в распределительном устройстве РУ-10 кВ применены ячейки КСО-277 1982 года выпуска производства завода «Электротит» (Москва). Ячейки данного производителя по своему конструктивному исполнению не соответствуют требованиям пункта 1.1.32 Правил устройства электроустановок (ПУЭ) в части необходимости применения блокировок аппаратов и ограждающих устройств для предотвращения ошибочных операций и доступа к токоведущим частям, а именно: запирающие устройства двери высоковольтных отсеков не заблокированы с положением разделителей. Кроме того, двери высоковольтных отсеков соседних ячеек, находящихся в работе, не были заперты на замок, ключ от замков находился в свободном обращении, чем нарушены требования пунктов 36, 37 Межотраслевых правил по охране труда при работе в электроустановках (МПОТЭ).

На основании изложенного, с целью недопущения гибели людей и производственного травматизма, а также пункта 9 Положения о государственном энергетическом надзоре в Республике Беларусь, утвержденного постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 10 января 1998 года № 26, и пункта 4.3 Положения об управлении государственного энергетического и газового надзора и охраны труда Министерства энергетики,

**ПРЕДПИСЫВАЮ:**

1. При выполнении работ в электроустановках обеспечить запорное положение дверей камер, щитов и сборок согласно пункту 36 МПОТЭ.

Срок – постоянно.

2. Организовать хранение и выдачу ключей от электроустановок в строгом соответствии с пунктом 37 МПОТЭ.

Срок – немедленно.

3. Организовать обследование открытых и закрытых распределительных устройств напряжением выше 1000 В на предмет наличия блокировки аппаратов и ограждающих устройств для предотвращения ошибочных операций и доступа к токоведущим частям согласно пункту 1.1.32 ПУЭ, при отсутствии таких устройств запланировать их установление в ближайший капитальный ремонт (составить графики).

Для безопасного выполнения работ в таких распределительных устройствах составить их перечень, разработать дополнительные организационные и технические мероприятия по выполнению работ, внести изменения в локальные нормативные правовые акты, а также довести до оперативного и ремонтного персонала, выполняющего работы в этих распределительных устройствах.

Срок – до 01.10.2010 г.

4. При выдаче заданий на проектирование, а также проведении торгов на закупку оборудования требования о наличии блокировок включать в техническое задание.

5. Директорам филиалов «Энергонадзор» при согласовании проектной документации на электроснабжение, приемке в эксплуатацию вновь построенных и реконструируемых электроустановок руководствоваться требованиями настоящего письма-предписания.

Все вновь вводимые распределительные устройства должны быть оснащены указанными устройствами блокировок.

**Начальник управления – Главный государственный инспектор Республики Беларусь по энергетическому надзору В.И. Клявза**

# ПРИЧИНЫ И ПОСЛЕДСТВИЯ НАРУШЕНИЯ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

ГОСТ 13109-97 «Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения» [1] определяет 11 показателей качества электрической энергии, численно характеризующих уровни электромагнитной совместимости в системе электроснабжения. Практически вся вырабатываемая электрическая энергия удовлетворяет требованиям этого стандарта. Вместе с тем сразу за пределами границы балансового раздела может возникнуть ухудшение качества, которое прогрессирует по мере удаления от этой границы.

Среди основных показателей качества электрической энергии (ПКЭ) – отклонение частоты и напряжения, колебание напряжения, несинусоидальность и несимметрия напряжений. Причина, вызывающая отклонения ПКЭ от требований норм, зависит от вида электроприемников (ЭП).

Наиболее вероятными источниками нарушения качества электрической энергии являются:

- нелинейные нагрузки, такие как тяговые подстанции, вентильные электроприводы, дуговые электропечи, электролизные установки, электроосветительное оборудование с газоразрядными лампами, трансформаторы и электрические машины, работающие в режиме магнитного насыщения, и т. п. (вызывают искажения синусоидальной формы кривых напряжений и токов);
- несимметричные линии электропередачи и распределительные устройства, однофазные приемники промышленных предприятий, тяговые подстанции, коммунальные электрические сети и др. (вызывают несимметрию напряжений и токов);
- нагрузки с резко переменным и циклическим характером изменения мощности, такие как прокатные станы, сварочное оборудование и пр. (вызывают колебания напряжения).

Рассмотрим подробнее основные причины и последствия ухудшения

качества электрической энергии в зависимости от ПКЭ.

## ОТКЛОНЕНИЕ ЧАСТОТЫ

Причиной отклонения частоты является отклонение баланса активной мощности. Наиболее чувствительны к изменению частоты асинхронные двигатели (АД). При снижении частоты из-за возрастания потребляемого тока ухудшается тепловой режим, что приводит к перегреву изоляции, повышается количество потребляемой реактивной мощности и, как следствие, увеличиваются потери электроэнергии в линиях электропередачи и трансформаторах.

## ОТКЛОНЕНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ

Отклонения напряжения оказывают значительное влияние на надежность и долговечность работы электрооборудования. Так, при повышении напряжения на 3 % срок службы ламп накаливания уменьшается на 30 %, увеличение напряжения на 5 % сокращает его в два раза. Люминесцентные лампы служат на 30 % меньше, если напряжение повышается на 10 %. При пониженном напряжении работа электродвигателей из-за увеличения токов ротора и статора ведет к перегреву изоляции и ее ускоренному старению. Уменьшение напряжения на зажимах двигателя на 10 % при номинальной



**Н.П. ЖИГАЙЛО,**  
начальник лаборатории  
филиала «Энергонадзор»  
РУП «Могилевэнерго»

загрузке АД сокращает срок его службы в два раза. Ухудшаются также условия пуска двигателя, так как уменьшается его пусковой момент.

Повышение напряжения на выводах двигателя приводит к увеличению потребляемой им реактивной мощности и соответствующим потерям в распределительной сети. В среднем при повышении напряжения на 1 % потребляемая реактивная мощность возрастает на 3 % для АД мощностью 20–100 кВт и на 5–7 % – для АД меньшей мощности. Вентильный электропривод чувствителен к отклонениям напряжения сети, так как изменение выпрямленного напряжения приводит к изменению частоты вращения двигателей. Электротермическое оборудование, электролизные и сварочные установки также чувствительны к отклонениям напряжения.

Отклонения напряжения влияют, кроме того, на производительность и продолжительность технологического процесса. Например, в зави-

симости от типа дуговых сталеплавильных печей в случае повышения напряжения на 10 % время плавки сокращается на 7–10 %, а при понижении увеличивается на 6–30 %, производительность ДСП возрастает на 30 % и снижается на 25 % соответственно. Повышение напряжения приводит к увеличению реактивной мощности сварочного агрегата в среднем на 3–5 %, понижение на 10 % продлевает время сварки на 20 %.

## КОЛЕБАНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ

Нормируемыми показателями качества электроэнергии по ГОСТ 13109-97 являются размах изменения напряжения и доза фликера. Колебания напряжения в сетях возникают главным образом при работе ЭП с резкопеременными нагрузками и так же, как и отклонения напряжения, оказывают отрицательное влияние на работу ЭП. Колебания напряжения приводят к таким последствиям, как:

- колебания светового потока осветительных приборов, что отрицательно сказывается на зрительном восприятии предметов человеком и вызывает утомление зрения;
- нарушение нормальной работы электронной аппаратуры, уменьшение срока ее службы и выход из строя;
- сбои в работе регулирующих устройств и ложные срабатывания защиты и автоматики;
- нарушения в работе преобразователей;
- колебания момента на валу вращающихся машин, вызывающие дополнительные потери электроэнергии и увеличенный износ

оборудования, а также нарушения технологических процессов, требующих стабильной работы оборудования и устойчивого режима систем автоматического регулирования;

- снижение производительности электролизных установок, сокращение срока их службы вследствие повышенного износа анодов.

## НЕСИНУСОИДАЛЬНОСТЬ НАПРЯЖЕНИЯ

ГОСТ 13109-97 нормирует и такие показатели, как коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения и коэффициент  $n$ -й гармонической составляющей напряжения. Несинусоидальность напряжения в системах электроснабжения преимущественно вызывается наличием нелинейных нагрузок (вентильно-преобразовательных установок, дуговых печей, ртутных ламп, преобразователей частоты, бытовой техники и т.д.). Электроприемники с нелинейной нагрузкой, потребляя из сети энергию основной частоты, являются источниками высших гармонических составляющих, поступающих во внешнюю сеть.

Воздействие высших гармоник на системы электроснабжения приводит к:

- увеличению токов и напряжений высших гармоник вследствие параллельного и последовательного резонансов;
- снижению эффективности процессов генерации, передачи, использования электроэнергии;
- старению изоляции электрооборудования и сокращению вследствие этого срока его службы;

- ложной работе оборудования. Негативные последствия воздействия несинусоидальности напряжения следующие:
  - резко увеличиваются потери энергии в трансформаторах, повышается вероятность выхода их из строя вследствие перегрева из-за дополнительных потерь, создаваемых гармониками;
  - произвольно срабатывают предохранители и автоматические выключатели вследствие их внутреннего дополнительного нагрева;
  - ускоряется износ, происходит вспучивание и преждевременное разрушение конденсаторов установок компенсации реактивной мощности;
  - снижается коэффициент мощности системы электроснабжения в целом;
  - ускоряется старение изоляции проводов и кабелей;
  - резко возрастает несинусоидальность питающего напряжения, что сокращает срок работы оборудования;
  - происходят сбои в работе систем однофазных источников бесперебойного питания;
  - преждевременно выходят из строя электродвигатели вследствие отклонения уровня напряжения и появления высших гармоник в напряжении питающей сети;
  - возрастает вероятность резонансных коммутационных перенапряжений, приводящих к преждевременному выходу из строя электронного оборудования;
  - происходит некорректный учет потребленной электроэнергии (в отдельных случаях до 10–15 %).
- Снижение качества электрической энергии в трехфазных сетях по таким ее показателям, как ко-

Таблица 1. Результаты измерений токов (по фазам) на шинах ПС и отходящей от нее ВЛ 110 кВ

Фаза	Дополнительные потери мощности (общие/источника)*, %		$K_u$ , %	Ток основной частоты, А	Коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения, %
	в линии	в трансформаторе			
А	11,9/7,0	24,5/12,7	0,702	4,05	34,03
В	19,0/7,8	44,9/16,8	1,323	1,65	42,85
С	4,0/0,9	8,1/2,3	1,436	3,64	19,43

\*Дополнительные потери определялись для последовательно соединенных элементов сети: питающей линии и трансформатора.

Таблица 2. Значения потерь электрической энергии в трехфазных сетях

Элемент сети	Потери (общие/источника), %		
	дополнительные от токов высших гармоник	от токов прямой последовательности основной частоты	суммарные от токов высших гармоник и обратной последовательности
Линия	9,31/4,59	11,97/5,87	39,77/11,25
Трансформатор	19,5/8,76	25,0/11,25	52,8/39,05

эффицент искажения синусоидальности кривой напряжения и коэффициент обратной последовательности напряжения, сопровождается дополнительными потерями в элементах этих сетей и другими отрицательными последствиями. В табл. 1 приведены результаты измерений токов на шинах ПС и отходящей от нее ВЛ 110 кВ, питающей тяговую ПС «Селенга», нагрузки которой приняты за источник искажений [4]. Как видно из табл. 2, ток обратной последовательности составил 53 % тока прямой последовательности.

В случае нелинейных электропотребителей весьма вероятны перегрев и разрушение нулевых рабочих проводников кабельных линий вследствие их перегрузки токами от 3-й и кратной ей гармоник, когда токи в нулевых проводниках значительно превосходят токи фазных проводников, а защита от токовых перегрузок в цепях нулевых проводников не предусмотрена. Так, при работе на 100 %-ной мощности мини-ТЭЦ CAT1000S в г.п. Бельнич Могилевской области в период опытной эксплуатации в течение 6 месяцев при коэффициенте искажения синусоидальности кривой напряжения 5,5 % произошло разрушение изоляции нулевого

рабочего проводника кабеля, что привело к короткому замыканию и выводу его из строя.

## НЕСИММЕТРИЯ НАПРЯЖЕНИЙ

Несимметрия трехфазной системы напряжений приводит к возникновению токов обратной последовательности  $I_{2U}$ , а в четырехпроводных сетях – токов нулевой последовательности  $I_{0U}$ . Основным эффектом несимметрии напряжения является нагрев оборудования. Токи обратной последовательности накладываются на токи прямой последовательности и вызывают появление нехарактерных гармоник при работе многофазных преобразователей, дополнительный нагрев вращающихся машин, что приводит к ускоренному старению изоляции. Токи обратной последовательности, создавая отрицательный вращающий момент, снижают скорость вращения роторов АД и производительность приводимых ими в движение механизмов. Снижение скорости сопровождается увеличением реактивной мощности, вследствие чего уменьшается напряжение.

## ПРОВАЛЫ НАПРЯЖЕНИЙ

Провалы напряжений оказывают ощутимое влияние на технологическое оборудование в промышленности, системы микропроцессорного управления, телекоммуникационные и информационные системы и могут приводить к сбоям в работе, полному отключению оборудования, нарушению и остановке непрерывных технологических процессов, ложному срабатыванию защиты и автоматики. Чувствительность та-

ких систем к провалам напряжения проявляется главным образом через их блоки питания.

Обобщая сказанное, можно констатировать, что снижение качества электрической энергии приводит к достаточно серьезным последствиям, таким как:

- увеличение потерь активной и реактивной мощности в сетях электроснабжающей организации потребителей электрической энергии;
- сокращение срока службы электрооборудования;
- нарушение условий нормального функционирования электроприемников и потребителей в целом;
- нанесение вреда окружающей среде и здоровью человека;
- экономический ущерб для электроснабжающей организации и потребителя.

Принимая во внимание серьезность этих последствий, принципиально важно отслеживать соответствие показателей качества электрической энергии требованиям, установленным ГОСТ 13109-97, на каждом этапе ее пути к потребителю.

### Список литературы

1. *Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения: ГОСТ 13109-97.* – Минск: Изд-во стандартов, 1998.
2. *Карташов, И.И. Управление качеством электрической энергии / И.И. Карташов, В.И. Тульский, Р.Г. Шамонов; под ред. Ю.В. Шарова.* – М.: Изд. дом МЭИ, 2006.
3. *Киреева, Э.А. Повышение надежности, экономичности и безопасности систем цехового электроснабжения / Э.А. Киреева.* – М.: НТФ «Энергопрогресс», 2002.
4. *Галанов, В.П. О влиянии нелинейных и несимметричных нагрузок на качество электрической энергии / В.П. Галанов, В.В. Галанова // Промышленная энергетика.* – 2001. – № 3.



# О ВОПРОСАХ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ СЕЛЬСКОХОЗЯЙСТВЕННЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

Интенсификация сельскохозяйственного производства, как и других отраслей народного хозяйства, напрямую связана с надежностью электроснабжения. Однако производство и передача электрической энергии до конкретного электроприемника – сложный технологический процесс, в котором круглосуточно задействованы и техника, и тысячи людей. Любой сбой в работе одного из звеньев этого процесса может привести к серьезным последствиям и значительному экономическому ущербу.

Как показывает анализ, основными причинами нарушения электроснабжения сельскохозяйственного производства являются неисправность оборудования, пренебрежение правилами эксплуатации, неправильные действия в аварийных ситуациях работников районов электрических сетей и потребителей, отсутствие дежурного персонала, халатность и т.п.

Зачастую возможность возникновения аварии закладывается еще на стадии проектирования – это, например, неправильное отнесение электроприемника к категории надежности электроснабжения или ошибки в схемных решениях как внешнего электроснабжения, так и внутреннего.

К характерным проектным ошибкам и недоработкам можно отнести:

- возможность подачи встречного напряжения через вводно-распределительное устройство потребителя при электроснабжении объекта по двум воздушным или кабельным вводам при проектировании вводно-секционной панели без блокировки одновременного включения двух вводов и секционного выключателя (разъединителя);

- неработоспособность схемы подключения дизельной электростанции (ДЭС), вызванная невозможностью автоматического запуска ДЭС при пропадании основного питания по причине неправильной установки устройства автоматического ввода резерва (АВР), несоответствием мощности ДЭС мощности и характеру нагрузки, отсутствием

контроля целостности кабеля между ДЭС и электроприемником;

- отсутствие резервирования ответственных электроприемников (систем микроклимата и т. п.) при наличии внешнего электропитания, что при сбое в работе самих систем приводит к отключению вентиляции и кондиционирования помещений для содержания животных и птицы;

- несоответствие номинального тока автоматического выключателя в цепях АВР номинальному току нагрузки в схемных решениях АВР, что приводит к невозможности включения резервного электропитания при пропадании основного;

- не учитываются аспекты электромагнитной совместимости и помехозащищенности оборудования. Так, при грозовой деятельности отсутствие ограничителей перенапряжения сети приводит к заносу мощных высокочастотных импульсов через линии электроснабжения или заземляющее устройство, что вызывает сбой в работе либо выход из строя микропроцессорных систем управления технологическими процессами.

Подобный случай произошел в Шкловском районе Могилевской области в ночь с 5 на 6 мая 2009 года, когда в результате грозовой деятельности произошло нарушение электроснабжения и отказ в работе АВР свинокомплекса ОАО «Александровское». Последовавшее отключение системы микроклимата и отсутствие технологического персонала на свинокомплексе в ночное время привели к падежу свиней в репродуктивном отделении.



**А.Ч. ПАЧКОВСКИЙ, к. т. н.,**  
начальник производственно-технической группы филиала «Энергонадзор» РУП «Витебскэнерго»

Грамотно продуманное проектное решение должно базироваться на соответствующих технических нормативных правовых актах (ТНПА). Однако следует отметить, что действующие в настоящее время ТНПА в этом смысле несовершенны и требуют доработки.

Так, согласно Правилам устройства электроустановок (6-е издание, 1986 год) (ПУЭ) все электроприемники, в том числе и электроприемники сельскохозяйственных потребителей, разделяются по следующим категориям надежности электроснабжения:

- **электроприемники I категории**

- электроприемники, перерыв электроснабжения которых может повлечь за собой: опасность для жизни людей, значительный ущерб народному хозяйству, повреждение дорогостоящего основного оборудования, массовый брак продукции, расстройство сложного технологического процесса. Из состава электроприемников I категории выделяется



**Вводно-распределительное устройство с АВР доильного блока МТФ ОАО «Рудаково»**

**особая группа электроприемников**, бесперебойная работа которых необходима для безаварийного останова производства с целью предотвращения угрозы жизни людей, взрывов, пожаров и повреждения дорогостоящего основного оборудования;

- **электроприемники II категории** – электроприемники, перерыв электроснабжения которых приводит к массовому недоотпуску продукции, массовым простоям рабочих, механизмов и промышленного транспорта, нарушению нормальной деятельности значительного количества городских и сельских жителей;
- **электроприемники III категории** – все остальные электроприемники, не подходящие под определения I и II категорий.

ПУЭ определяет только общие требования к надежности электроснабжения, не акцентируя внимания на конкретных электроприемниках и схемных решениях.

Нормы проектирования электрических сетей напряжением 0,38–10 кВ сельскохозяйственного назначения (НПС 0,38–10), разработанные институтом «Белэнергосетьпроект» и введенные в действие с 1 августа 1994 года, являются основным техническим нормативным правовым актом при проектировании сетей внешнего и внутреннего электроснабжения объектов агропромышленного комплекса. Они «определяют основные требования к схемам, оборудованию и параметрам элементов электрических сетей 0,38–10 кВ сельскохозяйственного назначения, обеспечивающих

требуемую надежность электроснабжения сельскохозяйственных потребителей, повышение технического уровня электрических сетей и качества электроэнергии, а также уменьшение эксплуатационных затрат».

В данных нормах приведен рекомендуемый перечень сельскохозяйственных потребителей и электроприемников I и II категорий по надежности электроснабжения и перечень электроприемников I и II категорий. Вместе с тем документ содержит только общие указания по проектированию и строительству новых, расширению, реконструкции и техническому перевооружению действующих электрических сетей, а не устанавливает правила проектирования с учетом требований современных ТНПА и систем управления технологическими процессами.

Так, при проектировании птицеводческих или свиноводческих комплексов в технических условиях на подключение систем управления технологическими процессами указывается только категория надежности электроснабжения, но не всегда учитывается необходимость резервирования оборудования. В действующих ТНПА требования по резервированию отсутствуют.

Наряду с НПС 0,38-10 применяется РД РБ 09110.20.660-02 (СТП 09110.20.660-02) «Методические указания для определения категорийности по надежности электроснабжения потребителей», разработанные концерном «Белэнерго» и введенные в действие с 1 декабря 2002 года. Данный стандарт является локальным ТНПА и юридически не распространяется на организации, не входящие в состав ГПО «Белэнерго».

По причине отсутствия других ТНПА проектировщики, специалисты агропромышленного комплекса, энергосистемы в своей деятельности применяют вышеуказанные ТНПА.

Надежды возлагались на технический кодекс установившейся практики ТКП 45-3.02-141-2009 (02-250) «Животноводческие, птицеводческие и звероводческие здания и помещения. Строительные нормы проектирования», разработанный РУП «Стройтехнорм» и введенный в действие с 1 января 2010 года. Однако раздел «Электротехнические устройства», к сожалению, содержит только общие ссылки, не предъ-

являя к проектированию сетей электроснабжения и электротехническим устройствам конкретных требований, повторяя этим неконкретность отмененного СНИП 2.10.03-84.

В качестве положительных примеров можно привести ТКП 45-4.04-149-2009 (02250) «Системы электрооборудования жилых и общественных зданий. Правила проектирования» и ТКП 45-4.04-86-2007 (02250) «Здания и помещения лечебно-профилактических организаций. Электротехнические системы. Правила проектирования». В данных технических кодексах, например, подробно определены категории надежности электроснабжения конкретных электроприемников.

Таким образом, назрела острая необходимость в разработке и введении в действие технического кодекса установившейся практики по проектированию систем электроснабжения и электротехнических устройств зданий и помещений сельскохозяйственного назначения. В техническом кодексе должны быть определены:

- категории по надежности электроснабжения предприятий агропромышленного комплекса вплоть до конкретного электроприемника или групп электроприемников с учетом специфики технологического процесса и применения современного оборудования;
- требования с учетом экономической целесообразности, для каких электроприемников возможно повышение или понижение категории по надежности электроснабжения;
- схемные решения по подключению автономных источников электроснабжения (например, дизельных электростанций, как стационарных, так и передвижных);
- требования по резервированию ответственных электроприемников с учетом конкретного технологического процесса;
- требования по электромагнитной совместимости оборудования и защите электроприемников от грозовых и коммутационных перенапряжений в сетях электроснабжения с обязательным применением так называемой «зонной концепции защиты от перенапряжений», то есть трехступенчатой схемы включения ограничителей перенапряжения сети – на вводе, в распределительном щите и у электроприемника.

# СТРУКТУРА УСТРОЙСТВА ЗАЩИТНОГО ОТКЛЮЧЕНИЯ И ЕГО ПРИМЕНЕНИЕ

Основными требованиями к любой электроустановке, определяющими эффективность работы оборудования и сохранность жизни людей, являются надежность и безопасность. Их соблюдение обеспечивается применением электротехнических устройств, прежде всего автоматических выключателей и устройств защитного отключения. Устройство защитного отключения является одним из основных средств защиты человека от электропоражения в случаях при малых токах замыкания, снижении уровня изоляции, а также при обрыве нулевого защитного проводника.

Термин «устройство защитного отключения» (УЗО), принятый в специальной литературе, наиболее точно определяет его назначение и отличие от других коммутационных электрических аппаратов – автоматических выключателей, выключателей нагрузки, магнитных.

В основе действия защитного отключения как электротехнического средства лежит принцип ограничения (за счет быстрого отключения) продолжительности протекания тока через тело человека при непреднамеренном прикосновении его к элементам электроустановки, находящимся под напряжением. Функционально УЗО можно определить как быстродействующий защитный выключатель, реагирующий на диф-

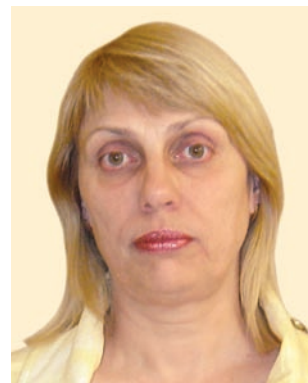
ференциальный ток в проводниках, подводящих электроэнергию к защищаемой электроустановке (рис. 1).

Основные функциональные блоки УЗО представлены на рис. 2. Важнейшим функциональным блоком УЗО является дифференциальный трансформатор тока. В настоящее время он используется в качестве датчика дифференциального тока в абсолютном большинстве устройств защитного отключения, производимых и эксплуатируемых во всем мире. Его называют иногда трансформатором тока нулевой последовательности, хотя понятие «нулевая последовательность» применимо только к трехфазным цепям и используется при расчетах несимметричных режимов многофазных цепей.

Пусковой орган (пороговый элемент) выполняется, как правило, на чувствительных магнитоэлектрических реле прямого действия или электронных компонентах. Исполнительный механизм включает в себя силовую контактную группу с механизмом привода.

В нормальном режиме при отсутствии дифференциального тока (тока утечки) в силовой цепи по проводникам, проходящим сквозь окно магнитопровода трансформатора тока, протекает рабочий ток нагрузки. Проводники, проходящие сквозь окно магнитопровода, образуют встречно включенные первичные обмотки дифференциального трансформатора тока.

Если обозначить ток, протекающий по направлению к нагрузке, как



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

$I_1$ , а от нагрузки – как  $I_2$ , то можно записать равенство

$$I_1 = I_2.$$

Равные токи во встречно включенных обмотках наводят в магнитном сердечнике трансформатора тока равные, но векторно встречно направленные магнитные потоки  $\Phi_1$  и  $\Phi_2$ . Результирующий магнитный поток равен нулю, ток во вторичной обмотке дифференциального трансформатора также равен нулю. Пусковой орган находится в этом случае в состоянии покоя.

При прикосновении человека к открытым токопроводящим частям или к корпусу электроприемника, на котором произошел пробой изоляции, по фазному проводнику через УЗО кроме тока нагрузки  $I_1$  протекает дополнительный ток – ток утечки ( $I_{\Delta}$ ), являющийся для трансформатора тока дифференциальным (разностным).

Неравенство токов в первичных обмотках ( $I_1 + I_{\Delta}$  в фазном проводнике и  $I_2$ , равный  $I_1$ , в нейтральном проводнике) вызывает неравенство магнитных потоков и, как следствие, возникновение во вторичной обмотке трансформированного дифферен-



Рис. 1. УЗО двухполюсное

циального тока. Если этот ток превышает значение установки порогового элемента пускового органа, последний срабатывает и воздействует на исполнительный механизм.

Исполнительный механизм, обычно состоящий из пружинного привода, спускового механизма и группы силовых контактов, размыкает электрическую цепь. В результате оборудованная УЗО электроустановка обесточивается.

Для осуществления периодического контроля исправности (работоспособности) УЗО предусмотрена цепь тестирования. При нажатии кнопки «Тест» искусственно создается отключающий дифференциальный ток. Срабатывание УЗО означает, что оно в целом исправно.

В последние годы в нашей стране внедрение УЗО ведется весьма интенсивно: ими оснащаются все строящиеся и реконструируемые жилые здания, действует требование обязательного применения УЗО при эксплуатации электроприборов и электроинструмен-

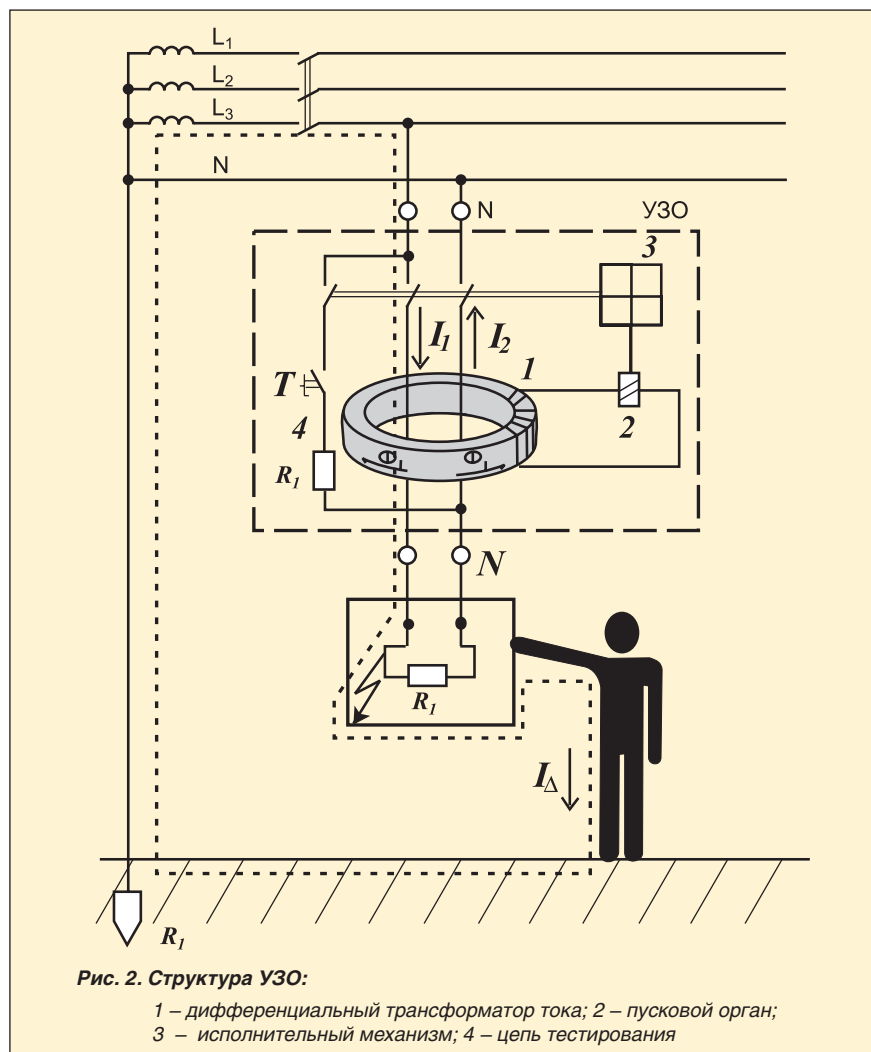


тов в особо опасных помещениях, не допускаются к эксплуатации мобильные здания из металла или с металлическим каркасом для уличной торговли и бытового обслуживания населения, не оснащенные УЗО, и т. д.

Область применения УЗО достаточно широка. Это электроустановки:

- общественных зданий – детских дошкольных учреждений, школ, профессионально-технических, средних специальных и высших учебных заведений, гостиниц, медицинских учреждений, больниц, санаториев, мотелей, библиотек, крытых и открытых спортивных и физкультурно-оздоровительных учреждений, бассейнов, саун, театров, клубов, кинотеатров, магазинов, предприятий общественного питания и бытового обслуживания, торговых павильонов, киосков и т. п.;
- жилых зданий – индивидуальных и многоквартирных, коттеджей, дач, садовых домиков, общежитий, бытовых помещений и т. п.;
- административных зданий, производственных помещений – мастерских, АЗС, автомоек, ангаров, гаражей, складских помещений и т. д.;
- промышленных предприятий – по производству и распределению электроэнергии, железнодорожных, горной, нефтедобывающей, сталеплавильной, химической промышленности, взрывоопасного производства и др.

УЗО применяется для комплектации вводно-распределительных устройств, распределительных щитов, групповых щитков (квартирных и этажных), а также для защиты отдельных потребителей электроэнергии. Опыт использования устройств защитного отключения в электроустановках всевозможных видов и самого различного назначения подтверждает свою целесообразность как по экономическим, так и по социальным показателям.



# СОВРЕМЕННОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ПОЛУЧЕНИЯ ЭНЕРГИИ ИЗ БИОМАССЫ

В современных условиях роста цен на поставляемые в республику энергоносители и ужесточения экологических требований особую актуальность приобретает вовлечение в топливно-энергетический баланс возобновляемых источников энергии (ВИЭ). Внедрение в процессы переработки ВИЭ высокоэффективных технологий способствует снижению негативного влияния деятельности энергообъектов на окружающую среду и экономит для будущих поколений запасы традиционных источников энергии.

Австрийская фирма Politechnik является одним из ведущих мировых производителей котельного оборудования. Уже более 40 лет компания проектирует, изготавливает и поставляет под ключ установки, работающие на биотопливе – древесине, торфе, сельскохозяйственных отходах. За это время по всему миру реализовано более 2500 проектов Politechnik, в том числе около 60 – в России.

Politechnik производит котельные установки в диапазоне от 500 до 20 000 кВт (мощность одного котла). В качестве теплоносителя используются горячая или перегретая вода, пар или термомасло. Установки предназначены не только для теплоснабжения, но и для выработки электроэнергии (пар с турбиной или термомасло с процессом ORC). Диапазон электрической мощности одной установки при этом составляет от 200 до 10 000 кВт.

## ОСНОВНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ POLITECHNIK

Котлы Politechnik позволяют обеспечить наиболее высокую эффективность энергетического использования биомассы.

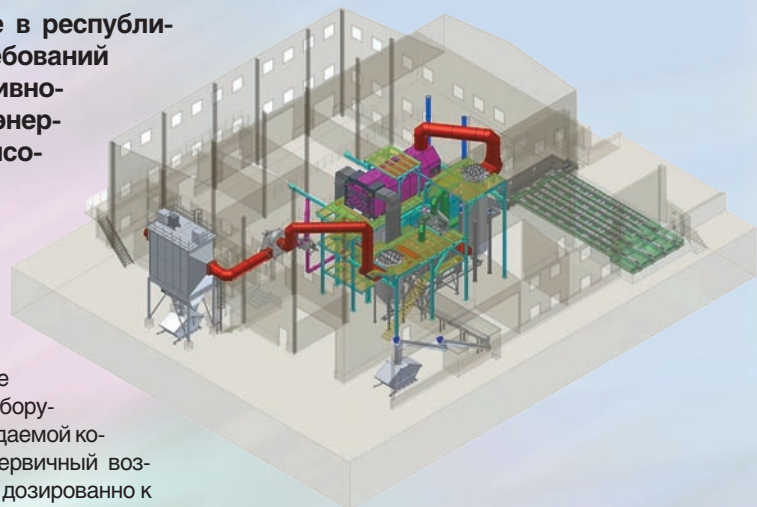
В зависимости от разновидности топлива и содержания в нем воды применяются различные системы сжигания: подвижная гидравлическая колосниковая решетка или колосник дожига с нижней подачей топлива. Котлы могут сжигать топливо с более чем 50 %-ным содержанием влаги.

Гидравлическая колосниковая решетка (содержание хрома > 3 %) была сконструирована специально для влажного и сильно загрязненного биотоплива с низкой теплотой сгорания. Подача топлива осуществляется в зависимости от материала и местных условий с помощью специальных износоустойчивых подающих шнеков или гидравлических подающих систем. Между топкой и топливоподачей имеется специальный шлюз, предназначенный для тушения

маловероятного возгорания топлива в системе топливоподачи. Топка оборудована подвижной охлаждаемой колосниковой решеткой. Первичный воздух для горения подается дозированно к отдельным зонам горения под решетку, вторичный и третичный вдувается через отверстия в огнеупорной кладке непосредственно в пламя.

Топочное устройство выложено высокотемпературным жароупорным шамотным кирпичом с запальными арками и каналами для раскаленных газов. Результатом наших многолетних исследований является то, что конструкция топки рассчитана и оборудована таким образом, что гарантирует минимальный выброс вредных веществ в атмосферу. Даже при сжигании материалов с высоким содержанием формальдегида (МДФ, ДСП, ДВП и т.д.) объем таких выбросов минимален и соответствует европейским нормам.

Топка с нижней подачей и колосником дожига также выложена высококачественным шамотным кирпичом. Из бункера при помощи питателя топливо подается на дозирующий шнековый



транспортер и далее на жаропрочную, специально легированную колосниковую решетку. Подача контролируется фотоэлементом. Объем подаваемого в топку первичного, вторичного и третичного воздуха для горения зависит от количества и качества сжигаемого материала.

## НОУ-ХАУ POLITECHNIK

Оборудование фирмы Politechnik создается с учетом новейших технологий и многолетнего опыта разработок котельных установок на биотопливе, в основном на древесных отходах. Благодаря новациям, проверенным опытным путем и внедренным в производство, установки Politechnik обладают рядом существенных преимуществ, значимых для потенциального заказчика. В их числе:

- комплексная автоматизированная система подачи топлива с гидравлическим приводом;



Мини-ТЭЦ в г. Петрикове Гомельской области



Сооружение котельной 3 x 6000 кВт с водогрейным котлом (120 °С) с гидравлической колосниковой решеткой «ЛЕСОБАЛТ» (Калининград, Россия)

- полностью автоматическая очистка поверхностей нагрева котла с помощью сжатого воздуха, что обеспечивает неизменность КПД котла. Следует отметить, что продолжительность непрерывной работы котлов Politechnik между остановами на техническое обслуживание составляет до 12 месяцев;
- установка предварительного подогрева дутьевого воздуха, которая увеличивает КПД котла и важна для эксплуатации в зимних условиях;
- система удаленного доступа. Персонал Politechnik имеет возможность из Австрии с помощью интернета обеспечить управление котельной установкой, изменение режимов ее работы.

### ТЕХНОЛОГИЯ ORC

Сегодня Politechnik внедряет проекты с использованием новой технологии ORC. Принцип ее действия заключается в следующем: в когенерационном модуле тепло от высокотемпературного органического теплоносителя (термомасла), нагретого в топочной установке, передается рабочей жидкости турбогенератора ORC. Тепловая энергия термомасла превращается в механическую, а затем в двухступенчатой паровой турбине в электроэнергию.

В отличие от традиционных силовых установок, работающих на водяном пару, в турбине ORC применяется легкоиспаряемая органическая жидкость (силиконовое масло), которая, как и термомасло, циркулирует в системе по замкнутому контуру. Решающее преимущество турбоэнергоблоков ORC по сравнению с традиционными паросиловыми установками прежде всего в высокоэкономичной выработке электро-

энергии. Привлекает также несложный монтаж когенерационной установки за счет компактности оборудования: все компоненты термомасляного теплогенератора по максимуму монтируются и обвязываются в условиях завода-изготовителя и поставляются в виде нескольких крупных блоков. Турбогенератор ORC также имеет полную заводскую готовность и поставляется как единое целое на специальной платформе в виде компактного модуля. Большим преимуществом системы ORC перед традиционной энергоустановкой является возможность ее автоматической работы без постоянного контроля со стороны обслуживающего персонала, что заметно сокращает расходы на обслуживание.

Среди других преимуществ системы ORC можно назвать следующие:

- простота конструкции и экономичность в эксплуатации;
- удобство в обслуживании и ремонте за счет более низкого давления в системе;
- антикоррозионные свойства органического теплоносителя;
- нерасширяемость затвердевшего термомасла при минусовой температуре;
- более благоприятные термодинамические характеристики силиконовой жидкости с высокой молекулярной массой;
- плавность хода турбины при запуске и частичной нагрузке;
- отсутствие целого комплекса оборудования, устанавливаемого на паровых котлах.

### О СЕРВИСЕ

Остановка оборудования для проведения планового сервисного обслуживания осуществляется один раз в год.

Однако при необходимости или по желанию заказчика специалисты Politechnik в любое время имеют возможность проконтролировать процесс или внести необходимые изменения в работу оборудования, даже находясь за много тысяч километров от установки. Система визуального контроля и удаленного доступа, к которой подключается все производимое оборудование, существенно экономит время.

К услугам клиентов предоставлена развернутая сеть сервисных и консультативных центров Politechnik, которая в состоянии в кратчайшие сроки прореагировать на любой запрос, поступивший даже из самого удаленного уголка земли.

Правильная эксплуатация и своевременное сервисное обслуживание гарантируют достижение наилучших результатов работы оборудования.

### ПРОЕКТЫ POLITECHNIK, РЕАЛИЗОВАННЫЕ В РЕСПУБЛИКЕ БЕЛАРУСЬ

- В апреле 2008 года введен в эксплуатацию котельный модуль на древесных отходах мощностью 5 МВт на котельной в пос. Лесной Минского района, снабжающей теплом больничный комплекс «Боровляны».

- В августе 2010 года введена в эксплуатацию мини-ТЭЦ на древесной щепе и опилках в г. Петрикове Гомельской области в составе парового котлоагрегата паропроизводительностью 10 т/ч (7500 кВт),  $P = 24 \text{ кгс/см}^2$  (абс.),  $T = 350 \text{ }^\circ\text{C}$  и паротурбогенератора ПТТ-1,2-10,5-24/1,2 производства ОАО «Пролетарский завод» (г. Санкт-Петербург).

- В г. Речица Гомельской области на котельной «Ритм» РУП «Гомельэнерго» реализуется пилотный проект строительства под ключ мини-ТЭЦ 4–6 МВт на местных видах топлива (торфе и древесине) с применением новой технологии ORC. В составе двух модулей (12 000 кВт каждый) – топочная установка с механической колосниковой решеткой, термомасляной котел теплопроизводительностью 12 000 кВт, ORC-модуль электрической мощностью 2 114 кВт и теплопроизводительностью горячей воды 9 815 кВт.



Представительство  
ООО POLITECHNIK. Luft- und  
Feuerungstechnik GmbH (Австрийская  
Республика) в Республике Беларусь  
г. Минск, ул. Богдановича, 129 А, офис 4

Войтехович Владимир Николаевич,  
глава представительства

Тел./факс: +375 17 33 476 99

GSM: +357 29 687 03 31

GSM: +357 29 707 03 31

E-mail: Politechnik@tut.by

УНП 102355859



# «ЭНЕРГОСТРОЙИНВЕСТ» КОТЕЛЬНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

«Энергостройинвест» предлагает заказчикам современное котельное оборудование производства машиностроительного завода Hamech (Польша), работающее на местных видах топлива и признанное Межведомственным экспертным советом по вопросам применения энергоэффективных технологий, оборудования, приборов и материалов Департамента по энергоэффективности Госстандарта Беларуси «высокоэффективным энергетическим оборудованием» (протокол № 5 от 24.02.2010 г., п. 3.2.1.).

Отлично зарекомендовала себя **автоматизированная газогенераторная установка типа AZSD**, в предтопке которой происходит газификация твердого топлива (отходов деревообработки, древесной щепы и в смеси с ними фрезерного торфа, отходов зерна) с влажностью

**ОДО «ЭНЕРГОСТРОЙИНВЕСТ» имеет 15-летний опыт профессиональной и качественной работы в области проектирования и строительства отопительных котельных. Только за последнее десятилетие им выполнены услуги по проектированию, поставке оборудования, строительству и наладке более 60 котельных суммарной тепловой мощностью 92,3 МВт, в том числе 17 отопительных котельных на местных видах топлива суммарной мощностью 30,5 МВт.**

30–65 %. В настоящее время выпускаются установки мощностью 50, 100, 180, 250, 500, 1000 кВт. В условиях высоких цен на природный газ и топочный мазут замена газовых или мазутных горелок действующих котлов на газогенераторные установки AZSD имеет большую перспективу наряду с новым строительством или

реконструкцией котельных с установкой котлов на местных видах топлива. Подобранные по мощности к газогенераторной установке водогрейные или паровые котлы могут быть производства как фирмы Hamech (Польша), так и других заводов-изготовителей Беларуси, России, Украины или стран Евросоюза.

### Некоторые реализованные проекты ОДО «Энергостройинвест»

№ п/п	Наименование котельной	Мощность котельного оборудования Hamech, кВт	Год проектирования и строительства
1.	Котельная РУП «Грузовой автопарк № 5» в г. Минске	900	2004–2005
2.	Котельная № 3 в г.п. Плещеницы	2000	2004–2006
3.	Котельная КУПП «Брестское котельное хозяйство» в г. Бресте	1000	2005–2006
4.	Котельная Брестского психоневрологического дома-интерната в д. Волки	1600	2008–2009
5.	Котельная № 2 в г.п. Плещеницы	4000	2007–2009
6.	Котельная № 1 в г. Осиповичи	4000	2007–2009
7.	Котельная по ул. Войкова в г. Слониме, 1-я очередь	2000	2008–2009
8.	Котельная РУП «ОЦ «Звездный» в г.п. Радошковичи	2000	2008–2010
9.	Блочно-модульная котельная в д. Геранены Ивьевского района	2000	2009–2010



Общий вид

		AZSD-50	AZSD-100	AZSD-180	AZSD-250	AZSD-500	AZSD-1000
Номинальная тепловая мощность	кВт ккал/ч	50 43000	100 86000	180 154800	250 215000	500 430000	1000 860000
Расход топлива* (при номинальной мощности)	кг/ч м³/сутки	22 2,10	43 4,12	78 7,40	108 10,30	217 20,80	430 41,20
Емкость бункера	м³	0,65 1,50	0,65 1,50	2,3	2,3	2,3	4,4
Потребление электроэнергии	кВт	0,6	0,6	1,7	1,7	1,9	4,2
Напряжение питания	В	230/400					
Размер обогреваемой жилой площади	м²	320	640	1150	1600	3200	6400
Температура топочных газов на выходе из AZSD	°С	1000					
Площадь теплообмена котла (содействующего с AZSD)	м²	6–8	10–16	18–28	32–36	50–56	100–160
Вес оборудования	кг	320	450	–1250	2300	3500	7000

\* При топливе с влажностью 32 % и калорийности 11510 кДж/кг.

# ПРЕДЛАГАЕТ ПРОИЗВОДСТВА НАМЕСН

		KWH-55	KWH-110	KWH-180	KWH-300	KWH-600	KWH-1000	KWH-1200	KWH-2000
Номинальная тепловая мощность	кВт	55	110	180	300	600	1000	1200	2000
Площадь теплообмена котла	м <sup>2</sup>	5,5	11,5	17,6	25,0	43,0	78,0	95,0	144,0
Вес котла с изоляцией	кг	600	1150	1700	2150	3100	5550	5820	9400
Требуемая высота дымовой трубы	м	8	12	14	15	18	22	23	29
Требуемый диаметр дымовой трубы	мм	190	300	300	600	600	800	800	1100
Ширина	мм	870	835	1085	1310	1420	1990	1990	3100
Глубина	мм	1665	1780	2200	2620	3205	3690	3910	4110
Высота	мм	1300	1475	1570	1835	2050	2190	2190	2270

**Котельный комплекс производства машиностроительного завода Намесн** состоит из автоматизированной газогенераторной установки AZSD и стального водогрейного низкотемпературного котла типа KWH. Он не имеет аналогов в Республике Беларусь и обладает рядом неоспоримых преимуществ:

- 1) конструкция котла позволяет работать в низкотемпературном режиме без достижения «точки росы», что обеспечивает длительный срок службы оборудования (не менее 17 лет);
- 2) предварительная газификация топлива в предтопке установки AZSD обеспечивает высокий КПД – 80–92 %;
- 3) низкий расход электроэнергии на собственные нужды обеспечивается за счет:

- отсутствия необходимости установки смесительного клапана и насоса рециркуляции котловой воды, так как нет потребности поддерживать температуру воды в обратной линии котла;
- отсутствия необходимости установки дымососа вследствие низкого сопротивления газового тракта котла (60 Па в котле мощностью 1 МВт);
- малой мощности электродвигателя насоса котлового контура

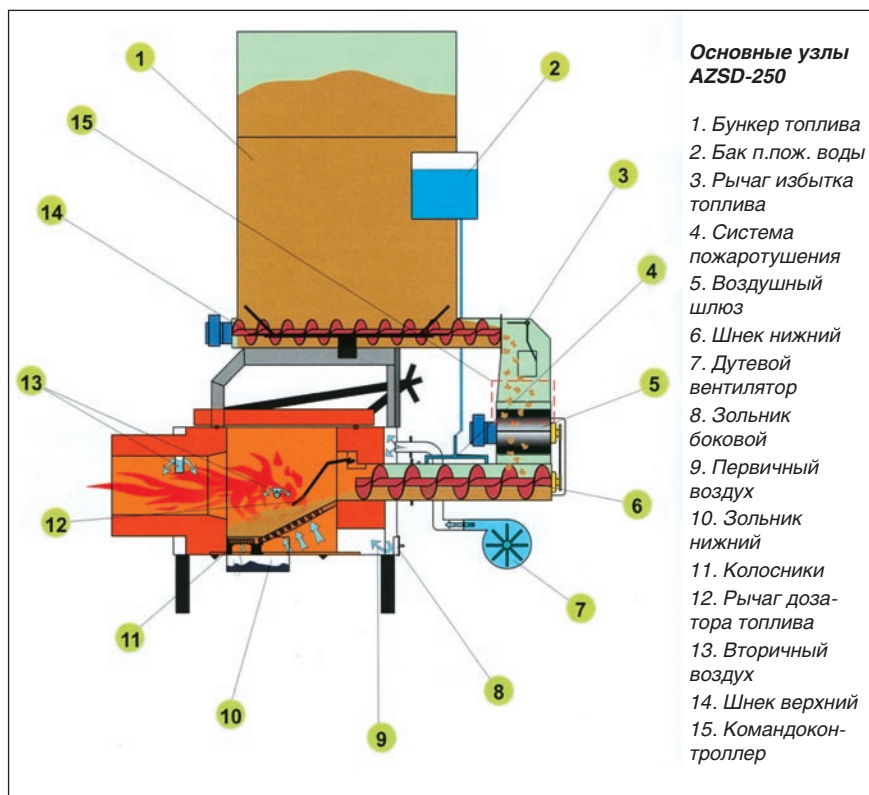


**Котельный комплекс 2000 кВт (на базе котла KWH-2000 и двух систем AZSD-1000)**

вследствие низкого гидравлического сопротивления котла (1 м.в.ст. в котле мощностью 1 МВт);

- 4) при применении установки AZSD высокие показатели экологической безопасности обеспечиваются низкими коэффициентами химического и физического недожога, следствием чего является низкая зольность (0,5–1,5 % от объема сжигаемого топлива).

Стальные водогрейные котлы типа KWH выпускаются мощностью 55 кВт, 110, 180, 300, 500, 800, 1000, 1200, 2000, 2400 кВт.

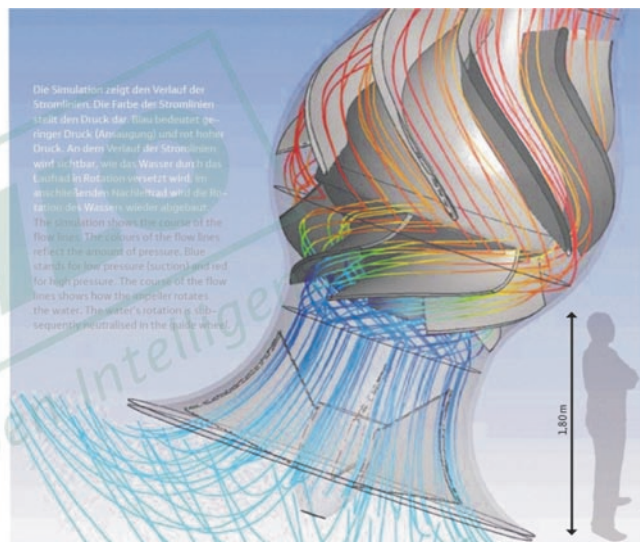


**По вопросам приобретения высокоэффективного котельного оборудования, а также проектирования и строительства отопительных котельных просим обращаться в ОДО «Энергостройинвест» по адресу:**

**220123, г. Минск,  
ул. В. Хоружей, 29, офис 604  
Тел./факс: 283-17-79;  
283-17-80,  
283-17-81,  
283-17-82  
e-mail: esi@tut.by**

# ЗАМЕНА НАСОСОВ ЦИРКУЛЯЦИИ ПРИ РЕКОНСТРУКЦИИ

**Центробежные вертикальные насосы с длинным валом типа «В», используемые для подачи больших объемов воды на охлаждение промышленных установок и турбин на электростанциях, а также для обеспечения производственной сети технической водой, в настоящее время морально устарели. Современные требования по суммарной стоимости строительства и эксплуатации насосных станций приводят к необходимости использования мирового опыта в выборе оптимальных технических решений.**



Необходимость использования насосов с длинным валом продиктована количеством заборной воды, и при достижении величин порядка десятков тысяч кубометров в час выполнить условия устойчивой безкавитационной работы можно, только приблизив рабочее колесо насоса к источнику воды. Поэтому насосная станция устанавливается непосредственно на берегу водохранилища или резервуара таким образом, чтобы избежать наличия всасывающего трубопровода.

а на верхнем (над нулевой отметкой) – электродвигатель. Для обеспечения гидравлических условий работы сухой машинный зал должен находиться ниже уровня воды, поэтому строительные требования должны включать дорогостоящую изоляцию помещения. Кроме того, для создания линии всаса необходимо создать и герметично смонтировать специальный всасывающий водовод.

Развитие производства насосов с длинным валом привело к получению такой конструкции, которая дает уменьшение затрат на строительство всей насосной станции, а качественные показатели возрастают. Это стало возможным с началом внедрения конструкций с погружными насосами (рис. 2). Преимущества очевид-

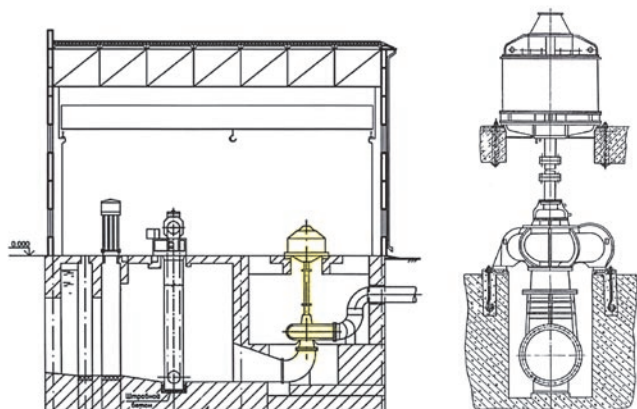


Рис. 1. Типовая насосная станция с насосами типа «В»

Первая конструкция насосов с длинным валом являлась производной конструкции насосов консольного типа – это классическая компоновка насоса сухой установки с осевым всасом и радиальным напором (рис. 1). Монтаж таких агрегатов производится в сухой машинный зал, где на нижнем этаже устанавливается насосная часть,



Рис. 2. Конструкция турбинного насоса WILCO с напорным патрубком над нулевой отметкой

# СЕТЕВОЙ И ОХЛАЖДАЮЩЕЙ ВОДЫ ПРОИЗВОДСТВ



Рис. 3. Монтаж и обслуживание

ны: прежде всего отсутствует необходимость в сухом машинном зале для насосной части, благодаря чему значительно упрощаются и удешевляются строительные конструкции насосной станции.

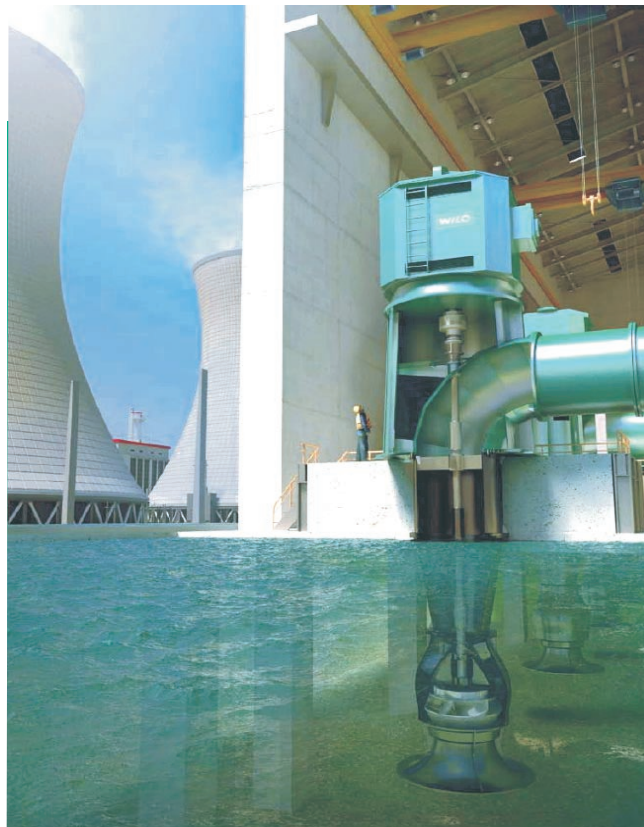
Кроме того, благодаря непосредственному погружению рабочего колеса создается наименьшее гидравлическое сопротивление, что очень важно для устойчивой работы при высокой производительности.

Следующим важным фактором является упрощение в обслуживании, что уменьшает эксплуатационные затраты. В отличие от насосов типа «В» здесь не требуется производить работы ниже нулевой отметки. Турбинный насос состоит из нескольких съемных секций, и монтаж осуществляется простым поднятием агрегата с последующим съемом каждой секции.



Конструкция турбинного насоса позволяет предложить еще ряд дополнительных технических преимуществ. Прежде всего это возможность создания нескольких ступеней рабочих колес, что, соответственно, позволяет получить высокий напор при высокой эффективности. Кроме того, отсутствие ограничения по длине рабочего колеса дает возможность создать длинные лопасти для получения высочайшего КПД. Существует также вариант исполнения агрегата с напорным патрубком над нулевой отметкой, что позволяет еще больше упростить монтаж и обслуживание (рис. 3).

Для создания турбинного насоса требуется использовать намного больше металла и литейных форм, что значительно повышает стоимость агрегата. Однако расчет стоимости суммарных затрат на создание и обслуживание насосной станции показывает, что это всего лишь перераспределение средств, которое приводит к уменьшению затрат.



Энергосберегающие немецкие насосы Wilo

сетевые | скважинные | канализационные | для мелиорации

Представительство Wilo SE в Республике Беларусь

Т + 375 17 228-55-28 | Ф + 375 17 250-33-83

М + 375 29 662-34-71 | М + 375 44 726-02-14

УНП 102315001  
[www.wilo.by](http://www.wilo.by) - все о насосах

# ЭЛЕКТРОБЕЗОПАСНОСТЬ – ГЕНЕРАЛЬНАЯ ЛИНИЯ СООО «ЕВРОАВТОМАТИКА Фиф»

Современное производство немислимо без электрооборудования. Количество электроустановок растет с каждым годом. При этом в геометрической прогрессии увеличивается доля достаточно дорогих и весьма чувствительных к параметрам питающей сети электронных приборов и систем.

Возникновение аварийных режимов в электросетях зачастую обусловлено не только внешними причинами (например, несоответствием стандарту качества поставляемой электроэнергии), но и внутренними, среди которых на первом месте стоит человеческий фактор. Это прежде всего несоблюдение режима потребления электроэнергии, нарушение сроков проведения различного рода регламентных работ, в том числе своевременной замены состарившейся электропроводки в зданиях. По этим причинам в последнее время участились случаи возникновения аварий, вызванных обрывом нулевого проводника и возникающим вследствие этого дисбалансом напряжений в трехфазной сети и т.д.

Кроме того, нарушение правил технической эксплуатации электроустановок, технологические перегрузки, неблагоприятные условия окружающей среды (повышенная влажность, температура), снижение сопротивления изоляции, нарушение охлаждения (запыление, загрязнение и др.) могут привести к аварийным режимам работы электродвигателей – основных потребителей электроэнергии на производстве и, как следствие, к серьезным авариям и значительному материальному ущербу, связанному с простоем производства, прерыванием технологических процессов, устранением последствий аварий и ремонтом вышедшего из строя электродвигателя.

## РЕЛЕ КОНТРОЛЯ ФАЗ

Наиболее частой причиной выхода из строя электродвигателя является нестабильность работы электросетей – пропадание фаз, падение напряжения и его асимметрия, обрыв нулевого провода, нарушение чередования фаз.

Белорусское предприятие СООО «Евроавтоматика Фиф» предлагает 17 наименований автоматов собственного производства для защиты электрооборудования, которые пригодны для замены устаревших серий ЕЛ, РСН, РОФ и других.

Реле контроля фаз серии CZF предназначены для защиты электродвигателей и электроустановок, питаемых от трехфазной сети, в случаях отсутствия хотя бы одной



Реле контроля наличия и чередования фаз серии СКФ

из фаз, падения напряжения, асимметрии напряжения, обрыва нулевого провода. В случае возникновения одной из вышеперечисленных аварийных ситуаций реле отключает контактор, через который питается контролируемый участок цепи. Выключение происходит с задержкой в 3–5 сек. во избежание случайного отключения двигателя при кратковременных падениях напряжения.

Включение происходит автоматически после восстановления правильного напряжения питания.

Реле контроля наличия и чередования фаз серии СКФ в дополнение к указанным выше функциям отслеживает последовательность фаз и в случае ее нарушения также блокирует включение питания защищаемой цепи.

## РЕЛЕ НАПРЯЖЕНИЯ

Аварийные режимы в электрических сетях (броски или провалы напряжения, превышение мощности потребления) очень часто приводят к выходу из строя и даже возгоранию электроустановочных изделий, питающей проводки, дорогостоящего оборудования и бытовой техники, гибнут люди. И если на производстве или в общественном месте авария может быть вовремя обнаружена и устранена, то в частном секторе и в быту зачастую остается незамеченной.

Чаще всего в электросети встречаются импульсные перенапряжения, возникающие не только при разрядах молнии, но и при переключениях, и значительное превышение номинального значения напряжения в определенной части электросети. Принципиальное различие состоит прежде всего в величине перенапряжений: если разряд молнии при прямом либо косвенном воздействии на электропроводку вызывает перенапряжения длительностью не более нескольких миллисекунд и величиной в несколько киловольт, то постоянные перенапряжения в результате сетевых аварий не превышают 380 В, но не ограничены по времени. Как правило, последние возникают при обрыве нулевого проводника в несимметричных электросетях (а это наиболее часто встречающиеся сети). Если в одних линиях при такой аварии напряжение становится выше номинального, то в других – значительно ниже, что также отрицательно сказывается на работе используемого потребителем оборудования: при повышенном напряжении выходят из строя прежде всего различные электронные приборы, при пониженном – прежде всего электродвигатели, компрессоры холодильников и т.п.

Первостепенной задачей при таких авариях становится оперативное отключение потребителей от сети до тех пор, пока ее параметры не вернуться к номинальным значениям. Именно эту функцию выполняют реле напряжения: при значительном отклонении питающего напряжения от номинала (величина допустимого отклонения устанавливается непосредственно потребителем) нагрузка автоматически отключается. Как только ситуация станет нормальной, реле автоматически подключит изолированный участок сети.



Реле напряжения серии СР

СООО «Евроавтоматика ФиФ» предлагает широкую гамму реле напряжения, позволяющих решить любые задачи по защите электрооборудования от сетевых аварий. Эти приборы могут как управлять различными коммутирующими устройствами, так и непосредственно отключать нагрузку от сети в случае аварии. Например, СР-721 с нагрузочной способностью в 30А способен оперативно защитить от повышенного или пониженного напряжения жилой дом или квартиру без какого-либо дополнительного оборудования. Цифровой индикатор позволяет визуально контролировать напряжение в сети.

Реле напряжения серии СР обеспечивают непрерывный контроль за напряжением питания и отключают нагрузку от сети при выходе напряжения за установленные пределы. Эти пределы регулируются и устанавливаются самим потребителем: нижний – от 150 до 210 В, верхний – от 230 до 260 В. Время отключения при возрастании напряжения не более 0,1 с, при падении – 1,5 с.

Если однофазные приборы могут непосредственно отключать защищаемое оборудование или определенный участок электросети и только при повышенных нагрузках требуют использования силовых реле (контакторов), то для трехфазных сетей применение контакторов обязательно.

## ОГРАНИЧИТЕЛИ МОЩНОСТИ

В принципе приборы, ограничивающие ток и напряжение в электрической сети, применяются довольно давно и успешно. Однако на практике в ряде случаев возникают достаточно сложные ситуации. Например, попытка ограничить потребляемую мощность автоматическим выключателем для трехфазной сети требует достаточно тщательного расчета и контроля симметрии нагрузок. В противном случае превышение потребляемого тока в одной из фаз выше номинального значения автоматического выключателя вызовет отключение всей нагрузки по трем фазам. При этом не происходит реального превышения номинальной потребляемой мощности.

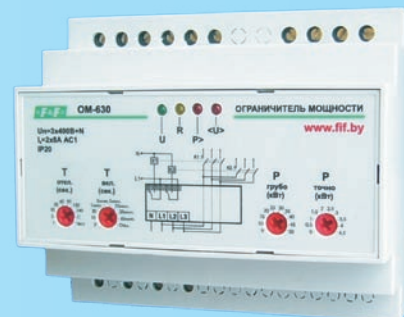
Опыт эксплуатации ограничителей мощности в электросетях РУП «Минскэнерго» и РУП «Гродноэнерго» свидетельствует о простоте и эффективности их использования. Они позволяют избежать многих чрезвычайных ситуаций при эксплуатации электрических сетей как потребителям, так и поставщикам электроэнергии. Решение проблемы перегрузки питающих сетей представляет собой комплексный подход на различных уровнях потребления.

В ассортименте СООО «Евроавтоматика ФиФ», включающем около 150 модификаций устройств релейной защиты и автоматики, имеются и ограничители мощности серии ОМ. Они способны эффективно защищать электропроводку, источники питания, преобразователи, генераторы и т. п., контролировать потребляемую мощность в одно- и трехфазных сетях и быстро отключать потребителя в случаях сверхнормативного потребления электроэнергии. Диапазон ограничения мощности составляет от 200 Вт до 50 кВт (в зависимости от модели). Например, ОМ-611 предназначен для работы с внешним трансформатором тока (величина контролируемой мощности зависит от коэффициента трансформации). Различное корпусное исполнение позволяет монтировать ограничители на плоскости или на DIN-рейке 35 мм.

Последняя разработка специалистов СООО «Евроавтоматика ФиФ», освоенная в производстве, – модифицированный современный многофункциональный микропроцессорный ограничитель мощности ОМ-630, рассчитанный на применение в трехфазных электрических сетях. Он обеспечивает комбинированную ступенчатую регулировку ограничения мощности переключателем от 5 до 50 кВт с шагом регулировки 5 кВт, а в пределах каждого поддиапазона – дополнительную регулировку от 0 до 4,5 кВт, что по-

зволяет достаточно точно устанавливать порог допустимой потребляемой мощности.

Ограничитель контролирует величину напряжения и потребляемого тока нагрузки с помощью встроенных измерительных трансформаторов тока, вычисляет действующие значения потребляемой мощности отдельно в каждой фазе и обрабатывает их в соответствии с выбранным алгоритмом работы. При превышении установленного значения мощности ОМ-630 отключает нагрузку. Поскольку прибор имеет на выходе два исполнительных реле, сначала отключается одно из них, отсоединяя от питания второстепенную (неприоритетную) нагрузку, и только если приоритетная нагрузка превышает установленную мощность потребления, она отключается. ОМ-630 защищает нагрузку при обрыве нулевого провода, отключая ее от сети питания. Время отключения при коротком замыкании в нагрузке и при обрыве нулевого провода – не более 0,1 сек.



Ограничители мощности серии ОМ

Наличие двух выходных реле позволяет также работать с электроприводами автоматических выключателей (что особенно важно для мощных потребителей).

В ограничителе может быть установлена функция реле напряжения: защита от повышения напряжения более 260 В и падения его ниже 160 В (оговаривается при заказе).

Также может быть введена функция контроля чередования фаз и защита от обрыва фазы.

Однако наиболее важным новшеством стоит считать возможность считывания информации и изменения уставок с помощью компьютера, особенно для модификации ОМ-630-1 с фиксированными параметрами (без внешних регулировок), что существенно облегчает работу обслуживающего персонала, т.к. изменение параметров прибора и его дополнительных функций можно производить в полевых условиях.

Традиционно высокое качество и доступные цены, постоянное совершенствование продукции и поиск новых технических решений позволяют СООО «Евроавтоматика ФиФ» занимать лидирующие позиции на белорусском рынке локальной низковольтной релейной защиты и автоматики.

Более подробно Вы можете узнать о нашей продукции, партнерах и ценах на сайте [www.fif.by](http://www.fif.by).

## ЕВРОАВТОМАТИКА «F&F»®

Справки и консультации:  
СООО «Евроавтоматика ФиФ»  
Отдел продаж:

г. Минск,

ул. Ольшевского, 24, офис 521  
Тел.: + 375 (17) 209 62 92, 209 68 26,  
(029) 379 96 22, 319 96 21, 887 52 97

E-mail: [minsk@fif.by](mailto:minsk@fif.by)

Центр технической поддержки:

г. Лида, ул. Качана, 19  
Тел.: +375 (1561) 3 49 49, 2 49 30,  
(029) 319 43 73, 282 96 22

E-mail: [textotdel@fif.by](mailto:textotdel@fif.by)



# НАЦИОНАЛЬНЫЙ ФОНД ТНПА – ЭНЕРГЕТИКЕ

## НОВЫЕ ГОСУДАРСТВЕННЫЕ СТАНДАРТЫ

Расширение применения местных видов топлива, являющихся эффективным и дешевым способом получения энергии, – актуальная задача для организаций промышленного, сельскохозяйственного, социального секторов экономики. Ее решению способствует разработка государственных стандартов, устанавливающих к ним современные технические требования и методы контроля.

Так, с 1 августа 2010 года в республике введен в действие **СТБ 2055-2010 «Брикеты древесные топливные. Общие технические условия»**, который распространяется на древесные топливные брикеты, предназначенные для сжигания в установках, вырабатывающих тепловую и (или) электрическую энергию на твердом топливе, и для коммунально-бытовых нужд.

Стандарт устанавливает классификацию брикетов, параметры качества данной продукции (влажность, зольность, теплота сгорания), требования к сырью, маркировке, упаковке, требования безопасности и охраны окружающей среды, правила приемки, методы контроля, гарантии изготовителя.

С 1 января 2011 года расширится перечень государственных стандартов на торф. С этой даты начнет действовать **СТБ 2062-2010 «Торф топливный фрезерный. Технические условия»**, который устанавливает требования к данному виду топлива, предназначенному для теплоэлектростанций, котельных, теплогенераторов и других устройств, применяемых для получения тепловой энергии, и методы его контроля.

С начала будущего года также вступит в действие ряд государственных стандартов, гармонизированных с европейскими аналогами, на различные виды отопительных котлов.

**СТБ EN 303-1-2010, часть 1** распространяется на отопительные котлы, в том числе низкотемпературные котлы с го-

релками с принудительной подачей воздуха для горения, с номинальной теплопроизводительностью не более 100 кВт, которые работают или при разрежении (котлы с естественной циркуляцией), или при избыточном давлении (котлы с принудительной циркуляцией) в камере сгорания в соответствии с технической документацией изготовителя котлов. Стандарт устанавливает термины и определения, требования к материалам и их испытаниям, а также к маркировке отопительных котлов.

**СТБ EN 303-2-2010, часть 2** устанавливает особые требования к котлам с топливораспылительными горелками.

**СТБ EN 13836-2010** содержит требования и методы испытаний, касающиеся конструкции, безопасности, соответствия назначению и рационального использования энергии, а также классификации и маркировки газовых отопительных котлов для центрального отопления с атмосферными горелками, в том числе оснащенными дутьевым устройством, или горелками с полным предварительным смешением.

**СТБ EN 14394-2010** устанавливает требования к конструкции, касающиеся безопасности и рационального использования энергии, и методы испытаний для стальных и чугунных отопительных котлов, работающих на жидком топливе (обычных и низкотемпературных), с горелками по соответствующему стандарту (для мазутных распылительных горелок – EN 267) номинальной теплопроизводительностью до 10 МВт с разрежением (котлы с естественной тягой) или избыточным давлением (котлы с принудительной тягой) в камере сгорания, в соответствии с технической документацией изготовителя котла. Стандарт не распространяется на газовые котлы с атмосферными горелками, твердотопливные котлы, конденсационные котлы, работающие на жидком или газообразном топливе, котлы с испарительными горелками.

## НОВЫЕ МЕЖДУНАРОДНЫЕ СТАНДАРТЫ

### Стандарты Международной организации по стандартизации (ISO)

ISO/TS 29001:2010 «Промышленность нефтяная, нефтехимическая и газовая. Отраслевые системы менеджмента качества. Требования к организациям – поставщикам продукции и услуг» (введен 01.06.2010).

### Стандарты Международной электротехнической комиссии (IEC)

IEC 62465:2010 «Электростанции атомные. Средства измерения и контроля, необходимые для обеспечения безопасности. Управление старением электрических кабельных систем» (введен 11.05.2010);

IEC 60737:2010 «Электростанции атомные. Средства измерения, необходимые для обеспечения безопасности. Датчики температуры (в активной зоне и первичном кон-

туре охладителя). Характеристики и методы испытаний» (введен 28.06.2010);

IEC 61400-22:2010 «Турбины ветровые. Часть 22. Испытания на соответствие и сертификация» (введен 31.05.2010);

IEC 61400-24:2010 «Турбины ветровые. Часть 24. Молниезащита» (введен 16.06.2010).

### Стандарты Европейского комитета по стандартизации в области электротехники (CENELEC)

EN 60709:2010 «Электростанции атомные. Измерительные приборы и системы управления, важные для безопасности. Классификация» (введен 14.05.2010);

EN 15900:2010 «Услуги по энергоэффективности. Определения и требования» (введен 28.05.2010).

**Дополнительную информацию вы можете найти на сайтах:**

Национального фонда технических нормативных правовых актов (ТНПА) – [www.tnpa.by](http://www.tnpa.by);

Госстандарта – [www.gosstandart.gov.by](http://www.gosstandart.gov.by);

БелГИСС – [www.belgiss.org.by](http://www.belgiss.org.by)

**Телефон «горячей линии»**

Национального фонда ТНПА – (017) 262 14 20

Заказ документов – тел./факс (017) 262 28 24, 262 49 31

# СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ВОДОПОДГОТОВКИ В ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКЕ

Современные технологии водоподготовки способны эффективно решать комплекс задач, направленных на обеспечение устойчивого функционирования тепломеханического оборудования. Вместе с тем каждая из них имеет свои недостатки, многие из которых успешно устраняются благодаря использованию мембранных технологий. Их разработкой в рамках научно-технической программы «Энергетика-2010» занимается Институт физико-органической химии (ИФОХ) НАН Беларуси.

Качество воды является одним из важнейших факторов, влияющих на надежность и эффективность работы котельного и ионообменного оборудования систем централизованного теплоснабжения. Повышенное содержание растворенных и взвешенных частиц в воде приводит к их осаждению на поверхностях нагрева теплофикационных устройств, снижению эффективности охлаждения труб, снижает коэффициент полезного действия теплообменного оборудования и вызывает перегрев высоконапряженных поверхностей нагрева. Именно поэтому во многих случаях, когда некачественно организована водоподготовка, даже котлы, работающие на природном газе, имеют КПД 60–65 % [1].

Схема водоподготовки многостадийна. Традиционно она включает предварительную подготовку воды (предподготовку), основную стадию деминерализации, финишную стадию деминерализации и ряд вспомогательных (декарбонизацию, удаление кислорода и т.д.).

## ПРЕДВАРИТЕЛЬНАЯ ПОДГОТОВКА ВОДЫ

На этой стадии технологического процесса необходимо достичь таких показателей качества воды, которые удовлетворяли бы требованиям последующих этапов. На сегодняшний день широко используются следующие схемы предподготовки воды:

- 1) контактная коагуляция + механическое фильтрование;
- 2) коагуляция/флокуляция + механическое фильтрование + обеззараживание с последующей нейтрализацией окислителей (хлора, озона);
- 3) коагуляция/флокуляция + меха-

- ническое фильтрование + микро-/ультрафильтрация;
- 4) коагуляция/флокуляция + микро-/ультрафильтрация;
- 5) аэрация + микро-/ультрафильтрация;
- 6) озонирование + микро-/ультрафильтрация.

Суть первых двух методов заключается в проведении коагуляции либо известкования с коагуляцией в осветлителе с последующей очисткой обработанной воды на механических фильтрах с зернистой загрузкой из кварцевого песка или дробленого антрацита. Слабым узлом в указанных схемах является стадия механической фильтрации, поэтому на протяжении последних десятилетий были предприняты многочисленные попытки модернизации и усовершенствования технологий и аппаратов для предобработки воды. Так, использовалось известкование с коагуляцией/флокуляцией в сочетании с механическим фильтрованием на многослойных фракционированных загрузках. Для этого были разработаны тонкослойные отстойники, гидроциклоны, а также новое поколение намывных, динамических и самоочищающихся фильтров [2]. Достаточно хорошо зарекомендовали себя фильтры с непрерывной регенерацией фильтрующей загрузки (взвешенным слоем), известные под торговой маркой «Дюносанд», фильтры динамического типа с движущимися элементами конструкций или центробежными рабочими потоками.

Предварительная подготовка воды по схемам 1, 2 имеет ряд существенных недостатков. Эффективность обработки воды в осветлителе зависит от его нагрузки, колебаний температуры, качества воды (в том числе от ее сезонных изменений), стабильно-



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

сти дозировки реагентов и при хорошо налаженном режиме составляет 30–70 %. Оборудование для предварительной очистки воды достаточно металло- и энергоемкое и имеет значительные габариты. Кроме того, технология требует значительного расхода реагентов и сопровождается большим объемом стоков, загрязненных взвешенными веществами, солями и при известковании с коагуляцией имеющих высокое значение рН (более 10). Расход воды на собственные нужды при проведении водоподготовки составляет до 20 %.

В схемах 3–6 для предварительной подготовки воды используются мембранные технологии, которые имеют ряд преимуществ по сравнению с традиционными методами. Они обеспечивают надежную барьерную фильтрацию, позволяют получать необходимые качественные показатели за одну стадию обработки воды (получение питьевой воды из артезианских вод, получение питьевой и технологической воды из поверхностных водоисточников), наращивать мощности в силу модульной конструкции оборудования. Они характеризуются независимостью качественных показателей процесса от сезонных колебаний состава и температуры очищаемой воды, малой реагенто- и энергоемкостью, компактностью оборудования, легкостью его монтажа, простотой в управлении и

контролировании процесса очистки. Все перечисленные достоинства способствуют снижению капитальных и эксплуатационных затрат предприятия, а следовательно, уменьшению срока окупаемости оборудования. По данным российских ученых себестоимость 1 м³ воды по традиционной технологии составляет 8,57 RUR, а с использованием мембран – 1,53 RUR.

Однако следует отметить, что мембраны отличаются высокой чувствительностью к определенным видам загрязнений, в связи с чем необходима стадия качественной предочистки, и их использование требует строгого следования технологии эксплуатации, несоблюдение которой может привести к необратимым процессам загрязнения и порчи. Поэтому, несмотря на то что при очистке воды с применением мембранных методов разделения достигаются более высокие качественные показатели, в ряде случаев осветлительное фильтрование в сочетании с коагуляцией может представлять экономически оправданную альтернативу ультрафильтрации.

В случае, когда требуемые качественные показатели воды с использованием перечисленных методов не достигаются, прежде всего по степени удаления природных и техногенных органических соединений, на финишной стадии используют органопоглошители – ионообменные фильтры, предназначенные для удаления органических соединений и содержащие специальные марки анионообменных смол.

## ОСНОВНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ДЕМИНЕРАЛИЗАЦИИ

Выбор технологии деминерализации в первую очередь определяется солесодержанием исходной воды. На рис. 1 представлены основные методы деминерализации в зависимости от этого параметра.

В современных технологических схемах нашли применение следующие процессы:

- противоточный ионный обмен (ИО);
- обратный осмос (РО), включая многоступенчатый;
- комбинация РО + ИО (Н – ОН или ФСД);
- комбинация нанофильтрация (NF) + ИО;
- комбинация NF + РО;
- ступенчатая термодистилляция (при солесодержании > 40–50 г/л).

**Противоточные технологии ионного обмена** с зажатым слоем имеют две разновидности: с рабочим циклом в восходящем (технология Schwebebet и ее варианты Amberpack, Purorack) и нисходящем (технология Upscore) потоках. По сравнению с параллельноточным ИО эти методы характеризуются сниженным (в 1,5–2 раза) расходом реагентов на регенерацию, более высоким качеством очистки и осуществления взрыхляющей промывки без гидроперегрузки смолы за счет использования в верхней части фильтра инертного материала [3]. Несомненным достоинством технологии Upscore является возможность послойной засыпки слабоосновных и сильноосновных анионитов без разделительных перегородок. Это обеспечивает эффективную защиту сильноосновного анионита от отравления органическими соединениями.

Для противоточного ИО характерен ряд отрицательных явлений, присущих всем ионообменным технологиям: остаточное содержание органических соединений и коллоидной кремниевой кислоты в очищенной воде, образование высокоминерализованных сточных вод, высокая стоимость реагентов, которая главным образом и определяет эксплуатационные расходы. За последние годы используемые в ИО кислоты и щелочи повысились в цене на 25–30 %, значительно (в 2–2,5 раза) поднялась плата за водопользование и сброс минерализованных стоков (в 2–3 раза). В [4–7] указывается, что противоточная технология требует жесткого соблюдения требований к качеству поступающей осветленной воды по взвешенным веществам (не более 1 мг/л). В то же время на большинстве энергообъектов стран СНГ функционируют осветлители устаревшей конструкции, которые не позволяют соответствовать указанному нормативу.

**Обратный осмос (РО)** является практически безреагентным методом деминерализации воды. В последние годы произошел технологический прорыв в изготовлении мембранных материалов, резко удешевились и унифицировались мембранные элементы, повысилась их

производительность, что позволило снизить энергопотребление и затраты на обслуживание установок. В связи с этим указанный метод характеризуется относительно небольшими капитальными затратами (3–4 тыс. \$/м³), низкой себестоимостью пермеата (0,1–0,16 \$/м³) и экологической безопасностью, поскольку отсутствуют высокоминерализованные стоки. В промышленной энергетике Российской Федерации успешно эксплуатируются около 30 крупных систем обратного осмоса производительностью более 50 м³/ч, в муниципальной и малой энергетике городов и предприятий – около 1000. По результатам рассмотрения опыта эксплуатации обратноосмотических установок на девяти ТЭС в 2005 году НТС РАО «ЕЭС России» рекомендовано их внедрение как на новых ТЭС, так и на реконструируемых ВПУ ТЭС.

К недостаткам РО следует отнести высокий расход воды на собственные нужды (20–30 %), существенную зависимость производительности от температуры и чувствительность к изменениям параметров питательной воды, что обуславливает необходимость применения дополнительных стадий предшествующей обработки (фильтрование, умягчение, ингибирование и т.п.). Предподготовка перед РО должна обеспечивать глубокое удаление взвешенных и коллоидных примесей, катионов многовалентных металлов и органических соединений [8]. Кроме этого, обратный осмос уступает ИО по глубине достигаемого разделения и требует резервирования мощностей с учетом годового 10 %-ного снижения производительности мембранных элементов.

Получение глубоко деминерализованной воды осуществляется с помощью **фильтров смешанного действия (ФСД), электродеио-**

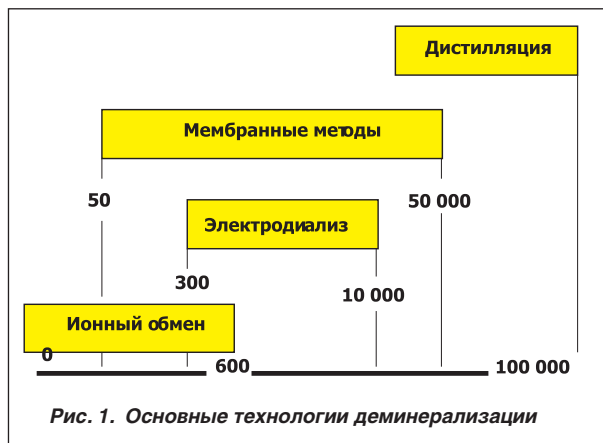


Рис. 1. Основные технологии деминерализации

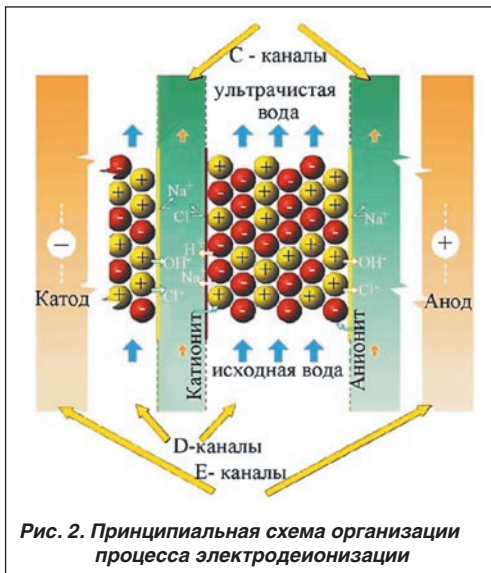


Рис. 2. Принципиальная схема организации процесса электродеионизации

низации либо с использованием противоточного ИО по технологии *Ursorge*. Общими недостатками ФСД являются трудоемкий процесс регенерации, высокие удельные расходы реагентов, а также возможность перекрестного загрязнения. В общем случае метод противоточного ИО предпочтительнее ФСД по параметрам технологической устойчивости, надежности при эксплуатации и простоты автоматизации.

**Электродеионизация** представляет собой мембранный процесс, в ходе которого одновременно происходят (рис. 2):

- ионный обмен, при котором растворенные в исходной воде ионы, проходя через слои ионообменных смол, сорбируются на зернах катионита и анионита;
- непрерывный отвод ионов через слои ионита и ионселективные мембраны в зону концентрата;
- непрерывная регенерация ионитов ионами  $H^+$  и  $OH^-$ , полученными в результате электролиза молекул воды под воздействием постоянного тока.

Производимые сегодня промышленные мембранные модули для электродеионизации имеют две разновидности: фильтр-пресс с плоскопараллельной компоновкой ионообменных мембран и электродеионизационный модуль рулонного типа (рис. 3). Модули характеризуются производительностью 1,5–2 м<sup>3</sup>/ч и обеспечивают получение деионизированной воды с сопротивлением не менее 15 кОм.

В последние годы активно разрабатывается технология **мембранной дегазации** [9]. Она предусматривает

уменьшение содержания растворенных в воде газов (кислорода, углекислого газа, сероводорода) с применением гидрофобных мембран, проницаемых для газов и непроницаемых для воды, чаще всего фторопластов. Принцип метода заключается в следующем: с одной стороны мембраны подается очищаемая вода, с другой – инертный газ, не содержащий дегазируемых примесей, либо создается вакуум (рис. 4, 5). Технология может использоваться на предприятиях теплоэнергетики как альтернатива химической декарбонизации путем дозирования реагентов перед системами

обратного осмоса,  $H^+$ -катионирования, а также струйным, пленочным и другим декарбонизаторам.

Метод мембранной дегазации отличается высокой эффективностью, простотой аппаратного оформления, минимизацией эксплуатационных затрат и отсутствием биообрастаний. Производительность современных модулей составляет от 0,1 до 80 м<sup>3</sup>/ч, однако в настоящее время внедрение этого метода требует достаточно высоких капитальных затрат.

Очень перспективна и интенсивно развивается сегодня относительно новая технология – **наночислительная**. Это баромембранный процесс, которому присущи следующие особенности:

- высокая водопроницаемость при малых давлениях из-за относительно большого размера пор;
- применение заряженных мембран;
- высокая селективность по многозарядным ионам при низкой (20–60 %) селективности по NaCl.

Наночислительная используется для очистки водных растворов от органи-

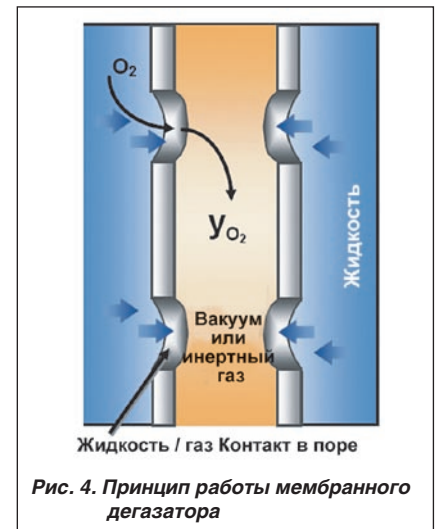


Рис. 4. Принцип работы мембранного дегазатора

ческих веществ и минеральных примесей на стадиях, предшествующих финишной очистке воды обратным осмосом, ионным обменом или электродиализом, и считается весьма эффективной для снижения цветности, окисляемости и жесткости воды.

**Интегрированные мембранные технологии** включают совокупность мембранных методов разделения (рис. 6), которые в комплексе обеспечивают решение всех задач подготовки воды: предварительной очистки, основной деминерализации, декарбонизации и финишной деминерализации. Главными преимуществами интегрированных мембранных технологий являются снижение потребления реагентов в технологическом цикле, исключение образования высокоминерализованных стоков, а также минимизация сточных вод после обратного осмоса за счет использования наночислительной. Кроме того, эти технологии обеспечивают более высокую, чем при ионном обмене, степень удаления органических соединений, коллоидных и растворенных соединений кремния.

Возможны и промежуточные технологические схемы, предусматриваю-



Рис. 3. Электродеионизационные модули:

а – типа «фильтр-пресс» серии E-Cell компании General Electric; б – серии VNX компании ION PURE; в – рулонного типа серии Omexell компании Dow Chemical



Рис. 5. Установка мембранной дегазации

щие наряду с мембранными технологиями различные комбинации (см. рис. 6, комбинированные схемы 1–4). Так, на сегодняшний день в большинстве случаев комбинация «обратный осмос + ионный обмен» признается оптимальным по показателям качества получаемой воды, надежности и экономичности в эксплуатации сочетанием методов деминерализации и позволяет поставить на службу потребителю достоинства каждого из них, существенным образом снизив негативное влияние присущих им недостатков.

Выбор конкретного технического решения определяется рядом факторов: качественными показателями и стоимостью питающей воды, экологическими требованиями в регионе,

экономически оправданным балансом капитальных и эксплуатационных затрат и др.

### ПРОЦЕССЫ ОЧИСТКИ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ И ТУРБИННЫХ КОНДЕНСАТОВ

Возвратные производственные конденсаты загрязняются как минеральными солями и продуктами коррозии, так и потенциально кислыми и щелочными органическими соединениями. Типовая технология очистки производственных конденсатов на H-Na-катионитовых фильтрах позволяет очистить их до нормативных величин по жесткости и железу. Остальные загрязнения попадают в конденсатно-питательный тракт. Использование мембранных технологий очистки обеспечивает более высокую степень удаления агрессивных соединений и позволяет повысить надежность работы теплотехнического оборудования.

Турбинные конденсаты блоков сверхкритического давления (СКД) проходят очистку на механических, а затем на ионитовых фильтрах смешанного действия либо непосредственно на ионитовых фильтрах при технологии раздельного H-OH-ионирования. Особую проблему представляет со-

бой удаление продуктов коррозии, и связана она с проведением пусковых операций. Согласно существующим регламентам растопка блока СКД из холодного состояния должна осуществляться с обязательной отмывкой обессоленной водой оборудования и трубопроводов конденсатно-питательного тракта и котла от солей и продуктов коррозии. Наличие в технологической схеме блоков обессоливающих установок (БОУ) позволяет производить очистку отмывочных вод до необходимых показателей. Вместе с тем во избежание негативного воздействия на ионообменные смолы соединений железа вода с содержанием последнего более 300 мкг/дм<sup>3</sup> сбрасывается в циркуляционный водовод и только затем подается для очистки на БОУ. Поэтапная отмывка оборудования приводит к повторяющимся залповым сбросам продуктов коррозии и необходимости размыкания схемы отмывки. Опыт эксплуатации и наладки водно-химического режима блоков показывает, что основное время, необходимое для достижения нормируемого качества воды до включения блока в работу (а это может быть и 10, и 20 ч), затрачивается именно на отмывку от продуктов коррозии. В то же время работа ионитовых фильтров БОУ даже с содержанием продуктов коррозии ниже 300 мкг/дм<sup>3</sup> приводит к загрязнению ионообменных смол, иногда необратимому.

Загрязнение поверхностных источников водоснабжения техногенной органикой, а также возможные прорывы сырой (циркуляционной) воды в конденсаторе вызывает загрязнение ионообменных материалов блочных обессоливающих установок органикой, для удаления которой требуется проведение специальных технологических мероприятий, а иногда и замена ионообменного материала.

Использование мембранных фильтров в схеме БОУ позволит сократить время на проведение растопочных операций, улучшить качество обработанной воды и защитить ионообменные смолы от негативного воздействия железа и органических соединений. Испытания, проведенные сотрудниками ИФОХ НАН Беларуси совместно с ОАО «Белэнергоремналадка», показали достаточно высокую эффективность мембранной технологии в процессе очистки турбинного конденсата в условиях растопки и стационарного режима работы блока.



Рис. 6. Интегрированные и комбинированные мембранные процессы водоподготовки

## ОЧИСТКА ПОДПИТОЧНОЙ ВОДЫ СИСТЕМЫ ОБОРОТНОГО ОХЛАЖДЕНИЯ

Проблемы, связанные с функционированием системы оборотного охлаждения, вызваны в первую очередь наличием в воде микроорганизмов, которые образуют на теплопередающих поверхностях различного рода отложения и обрастания и снижают эффективность работы оборудования. Биологические обрастания влекут за собой снижение коэффициента теплопередачи и повышение гидравлического сопротивления в теплообменных аппаратах. Традиционными методами борьбы с биологическими обрастаниями оборудования являются механическая очистка, периодическая обработка воды хлорсодержащими соединениями или введение биоцидов. Решение проблемы биологического загрязнения охлаждающей воды возможно благодаря использованию мембранной технологии, которая способна обеспечить очистку воды не только от механических, коллоидных и техногенных примесей, но и от микроорганизмов.

## ОТЕЧЕСТВЕННЫЕ РАЗРАБОТКИ В ОБЛАСТИ МЕМБРАННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

Институтом физико-органической химии НАН Беларуси разработаны высокопроизводительные капиллярные мембраны из полисульфона, по своим характеристикам превосходящие известные зарубежные аналоги. Отсутствие застойных зон позволяет

легко осуществлять химическую регенерацию элементов, а высокая механическая прочность капиллярных мембран – использовать режим промывки обратным потоком. Специалистами предложена альтернативная конструкция промышленного фильтрующего элемента для низконапорной тупиковой ультрафильтрации [10–14].

Высокая механическая прочность и гидравлическая проницаемость полученных капиллярных мембран дает возможность использовать их в относительно новых мембранных процессах очистки воды – низконапорной микро- или ультрафильтрации в тупиковом режиме. Область применения разработки включает подготовку воды из поверхностных и артезианских источников (альтернатива классическим фильтрам засыпного типа) до класса питьевой, предподготовку перед химводоочисткой или обратным осмосом, очистку производственных конденсатов, обработку подпиточной воды градирен, минимизацию стоков (промывных вод) осветлителей засыпного типа.

Модули для мембранной очистки воды набираются из отдельных элементов цилиндрической формы, выполненных из полимерных материалов, следовательно, не требуют специальных фундаментов. Они достаточно компактны, эффективны очистки практически не зависят от расхода, изменений температуры и качества поступающей воды. Установка предочистки (рис. 7), выполненная с использованием мембранных фильтров, отличается сниженными затратами на монтаж и эксплуатацию, легко автоматизируется, экологична, так как не требует расхода реагентов. Кроме того, качество очищенной воды значительно выше по показателям содержания как взвешенных веществ, так и органических соединений железа и кремниеслоты, что позволяет использовать ее как исходную для противоточной технологии обессоливания с зажатым слоем.

По предварительным оценкам стоимость оборудования на отече-

ственной элементной базе на 30–40 % ниже аналогичной продукции ведущих зарубежных производителей (Koch Membrane System, Hydronautics, Daicem Membrane Systems Ltd., PALL и т.д.).

### Список литературы

1. Пермяков, А.Б. Метод коррекционной подготовки воды *Гидро-Х (Гидро-Икс)* для паровых и водогрейных котлов / А.Б. Пермяков // Энергосбережение и водоподготовка. – 2005. – № 6 (38). – С. 42–44.
2. Холенберг, М. Эволюция методов очистки водных фильтров от механических загрязнений / М. Холенберг // АКВА-ТЕРМ. – 2008. – № 1. – С. 34–35.
3. Боровкова, И.И. Новые технологические решения при проектировании ВПУ современных ТЭС / И.И. Боровкова // Водоснабжение и канализация. – 2009. – № 4. – С. 38–44.
4. Мамченко, Т.В. Обессоливание воды ионитами / Т.В. Мамченко [и др.] // Химия и технология воды. – 1989. – № 11. – С. 990–1011.
5. Солодяников, В.В. Мембранные технологии – решение проблемы получения осветленной воды нужного качества / В.В. Солодяников [и др.] // Энергосбережение и водоподготовка. – 2007. – № 4(48). – С. 16–20.
6. Кузнецова, Е.В. Опыт совершенствования действующей предочистки ВПУ / Е.В. Кузнецова [и др.] // Энергетик. – 2002. – № 5. – С. 34–35.
7. Требования к воде, предназначенной для очистки. Очистка ионообменных смол. – Bayer AG, 1998.
8. О результатах эксплуатации установок обратноосмотического обессоливания в схемах водоподготовки ТЭС и котельных / А.А. Аскерния [и др.] // Энергосбережение и водоподготовка. – 2005. – № 3 (35). – С. 3–5.
9. Иванов, М. О технологии мембранной деазрации / М. Иванов // Водоснабжение и водоподготовка. – 200. – № 1. – С. 32–33.
10. Bilydukevich, A.V. Novel capillary membranes for surface water treatment // Membrane technologies in water and waste water treatment: Conference proceeding, Moscow, Russia, 2–4 June 2008. – Moscow, 2008. – P. 350–354.
11. Бильдюкевич, А.В. Влияние температуры осадителя на структуру и проницаемость капиллярных мембран / А.В. Бильдюкевич, М.А. Мовчанский, Е.С. Варслован // Весці НАН Беларусі. Сер. хім. навук. – 2008. – № 1. – С. 109–115.
12. Евдокименко, В.М. Ультрафильтрация для очистки воды на Вилейской мини-ТЭЦ / В.М. Евдокименко, Е.С. Хаютина, А.В. Бильдюкевич // Энергетика и ТЭК. – 2008. – № 4. – С. 21–23.
13. Евдокименко, В.М. Использование ультрафильтрации для очистки подпиточной воды градирен / В.М. Евдокименко, К.С. Петрашко, А.В. Бильдюкевич // Энергетика и ТЭК. – 2009. – № 6 (75). – С. 20–23.
14. Бильдюкевич, А.В. Капиллярные мембраны для водоподготовки / А.В. Бильдюкевич // Энергетическая стратегия. – 2009. – № 4(10). – С. 54–58.



Рис. 7. Головной образец промышленной ультрафильтрационной установки, разработанной Институтом физико-органической химии НАН Беларуси (изготовитель – ОАО «Белэнергоремналадка»)

# ВЫБОР РАСЧЕТНОЙ ТЕМПЕРАТУРЫ СЕТЕВОЙ ВОДЫ ДЛЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ С ТЕПЛОНАСОСНЫМИ СТАНЦИЯМИ В УСЛОВИЯХ ОГРАНИЧЕННОГО ИСТОЧНИКА ТЕПЛОТЫ НИЗКОГО ПОТЕНЦИАЛА

Современные системы теплоснабжения (СТ) представляют собой сложный энергетический комплекс, состоящий из трех основных элементов: источника теплоты, тепловых сетей и теплового потребителя. Для повышения эффективности работы всей системы в последнее время проводится ряд мероприятий по совершенствованию ее элементов. К ним следует отнести реконструкцию котельных и ТЭЦ с применением новых технологий производства тепловой и электрической энергии, замену существующих тепловых сетей на предизолированные, реновацию зданий и др. [1].

М. Л. БОГДАНОВИЧ, младший научный сотрудник  
НИИЦ АСУ ТЭП БНТУ

А.В. ПЕТРИЧЕНКО

Перевод отопительных котельных в теплонасосные станции (ТНС) позволяет снизить расход топлива, необходимый для функционирования СТ [2], что в условиях Республики Беларусь подтверждает перспективность этого направления [3, 4]. В действующих и проектируемых СТ основным теплоносителем является горячая вода. В большинстве случаев это объясняется ее благоприятными санитарно-гигиеническими свойствами. Выбор расчетной температуры теплоносителя является комплексной проблемой, в значительной степени определяющей экономичность работы всей СТ. Это утверждение справедливо и для систем с ТНС, что подтверждает актуальность вопроса. Следует заметить, что настоящая публикация помимо перевода котельной предполагает рассмотрение варианта строительства ТНС.

насосе для нужд теплоснабжения городского микрорайона в качестве источника сточных вод городской канализации ИТНП можно рассматривать как ограниченный, в случае теплоснабжения жилого дома – как неограниченный.

Как правило, в публикациях по исследованию теплоснабжения от тепловых насосов по умолчанию принимается неограниченный ИТНП, в результате чего количество отобранной теплоты в течение календарного года носит переменный характер. Так, при сопоставлении эффективности перевода водогрейных котельных в ТНС с электрическим [2] или газомоторным [4] приводом тепловая мощность ИТНП увеличивается до 42 % по сравнению с минимальным ее значением. Однако не все ИТНП могут обладать такими возможностями. Для большинства ТНУ источником служит поток вещества (воды, воздуха) ограниченной теплоемкости [5] или ограниченный ИТНП.

## ГРАНИЧНЫЕ УСЛОВИЯ

Прежде чем приступить к изложению материала, введем три граничных условия, выполнение которых обязательно для получения объективных результатов. Тепловым насосом принято называть устройство, предназначенное для переноса тепловой энергии от источника теплоты низкого потенциала (ИТНП) к тепловому потребителю. В свою очередь ИТНП условно можно разделить на два типа:

В настоящей работе рассматривается только ограниченный ИТНП, поэтому в дальнейшем предполагается, что его тепловая мощность равна  $Q_{\text{ИТНП}} = 1$  МВт, которую тепловой насос трансформирует полностью – это первое граничное условие.

Энергетическая эффективность применения тепловых насосов характеризуется системной экономией топлива, величина которой зависит от ряда параметров. Так, при отпуске  $Q_{\text{ТНУ}} = 1$  МВт·ч теплоты от компрессионной теплонасосной установки (ТНУ) с приводом от двигателя внутреннего сгорания (ДВС) системная экономия топлива равна [4]

- неограниченный – обладающий достаточно большой суммарной теплоемкостью, то есть в результате теплообмена его температура изменяется незначительно. Этому понятию в некоторой мере соответствует термодинамическое определение окружающей среды;
- ограниченный – не обладающий большой суммарной теплоемкостью, что приводит к снижению его температуры при протекании теплообмена. К этому типу относятся вторичные энергетические ресурсы, искусственные и естественные водоемы небольшого объема и пр.

В зависимости от мощности теплового насоса один и тот же ИТНП можно классифицировать как ограниченный и как неограниченный. Например, при использовании в тепловом

$$\Delta B_{\text{с}}^{\text{ДВС}} = 0,123 \left( \frac{1}{\eta_{\text{ка}}} - \frac{1}{\eta_{\text{ДВС}}(k-1) + \varphi} \right) (1-\rho), \quad (1)$$

где  $\eta_{\text{ка}}$ ,  $\eta_{\text{ДВС}}$  – соответственно КПД водогрейных котлов и КПД ДВС;  $k$  – коэффициент использования топлива;  $\varphi$  – коэффициент преобразования энергии;  $\rho$  – доля водогрейных котлов в отпущенной теплоте от ТНС.

В рассматриваемых условиях справедливо

$$Q_{\text{ТНУ}} = \frac{Q_{\text{ИТНП}}}{1 - \frac{1}{k}} = \frac{1}{1 - \frac{1}{k}}, \quad (2)$$

следовательно, с учетом (2) выражение (1) запишем в виде

$$\Delta B_c^{двс} = \frac{0,123}{1 - \frac{1}{k}} \left( \frac{1}{\eta_{ка}} - \frac{1}{\eta_{двс} (k-1) + \varphi} \right) (1 - \rho). \quad (3)$$

Для определения системной экономии топлива при утилизации 1 МВт·ч теплоты в ТНУ с электрическим двигателем (ЭД) используем выражение (14), полученное в работе [6] и преобразованное с учетом наличия водогрейных котлов в составе ТНС:

$$\Delta B_c^{эд} = \frac{0,123}{1 - \frac{1}{k}} \left( \frac{1}{\eta_{ка}} - \frac{1}{\eta_{квс} \eta_{лэп} \eta_{эд} k} \right) (1 - \rho), \quad (4)$$

где  $\eta_{квс}$ ,  $\eta_{эд}$ ,  $\eta_{лэп}$  – соответственно КПД замыкающей КЭС, ЛЭП и электродвигателя.

В действующих энергетических системах некоторые показатели являются относительно постоянными [6]. Таким образом, величина системной экономии топлива для известного типа привода непосредственно зависит от коэффициента преобразования энергии (КПЭ) ТНУ. Более ранние исследования доказали, что существуют пороговые значения КПЭ ТНУ, при достижении которых наблюдается системная экономия топлива [6]. По этой причине вторым граничным условием является необходимость превышения порогового значения КПЭ.

Третьим граничным условием является температура конденсации рабочего тела. Требования к рабочим телам предъявляются в зависимости от типа и цели применения ТНУ, стоимости оборудования, экологических норм и т.д. [2, 7]. В расчетах предполагалось, что в компрессионном тепловом насосе рабочим телом служит хладагент R134а, совершающий цикл без перехода на сверхкритические параметры, для которого критическое давление соответствует 0,41 МПа, а температура 101 °С [7]. На основании сказанного наивысшая температура конденсации рабочего тела ТНУ принята 90 °С.

## ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ И КРИТЕРИИ ЭФФЕКТИВНОСТИ

Для выбора расчетной температуры прямой сетевой воды была составлена математическая модель СТ с ТНС. В основе модели лежала методика сравнительной оценки экономической эффективности ТНС в составе ТНУ с ДВС и ТНУ с ЭД [8], дополненная учетом следующих факторов:

- по источнику: расход электроэнергии на перекачку сетевой воды, расход электроэнергии на тягу и дутье водогрейных котлов;
- по сетям: технологические потери при транспорте теплоты, стоимость сети, скорость течения теплоносителя (сетевой воды);
- по потребителю: температура обратной сетевой воды после потребителя постоянная и не зависит от температурного графика.

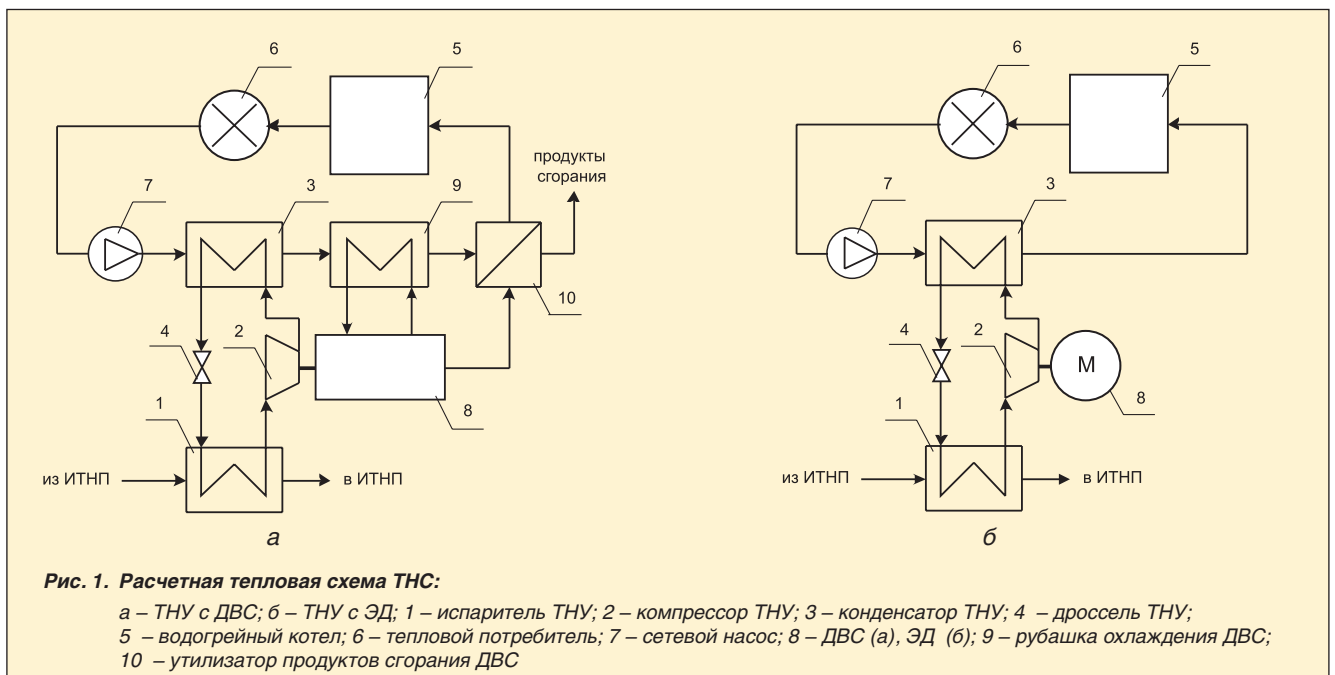
В математической модели рассматривались два вида ТНС, в состав которой входят тепловой насос, его привод – ДВС или ЭД, водогрейные котлы (рис. 1). Представленные на рис. 1 схемы ТНС составлялись без структурной оптимизации, так как этот вопрос требует отдельного рассмотрения. Предполагалось, что оборудование работает в течение всего календарного периода без планового или вынужденного простоя. Продолжительность отопительного и межотопительного периодов с количеством часов стояния температур наружного воздуха соответствует нормативным значениям для г. Минска [9].

Для действующих систем критерием оптимальности может служить минимум системного расхода топлива на функционирование всей СТ, с учетом замыкающей КЭС [10]:

$$B_{ст} = \sum_{i=1}^n B_i \rightarrow \min, \quad (5)$$

где  $B_i$  – расход топлива каждым энергетическим объектом, входящим в состав энергетической системы.

В этом случае используется энергетический критерий эффективности. Для вновь создаваемых СТ необходи-



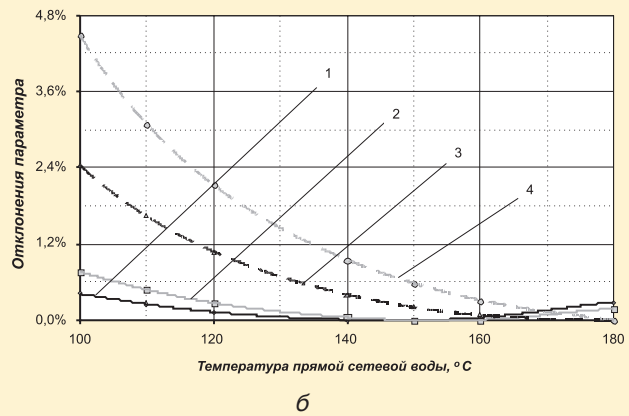
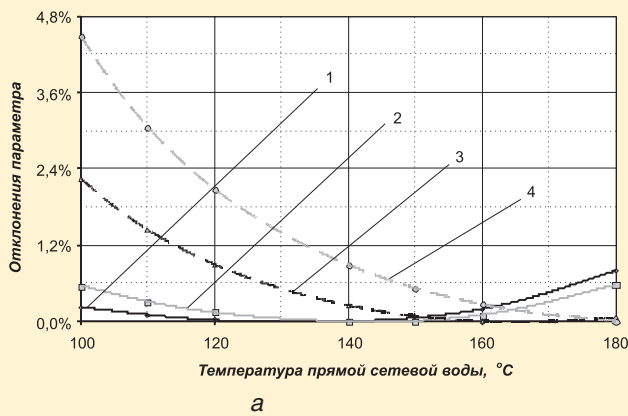


Рис. 2. Отклонение приведенных затрат в СТ с ТНС в зависимости от расчетной температуры сетевой воды и протяженности тепловой сети:

а – ТНУ с ДВС; б – ТНУ с ЭД; 1 –  $L_{тс} = 75$  м; 2 –  $L_{тс} = 750$  м; 3 –  $L_{тс} = 3750$  м; 4 –  $L_{тс} = 7500$  м

мо использовать экономический критерий эффективности, основанный, например, на минимуме суммарных затрат [10]:

$$Z_{ст} = \sum_{i=1}^n Z_i \rightarrow \min, \quad (6)$$

где  $Z_i$  – затраты на каждый из элементов СТ (тепловые сети, ТНС и пр.).

К указанным критериям можно добавить максимум системной экономии топлива от введения ТНС по сравнению с теплоснабжением от водогрейной котельной

$$\Delta B_c = B_{вк} - B_{тнс} \rightarrow \max \quad (7)$$

или минимум капитальных вложений в СТ

$$k_{ст} = \sum_{i=1}^n k_i \rightarrow \min, \quad (8)$$

где  $B_{вк}$  – расход топлива водогрейной котельной;  $B_{тнс}$  – расход топлива ТНС;  $k_i$  – капитальные вложения в каждый из элементов СТ (тепловые сети, ТНС и пр.).

При рассмотрении характеристик оборудования водогрейной котельной ее технико-экономические показатели (ТЭП) принимались эквивалентными показателям водогрейных котлов, входящих в состав рассматриваемой ТНС.

Выбор критерия эффективности зависит от вида собственности, финансовых возможностей, существующей инфраструктуры предприятия и пр. Так как в Республике Беларусь нет действующих СТ с ТНС, то особый интерес представляет определение расчетной температуры прямой сетевой воды на этапе их проектирования. В связи с этим в качестве критерия эффективности нами выбирался минимум приведенных затрат.

### ПОЛУЧЕННЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ

Рассмотрение поднятого вопроса требует многостороннего подхода, так как от этого зависит полученный результат. Например, можно считать, что для всех рассматриваемых вариантов потребитель использует одинаковое количество теплоты. Это означает, что при соблюдении введенных граничных условий с понижением температурного графика установленная мощность ТНУ, входящей в состав ТНС, в соответствии с (2) также будет уменьшаться, так как с понижением температуры прямой сетевой воды возрастает КПЭ. Мощность же водогрейных котлов ТНС также будет возрастать. Таким образом, в качестве целевой функции выступает выбор оптимального температурного

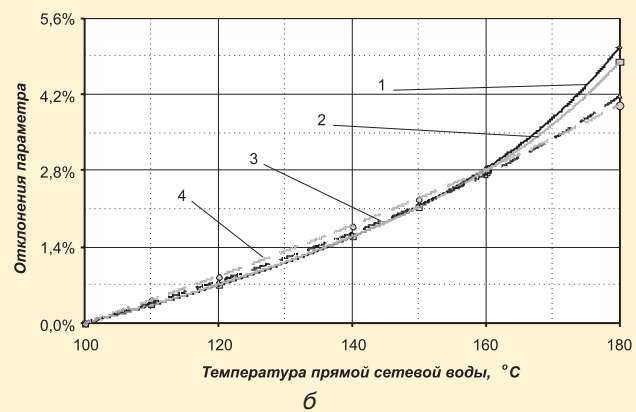
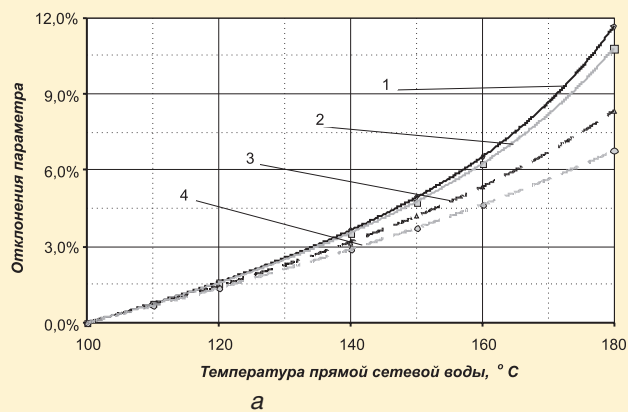
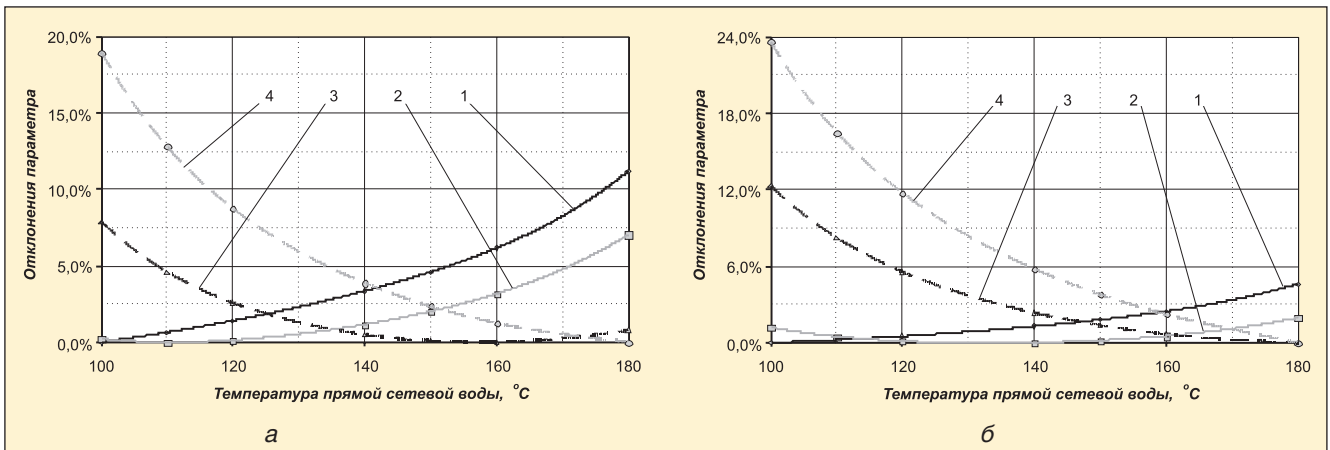


Рис. 3. Отклонение капитальных вложений в ТНС в зависимости от расчетной температуры сетевой воды и протяженности тепловой сети:

а – ТНУ с ДВС; б – ТНУ с ЭД; 1 –  $L_{тс} = 75$  м; 2 –  $L_{тс} = 750$  м; 3 –  $L_{тс} = 3750$  м; 4 –  $L_{тс} = 7500$  м



**Рис. 4. Отклонение капитальных вложений в СТ с ТНС в зависимости от расчетной температуры сетевой воды и протяженности тепловой сети:**

*а – ТНУ с ДВС; б – ТНУ с ЭД; 1 –  $L_{TC} = 75$  м; 2 –  $L_{TC} = 750$  м; 3 –  $L_{TC} = 3750$  м; 4 –  $L_{TC} = 7500$  м*

графика теплоснабжения потребителя с  $Q_{\text{пл}}^{\text{год}}$ , находящегося на различных расстояниях от источника теплоснабжения. Если за целевую функцию принять выбор оптимального температурного графика теплоснабжения потребителей при соблюдении введенных граничных условий, фиксированной мощностью ТНУ ТНС и выполнении (7), то с понижением температуры прямой сетевой воды будет сокращаться расчетная тепловая максимальная мощность потенциального потребителя. В этом случае мощность водогрейных котлов, входящих в состав ТНС, также будет снижаться.

Следовательно, при соблюдении граничных условий и исходных данных полученные результаты будут зависеть от целевой функции. Тем самым для получения наибольшего эффекта при проектировании СТ с ТНС первостепенной задачей становится обоснование назначения строящейся ТНС.

Указанные обстоятельства вызывают дополнительные сложности при изложении материала и представлении полученных результатов в рамках одной публикации. По этой причине остановимся на предположении

$$Q_{\text{пл}}^{\text{год}} = \int_0^{\tau} Q_{\text{пл}}^{\text{ч}} d\tau = \text{idem}, \quad (9)$$

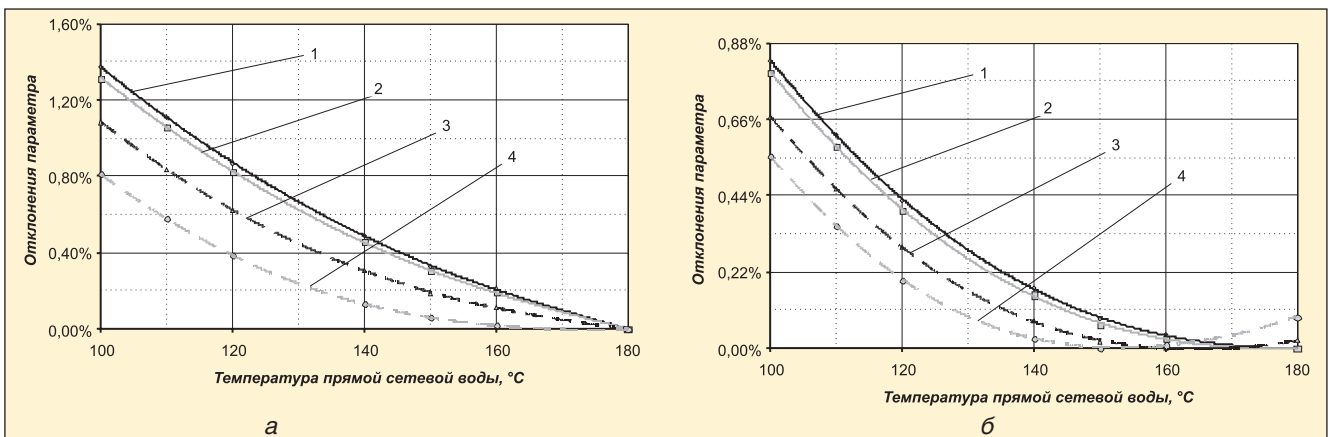
где  $\tau$  – продолжительность периода.

В математической модели протяженность тепловых сетей  $L_{TC}$  изменяется дискретно и составляет 75 м, 750, 3750 и 7500 м (выбирается произвольно). Таким образом, при  $L_{TC} = 75$  м можно говорить о наличии пренебрежимо малых затрат в тепловые сети, что соответствует варианту перевода ВК в ТНС. Если  $L_{TC} \geq 75$  м, то затраты в тепловые сети имеют большее значение и этот вариант соответствует условию строительства новой СТ, включающей ТНС. Следовательно, отпуск теплоты от ТНС будет различным, в зависимости от применяемого температурного графика и  $L_{TC}$ :

$$Q_{\text{ТНС}}^{\text{год}} = \int_0^{\tau} Q_{\text{ТНС}}^{\text{ч}} d\tau = \text{var}, \quad (10)$$

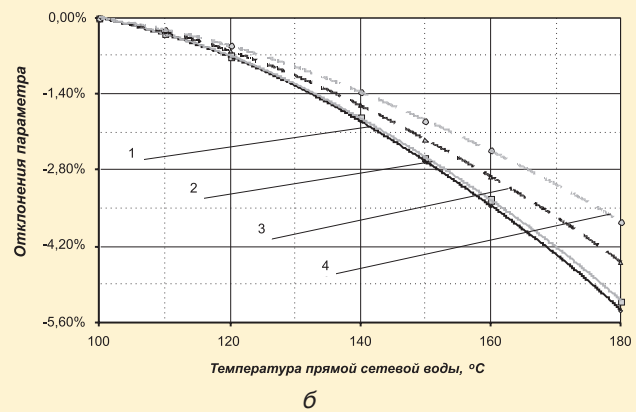
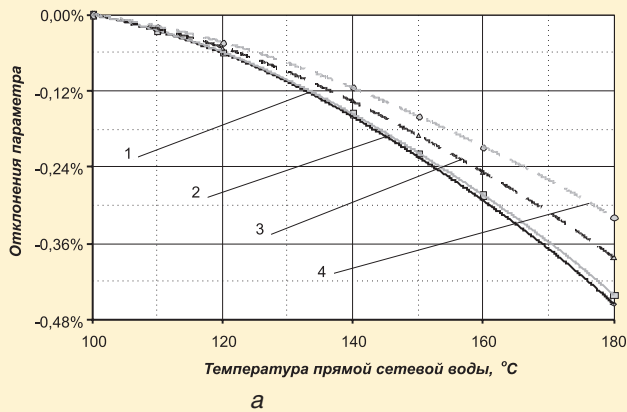
то есть будет зависеть от величины технологических потерь.

Составленная математическая модель позволяет выполнить анализ изменения ряда показателей в зависимости от принятого температурного графика. Среди них следует отметить изменение выбранного в качестве критерия эффективности отклонения приведенных затрат, капитальных вложений в ТНС и СТ с ТНС, системного расхода топлива и системной экономии топлива, КПЭ ТНУ (рис. 2–7).



**Рис. 5. Отклонение расхода топлива ТНС в зависимости от расчетной температуры сетевой воды и протяженности тепловой сети:**

*а – ТНУ с ДВС; б – ТНУ с ЭД; 1 –  $L_{TC} = 75$  м; 2 –  $L_{TC} = 750$  м; 3 –  $L_{TC} = 3750$  м; 4 –  $L_{TC} = 7500$  м*



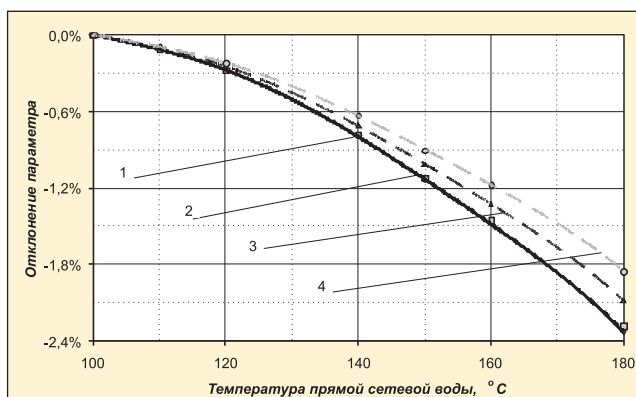
**Рис. 6. Отклонение экономии топлива от ТНС в зависимости от расчетной температуры сетевой воды и протяженности тепловой сети:**

а – ТНУ с ДВС; б – ТНУ с ЭД; 1 –  $L_{tc} = 75$  м; 2 –  $L_{tc} = 750$  м; 3 –  $L_{tc} = 3750$  м; 4 –  $L_{tc} = 7500$  м

На рисунках нулевым показателям представленных зависимостей соответствуют оптимальные значения исследуемых параметров. Графический материал подтверждает важность знания целевой функции и критерия эффективности при строительстве ТНС с ограниченным ИТНП. Например, при выполнении граничных условий и целевой функции (9) оптимальные значения расчетной температуры прямой сетевой воды для критериев эффективности (5) и (7) находятся в различных областях расчетной температуры прямой сетевой воды (см. рис. 5, 6).

Представленные на рис. 2–7 зависимости свидетельствуют о том, что существует оптимальная расчетная температура сетевой воды, которая в рассматриваемых условиях зависит от относительной величины технологических потерь и типа привода ТНУ. В общем виде справедливо утверждение, что оптимальный температурный график для ТНС с ТНУ с ДВС ниже, чем с ТНУ с ЭД (см. рис. 2). Для вещественного восприятия материала в табл. 1 и 2 сведены основные ТЭП ТНС в составе ТНУ с ДВС и ЭД при различной протяженности тепловой сети.

В табл. 1, 2 значения капитальных вложений включают стоимость тепловых сетей, величина которых соответствует \$ 900 за 1 т сети с учетом стоимости ее прокладки и тепловой изоляции. Анализ ТЭП ТНС доказывает, что в зависимости от целевой функции ТНУ с ЭД могут быть как более привлекательными, так и уступать по эффективности ТНУ с ДВС. Это подтверждает вывод о том, что целесообразность применения различного вида приво-



**Рис. 7. Отклонение КПЭ ТНС в зависимости от расчетной температуры сетевой воды и протяженности тепловой сети:**

1 –  $L_{tc} = 75$  м; 2 –  $L_{tc} = 750$  м; 3 –  $L_{tc} = 3750$  м; 4 –  $L_{tc} = 7500$  м

да ТНУ зависит от ряда факторов [8]. В целом можно констатировать, что системная экономия топлива ТНС с ДВС против котельной составляет около 20 %, а ТНС с ЭД – около 11 %. В то же время капитальные вложения в СТ от ТНС с ТНУ с ДВС в среднем на 12 % выше, чем в СТ от ТНС с ТНУ с ЭД (см. табл. 1, 2).

### РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ИСПОЛЬЗОВАНИЮ

Как указывалось ранее, расчеты выполнялись для виртуальной СТ, обладающей теми особенностями,

**Таблица 1. Основные ТЭП ТНС с ТНУ с ДВС при различной протяженности тепловой сети и оптимальной расчетной температуре сетевой воды**

Протяженность ТС	Расчетная температура	Капвложения	Расход топлива	Приведенные затраты	Экономия топлива
м	°C	10 <sup>3</sup> USD	10 <sup>3</sup> т у. т.	10 <sup>3</sup> USD	10 <sup>3</sup> т у. т.
75	130	1147,2	5,472	1307,3	1,042
750	140	1223,9	5,512	1324,2	1,042
3750	165	1468,4	5,692	1396,6	1,044
7500	180	1717,6	5,916	1483,9	1,045

Таблица 2. Основные ТЭП ТНС с ТНУ с ЭД при различной протяженности тепловой сети и расчетной температуре сетевой воды

Протяженность ТС	Расчетная температура	Капвложения	Расход топлива	Приведенные затраты	Экономия топлива
м	°С	10 <sup>3</sup> USD	10 <sup>3</sup> т у. т.	10 <sup>3</sup> USD	10 <sup>3</sup> т у. т.
75	145	1004,8	5,978	1375,7	0,561
750	155	1071,6	6,016	1391,9	0,563
3750	175	1285,6	6,185	1462,2	0,571
7500	180	1541,4	6,394	1549,7	0,581

которые закладывались при составлении ее математической модели. Поэтому полученные результаты могут расцениваться в качестве приближенных и представляют интерес для проведения качественного анализа работы СТ, включающей ТНС с ограниченным ИТНП, при различной расчетной температуре сетевой воды. Однако при адаптации разработанной математической модели для реального объекта можно получить конкретные результаты, обладающие практической ценностью.

## ВЫВОДЫ

1. Во время эксплуатации ТНС в течение календарного периода тепловая мощность ИТНП увеличивается до 42 % по сравнению с минимальным ее значением, что может служить ограничением при выборе потенциального источника для работы теплового насоса, входящего в состав проектируемой ТНС.

2. Выбор расчетной температуры прямой сетевой воды зависит как от особенности СТ, включающей ТНС, так и от принимаемого критерия эффективности, поэтому она должна выбираться конкретно для каждого случая.

3. Необходимо рассмотреть выбор расчетной температуры прямой сетевой воды для действующей СТ с учетом совместной работы ТНС со сторонними источниками теплоты, например ТЭЦ.

### Список литературы

1. Шестовская, И.А. Финансирование программ и мероприятий по энергосбережению в 2009 году / И.А. Шестовская // Энергоэффективность. – 2010. – № 2. – С. 4.
2. Янтовский, Е.И. Парокомпрессионные теплонаносные установки / Е.И. Янтовский., Ю.В. Пустовалов. – М.: Энергоиздат, 1982. – 144 с.
3. Мацко, И.И. Оценка энергетической эффективности комбинированных теплонаносных станций в системах теплоснабжения / И.И. Мацко // Энергетика: изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. – 2010. – № 2. – С. 60–68.
4. Богданович, М.Л. Перевод отопительных котельных в теплонаносные станции с газомоторными ТНУ / М.Л. Богданович // Энергия и менеджмент. – 2009. – № 4. – С. 18–22.
5. Мартыновский, В.С. Циклы, схемы и характеристики термотрансформаторов / В.С. Мартыновский; под ред. В.М. Бродянского. – М.: Энергия, 1979. – 288 с.
6. Богданович, М.Л. Использование компрессионных теплонаносных установок для нужд теплоснабжения на паротурбинных ТЭЦ, работающих в объединенной энергетической системе / М.Л. Богданович // Новости теплоснабжения. – 2009. – № 3. – С. 25–29.
7. Бабакин, Б.С. Альтернативные хладагенты и сервис холодильных систем на их основе / Б.С. Бабакин, В.И. Стефанчук, Е.Е. Ковтунов. – М.: Колос, 2000. – 160 с.
8. Богданович, М.Л. Сравнительная оценка экономической эффективности теплонаносных станций с различным типом привода теплонаносной установки / М.Л. Богданович, А.В. Петриченко // Энергетика и ТЭК. – 2010. – № 1. – С. 16–18.
9. СНБ 2.04.05 – 2000. Строительная климатология.
10. Яковлев, Б.В. Выбор оптимального проектного и эксплуатационного температурного графика системы теплоснабжения / Б.В. Яковлев // Новости теплоснабжения. – 2008. – № 6. – С. 29–37.

специализированная  
**МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА**  
К О Н Ф Е Р Е Н Ц И Я



**АТОМЭПРО**

Belarus

г. Минск

**ВЫСТАВОЧНЫЙ ПАВИЛЬОН**

пр. Победителей, 14

ОРГАНИЗАТОРЫ:

Министерство энергетики Республики Беларусь  
Национальная академия наук Беларуси  
ЗАО "Техника и коммуникации"  
ООО "Атомэкспо" ГК "Росатом"

2-4.04.2011

# ОБЕСПЕЧЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ В СЕЛЬСКОМ ХОЗЯЙСТВЕ РОССИИ

7-я Международная научно-техническая конференция «Энергообеспечение и энергосбережение в сельском хозяйстве», которая состоялась в мае во Всероссийском научно-исследовательском институте электрификации сельского хозяйства (г. Москва) и была посвящена 80-летию института и 100-летию со дня рождения основоположника науки об электрификации сельского хозяйства академика И.А. Будзко, рассмотрела широкий круг актуальных проблем энергообеспечения и энергосбережения и пути их решения в сельском хозяйстве, которые, несомненно, представляют интерес и для нашей страны.

В центре внимания участников конференции были перспективные направления развития энергетики сельского хозяйства и модернизации систем энергообеспечения, технологии точного земледелия, энергосбережение в животноводстве, использование возобновляемых источников энергии, инфокоммуникационные технологии и др.

Повышение эффективности сельхозпроизводства, его надежное энергообеспечение, снижение себестоимости продукции и рост производительности труда на базе электромеханизации агротехнологий, повышение эффективности использования топливно-энергетических ресурсов и снижение энергоемкости сельхозпродукции были названы стратегическими целями развития энергетики сельского хозяйства.

В последнее время в России на всех уровнях большое внимание уделяется вопросам повышения эффективности использования топливно-энергетических ресурсов и энергосбережению. Указ Президента РФ № 889 от 4 июля 2008 года «О некоторых мерах по повышению энергетической эффективности российской экономики» определил, что необходимо снизить энергоемкость ВВП РФ к 2020 году не менее чем на 40 %, стимулировать применение энергосберегающих и экологически чистых технологий, а также обеспечить поддержку реализации проектов использования возобновляемых источников энергии.

Распоряжением Правительства РФ от 8 января 2009 года № 1-р определено, что к 2020 году доля возобновляемых энергоресурсов в общем электроснабжении должна составлять 4,5 %. Кроме того, принят федеральный закон от 23 ноября 2009 года № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты РФ», а также

подготовлен проект Государственной программы энергосбережения и повышения энергетической эффективности РФ на период до 2020 года. Таким образом, в России создана законодательная основа для решения проблем энергоэффективности.

Важнейшим показателем энергоэффективности агропроизводства является энергоемкость, то есть величина удельных затрат энергии на производство единицы продукции, которая во многом определяет себестоимость этой продукции. Доля энергозатрат в смете расходов сельхозпредприятий на производство продукции составляет весомую часть (от 10 до 50 %), а с учетом темпов роста стоимости энергоносителей реализация энергосберегающих мероприятий приобретает исключительное значение, особенно в условиях конкуренции с зарубежными предприятиями, имеющими более высокий уровень технологий и производительности труда.

Рассматривая с этих позиций состояние энергообеспечения производственных объектов, участники конференции отмечали, что по многим направлениям имеется отставание по сравнению с передовыми странами. Несмотря на значительные запасы энергоресурсов, как традиционных, так и местных, использование их в энергобалансе сельского хозяйства России еще не стало эффективным. Так, коэффициент использования топлива значительно ниже, чем в других отраслях, и составляет всего 40 %. При этом в сельском хозяйстве имеются значительные резервы для повышения эффективности использования всех энергоресурсов, экономики традиционных их видов, широкого вовлечения в энергобаланс местных, нетрадиционных и возобновляемых источников энергии, биомассы, растительных и древесных отходов.

Системы, сети и технические средства энергоснабжения во многих случаях устарели, срок их службы вы-



**В.И. РУСАН, д. т. н.,  
профессор Белорусского  
государственного аграрно-  
технического университета**

шел за пределы допустимого, к тому же многие хозяйства и их эксплуатационные службы не в состоянии обеспечивать нормальное обслуживание, ремонт и эксплуатацию энергетических сетей и оборудования. В связи с этим снизились надежность и качество энергоснабжения. По различным причинам увеличилось количество и продолжительность отключений электроэнергии.

Возрастающие затраты на оплату топливно-энергетических ресурсов отрицательно сказываются на экономике сельскохозяйственных предприятий. Необходимость снижения затрат на энергоснабжение села предопределяет рационализацию структуры топливно-энергетического баланса предприятий и регионов, освоение новых видов топлива, использование местных энергоресурсов, отходов сельхозпроизводства.

Опыт использования местных энергоресурсов – дров, торфа, растительных и древесных отходов, а также энергии солнца, ветра и воды на селе имеется, так как до периода сплошной электрификации и централизованного энергоснабжения эти ресурсы широко применялись в простейших установках. Однако технологии и оборудование для их использования имели низкий КПД. На современном этапе широкое вовлечение в энергобаланс села местных и возобновляемых энергоресурсов необходимо осуществлять на более высоком технологическом и техническом уровне, с использовани-

ем новых технологий и нового энергоэффективного оборудования.

В ходе конференции было подчеркнуто, что реализация государственной программы «Развитие сельского хозяйства России до 2012 года» требует принятия действенных мер по повышению эффективности использования топливно-энергетических ресурсов, проведению активной энергосберегающей политики, реализации достижений научно-технического прогресса.

Особое внимание было уделено роли науки, которая должна выработать рекомендации по решению практических задач энергообеспечения и энергосбережения, привлечению широкого круга специалистов инженерно-энергетических служб на предприятиях АПК, вооружить их практическими знаниями по проведению обследования систем и средств энергообеспечения, энергоаудита, эффективному энергосбережению, налаживанию действенного контроля и учета заказа и расхода энергоресурсов.

Необходимо также обеспечить более широкую информацию и координацию работ по развитию систем и средств энергообеспечения и энергосбережения, сотрудничеству в этой сфере научных, учебных, конструкторских и производственных организаций России и стран ближнего зарубежья, так как задачи здесь общие и их решения ждут во всех регионах.

Конференция в целом одобрила результаты разработок и исследований, проводимых в научных коллективах сельскохозяйственных учреждений и организаций России и ближнего зарубежья, а также выводы и предложения, содержащиеся в докладах и сообщениях участников форума, как в основном отвечающие перспективным направлениям совершенствования энергетической базы села и инновационного развития систем и средств энергообеспечения.

В решении конференции отмечено, что повышение эффективности использования топливно-энергетических ресурсов, создание энергоэффективных технологий и техники, новых способов преобразования и использования энергии, энергосбережения для обеспечения снижения энергоемкости производимой продукции являются перспективными и приоритетными направлениями фундаментальных и прикладных исследований инженерной науки в АПК.

Научно-исследовательским и конструкторским организациям Российской сельхозакадемии, подразделениям ведомств, учебных заведений, центров, занимающихся вопросами электромеханизации производства, энергообеспечения и энергосбережения, рекомендовано продолжить, рас-

ширить и углубить исследования по следующим направлениям:

- обоснование и разработка новых энергоэкономных машинных технологий, электротехнологий и технических средств для сельхозпроизводства на базе электрификации, электромеханизации, тепло- и холодоснабжения, газификации, автоматизации, информатизации, а также с использованием нанотехнологий;
- разработка методологии совершенствования и оптимизации систем энергообеспечения применительно к конкретным сельскохозяйственным потребителям и объектам (в зависимости от месторасположения объектов, их энергетических потребностей, наличия местных и возобновляемых энергоресурсов);
- разработка систем, средств и способов повышения надежности и эффективности энергоснабжения сельскохозяйственных потребителей, снижения потерь энергии во всех звеньях;
- обоснование рациональных потребностей села и оптимизация структуры топливно-энергетического баланса с широким использованием местных и возобновляемых энергоресурсов и сельскохозяйственных отходов в соответствии с ресурсами регионов, хозяйств;
- разработка новых способов, электро- и нанотехнологий на базе электрофизических методов воздействия на растения, животных, среду обитания, продукты, снижающих до трех раз энергозатраты и улучшающих экологические показатели окружающей среды и получаемой продукции;
- разработка децентрализованных (автономных) систем энергообеспечения и средств малой энергетики, снижающих зависимость от централизованного энергоснабжения посредством самообеспечения энергией, на базе мини-ТЭЦ, использования газа, местных и возобновляемых энергоресурсов, отходов и преобразованных видов топлива, включающих:
  - реконструкцию котельных с целью преобразования их в когенерационные установки (мини-ТЭЦ) по производству электроэнергии, теплоты и холода с применением местных видов топлива;
  - широкое использование тепловых насосов для отопления и кондиционирования жилых и производственных зданий;
  - создание комбинированных установок на базе традиционных и возобновляемых энергоресурсов;
  - производство газа, жидкого топлива из биомассы и сельскохо-

зяйственных отходов для получения тепловой и электрической энергии;

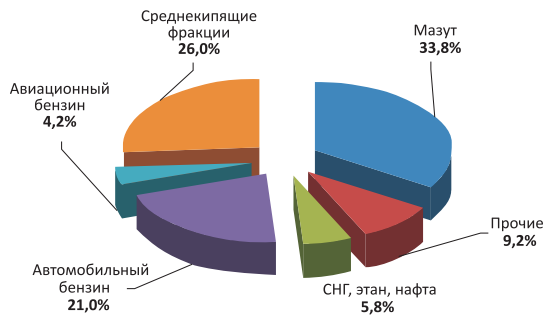
- разработку технологий получения биотоплива посредством переработки биомассы, отходов сельхозпроизводства в качественное жидкое (в том числе смесевое) и газообразное топливо;
  - разработку и реализацию способов получения композиционных видов смесового жидкого топлива, обеспечивающих экономию основных компонентов до 30 %;
  - разработку энергоэффективных способов и новых технологий преобразования с высоким КПД возобновляемых энергоресурсов в тепловую и электрическую энергию и ее использование для энергоснабжения сельских потребителей, замещающая потребление значительной доли традиционных энергоресурсов;
  - разработку новых технологий, методов и средств, повышающих эффективность использования и контроля расхода жидкого топлива, газа и смазочных материалов в мобильной и стационарной энергетике растениеводства;
  - разработку и реализацию новых электромеханизированных и автоматизированных с элементами роботизации энергоэффективных процессов и технологий в животноводстве, растениеводстве и переработке сельхозпродукции, максимально реализующих потенциал животных, растений, энергию корма, обеспечивающих снижение энергозатрат и энергоемкости продукции до 40 %;
  - перевод ряда мобильных средств на электропривод и создание новых электрифицированных транспортных средств;
  - разработку методологии и практических рекомендаций по энергетической оценке новых технологий, техники, оборудования, использования энергоносителей, выявления и реализации потенциала экономии ТЭР.
- В заключение следует отметить, что конференция прошла на высоком научно-организационном уровне. Состоялся полезный обмен научно-технической информацией, профессиональное обсуждение полученных результатов и новых идей в области создания эффективных технологий, энергообеспечения и энергосбережения, что будет иметь большое значение для возрождения и устойчивого развития сельского хозяйства не только России, но и стран постсоветского пространства.

#### Список литературы

1. Энергообеспечение и энергосбережение в сельском хозяйстве: тр. 7-й Междунар. науч.-техн. конф. – М.: ВИАЭСХ, 2010.

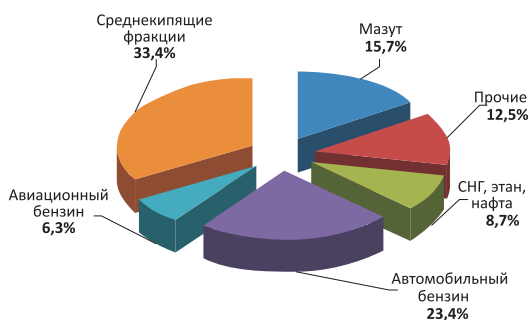
**ВАЛОВОЙ ОБЪЕМ ПРОИЗВОДСТВА НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИХ ЗАВОДОВ В МИРЕ**

1973 год



2 719 млн. т

2007 год



3 822 млн. т н. э.

Производители, нетто-экспортеры и нетто-импортеры нефтепродуктов

Страна	Млн. т	% от мирового производства
США	836	21,9
Китай	316	8,3
Российская Федерация	224	5,9
Япония	198	5,2
Индия	157	4,1
Корея	123	3,2
Германия	118	3,1
Канада	103	2,7
Италия	101	2,6
Саудовская Аравия	96	2,5
Другие страны	1 550	40,5
<b>Итого в мире</b>	<b>3 822</b>	<b>100</b>

Данные 2007 года

Нетто-экспортер	Млн. т
Российская Федерация	96
Саудовская Аравия	48
Кувейт	35
Венесуэла	29
Италия	17
Алжир	17
Индия	17
Корея	15
Беларусь	13
Норвегия	12
Другие страны	118
<b>ВСЕГО</b>	<b>417</b>

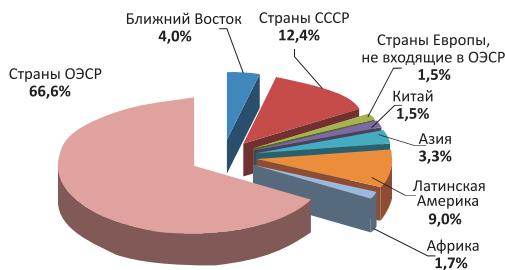
Данные 2007 года

Нетто-импортер	Млн. т
США	34
Япония	29
Китай	24
Испания	20
Мексика	19
Гонконг	16
Индонезия	14
Вьетнам	13
Ирак	11
Франция	10
Другие страны	174
<b>ВСЕГО</b>	<b>364</b>

Данные 2007 года

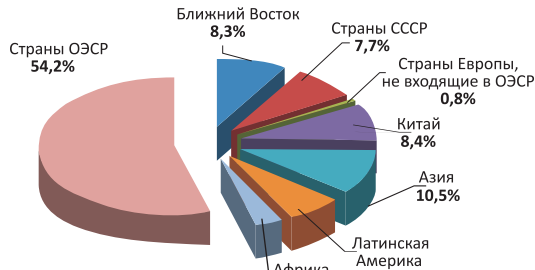
**ПРОИЗВОДСТВО НЕФТЕПРОДУКТОВ ПО СТРАНАМ**

1973 год



2 739 млн. т

2007 год



3 889 млн. т

Нефтеперерабатывающие мощности, нетто-экспортеры и нетто-импортеры сырой нефти и нефтепродуктов

Страна	Нефтеперерабатывающие мощности, тыс. барр/день	% от мировых мощностей
США	17 610	20,1
Китай	7 770	8,9
Страны бывшего СССР	7 740	8,8
Япония	4 680	5,3
Индия	3 590	4,1
Корея	2 610	3,0
Германия	2 420	2,8
Италия	2 340	2,7
Саудовская Аравия	2 100	2,4
Канада	2 040	2,3
Другие страны	34 800	39,7
<b>Всего в мире</b>	<b>87 700</b>	<b>100</b>

Данные 2008 года

Нетто-экспортер	Млн. т
Саудовская Аравия	387
Российская Федерация	351
Иран	137
Кувейт	117
Норвегия	109
Венесуэла	106
Нигерия	104
ОАЭ	104
Ангола	82
Ливия	73
Другие	601
<b>ВСЕГО</b>	<b>2 171</b>

Данные 2007 года

Нетто-импортер	Млн. т
США	607
Япония	235
Китай	183
Германия	107
Индия	105
Корея	103
Франция	91
Испания	79
Италия	77
Тайвань	49
Другие	617
<b>ВСЕГО</b>	<b>2 253</b>

Данные 2007 года

**ДОБЫЧА СЫРОЙ НЕФТИ В МИРЕ, МЛН. БАРР / ДЕНЬ**

Год	Страны Персидского залива	Избранные страны ОПЕК							
		Иран	Ирак	Кувейт	Нигерия	Саудовская Аравия	ОАЭ	Венесуэла	Всего по ОПЕК
1980	17,96	1,66	2,51	1,66	2,06	9,90	1,71	2,17	25,38
1981	15,25	1,38	1,00	1,13	1,43	9,82	1,47	2,10	21,22
1982	12,16	2,21	1,01	0,82	1,30	6,48	1,25	1,90	17,77
1983	11,08	2,44	1,01	1,06	1,24	5,09	1,15	1,80	16,57
1984	10,78	2,17	1,21	1,16	1,39	4,66	1,15	1,80	16,50
1985	9,63	2,25	1,43	1,02	1,50	3,39	1,19	1,68	15,37
1986	11,70	2,04	1,69	1,42	1,47	4,87	1,33	1,79	17,46
1987	12,10	2,30	2,08	1,59	1,34	4,27	1,54	1,75	17,71
1988	13,46	2,24	2,69	1,49	1,45	5,09	1,57	1,90	19,74
1989	14,84	2,81	2,90	1,78	1,72	5,06	1,86	1,91	21,40
1990	15,28	3,09	2,04	1,18	1,81	6,41	2,12	2,14	22,49
1991	14,74	3,31	0,31	0,19	1,89	8,12	2,39	2,38	22,48
1992	15,97	3,43	0,43	1,06	1,94	8,33	2,27	2,37	23,74
1993	16,71	3,54	0,51	1,85	1,96	8,20	2,16	2,45	24,46
1994	16,96	3,62	0,55	2,03	1,93	8,12	2,19	2,59	24,90
1995	17,21	3,64	0,56	2,06	1,99	8,23	2,23	2,75	25,54
1996	17,37	3,69	0,58	2,06	2,00	8,22	2,28	2,94	26,02
1997	18,10	3,66	1,16	2,01	2,13	8,36	2,32	3,28	27,29
1998	19,34	3,63	2,15	2,09	2,15	8,39	2,35	3,17	28,37
1999	18,67	3,56	2,51	1,90	2,13	7,83	2,17	2,83	27,22
2000	19,89	3,70	2,57	2,08	2,17	8,40	2,37	3,16	28,98
2001	19,10	3,72	2,39	2,00	2,26	8,03	2,21	3,01	28,16
2002	17,79	3,44	2,02	1,89	2,12	7,63	2,08	2,60	26,39
2003	19,06	3,74	1,31	2,14	2,28	8,78	2,35	2,34	27,98
2004	20,79	4,00	2,01	2,38	2,33	9,10	2,48	2,56	30,41
2005	21,50	4,14	1,88	2,53	2,63	9,55	2,54	2,56	31,87
2006	21,23	4,03	2,00	2,54	2,44	9,15	2,64	2,51	31,59
2007	20,67	3,91	2,09	2,46	2,35	8,72	2,60	2,43	31,21
2008	21,87	4,03	2,36	2,59	2,17	9,26	2,68	2,39	32,47

Год	Некоторые страны, не входящие в ОПЕК									Всего в мире
	Канада	Китай	Мексика	Норвегия	Страны бывшего СССР	Россия	Велико-британия	США	Всего по не ОПЕК	
1980	1,44	2,11	1,94	0,49	11,71		1,62	8,60	34,17	59,56
1981	1,29	2,01	2,31	0,47	11,85		1,81	8,57	34,83	56,05
1982	1,27	2,05	2,75	0,49	11,91		2,07	8,65	35,68	53,45
1983	1,36	2,12	2,69	0,61	11,97		2,29	8,69	36,69	53,26
1984	1,44	2,30	2,78	0,71	11,86		2,48	8,88	38,00	54,50
1985	1,47	2,51	2,75	0,77	11,59		2,53	8,97	38,60	53,97
1986	1,47	2,62	2,44	0,84	11,90		2,54	8,68	38,74	56,20
1987	1,54	2,69	2,55	0,98	12,05		2,41	8,35	38,92	56,63
1988	1,62	2,73	2,51	1,11	12,05		2,23	8,14	38,96	58,69
1989	1,56	2,76	2,52	1,48	11,72		1,80	7,61	38,40	59,79
1990	1,55	2,77	2,55	1,63	10,98		1,82	7,36	38,00	60,49
1991	1,55	2,84	2,68	1,87	9,99		1,80	7,42	37,71	60,19
1992	1,61	2,85	2,67	2,13		7,63	1,83	7,17	36,37	60,12
1993	1,68	2,89	2,67	2,28		6,73	1,92	6,85	35,71	60,17
1994	1,75	2,94	2,69	2,57		6,14	2,37	6,66	36,20	61,10
1995	1,81	2,99	2,62	2,77		6,00	2,49	6,56	36,85	62,38
1996	1,84	3,13	2,86	3,09		5,85	2,57	6,46	37,73	63,75
1997	1,92	3,20	3,02	3,14		5,92	2,52	6,45	38,45	65,74
1998	1,98	3,20	3,07	3,01		5,85	2,62	6,25	38,60	66,97
1999	1,91	3,20	2,91	3,02		6,08	2,68	5,88	38,70	65,92
2000	1,98	3,25	3,01	3,22		6,48	2,28	5,82	39,52	68,49
2001	2,03	3,30	3,13	3,23		6,92	2,28	5,80	39,94	68,10
2002	2,17	3,39	3,18	3,13		7,41	2,29	5,75	40,77	67,16
2003	2,31	3,41	3,37	3,04		8,13	2,09	5,68	41,45	69,43
2004	2,40	3,49	3,38	2,95		8,80	1,85	5,42	42,08	72,49
2005	2,37	3,61	3,33	2,70		9,04	1,65	5,18	41,87	73,74
2006	2,53	3,67	3,26	2,49		9,25	1,49	5,10	41,87	73,46
2007	2,62	3,73	3,08	2,27		9,44	1,50	5,06	41,80	73,01
2008	2,59	3,79	2,79	2,18		9,36	1,39	4,96	41,31	73,38

По материалам интернет-сайтов подготовила Виктория Яковлева



# ЭНЕРГЕТИКА. ОБЗОР СОБЫТИЙ В МИРЕ

## РОССИЯ

### НА РАЗРАБОТКУ ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В РОССИИ БУДУТ НАПРАВЛЕНЫ \$ 100 МЛРД.

В течение ближайших пяти лет российские власти планируют направить на разработку газовых месторождений около \$ 100 млрд. Текущая стоимость уже созданной в России газовой инфраструктуры (инфраструктура месторождений и газотранспортные системы), не считая инфраструктуры общего пользования, составляет \$ 700–900 млрд. Эти цифры были названы вице-премьером РФ Игорем Сечиным на церемонии вручения премии «Глобальная энергия» в рамках Петербургского международного экономического форума.

Вице-премьер РФ отметил, что альтернативы природному газу нет. Несмотря на дебаты о возможном замещении его газом из нетрадиционных источников, вызванные бурным ростом добычи сланцевого газа в США, относительно низок коэффициент извлечения последнего, высока себестоимость его добычи, а существенный рост объемов добычи пока отмечен только в одной стране.

Кроме того, согласно прогнозу Международного энергетического агентства доля нетрадиционных источников газа в структуре потребления к 2030 году не превысит 14–18%. В то же время, подчеркнул вице-премьер, у российского природного газа есть запас прочности по себестоимости на существующих месторождениях, а «Газпром» уже получил заявки от потребителей стран Азиатско-Тихоокеанского региона в объеме до 123 млрд. м<sup>3</sup> ежегодно.

### РОССИЯ И КАЗАХСТАН ПОДПИСАЛИ СОГЛАШЕНИЯ

В ходе встречи президентов РФ и Казахстана Дмитрия Медведева и Нурсултана Назарбаева Россия и Казахстан 5 июля подписали кредитное соглашение о

финансировании строительства третьего энергоблока Экибастузской ГРЭС-2. Стоимость соглашения составляет \$ 700 млн. Сейчас установленная энергетическая мощность станции – 1000 МВт, два ее энергоблока вырабатывают около 12 % всей электроэнергии, производимой в республике. Строительство третьего блока увеличит установленную мощность на 50 %.

Тогда же российская госкорпорация по атомной энергии «Росатом» и казахстанский НАК «Казатомпром» подписали меморандум об интеграции и сотрудничестве, который предусматривает создание совместного предприятия (СП) по продаже урана.

Ожидается, что СП будет продавать природный низкообогащенный уран конечным потребителям. Это предприятие – первый шаг в создании Объединенной российско-казахстанской компании в атомной сфере, которая должна занять прочные позиции на глобальном рынке ядерного топливного цикла.

Сторонами также подписано совместное заявление по проекту создания Центра по обогащению урана на территории России. В частности, предусмотрено участие казахстанской стороны в капитале Уральского электрохимического комбината – крупнейшем в мире предприятии по обогащению урана, входящем в состав «Росатома».

### РОССИЯ УВЕЛИЧИЛА ЭКСПОРТНЫЕ ПОШЛИНЫ НА НЕФТЬ НА \$ 15

С 1 августа Россия увеличила экспортные пошлины на нефть на \$ 15. Согласно принятому Правительством страны постановлению ставка возросла с \$ 248,8 до \$ 263,8 за тонну, сообщает БЕЛТА.

Экспортные пошлины на светлые нефтепродукты повышены с \$ 179,9 до \$ 190, на темные – с \$ 96,9 до \$ 102,4 за тонну. Пошлина на пропан, бутаны, этилен, пропилен, бутилен и бутадиен, прочие

сжиженные газы установлена в размере \$ 37,1 против действовавших в июле \$ 20,5 за тонну.

Нулевые экспортные пошлины установлены на нефтяной кальцинированный кокс.

## СТРАНЫ БАЛТИИ

### ЛИТВА ОТОДВИНУЛА СРОКИ СДАЧИ В ЭКСПЛУАТАЦИЮ БУДУЩЕЙ АЭС

12 августа Правительство Литвы внесло изменения в план мероприятий по реализации национальной энергетической стратегии, согласно которым срок сдачи в эксплуатацию будущей Висагинской атомной станции отодвинут на 5 лет – до 2020 года. Правительство Литвы решило назначить более реальные сроки ввода АЭС в эксплуатацию в связи с тем, что до сих пор не выбран инвестор атомной станции и не решены многие вопросы, связанные со строительством.

Литва планировала построить новую атомную электростанцию к 2015 году в сотрудничестве с партнерами – Латвией, Эстонией и Польшей. В настоящее время Литва намерена попросить потенциальных инвесторов АЭС представить свои предложения по строительству АЭС в сентябре, а самого инвестора планируется выбрать до конца текущего года. При этом Министр энергетики страны Арвидас Сякмокас не исключает, что станцию могут сдать и раньше 2020 года.

### В ЛИТВЕ РЕШЕНО ПОСТРОИТЬ ТЕРМИНАЛ ДЛЯ СЖИЖЕННОГО ГАЗА

Правительство Литвы приняло решение о строительстве терминала мощностью около 3 млрд. м<sup>3</sup> сжиженного газа в год. Разработка проекта поручена государственному предприятию «Клайпедос нафта». Считается, что терминал сжиженного газа для Литвы – второй по важности стратегический проект после строительства АЭС.

Существует несколько вариантов расположения терминала. Наиболее предпочтительным для Литвы считается танкер, из которого с помощью соединительного оборудования сжиженный газ можно перекачивать на берег. Оборудование такого танкера может занять около двух лет.

Одновременно анализируются возможности строительства в Литве белорусского терминала сжиженного газа.

### В ЛАТВИИ ПЛАНИРУЮТ ПОСТРОИТЬ ВЕТРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЮ В МОРЕ

Министерство экономики Латвии представило проект решения, согласно которому предприятию JK Energy будет разрешено установить ветряную электростанцию в море в районе Лиепаи.

Предполагается, что на первом этапе предприятие получит лицензию сроком на пять лет для реализации предварительного проекта – геологического изучения морского дна, проведения климатических измерений и т.д. Если этот этап будет успешным, JK Energy получит лицензию на создание парка ветряных электростанций сроком на 50 лет.

## СНГ

### УКРАИНА ПЛАНИРУЕТ ПРИВЛЕЧЬ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКУ € 4,3 МЛРД

Украина намерена привлечь на реализацию инвестиционных проектов в сфере электроэнергетики € 4,3 млрд. Сейчас на стадии запуска находятся пять инвестиционных проектов общей стоимостью € 1,46 млрд., из них € 1 млрд. планируется привлечь за счет кредитов международных финансовых организаций – Европейского банка реконструкции и развития (ЕБРР), Европейского инвестиционного банка (ЕИБ), Международного банка реконструкции и развития (МБРР).

В стадии разработки находятся три инвестиционных проекта общей стоимостью свыше € 2 млрд. В частности, это проект сводной программы повышения безопасности энергоблоков АЭС Украины (оценивается в € 1,448 млрд. за счет кредита ЕБРР и «Евратома»), проект строительства ВЛ 330 кВ Новоодесская – Арциз (кредит ЕИБ и ЕБРР под госгарантии), а также проект строительства Каховской ГЭС-2 (€ 300 млн., кредит ЕБРР под госгарантии).

Кроме того, в рамках программы реформирования энергетического сектора у МБРР планируется привлечь под госгарантии \$ 500 млн., разработан проект для привлечения целевых экологических инвестиций в сумме € 205 млн. для финансирования достройки первой очереди Днестровской ГАЭС, ведутся рабочие консультации с корпорацией Chint Electrics Co. и Экспортно-импортным банком Китая для определения условий кредитования инвестиционного проекта «Реконструкция электрических сетей напряжением 0,4 – 110 кВ и подстанций ОАО «Кримэнерго» стоимостью € 170 млн.

Минтопэнерго также рассчитывает привлечь до € 65 млн. в рамках механизмов Киотского протокола для реконструкции ГЭС «Укрэнерго», энергоблоков Бурштынской, Трипольской, Старобешевской и Славянской ТЭС.

Минтопэнерго отмечает, что на сегодня в сфере электроэнергетики уже реализуются шесть инвестиционных проектов общей стоимостью \$ 725 млн. и € 547,6 млн., из них в качестве кредитов ЕБРР, МБРР и ЕИБ привлечено € 419 млн. и \$ 431 млн.

### В ТАДЖИКИСТАНЕ ЗА ПОСЛЕДНИЕ ГОДЫ ПОСТРОЕНО БОЛЕЕ 180 МАЛЫХ ГЭС

За последние годы в горных регионах Таджикистана построено более 180 малых гидроэлектростанций, а также введены в строй ГЭС «Сангтуда-1» и «Памир-1». Быстрыми темпами идут строительные и восстановительные работы на больших гидроэлектростанциях «Сангтуда-2» и «Рогун». 28 июня заложен первый камень в основание фундамента ГЭС «Оксу-2», строительство которой будет осуществлено на основании Соглашения о финансовом сотрудничестве между Правительством Таджикистана и Германией, согласно которому для строительства данной гидроэлектростанции будет направлено около \$ 6,8 млн.

Строительство и ввод в строй гидроэлектростанции «Памир-1», «Хорог», а также гидроэлектростанции «Оксу» в Мургабском районе позволило обеспечивать потребности в электроэнергии области и Мургабского района лучше, чем в других регионах страны.

## СТРОИТЕЛЬСТВО НЕФТЕПРОВОДА ИРАН – АРМЕНИЯ НАЧНЕТСЯ ОСЕНЬЮ

Осенью начнутся работы по строительству нефтепровода Иран – Армения. Стоимость проекта оценивается в \$ 160–180 млн., причем финансирование Армения и Иран поделают поровну. Участие в строительстве нефтепродуктопровода примет также ОАО «Газпром» посредством своей дочерней компании ЗАО «АрмРосгазпром», которая обладает монопольным правом на поставку и распределение российского природного газа на внутреннем рынке Армении.

Армяно-иранская совместная рабочая группа завершает технические работы по установлению диаметра будущего нефтепродуктопровода из НПЗ в иранском городе Тебриз до армянского города Ерасх. По трубопроводу Армения будет транспортировать бензин и дизельное топливо.

Строительство нефтепровода позволит решить сразу несколько проблем: топливо будет закупаться по ценам стран Персидского залива, которые на \$ 15–20 за баррель ниже, чем у остальных продавцов; кроме того, это сократит транспортные расходы в 3–4 раза по сравнению с другими способами (автомобильным, железнодорожным, водным) транспортировки углеводородного сырья. Для строительства будет использована инфраструктура уже существующего газопровода Иран – Армения.

## В МИРЕ

### СОСТОЯЛАСЬ КОНФЕРЕНЦИЯ ЕВРЭЛЕКТРИК «НОВЫЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ МИР»

14–15 июня в г. Дублине (Ирландия) состоялась ежегодная конференция ЕВРЭЛЕКТРИК «Новый энергетический мир». В конференции приняли участие 480 делегатов – менеджеров электроэнергетической отрасли, представителей потребителей Европейской комиссии, регуляторов консалтинговых компаний и финансовых кругов.

Основной темой конференции был переход государств Европейского союза к «низкоуглеродной» энергетике и полный отказ к 2050 году от использования углеводородного сырья для выработки электрической энергии. Основой для такого перехода должны стать современные энергоэффективные технологии, в том числе интеллектуальные сети (Smart Grids) и интеллектуальная организация энергопотребления (Smart Metering). Предполагается, что важной составляющей генерации в Европе в будущем станут атомные электростанции как наиболее надежные и свободные от выбросов CO<sub>2</sub>.

Генеральный директор Генерального директората Европейской комиссии по действиям в сфере климата Джос Делбеке (Jos Delbeke) заявил, что считает поставленную цель по повышению к 2020 году доли возобновляемых источников в общей выработке электрической энергии до 20 % вполне выполнимой и что Европейская комиссия рассматривает как политическую цель возможность повышения этой доли до 30 %. Вице-президент ЕВРЭЛЕКТРИК, руководитель итальянской энергетической компании ENEL Фульвио Конти (Fulvio CONTI) считает, что цель по доведению доли ВИЭ в общей генерации до 20 % достижима не к 2020, а, возможно, к 2025 или 2030 году.

В рамках каждой сессии состоялись открытые обсуждения поднятых вопросов («панельные дискуссии») с участием ведущих экспертов и политических деятелей. В ходе конференции прошла рабочая встреча представителей Се-

кретариата ЕВРЭЛЕКТРИК и Исполнительного комитета ЭЭС СНГ. Следующая конференция ЕВРЭЛЕКТРИК состоится 13–14 июня 2011 года в г. Стокгольме (Швеция).

### В НИГЕРИИ ОБНАРУЖЕНО ШЕЛЬФОВОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ НЕФТИ

Специалистам Addax – дочернего предприятия китайской государственной нефтехимической корпорации Sinopec Corp.(China Petroleum & Chemical Corp) удалось обнаружить нефтяное месторождение на шельфе Нигерии. Согласно измерениям, из скважины потенциально можно будет добывать 3,4 тыс. баррелей нефти и 28,3 тыс. м<sup>3</sup> природного газа ежедневно.

Это первое месторождение, которое удалось разведать Sinopec в этом году. Таким образом Sinopec намеревалась расширить свои производственные мощности в Западной Африке и на Ближнем Востоке.

### ПОДКЛЮЧЕН К ЭЛЕКТРОСЕТИ ТРЕТИЙ ЭНЕРГОБЛОК АТОМНОЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ ЦИНЬШАНЬ (ВОСТОЧНЫЙ КИТАЙ)

В рамках расширения второй очереди атомной электростанции Циньшань в провинции Чжэцзян (Восточный Китай) к электросети подключен третий энергоблок. До настоящего времени на второй очереди Циньшаньской АЭС эксплуатировались два энергоблока. Проект по расширению второй очереди АЭС предусматривает установку на ней еще двух атомных энергоблоков мощностью по 650 тыс. кВт.

Введение в эксплуатацию третьего блока будет способно ежемесячно одновременно удовлетворить бытовое электропотребление более чем 1,4 млн. семей (из расчета по 300 кВт·ч на каждую семью). Расширение второй очереди Циньшаньской АЭС должно завершиться к концу 2011 года. Предполагается, что все четыре энергоблока будут ежегодно вырабатывать 18–20 млрд. кВт·ч электроэнергии.

### В ТАИЛАНДЕ БУДЕТ ПОСТРОЕНА КРУПНЕЙШАЯ В МИРЕ СОЛНЕЧНАЯ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯ

В Таиланде, в провинции Лопбури (150 км к северо-востоку от Бангкока) планируется построить крупнейшую в мире солнечную электростанцию. Возводить ее намерена японская фирма Mitsubishi Shoji. Кроме того, в реализации проекта примут участие еще несколько японских и тайландских предприятий. Тонкие солнечные панели будут поставлены с нового завода концерна Sharp в японском городе Сакаи в районе Осаки.

Ввод в эксплуатацию этого объекта намечен на конец 2011 года. Общие расходы на строительство гелиостанции, по предварительной оценке, составят 22 млрд. иен (около \$ 250 млн. по текущему курсу). Как отмечают эксперты, сооружение в Таиланде солнечной электростанции мощностью 73 тыс. кВт связано с растущим спросом на электроэнергию в азиатском регионе, демонстрирующем в последнее время весьма высокие темпы развития.

*По материалам международных информационных агентств, интернет-сайтов подготовила Вероника АНТОНОВА*