

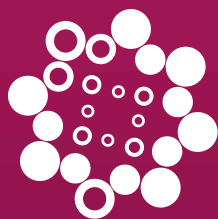
Министерство энергетики Республики Беларусь

Энергетическая Стратегия

№3 (57) май–июнь 2017

научно-практический журнал

ISSN 2310 - 6735



INNOPROM

10—13 Июля 2017

ГЛАВНАЯ ЭКСПОРТНАЯ ПЛОЩАДКА РОССИИ
г. Екатеринбург, МВЦ «Екатеринбург-ЭКСПО»

ТЕМА:

УМНОЕ ПРОИЗВОДСТВО ГЛОБАЛЬНЫЙ ПОДХОД

СТРАНА-ПАРТНЕР: **ЯПОНИЯ**

ОСНОВНЫЕ ТЕМАТИЧЕСКИЕ ТРЕКИ В 2017 ГОДУ:

- «Металлообработка»
- «Автоматизация промышленности. Робототехника»
- «Промышленный интернет»
- «Технологии для энергетики. Энергоэффективность»
- «Машиностроение и производство компонентов»

ОРГАНИЗАТОРЫ:

 **МИНПРОМТОРГ
РОССИИ**



ПРАВИТЕЛЬСТВО
СВЕРДЛОВСКОЙ
ОБЛАСТИ

FORMIKA

ГОРЯЧАЯ ЛИНИЯ
ПО ВОПРОСАМ УЧАСТИЯ:

8 800 700 82 31
www.innoprom.com

#ИННОПРОМ2017



ЧЕЛОВЕК И БЕЗОПАСНОСТЬ

8-Я МЕЖДУНАРОДНАЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА

19-21 сентября 2017

Беларусь, Минск

Защита жизни и здоровья людей

Охрана жилища и имущества

Обеспечение безопасных условий
на производстве, отдыхе и в дороге

Организатор:



ЭКСПОФОРУМ

www.expoforum.by

тел.: (+375 17) 314 34 30

e-mail: rel@expoforum.by

Лицензия на проведение «Экспофорум» - №0170034781



продолжается
ПОДПИСКА
на 2-е полугодие

Оформить подписку можно:



в любом почтовом
отделении

подписной индекс
009382



в редакции

по тел./факсу
+375 17 286-08-28
(многоканальный)



на сайте

energystrategy.by

БЕЛАРУСЬ ИГРАЕТ ВАЖНУЮ РОЛЬ В ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ХАРТИИ

По итогам Ашхабадского форума Международной энергетической хартии «На пути к многостороннему рамочному соглашению по транзиту энергоресурсов»



30–31 мая в столице Туркменистана состоялся Ашхабадский форум Международной энергетической хартии «На пути к многостороннему рамочному соглашению по транзиту энергоресурсов», в котором приняли участие министры, высокопоставленные должностные лица и ведущие эксперты из стран-членов и наблюдателей Международной энергетической хартии, международных энергетических и финансовых организаций, энергетических компаний и научно-исследовательских учреждений. Беларусь на форуме представлял заместитель Министра энергетики В.А. Закревский.

В рамках форума участники мероприятия обсудили вопросы трансграничного транспорта и транзита природного газа, растущую роль сжиженного природного газа в глобальной энергетической безопасности, поставки нефти на мировые рынки, а также вопросы трансграничной торговли электроэнергией и устойчивого развития.

Беларусь заинтересована в развитии международного сотрудничества по обеспечению мировой энергетической безопасности, заявил заместитель Министра энергетики В.А. Закревский, выступивший на форуме с докладом. Он подчеркнул, что подписав в 2015 году в Гааге Международную энергетическую хартию, Беларусь подтверждает свою готовность к продолжению развития международного сотрудничества по обеспечению мировой энергетической безопасности, которое должно способствовать максимально эффективному производству, транспортировке, распределению и использованию энергетических ресурсов на экономически обоснованной, социально приемлемой и экологически безопасной основе.

Немаловажную роль в содействии совместимости национальных и региональных энергетических систем и создании единого энергетического пространства играет геополитическое положение Беларуси и активная позиция страны в отношении «интеграции интеграций» стран Европейского союза и стран до-

говора о Евразийском экономическом союзе.

«В целях использования геостратегического потенциала республики, а также повышения экономической эффективности топливно-энергетического комплекса страны и обеспечения энергетической безопасности Беларусь расширяет сотрудничество в таких областях, как создание и участие в общих энергетических рынках, научные исследования и повышение квалификации кадров, развитие услуг в энергетической сфере, – сказал В.А. Закревский. – Стратегическое положение Беларуси для связи Запада и Востока, Севера и Юга создает предпосылки для выгодного обмена энергетическими ресурсами и их транзита через Беларусь в различных направлениях».

Он также отметил, что Беларусь сохраняет и поддерживает свои позиции в качестве надежного партнера по обеспечению бесперебойных поставок энергоносителей в Европейский союз и как надежный партнер и страна-транзитер открыта для содействия осуществлению инфраструктурных проектов, направленных на обеспечение глобальной и региональной энергетической безопасности с учетом в равной степени интересов всех государств – поставщиков, транзитеров и потребителей энергетических ресурсов.

«Ашхабадский форум Международной энергетической хартии является важной

политической платформой для обозначения национальных интересов по региональному развитию энергетического рынка. Беларусь реализует немало энергетических проектов, ключевым из которых является строительство Белорусской АЭС», – отметил В.А. Закревский. Он обратил внимание на важность совместимости энергопроектов с партнерами из других стран и эффективного сотрудничества с ними.

В ходе форума заместитель Министра энергетики Беларуси провел в Ашхабаде переговоры с генеральным секретарем Международной энергетической хартии Урбаном Руснаком. Основное внимание было уделено подготовке многостороннего рамочного соглашения по транзиту энергоресурсов. Достигнута договоренность, что секретариат Хартии направит проект соглашения в Евразийскую экономическую комиссию, поскольку документ затрагивает интересы добывающих, потребляющих и транзитных стран.

Генеральный секретарь Международной энергетической хартии Урбан Руснак отметил, что Беларусь играет важную роль в ее деятельности и принимает широкое разноплановое участие в мероприятиях организации. Урбан Руснак также обратил внимание на сотрудничество по линии ЕС – Энергетическая хартия, в рамках которого в Беларуси осуществляются проекты с привлечением технической помощи.

Учредитель
**МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ
РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ**

Редакционная коллегия:

Закревский В.А.	к.т.н., заместитель Министра энергетики Республики Беларусь (председатель)
Каранкевич В.М.	первый заместитель Министра энергетики Республики Беларусь
Бородуля В.А.	член-корр. НАН Беларуси, д.т.н., профессор, зав. лабораторией Института тепло-и массообмена им. А.В. Лыкова НАН Беларуси
Воронов Е.О.	генеральный директор ГПО «Белэнерго»
Клявза В.И.	начальник отдела охраны труда ОАО «Центроэнергомонтаж»
Кордуба В.Г.	инженер-теплоэнергетик, заслуженный работник промышленности Республики Беларусь
Лиштван И.И.	д.т.н., академик НАН Беларуси, главный научный сотрудник Института природопользования НАН Беларуси
Малашенко М.П.	заместитель председателя Госстандарта – директор Департамента по энергоэффективности
Майоров В.В.	генеральный директор ОАО «Газпром трансгаз Беларусь»
Рудинский Л.И.	генеральный директор ГПО «Белтопгаз»
Русан В.И.	д.т.н., профессор БГАТУ
Рыков А.Н.	к.т.н., директор РУП «Белнипиэнергопром»
Седнин В.А.	д.т.н., профессор, заведующий кафедрой БНТУ (заместитель председателя)
Стриха И.И.	д.т.н., профессор, почетный энергетик Республики Беларусь
Якубович П.В.	директор РУП «БЕЛТЭИ»

НОВОСТИ

ТЭК Беларуси	4
Мировая энергетика. Факты. Прогнозы. Аналитика	7

ПРИОРИТЕТЫ

Шенец Л.В., Директор Департамента энергетики Евразийской экономической комиссии Формирование общих энергетических рынков Евразийского экономического союза	11
--	----

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

Е.П. Забелло, д.т.н., профессор кафедры электрооборудования БГАТУ, Кирплук М.Р., к.т.н., ведущий научный сотрудник РУП «БЕЛТЭИ» Совершенствование подходов к расчетам показателей непрерывности электроснабжения	15
--	----

Молочко А.Ф., заведующий отделом общей энергетики РУП «БЕЛТЭИ», Молочко Ф.И., к.т.н., главный специалист отдела Оценка возможности использования новых типов электроаккумуляторов для регулирования нагрузки энергосистемы	20
--	----

Телюк Н.Е., инженер отдела режимной автоматики и электрических систем РУП «Белнипиэнергопром», Телюк И.Е., инженер отдела Идеальный режим работы нейтралы	22
---	----

Куличенков В.П., к.т.н., доцент, Чайковский А.З., начальник службы электрических режимов РУП «ОДУ» Снижение потерь электроэнергии путем увеличения коэффициента мощности	28
--	----

Суслов С.Ю., к.т.н., заведующий лабораторией водно-химических режимов ОАО «ВТИ», Кирилина А.В., к.т.н., заведующая отделением водно-химических процессов, Еремина Е.В., младший научный сотрудник, Зезюля Т.В., инженер, Одинцова Ю.Д., инженер, Соколова Е.А., младший научный сотрудник, Суслов И.С., младший научный сотрудник, Тимофеев Н.В., техник Комплексные реагенты на основе аминов	32
--	----

ЯДЕРНАЯ ЭНЕРГЕТИКА

Высоцкий В.С., к.т.н., начальник отдела научно-технической политики и нормативно-правового обеспечения Департамента по ядерной энергетике Министерства энергетики Республики Беларусь О научном сопровождении строительства атомной электростанции в Республике Беларусь	38
--	----

БЛОКНОТ ГЛАВНОГО ЭНЕРГЕТИКА

Уласик Д.М., начальник РИ-2 ММРОЭУ филиала «Энергонадзор» РУП «Минскэнерго» Методы измерения петли «фаза-ноль»	41
--	----

Киселев Н.Н., начальник энергоинспекции филиала «Энергонадзор» РУП «Гомельэнерго», Леонова Ю.Н., государственный инспектор Гомельского МРО Автоматизация работы абонентских вводов	43
---	----

ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ЭНЕРГОНАДЗОР

Дмитриев А.В., инспектор энергоинспекции Могилевского МРО филиала «Энергонадзор» РУП «Могилевэнерго»,
Горбатенко Е.Н., инспектор энергоинспекции Могилевского МРО
Системы автоматического регулирования и дистанционного контроля теплопотребления45

Киселев Н.Н., начальник энергоинспекции филиала «Энергонадзор» РУП «Гомельэнерго»,
Житко О.Л., заместитель начальника энергоинспекции
Особенности функционирования и допуска в эксплуатацию когенерационных установок48

ГАЗОСНАБЖЕНИЕ

Струцкий Н.В., заместитель начальника управления систем газоснабжения ГПО «Белтопгаз»,
Васильев В.Ю., заместитель главного инженера УП «Витебскоблгаз»
Единая автоматизированная система ГПО «Белтопгаз». От идеи к результату52

ВЫСТАВКИ, СЕМИНАРЫ, КОНФЕРЕНЦИИ

Селина А.А.
Курс на инвестиции и инновации55
По итогам XX международной специализированной выставки «ТехИнноПром»

Беларусь строит самую надежную и безопасную атомную электростанцию58
По итогам международной конференции ВАО АЭС «Поддержка новых энергоблоков АЭС»

В Беларуси создано полноценное национальное информационное пространство60
По итогам XXI Международной специализированной выставки «СМИ ў Беларусі»

МЕЖДУНАРОДНЫЙ ОПЫТ

Авчинников А.Б., ст. преподаватель Международного государственного экологического института им. А.Д. Сахарова БГУ
Энергетическая политика Китая на современном этапе61

СТАНДАРТИЗАЦИЯ В ЭНЕРГЕТИКЕ

Национальный фонд ТНПА – энергетике64

Издается с января 2008 года

Энергетическая безопасность**Традиционная и ядерная энергетика****Газоснабжение и торфяная промышленность****Возобновляемая и малая энергетика****Энергоэффективность и экология****Редакция:**

Главный редактор Федосеенко Н.В.

Зам. главного редактора Гончар О.В.

Редакторы Селина А.А.,
Моисеева Е.Н.

Компьютерный дизайн и верстка Яценко О.А.

Корректор Лемехова Д.Д.

Реклама Бричкалевич А.А.

Уважаемые рекламодатели!

По вопросам размещения рекламы обращайтесь по тел.: (+375 17) 286-08-28
VELCOM (+375 29) 399-11-04
МТС (+375 33) 319-11-04

В соответствии с приказом ВАК Республики Беларусь от 20 марта 2015 года № 81 научно-практический журнал Министерства энергетики Республики Беларусь «Энергетическая стратегия» включен в Перечень научных изданий Республики Беларусь для опубликования результатов диссертационных исследований.

Адрес редакции:

220029, г. Минск, ул. Чичерина, 19

Тел./факс: (+375 17) 286-08-28

Тел.: (+375 17) 293-46-82

e-mail: info@energystrategy.by

2934682@mail.ru

www.energystrategy.by

Цена свободная

Свидетельство о регистрации журнала
№ 931 от 27.08.2010.

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

Отпечатано в ГОУПП «Гродненская типография».

230025, г. Гродно, ул. Полиграфистов, 4.

ЛП №02330/39 до 29.03.2019.

Печать офсетная. Бумага мелованная.

Подписано в печать 20.06.2017 г., формат 60х90%, тираж 1450 экз., заказ № 3109.

ТЭК БЕЛАРУСИ

Страны СНГ подписали соглашение об использовании атомной энергии

В ходе заседания Совета глав правительств СНГ, которое состоялось в г. Казани 26 мая, страны Содружества подписали соглашение о сближении подходов по нормативно-правовому и нормативно-техническому регулированию, оценке соответствия, стандартизации, аккредитации и метрологическому обеспечению в области использования атомной энергии в мирных целях. Соглашение направлено на выработку согласованной политики и определение основных направлений деятельности в сфере технического регулирования в области использования атомной энергии в мирных целях.

Документ закрепляет общие принципы сотрудничества: приоритет обеспечения ядерной и радиационной безопасности при установлении и применении обязательных требований; обеспечение единства систем идентификации, классификации и кодирования; обязательность оценки соответствия; установление требований с учетом рекомендаций МАГАТЭ и других международных организаций; возможность взаимного или одностороннего признания результатов аккредитации органов по оценке соответствия; обеспечение единства измерений.

Соглашение будет способствовать сближению подходов государств – участников СНГ к обеспечению ядерной и радиационной безопасности объектов использования атомной энергии.

МАГАТЭ опубликовало отчет об оценке внешних рисков на БелАЭС

При выборе площадки и проектировании БелАЭС Беларусь предприняла все шаги, чтобы адекватно учесть все аспекты безопасности, включая риски внешних воздействий. Таков основной вывод доклада МАГАТЭ по итогам SEED-миссии, которая работала по приглашению Беларуси в январе текущего года. В отчете также отмечено, что параметры площадки учтены в проекте Белорусской АЭС, программы мониторинга воздействия на атомную станцию надлежащим образом отражены в предварительном отчете по обоснованию безопасности БелАЭС. Также эксперты пришли к выводу, что были приняты соответствующие меры в отношении внешних воздействий с учетом опыта аварии на АЭС «Фукусима». При этом Беларуси дан ряд рекомендаций, в основном – по должному оформлению документации об анализе устойчивости АЭС.

Беларусь передала отчет по итогам SEED-миссии в Еврокомиссию. С текстом доклада можно ознакомиться на сайте Минэнерго.

В Беларуси разрабатывается стратегия обращения с отработанным ядерным топливом

В ходе состоявшегося 26 мая визита глав и сотрудников дипломатических представительств, аккредитованных в Республике Беларусь и Литве, на строительную площадку Белорусской АЭС заместитель Министра энергетики М.И. Михадюк сообщил, что в Беларуси до конца года будет утверждена стратегия обращения с отработанным ядерным топливом (ОЯТ). Отвечая на вопросы дипломатов, заместитель Министра отметил: Беларусью заключено межправительственное соглашение с Россией, которым предусмотрено, что Россия примет на переработку ОЯТ с БелАЭС. Согласно законодательству РФ продукты переработки могут храниться на ее территории до 20 лет. По окончании этого периода Беларусь построит собственное хранилище. При этом заместитель Министра подчеркнул, что технологий окончательного захоронения ядерного топлива сегодня в мире нет.



Что касается эксплуатационных отходов, то проектом станции предусмотрены места и условия хранения таких отходов в объеме, вырабатываемом в течение 10 лет. «Правительством утверждена стратегия обращения с радиоактивными отходами, которая предусматривает, что мы после десятилетнего срока хранения таких отходов на станции будем строить отдельное хранилище», – сообщил заместитель Министра.

М.И. Михадюк также отметил, что Беларусь готова ответить на все вопросы, касающиеся возведения первой белорусской АЭС. Визит представителей дипломатического корпуса на площадку строительства БелАЭС призван еще раз продемонстрировать ответственный и транспарентный подход белорусской стороны к реализации проекта.

Подписан Меморандум о сотрудничестве с Китаем

24 мая в г. Минске состоялось подписание Меморандума о сотрудничестве между Министерством энергетики Республики Беларусь и Китайской машиностроительной инженеринговой корпорацией (СМЕС) в области энергетики. С белорусской стороны документ подписал заместитель Министра энергетики Беларуси М.И. Михадюк, с китайской – председатель Совета директоров СМЕС Бай Сунь.

Стороны договорились сотрудничать по таким приоритетным направлениям, как производство электрической и тепловой энергии; передача, распределение электроэнергии; модернизация электростанций; альтернативная энергетика; обмен опытом и технологиями и др.

В качестве генерального подрядчика СМЕС успешно реализован ряд значимых для Беларуси проектов в сфере энергетики, в том числе строительство «под ключ» двух ПГУ мощностью 427 МВт каждая на Березовской и Лукомльской ГРЭС, подстанции ПС 110 кВ «Технопарк» на территории Китайско-Белорусского индустриального парка. По результатам испытаний, проведенных на данных объектах, достигнуты все установленные контрактами гарантированные показатели. В настоящее время компания завершает реализацию в Беларуси инвестиционного проекта «Реконструкция Гомельской ТЭЦ-1 с созданием блока ПГУ-35, с установкой ГТУ-25, котла-утилизатора и паровой турбины», который осуществляется за счет заемных средств Всемирного банка.

Установлены квоты на создание установок по использованию возобновляемых источников энергии на 2020 год

В Министерстве энергетики 2 мая состоялось заседание Республиканской межведомственной комиссии по установлению и распределению квот на создание установок по использованию возобновляемых источников энергии (ВИЭ).

На 2020 год установлены квоты на создание установок по использованию ВИЭ суммарной электрической мощностью 56,245 МВт, в том числе по видам: с использованием энергии биогаза – 2,72 МВт, энергии ветра – 2,5 МВт, энергии солнца – 5,025 МВт, энергии естественного движения водных потоков – 33,0 МВт, энергии древесного топлива и иных видов биомассы – 13,0 МВт.

Решение принято в соответствии с постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 6 августа 2015 года

№ 662 в редакции постановления Совета Министров Республики Беларусь от 26 апреля 2017 года № 305.

Новогрудская ВЭС досрочно преодолела рубеж проектной выработки электроэнергии

Новогрудская ветроэлектрическая станция 8 июня досрочно выработала проектный годовой объем электроэнергии, составивший 18 млн 450 тыс. кВт·ч. Заявленная выработка электроэнергии позволила сэкономить 2303 т у.т., или 2,02 млн м³ газа, сократив при этом выбросы вредных веществ. В денежном выражении экономия составила порядка \$ 340 тыс.



Годовой выработки электроэнергии Новогрудской ВЭС достаточно, чтобы обеспечить потребление населения г. Новогрудка, в котором проживает 31 тыс. человек, в течение года или же покрыть годовую потребность в энергии одного из таких известных производителей Гродненской области, как ОАО «Беллакт», ОАО «Лидахлебпродукт», ОАО «Лидское пиво», ОАО «Скидельский сахарный комбинат».

Разработка концепции, предпроектная проработка, проектирование, строительство ветростанции, монтаж и наладка оборудования выполнялись исключительно белорусскими организациями: РУП «Гродноэнерго», РУП «Белэнергосеть-проект», ОАО «Белэлектромонтажналадка», ОАО «Запад-электросетьстрой» и др. Оборудование было поставлено китайской компанией HEAG, что стало закономерным продолжением сотрудничества РУП «Гродноэнерго» с энергетическими компаниями КНР.

В Минске состоялась седьмая сессия Совещания сторон Конвенции Эспо

С 13 по 16 июня Республика Беларусь выступила в качестве принимающей стороны седьмой сессии Совещания сторон Конвенции об оценке воздействия на окружающую среду в трансграничном контексте и третьей сессии Совещания сторон Конвенции об оценке воздействия на окружающую среду в трансграничном контексте, действующего в качестве Совещания сторон Протокола по стратегической экологической оценке.

В мероприятиях приняли участие около 200 представителей из 45 государств – членов Конвенции Эспо, в том числе Министры, заместители Министров природоохранных и иных ведомств, а также высокопоставленные должностные лица международных организаций и финансовых институтов, общественности. В ходе совещания обсуждалась роль Конвенции Эспо и Протокола по стратегической экологической оценке в решении проблемы изменения климата.

На итоговом совместном заседании высокого уровня была принята Минская декларация. Реализация ее положений будет содействовать достижению целей в области устойчивого развития к 2030 году, усилению роли Конвенции Эспо и Протокола по стратегической экологической оценке в решении ключевых проблем (таких как изменение климата и утрата биологического разнообразия), а также интеграции экологических решений в рациональную политику в сфере энергетики, транспорта, сельского хозяйства, обращения с отходами и др.

Торфяная отрасль динамично развивается

В начале июня Министр энергетики Республики Беларусь В.Н. Потупчик посетил с рабочим визитом ПУ «Витебскторф» унитарного предприятия «Витебскоблгаз». В мероприятии также приняли участие председатель Палаты представителей Национального собрания В.П. Андрейченко, председатель Витебского облисполкома Н.Н. Шерстнев, генеральный директор ГПО «Белтопгаз» Л.И. Рудинский и другие должностные лица.

В ходе визита Министр отметил, что производство торфяных грунтов – хороший пример рационального использования природного богатства страны. Производство в Докшицком районе ориентировано на выпуск таких грунтов, в ассортименте около 60 видов продукции. «Делать ставку только на торфобрикеты сейчас абсолютно неправильно, – отметил Министр. – На рынке востребованы и другие виды продукции из торфа. Если ориентироваться на разработки наших ученых, то из такого ископаемого, как торф, можно получить более 100 видов продукции».



В.Н. Потупчик подчеркнул, что 75 % витебских грунтов уходят на внешние рынки, меняется в лучшую сторону и экономика торфобрикетных предприятий. Министр отметил, что торфяная отрасль прочно встала на ноги. «Мы будем и в дальнейшем развивать производство, модернизировать его, с тем чтобы быть конкурентоспособными на рынке, будем и дальше сотрудничать с нашими цементными заводами, использовать торф в большой энергетике, ЖКХ. То есть у нас достаточно точек вложений для того, чтобы топливная промышленность динамично развивалась», – констатировал Министр энергетики Беларуси.

Подготовлено по материалам Минэнерго, ГПО «Белэнерго», информагентств, собственных корреспондентов

УП «МИНГАЗ» – 60 ЛЕТ



2 июня коллектив УП «МИНГАЗ» торжественно отметил свой 60-летний юбилей.

Почти шесть десятков лет назад был газифицирован сжиженным углеводородным газом первый в столице многоквартирный дом. На протяжении этих десятилетий «МИНГАЗ» надежно обеспечивает бесперебойное и безопасное газоснабжение предприятий, организаций и жилых домов г. Минска и Минского района. Сегодня это динамично развивающееся предприятие, которое обслуживает более 5300 км газопроводов, 777 газораспределительных пунктов, имеет развитую материально-техническую и инженерную инфраструктуру. На предприятии трудится более 1620 человек. Неотъемлемая часть работы «МИНГАЗА» – модернизация и внедрение современных технологий.

Коллектив УП «МИНГАЗ» поздравил Министр энергетики Республики Беларусь В.Н. Потупчик. Он положительно оценил вклад предприятия в развитие газоснабжения в республике и выразил уверенность в том, что накопленный кадровый и технический потенциал позволит УП «МИНГАЗ» и в будущем успешно решать задачи по дальнейшему совершенствованию системы газоснабжения, внедрению инновационных энергосберегающих технологий, повышению конкурентоспособности и пожелал работникам предприятия крепкого здоровья, стабильности, новых трудовых успехов и достижений.

К юбилею было приурочено торжественное открытие центра по обслуживанию юридических и физических лиц УП «МИНГАЗ» по адресу ул. Ботаническая, 11, которое будет предоставлять широкий спектр услуг и консультаций, а также демонстрация технического оснащения предприятия, одной из новинок которого является Инфомобиль, предназначенный для выезда в отдаленные населенные пункты (садовые товарищества) Минского района в целях проведения инструктажа по безопасному пользованию газом в быту, консультаций по эксплуатации бытового газоиспользующего оборудования и заключению договоров на газоснабжение и техническое обслуживание, сверки начислений за потребленный газ и техническое обслуживание, а также и непосредственного проведения оплаты.

МИРОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА

ФАКТЫ. ПРОГНОЗЫ. АНАЛИТИКА

ОПЕК продолжит сокращать добычу нефти

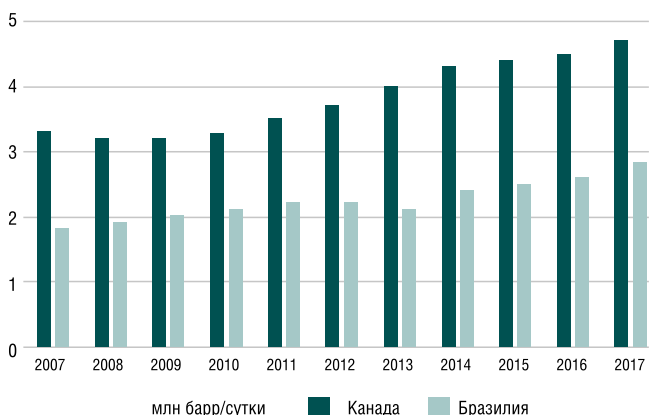
В общей сложности 24 страны, контролирующие 60 % нефтедобычи, договорились, что продолжат до конца марта 2018 года поддерживать ее уровень на 1,8 млн барр. в день ниже, чем в прошлом году. Сделку также согласовали страны, не входящие в ОПЕК.

Соглашение работает. В III квартале запасы нефти начнут сокращаться ускоренными темпами и снизятся до среднего значения за последние пять лет (цели ОПЕК) в I квартале 2018 года. Но это позволит добытчикам в США, а также другим крупным производителям (Канаде, Бразилии и Норвегии) наращивать добычу, что увеличивает избыток предложения.



Сколько добывается нефти

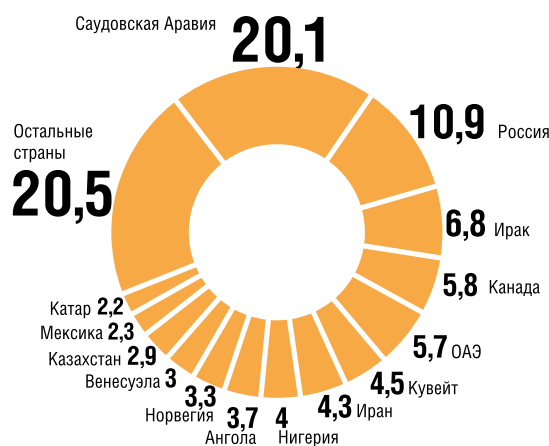
Если не учитывать США и 24 участника соглашения о сокращении добычи нефти, то другие пять крупнейших ее производителей должны нарастить добычу в совокупности примерно на 300 тыс. барр. в день, выявил проведенный WSJ опрос специалистов. Ожидается, что особенно быстро будут увеличивать свою нефтедобычу в этом году Канада и Бразилия – 7-й и 10-й производители в мире. Норвегия и Великобритания тоже должны нарастить производство нефти, но в меньших количествах. Из этих пяти стран добыча в этом году должна сократиться только у Китая.



Добыча нефти в Канаде и Бразилии

Канада и Бразилия увеличивают свою добычу в основном благодаря запуску давно запланированных проектов. В Канаде в этом году она может вырасти примерно на 200 тыс. барр. в день – до рекордных 4,7 млн барр. в день (согласно

опросу WSJ). Как и разработчики сланцевых месторождений в США, канадские нефтяники повысили эффективность своих операций и сократили издержки. Так, компания Cenovus, один из крупнейших производителей на нефтеносных пещерах, в 2014–2016 годах снизила операционные издержки на 30 % и намерена удвоить свою добычу в текущем году путем введения дополнительных мощностей и поглощения конкурентов.



Структура долларовых доходов от экспорта нефти по странам, %

В Бразилии добыча может увеличиться в текущем году в среднем на 212 тыс. – до 2,8 млн барр. в день, показал опрос WSJ. При этом в Бразилии находится до 50 млрд барр. извлекаемых запасов, что позволило ей привлечь многомиллиардные инвестиции таких гигантов, как Royal Dutch Shell и Total. По мнению некоторых аналитиков, страна может стать пятым по величине производителем нефти к 2025 году, уступив только Саудовской Аравии, России, США и Ираку.

Но рост добычи в Бразилии и Канаде, в конечном счете, зависит от того, насколько успешным окажется соглашение ОПЕК. Если цены вырастут слишком резко, эти страны сильно нарастят добычу, из-за чего снова возникнет большой избыток предложения.

Термоядерная и солнечная энергетика на пути усиленного развития

Согласно исследованиям «Глобальная энергия будущего: перспективы развития топливно-энергетического баланса», проведенным ассоциацией «Глобальная энергия», к середине нынешнего века нефть и уголь начнут терять свой вес в мировой энергетике. Это обусловлено тенденцией к более динамичному развитию чистой энергетики, а также отчасти постепенным снижением объемов добычи: к 2100 году доля нефти и угля в мировом топливно-энергетическом балансе составит 2,1 % и 0,9 % соответственно. По мнению экспертов, будущее – за солнечной энергетикой: ее доля с 7,4 % в 2035 году вырастет в 2,5 раза к 2065 году и превысит 25 % к 2100 году.

В свою очередь, на путь усиленного развития к 2050 году вступит термоядерная энергетика. К 2100 году ее доля в общем объеме энергетического рынка превысит 11 %. Более половины опрошенных респондентов предположили, что в 50-летней перспективе первые работающие термоядерные реакторы не только станут индикатором освоения человечеством новых технологий, но и повлекут за собой рост мирового предложения энергии над спросом.

В исследовании также обозначены основные тенденции развития отрасли и ключевые игроки мировой энергетики в ближайшем будущем. Эксперты предполагают, что через 15 лет крупнейшим производителем топливно-энергетических ресурсов будет США (24 %), второе место займет Россия (21 %), третье – Китай (16 %). Через 50 лет на первое место выйдет Россия (19 %), на второе переместится Китай (18 %), США займет третье место (17 %). Что касается прогноза ситуации через 90 лет, то Китай станет лидером (20 %), а Россия и США будут занимать вторую и третью строчки рейтинга (16 % и 14 % соответственно).



Ученым также удалось определить основные препятствия для развития топливно-энергетического комплекса в ближайшей перспективе. Развитие ископаемых источников энергии будет ограничиваться растущим неприятием данной формы энергии (по мнению 34 % опрошенных) и необходимостью реструктуризации использования данных ресурсов из-за текущей экономической ситуации (21 %). Почти треть опрошенных считает, что развитие возобновляемых источников энергии сдерживает конкуренция со стороны других форм источников энергии. Наконец, 32 % ученых убеждены, что использование ВИЭ могут быть эффективным способом борьбы с нехваткой электроэнергии в ближайшие десятилетия, но этому мешает прежде всего высокая стоимость введения мощностей в эксплуатацию. При этом, как ожидают эксперты, в ближайшие 50 лет будут активно развиваться такие направления, как биоэнергетика и новые технологии в области термоядерной энергетике.

Китай не в состоянии потреблять энергию альтернативных источников

В Китае обостряется проблема неэффективного использования возобновляемых источников энергии. В докладе Института планирования и инженерии энергосистем Китая отмечено, что в 2016 году невостребованной оказалась значительная доля электричества, генерируемого ветровыми (20 %) и солнечными (17 %) электростанциями страны. При этом в возобновляемой энергетике Китая складывается странная ситуация:

в стране установлено практически вдвое больше ветряков, чем в США, но из-за неэффективной работы энергосистемы они дают меньше энергии, чем американские. Причиной проблемы стала неспособность энергетиков интегрировать возобновляемые источники энергии в национальную электросеть. Комплексное решение проблемы пока не найдено. Чтобы не допустить роста ее масштабов, властям предложено прекратить строительство ветровых и солнечных электростанций в регионах, где потребляется более 1 % электричества от ветроустановок, и более 5 % – от солнечных электростанций.

В то же время Китай продолжит строительство АЭС внутри континента до 2020 года. Уже начаты подготовительные работы на замороженных ранее объектах. В марте 2011-го после взрыва на японской АЭС «Фукусима» был введен мораторий на возведение всех атомных электростанций в стране. Год спустя возобновилось их строительство на побережье КНР. Сейчас власти заявляют о скором снятии запрета на сооружение АЭС внутри материка. Прежде всего речь идет о возобновлении работ на площадках в провинциях Хунань, Хубэй и Цзянси. В общей сложности предполагается возвести до 30 АЭС в 10 континентальных провинциях КНР.

Сегодня в КНР действуют 35 атомных энергоблоков и строится еще 21. Ежегодно КНР планирует вводить в строй по 6–8 энергоблоков, к 2030 году их количество превысит 110.

Положено начало новой углеводородной революции

Китайские нефтяники добыли со дна Южно-Китайского моря «горючий лед» – гидрат природного газа. Из месторождения, расположенного на глубине свыше 1200 м от поверхности моря и еще около 200 м от поверхности дна, в течение 8 дней было получено более 120 тыс. м³ газа с содержанием метана до 99,5 %. Эксперты считают, что это событие сопоставимо по масштабам со сланцевой революцией в США: в официальном сообщении оно названо «историческим прорывом», который повлияет на развитие всей энергетики.



Работы по добыче этого природного ресурса ведутся и другими странами. В 2008 году тестовая добыча газогидратов проводилась на канадском месторождении Маллик (за шесть дней было добыто 13 тыс. м³ газа). В начале 2000-х годов реализацию государственной программы по освоению газогидратных месторождений начала Япония, где был создан исследовательский консорциум МН21. В феврале 2012 года Японская национальная корпорация по нефти, газу и металлам

(JOGMEC) провела пробное бурение скважин в Тихом океане, а в марте 2013-го – первой в мире приступила к тестовому извлечению метана из газогидратов в открытом море. В течение шести дней было получено порядка 120 тыс. м³ метана. Следующий тест запланирован на ближайшее время. Полномасштабное освоение месторождения страна планирует начать в 2018 году после разработки пригодной для промышленного использования технологии добычи.

Между тем эксперты считают, что о прорыве можно будет говорить тогда, когда какая-то из стран начнет промышленную добычу газогидратов. У той же Японии с момента первого теста уйдет на это порядка семи лет, считают аналитики. К тому же Китай ничего не сообщил об экономике добычи. Известно, что у японцев себестоимость добычи газогидратов варьируется в интервале \$ 8–30 за МБТЕ, в то время как текущая и среднесрочная прогнозная цена газа в Азиатско-Тихоокеанском регионе находится ниже этого уровня (\$ 5–7 МБТЕ).

На архипелагах акватории Южно-Китайского моря, в которой начата добыча гидратов, по данным исследований, сосредоточены большие запасы нефти, газа и тех же гидратов. Из 1 м³ «горючего льда» можно получить более 160 м³ метана.

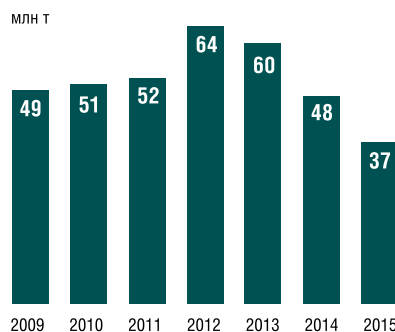
По некоторым оценкам, мировые запасы газогидратов на порядок превышают запасы обычного природного газа, однако точный объем этих запасов ученые оценивают по-разному: от 2,5 тыс. до 20 тыс. трлн м³. К настоящему времени месторождения газогидратов обнаружены вблизи берегов США, Канады, Коста-Рики, Гватемалы, Мексики, Японии, Южной Кореи, Индии и Китая, а также в Средиземном, Черном, Каспийском и Южно-Китайском морях. Однако освоение газогидратных месторождений осложняется высокой стоимостью добычи.

Великобритания планирует отказаться от угля

В апреле Великобритания впервые за 135 лет целые сутки не использовала электричество, произведенное работающими на угле электростанциями. Первая страна, которая стала применять уголь для производства электроэнергии, теперь стоит на пороге того, чтобы стать первой крупной экономикой, полностью отказавшейся от этого энергоресурса.

Доля угля в электрогенерации страны сокращается уже давно. Всего два года назад на него приходилось 23 % электричества, произведенного в Соединенном Королевстве, а теперь – лишь 9 %. Энергосистема Шотландии уже год не использует уголь. По данным National Grid, в день отказа от угля работающие на газе электростанции обеспечили 47 % электроэнергии, АЭС и ветровые – по 18 %, солнечные – около 10 %, а 6 % электричества было получено из биомассы.

Последние годы Великобритания делает ставку на производство электроэнергии из возобновляемых источников. Сначала правительство предоставляло субсидии энергокомпаниям. Но благодаря новым технологиям себестоимость производства на суше ветровой и солнечной энергии существенно снизилась. В 2015 году энергия от ветроустановок в Великобритании стала самой дешевой для производства даже без учета госсубсидий. Теперь очередь за шельфовыми ветровыми станциями, энергия которых всего три года назад была дороже ядерной и порой вдвое дороже наземных ветростанций.



Потребление угля в Великобритании

Эксперты считают, что снижение потребления угля станет общемировой тенденцией. Производство электроэнергии из возобновляемых источников в мире будет быстро расти, что приведет к снижению доли угля в электрогенерации, а с другой стороны – позволит газу, как более чистому источнику энергии, сохранить свои позиции, считает Марк Шварц, руководитель аналитического подразделения S&P Global Platts.

В Черном море началось строительство газопровода «Турецкий поток»

Проект газопровода «Турецкий поток» вступил в этап практической реализации – началась укладка морской части трубопровода

Работа стартовала 7 мая у российского побережья. Укладку ведет судно «Audacia» компании Allseas – подрядчика строительства обеих ниток морского участка газопровода. Судно также будет использоваться для протягивания труб с берега через микротоннели. Строительство газопровода «Турецкий поток» в глубоководной части Черного моря будет вести трубоукладочное судно «Pioneering Spirit».



«Турецкий поток» – проект бестранзитного экспортного газопровода из России в Турцию через Черное море и далее до границы Турции с сопредельными странами. Первая нитка газопровода предназначена для турецкого рынка, вторая – для газоснабжения стран Южной и Юго-Восточной Европы. Мощность каждой нитки составляет 15,75 млрд м³ газа в год. Межправительственное соглашение по проекту «Турецкий поток» Россия и Турция подписали 10 октября 2016 года. Строительством морского участка газопровода занимается компания South Stream Transport B.V. (дочернее общество ПАО «Газпром»).

Проект реализуется строго по плану. Предполагается завершить его к концу 2019 года.

Еврокомиссия начнет переговоры с Россией о второй ветке «Северного потока»

Еврокомиссия одобрила мандат на ведение переговоров с Москвой по вопросу о строительстве второй ветки газопровода «Северный поток». Об этом заявил замглавы Еврокомиссии по делам Энергосоюза Марош Шефчович на министерской конференции по устойчивому развитию энергетики в Астане.



Компания – оператор проекта по расширению газопровода «Северный поток» (Nord Stream 2 AG, базируется в Швейцарии, принадлежит «Газпрому») в апреле подписала соглашения с пятью европейскими предприятиями. Engie, OMV, Royal Dutch Shell, Uniper и Wintershall взяли на себя обязательство предоставить долгосрочное финансирование в объеме половины общей стоимости проекта.

Магистральный газопровод «Северный поток – 2» – перспективный проект расширения газопровода «Северный поток», проложенного по дну Балтийского моря из России в Германию (первая нитка была запущена в коммерческую эксплуатацию в ноябре 2011 года, вторая – весной 2012-го). На данный момент газопровод загружен уже более чем на 80 % в среднем по году и примерно на 90 % в зимнее время. Пропускная способность нового газопровода «Северный поток – 2» должна составить 55 млрд м³ газа в год (как и у «Северного потока»). Завершение строительства обеих ниток отнесено к 2019 году.

США уступают лидерство в ядерной энергетике России и Китаю

В области ядерной энергетики США уступают лидерство России и Китаю. К такому выводу пришли эксперты Global Nexus Initiative.

По мнению исследователей, ядерная энергетика является важным элементом геополитического влияния. Обмен технологиями, длительные сроки строительства и эксплуатации атомных станций создают и поддерживают дипломатические отношения между разными странами. С этой точки зрения крупнейшим мировым игроком становится Китай. Пекин планирует к 2026 году в три раза увеличить объем генерируемой ядерной энергии, превзойдя по этому показателю США. Российская ядерная программа также находится на подъеме. Первые в мире плавучие электростанции были разработаны в России. Страна также остается пионером в создании реакторов на быстрых нейтронах.

По прогнозам Мирового энергетического агентства, объем электроэнергии, вырабатываемой на всех АЭС планеты, к 2040 году возрастет на 60 %. В этот же период мощности американских атомных энергоблоков увеличатся, скорее всего, только на 16 %.

К 2025 году потребление электроэнергии в мире вырастет на 30 %

В ходе Петербургского международного экономического форума, состоявшегося в начале июня и посвященного проблемам энергетической интеграции, мировые эксперты в области энергетики обсудили возможности формирования единой электросетевой инфраструктуры на разных континентах и модели развития электроэнергетических рынков.

Согласно данным статистики, около миллиарда жителей Земли не имеют доступа к электричеству. Именно поэтому особенно актуальным становится использование возобновляемых источников электроэнергии, а также объединение усилий разных стран на общей энергетической платформе.

По прогнозам экспертов, к 2025 году потребление электроэнергии в мире вырастет на 30 %, причем 75 % этого роста будет приходиться на долю стран Азиатско-Тихоокеанского региона. В этой связи особенно важны усилия по созданию азиатского энергокольца, предпринимаемые Россией, Японией, Кореей и Китаем. Вскоре к четырем странам-участницам проекта, возможно, присоединится Монголия – соответствующие переговоры уже начались.

По мнению президента Европейского комитета электротехнической стандартизации Бернхарда Тиса, одно из слагаемых успешной энергетической интеграции – пропаганда разумного потребления электроэнергии во всем мире. «Мы должны снижать потребление электричества за счет высоких технологий и «Интернета вещей». Причем пропагандой разумного потребления электроэнергии нужно заниматься на всех уровнях: в каждом городе и в каждом поселке», – подчеркнул он.

Главный исполнительный директор компании TERNА Луиджи Феррарис рассказал о препятствиях на пути энергетической интеграции в Европе. Например, для того чтобы построить высоковольтные линии, необходимые для передачи энергии на большие расстояния, европейским компаниям приходится договариваться со всеми владельцами участков, на которых необходимо установить опоры линий. Это при том, что плотность населения в Европе очень высока. Для ускорения энергетической интеграции и устранения препятствий на ее пути нужны политическая воля и соответствующие решения.

В процессе энергетической интеграции необходимо уделять особое внимание вопросу массовой миграции граждан различных стран из небольших населенных пунктов в мегаполисы. Такое мнение высказал генеральный секретарь, главный исполнительный директор Мирового энергетического совета Кристоф Фрай. Он отметил, что необходимо быть готовыми к росту населения в крупных городах – для этого нужно строить и развивать энергетическую инфраструктуру.

Генеральный директор ПАО «Россети» Олег Бударгин отметил, что потребитель – главный союзник и оценщик энергетических компаний в деле интеграции. Для создания умных сетей нужен умный потребитель и умная генерация. Генерация уже начала движение в этом направлении, а с потребителем еще необходимо работать. Потребитель должен сам проголосовать за интеграцию, осознав, что она означает качество жизни и будущее нашей планеты.

Подготовлено по материалам международных энергетических агентств, информационных порталов и печатных СМИ

ФОРМИРОВАНИЕ ОБЩИХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЫНКОВ ЕВРАЗИЙСКОГО ЭКОНОМИЧЕСКОГО СОЮЗА

Евразийский экономический союз (ЕАЭС) функционирует на евразийском пространстве с 1 января 2015 года. Деятельность этого международного объединения направлена на экономическую интеграцию. В него входят Армения, Беларусь, Казахстан, Кыргызстан и Российская Федерация. Основными целями ЕАЭС являются создание условий для стабильного развития национальных экономик в интересах повышения уровня жизни населения, формирование единого рынка товаров, услуг, капитала и трудовых ресурсов, повышение конкурентоспособности экономик государств-членов в условиях глобальной экономики. Ключевую роль в реализации этих целей играет энергетика.

Энергетическая сфера во многом определяет динамику и темпы развития национальных экономик, их конкурентоспособность на мировых рынках и благосостояние населения. В связи с этим особо важным является эффективное использование значительного совокупного энергетического потенциала государств – членов ЕАЭС, который оценивается в пределах одной пятой мировых запасов и добычи природного газа, 7 % мировых запасов нефти, 15 % ее добычи и 5 % производства электроэнергии.

Договором о создании ЕАЭС в качестве одной из главных задач Союза определено формирование общих рынков электроэнергии, газа, нефти и нефтепродуктов. Решению этой задачи государства-члены уделяют особое внимание. Планируется, что общий электроэнергетический рынок Союза начнет функционировать с 1 июля 2019 года, разработка правил по единому рынку газа завершится к 1 января 2018 года, а международный договор в рамках Союза по единому рынку газа будет подписан к 2024 году. К этому времени должны быть сформированы также рынки нефти и нефтепродуктов ЕАЭС.

Взаимодействие в сфере энергетики

Создание общих рынков энергетических ресурсов Союза предполагает обеспечение свободы движения

товаров и услуг в сфере энергетики, создание равных условий хозяйствования, повышение конкурентоспособности топливно-энергетических комплексов государств-членов.

Основные принципы взаимодействия в сфере энергетики определены в Договоре о Союзе. В частности, это:

- обеспечение рыночного ценообразования на энергетические ресурсы;
 - развитие конкурентной среды на общих рынках энергетических ресурсов;
 - устранение технических, административных и прочих препятствий в торговле энергетическими ресурсами, соответствующим оборудованием, технологиями и связанными с ними услугами;
 - развитие транспортной инфраструктуры общих рынков энергетических ресурсов;
 - создание недискриминационных условий для хозяйствующих субъектов государств-членов на общих рынках энергетических ресурсов;
 - формирование благоприятных условий для привлечения инвестиций в энергетический комплекс государств-членов;
 - гармонизация национальных норм и правил функционирования технологической и коммерческой инфраструктуры общих рынков энергетических ресурсов.
- Перечисленные принципы служат платформой взаимодействия государств –



Л.В. ШЕНЕЦ,
Директор Департамента
энергетики Евразийской
экономической комиссии



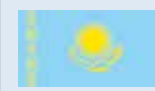



членов Союза в сфере энергетики, основой формирования общих рынков энергетических ресурсов.

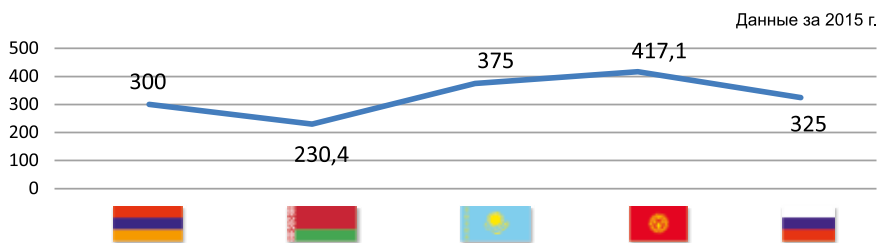
Формирование общего электроэнергетического рынка

Значительным шагом в продвижении процесса создания электроэнергетического рынка Союза явилось утверждение Главами государств – членов ЕАЭС в мае 2015 года концепции формирования общего электроэнергетического рынка Союза с учетом особого мнения Беларуси. Концепция легла в основу проекта Программы формирования общего электроэнергетического рынка ЕАЭС, реализация которой позволит обеспечить готовность государств-членов к участию субъектов электроэнергетических рынков каждого из участников Союза в общем электроэнергетическом рынке и создание условий для его функционирования.

Общий электроэнергетический рынок Союза создается в целях повышения экономической эффективности и надежности функционирования электроэнергетических комплексов государств-членов, удовлетворения потребностей национальных экономик в электроэнергии

Общие показатели электроэнергетической отрасли государств – членов ЕАЭС

Показатель	Страна						
Установленная мощность, ГВт		3,2	9,7	21,3	3,6	243,2	281,0
Потребление, млрд кВт·ч		6,6	36,6	90,8	13,3	1 060,2	1 207,5
Выработка, млрд кВт·ч		7,8	34,0	90,8	12,7	1 067,5	1 212,8
Импорт, млрд кВт·ч		0,2	2,8	1,8	0,8	8,8	14,4
Экспорт, млрд кВт·ч		1,4	0,2	1,8	0,2	16,1	19,7



Удельный расход топлива на выработку, г/кВт·ч

вопрос введения унифицированной стороны, предназначенной для локализации специфики внутреннего рынка каждого из государств-членов и обеспечения взаимодействия участников рынка с инфраструктурой общего электроэнергетического рынка Союза.

Формирование общих рынков нефтегазовых ресурсов

В формировании общих рынков нефтегазовых ресурсов Союза и обеспечении их функционирования важнейшую роль играет развитие конкуренции на общих рынках энергоресурсов, а также обеспечение на этих рынках недискриминационных условий для хозяйствующих субъектов государств-членов. Реализация указанных принципов непосредственно связана с решением ряда непростых задач, которые определены в Концепции формирования общего рынка газа ЕАЭС и Концепции формирования общих рынков нефти и нефтепродуктов ЕАЭС, утвержденных Главами государств-членов 31 мая 2016 года.

Важнейшей задачей в этой области является обеспечение равного доступа к общим рынкам и системам транс-

и обеспечения энергетической безопасности государств – членов Союза.

Торговля электроэнергией на общем электроэнергетическом рынке Союза будет осуществляться по свободным двусторонним договорам и на централизованных торгах (в том числе на торгах «на сутки вперед»), также будет организовано урегулирование почасовых отклонений фактических сальдо-перетоков от плановых значений.

В целом для обеспечения запуска общего электроэнергетического рынка к 1 июля 2019 года Программой предусмотрена разработка до 1 июля 2018 года соответствующего международного договора, который должен вступить в силу не позднее 1 июля 2019 года, а также правил регулирования общего электроэнергетического рынка Союза, касающихся:

- доступа к услугам субъектов естественных монополий в сфере электроэнергетики;
- организации взаимной торговли электрической энергией на общем электроэнергетическом рынке Союза;
- определения и распределения пропускной способности межгосударственных линий электропередачи;
- развития межгосударственных электрических сетей;
- информационного обмена между субъектами общего электроэнергетического рынка Союза.

Также для организации централизованной торговли на общем электро-

энергетическом рынке Союза и тесного взаимодействия его участников предусмотрено создание технологической основы, включающей систему информационного обмена и электронные системы торговли по срочным контрактам и «на сутки вперед».

В качестве модели общего электроэнергетического рынка Союза государствами-членами определены модель координации рынков и вариант использования существующих торговых площадок для организации централизованной торговли по срочным контрактам и «на сутки вперед» с учетом их модернизации. В настоящее время площадки имеются в Республике Казахстан (АО «КОРЭМ») и Российской Федерации (АО «АТС»). Также рассматривается



Формирование общего электроэнергетического рынка (ОЭР)

портировки энергоресурсов на основе недискриминационного и прозрачного распределения между участниками рынков свободных мощностей (технических возможностей) систем транспортировки. Реализация этой задачи будет способствовать развитию конкуренции, увеличению числа участников энергетических рынков, что изменит положение основных игроков, доминирующих на углеводородных рынках государств-членов, и обеспечит активное включение бизнес-структур в процесс монополизации этих рынков.

Обеспечение равного доступа к общим рынкам и системам транспортировки энергоресурсов потребует разработки единых правил доступа к нефтегазовой инфраструктуре, прозрачных механизмов определения и распределения технических возможностей и свободных мощностей систем транспортировки, а также создания единых правил взаимной торговли.

Следующей ключевой задачей формирования общих рынков газа, нефти и нефтепродуктов является внедрение и развитие организованной торговли энергетическими ресурсами, обеспечение равного доступа к биржевым торгам, что также позволит развивать конкуренцию на создаваемых рынках, обеспечив при этом прозрачность ценообразования на энергоресурсы. Развитие биржевой торговли на территориях государств-членов, осуществляющих торговлю энергетическими ресурсами, приведет к появлению новых игроков на общих рынках Союза.

Решение этой задачи потребует разработки и принятия порядка осуществления биржевой торговли. При этом нужно отметить, что создаваемые биржи в перспективе должны стать одними из центров мировой торговли, способствующими укреплению позиций государств – членов ЕАЭС на внешних рынках.

Одним из значимых вопросов формирования общих рынков газа, нефти и нефтепродуктов Союза является также регулирование естественно-монопольного сегмента в газовой и нефтяной отраслях государств-членов.

Сегодня доминирующее положение на газовых рынках в Армении, Беларуси, Кыргызстане и России занимает ПАО «Газпром», которое является одновременно и собственником систем газоснабжения (магистральных трубопроводов). В Казахстане монополистом в сфере газа является АО «КазТрансГаз».



Формирование общих рынков нефти и нефтепродуктов

Транспортировка нефти и нефтепродуктов трубопроводным транспортом во всех государствах-членах является естественно-монопольным видом деятельности. При этом на рынках нефти и нефтепродуктов государств-членов основной объем поставки энергетических ресурсов (в Армению, Беларусь и Кыргызстан) обеспечивается, как правило, несколькими вертикально-интегрированными компаниями. В Казахстане рынок нефти монополизирован АО «КазМунайГаз».

Сегодня законодательство государств-членов содержит отдельные положения, которые не позволяют хозяйствующим субъектам других государств-членов получить доступ к использованию систем транспортировки газа, нефти и нефтепродуктов и ограничивают права нерезидентов Российской Федерации в этой сфере.

Так, например, договор на предоставление услуг по транспортировке нефти по магистральному трубопроводу в соответствии с российскими правилами разрабатывается на основании типовой формы, утверждаемой субъектами естественных монополий.

В отличие от российских правил, договор, заключаемый в соответствии с порядком предоставления доступа к услугам по транспортировке нефти в Казахстане, разрабатывается на основании типового договора, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан.

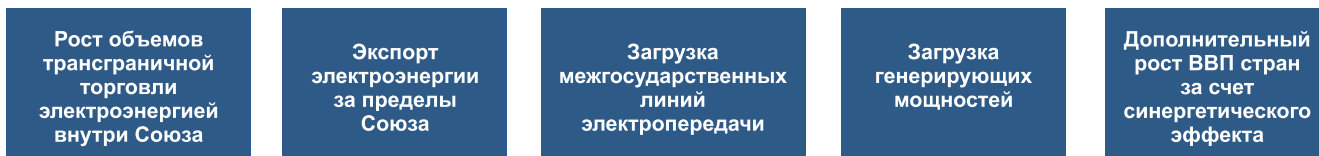
Формирование нормативной базы единого рынка энергоресурсов

В настоящее время Евразийской экономической комиссией совместно с уполномоченными органами сторон разрабатываются Программа формирования

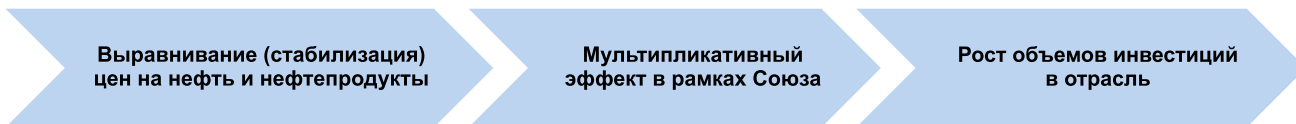


Формирование общего рынка газа (ОРГ)

Экономический эффект от создания ОЭР



Экономический эффект от создания общих рынков нефти и нефтепродуктов



Экономический эффект от создания общего рынка газа



общего рынка газа Союза и Программа формирования общих рынков нефти и нефтепродуктов. Договором предусмотрено, что документы должны быть утверждены Главами государств до 1 января 2018 года, а их мероприятия реализованы до 1 января 2024 года.

По завершении выполнения программ государства-члены заключат международные договоры в рамках Союза о формировании общих рынков газа, нефти и нефтепродуктов, содержащие в том числе единые правила доступа к системам транспортировки нефтегазовых ресурсов, расположенным на территориях государств-членов, и обеспечат вступление их в силу не позднее 1 января 2025 года.

В настоящее время вопросы межгосударственных поставок энергетических ресурсов, включая их транспортировку (транзит), экспорт и формирование цен (в том числе порядок уплаты и зачисления вывозных таможенных пошлин между государствами-членами), регулируются двусторонними международными договорами (соглашениями), которые, помимо прочего, устанавливают прямые ограничения (квоты) во взаимной торговле государств-членов на вывоз/ввоз отдельных групп товаров.

Договором о Союзе предусмотрено, что указанные соглашения действуют до вступления в силу международных договоров о формировании общих рынков газа, нефти и нефтепродуктов.

Важнейшей задачей формирования и обеспечения общих рынков энерго-

ресурсов Союза является также гармонизация законодательства государств-членов, регулирующего сферу энергетики, прежде всего гармонизация национальных норм и правил функционирования технологической и коммерческой инфраструктуры создаваемых рынков.

Для решения данной задачи в настоящее время в рамках разработки программ формирования общих рынков газа, нефти и нефтепродуктов Союза прорабатываются предложения по гармонизации законодательства государств-членов в сфере энергетики.

В целях реализации принципов взаимовыгодного сотрудничества и учета интересов всех государств-членов разработка будущих архитектур общих рынков осуществляется при непосредственном участии представителей нефтегазовых компаний, регуляторов, комитетов и государственных комиссий по энергетике, общественных объединений и ассоциаций промышленников и предпринимателей государств-членов.

Ожидаемые социально-экономические эффекты

По мнению экспертов, в результате запуска конкурентоспособных рынков электроэнергии, газа, нефти и нефтепродуктов Союза ожидаемые позитивные социально-экономические эффекты могут быть достигнуты в том числе за счет увеличения числа участников общих рынков (рост числа потенциальных компаний-поставщиков), роста

спроса на энергоресурсы, а также снижения оптовых цен на энергоносители для разных категорий потребителей.

Кроме того, в газовой сфере планируется расширение рынков сбыта для независимых производителей газа и приток инвестиций за счет развития газохимии и газификации новых регионов на территориях государств-членов.

Для нефтяной сферы ожидаемыми эффектами от реализации принимаемых Комиссией совместно со сторонами документов и решений будут повышение эффективности использования инвестиционного потенциала за счет консолидации финансовых ресурсов и расширение возможностей международной кооперации при экспорте продукции в третьи страны (эффективная совместная деятельность на внешних рынках: согласование ценовой политики, оптимальная логистика при транспортировке нефти и нефтепродуктов в результате использования географического положения и существующих транспортных возможностей, оптимальная загрузка мощностей нефтепереработки).

В целом запуск общих рынков электроэнергии, газа, нефти и нефтепродуктов Союза даст новый импульс развитию национальных экономик и будет способствовать повышению уровня жизни населения наших стран.

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ПОДХОДОВ К РАСЧЕТАМ ПОКАЗАТЕЛЕЙ НЕПРЕРЫВНОСТИ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ

В рамках обсуждения проекта технического кодекса практики «Автоматизация распределительных электрических сетей напряжением 0,4–10 кВ», разработанного специалистами РУП «БЕЛТЭИ», авторы статьи рассматривают вопросы совершенствования подходов к расчетам показателей непрерывности энергоснабжения. Публикация является продолжением темы, поднятой авторами в предыдущем номере журнала. Тогда ими были проанализированы концептуальные основы совершенствования распределительных воздушных сетей, составляющих основу схем электроснабжения сельскохозяйственных потребителей.

Согласно проекту ТКП «Автоматизация распределительных электрических сетей напряжением 0,4–10 кВ», разработанному РУП «БЕЛТЭИ» и обсуждаемому в настоящее время заинтересованными организациями, 12 показателей непрерывности электроснабжения определяются на основании паспортной документации сетей, а также данных СДТУ и АСКУЭ. При отсутствии указанных источников допустимо брать за основу обращения конечных потребителей. Длительность перерыва электроснабжения при этом исчисляется от времени регистрации обращения до момента восстановления электроснабжения. При наличии неполнофункциональных АСКУЭ подобный метод является вынужденным и не обеспечивает полную достоверность данных по непрерывности электроснабжения (длительность и время отключений, отключаемые нагрузки, количество отключаемых от сети абонентов).

Поэтому целесообразно параллельно с реализацией требований выше названного ТКП накапливать новый опыт по обеспечению надежности электроснабжения потребителей в целях дальнейшего совершенствования нормативной базы, в том числе положений, касающихся автоматизации распределительных электрических сетей напряжением 0,4–10 кВ.

Информационное обеспечение непрерывности энергоснабжения

На современном этапе развития энергетики распределительные электрические сети напряжением 0,4–10 кВ приобрели дополнительные новые качества, так как должны использоваться и уже используются в схемах распределенной генерации, призванной не только обеспечивать потребителей электрической энергией от местных энергоисточников, но и повышать надежность электроснабжения по всем названным в [1] показателям.

В [2] на основе анализа мнения специалистов об информационном обеспечении рынков электроэнергии разных стран, где оценка уровня надежности электроснабжения является обязательным условием, сформулированы выводы, которые можно считать наиболее правомерными, поскольку они основаны на реальной ситуации:

- в любой схеме имеются такие элементы электроснабжения (трехобмоточные трансформаторы, распределительные линии типа «дерево», питание линии с «глухими» отпайками), где установка приборов не решает проблему учета потерь электроэнергии или экономически не оправдана;

- чем больше точек оборудовано приборами учета энергии, тем большее их



Е.П. ЗАБЕЛЛО,
д.т.н., профессор кафедры
электрооборудования БГАТУ



М.Р. КИРПЛЮК,
к.т.н., ведущий научный
сотрудник РУП «БЕЛТЭИ»

количество может оказаться неработоспособным при одинаковой вероятности отказов;

- метрологические характеристики элементов измерительных комплексов различны, поэтому получать безошибочные сводные балансы энергии по зонам и даже отдельным узлам невозможно;

- обеспечить одновременное снятие показателей приборов учета можно только при наличии полнофункциональной многоуровневой АСКУЭ.

Перечисленные факторы обуславливают необходимость сочетания в соз-

даваемых АСКУЭ методов измерений и расчетов. Решение этого вопроса позволит обеспечить необходимый объем информации для расчетов за потребленную энергию и мощность, оценки надежности элементов сети и выполнение на их основе расчета недоотпуска электроэнергии и ущербов от перерыва электроснабжения.

В этом смысле данная задача идентична тем, которые решаются в автоматизированных системах управления технологическими процессами, где информационно-вычислительный комплекс является базовым и единым и для его функционирования разработаны специальные алгоритмы, в частности позволяющие восстанавливать информацию (в случае ее утери) любого вида по любому каналу. Разница лишь в том, что часть информации в АСКУЭ – коммерческая, поэтому алгоритмы ее восстановления должны быть узаконены.

Рассмотрим пример, иллюстрирующий возможность одновременного получения коммерческой информации (с дополнительными вычислениями) и данных об отказах приборов измерения и элементов схемы электроснабжения. На рисунке 1 представлена кривая электрических нагрузок, имеющая близкий к циклическому характер на суточном интервале, и зафиксирован отказ измерительного прибора ($\Delta t = 20$ ч) на отрезке времени $\Delta t = t_2 - t_1$. Так как электроснабжение в данный период не прерывалось, то с разной степенью достоверности можно определить объем неучтенной энергии косвенным путем:

а) если в АСКУЭ на отрезке времени Δt отказал один измерительный прибор и в схеме учета присутствует балансовый счетчик, то количество неучтенной энергии W_j можно вычислить с помощью балансового уравнения:

$$W_j = W_{\Sigma} - \sum_{i=1}^{n-1} W_i, \quad (1)$$

где n – число каналов, оборудованных приборами учета; W_{Σ} – показания балансового счетчика;

б) если на отрезке времени Δt отказал один измерительный прибор, а балансовый счетчик отсутствует, то количество неучтенной энергии W_j можно определить с помощью вычислений на основании данных, зафиксированных по данному каналу учета за время от t_1 до t_2 по состоянию на предыдущие рабочие дни, учитывая цикличность нагрузок. При этом если значениями таких нагрузок явля-

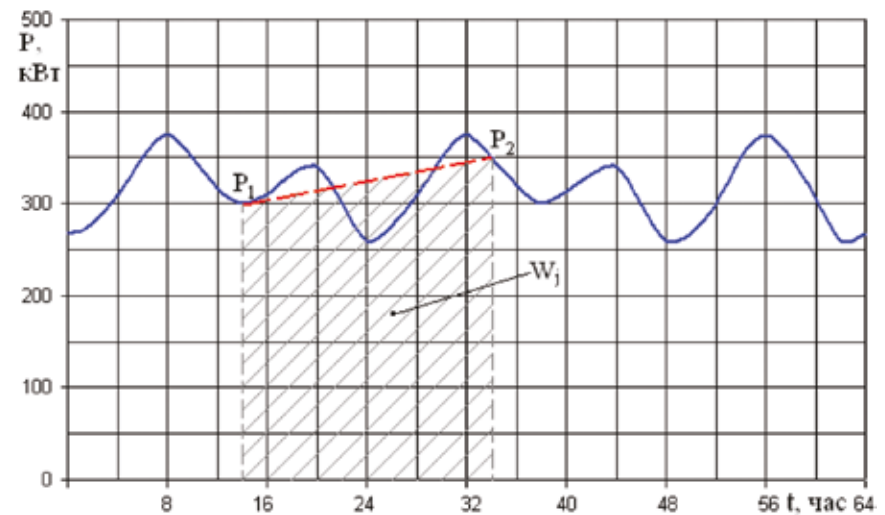


Рис. 1. Кривая электрических нагрузок на суточных интервалах и возможный вариант восстановления информации при отказе прибора учета

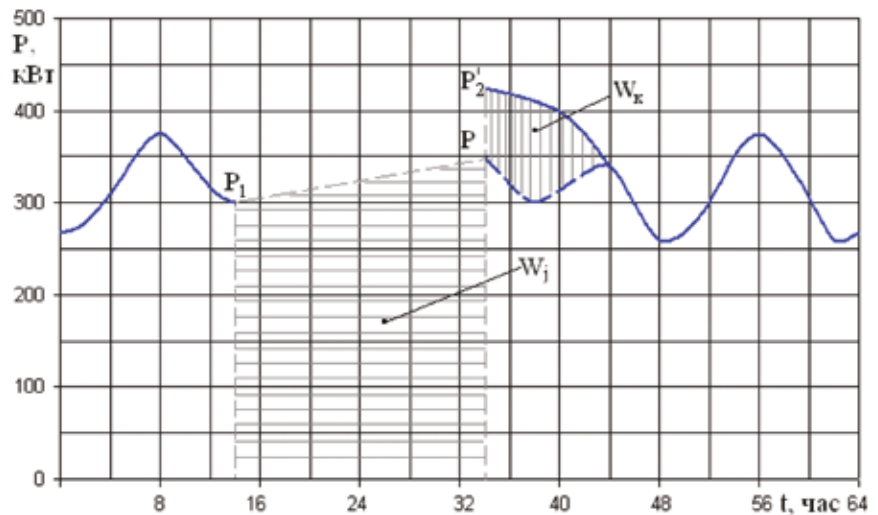


Рис. 2. Кривая электрических нагрузок на суточных интервалах и возможный вариант расчета недоотпуска энергии при аварии

ются P_1 и P_2 , то расчетное значение W_j получим из выражения:

$$W_j = \frac{P_1 + P_2}{2} (t_1 - t_2); \quad (2)$$

в) если на отрезке времени Δt произошло отключение питающего фидера, вызвавшее недоотпуск электроэнергии, то объем последнего можно рассчитать аналогично случаю «б» (определение объема неучтенной энергии) или вычислив среднее значение ряда значений W на данном отрезке времени Δt по формуле:

$$\bar{W} = \frac{\sum_{j=1}^n W_j}{n}, \quad (3)$$

где n – число рабочих дней, предшествующих рассматриваемому дню (например, в пределах недели).

Рассматривая вариант «в», следует учитывать, что при аварийном отключении наносится как прямой ущерб, вызываемый порчей продукции (аппаратуры), так и косвенный, когда после возобновления электроснабжения происходит частичное восстановления объема производства за счет увеличения электропотребления (площадь W_k на рис. 2). В этом случае объем недоотпуска электроэнергии, учитываемый при расчете значения невосполнимого ущерба W_y , определяется как

$$W_y = \bar{W} - W_k. \quad (4)$$

Отметим, что значение W_k рассчитывается в каждом конкретном случае, так как площадь, вертикально заштрихованная на рисунке 2, ограничена

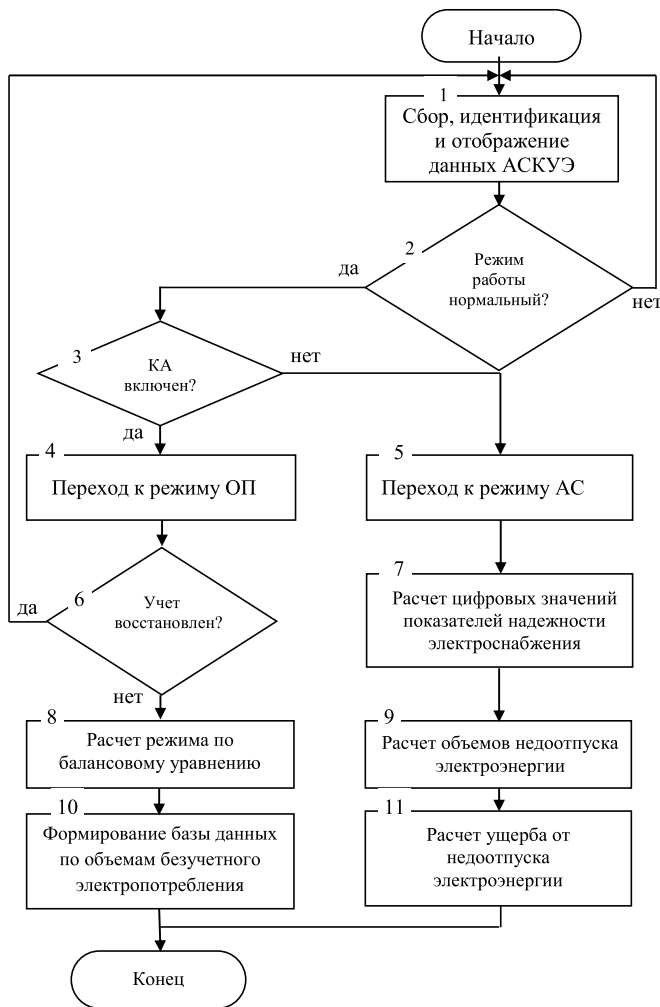


Рис. 3. Блок-схема сбора информации и расчета показателей функционирования АСКУЭ и схемы электроснабжения: КА – коммутационный аппарат; ОП – состояние отказа прибора учета; АС – аварийная ситуация в схеме электроснабжения

кривыми, получаемыми с помощью АСКУЭ.

Изложенные подходы к созданию синтезированной с АСКУЭ системы информационного обеспечения, ориентированной на расчет показателей надежности электроснабжения потребителей, представлены на блок-схеме алгоритма сбора и обработки данных, а также проведения соответствующих расчетов (рис. 3). Как следует из блок-схемы, в АСКУЭ фиксируется любое отклонение от нормального режима работы, в том числе положение коммутационного аппарата (блоки 2 и 3).

В случае, когда коммутационный аппарат включен, но отсутствует автоматизированный учет энергии, запускается протокол работы, в процессе которого производится расчет режима по балансовому уравнению (1) (блок 8), а затем (блок 10) формируется база данных по объектам безучетного электропотребления.

Когда коммутационный аппарат отключен, осуществляется переход к режиму «аварийная ситуация» и рассчитываются числовые значения показателей надежности электроснабжения (блок 7). В блоке 11 предусмотрен (при необходимости) расчет ущерба от недоотпуска электроэнергии. Результаты этого расчета становятся основой для совершенствования схемы электроснабжения.

Резюмируя изложенные выше предложения по совершенствованию системы данных и алгоритмов, используемых для одновременного коммерческого и технического учета электрических нагрузок и надежности электроснабжения, можно заключить, что подобный синтез обеспечит максимально достоверную информацию о длительности отключений всех видов (в том числе плановых), величинах отключаемых нагрузок, причинах отключений и иных показателях, необходимых для рас-

чета ущербов от недоотпуска электроэнергии.

Расчет средней частоты отключений электроснабжения

В разделе «Показатели непрерывности электроснабжения» проекта [1] эти показатели дифференцируются, трактуются и определяются в соответствии с европейским стандартом [3], согласно которому, например, средняя частота отключений λ (по [3] – SAIFI) рассчитывается как отношение общего числа отключенных потребителей электроэнергии, потерявших питание от длительных неплановых нарушений электроснабжения, к общему числу подключенных потребителей за рассматриваемый отчетный период:

$$\lambda = \frac{\sum_{i=1}^n N_i}{N_T}, \quad (5)$$

где n – общее количество длительных внеплановых нарушений электроснабжения за рассматриваемый отчетный период; N_i – количество потребителей, потерявших питание при i -м нарушении электроснабжения (определяется из числа потребителей, заключивших договоры с электроснабжающим предприятием); N_T – количество потребителей, подключенных к рассматриваемому участку сети.

Из (5) следует, что если при каждом внеплановом нарушении электроснабжения отключаются все N_T потребителей, то частота отключений за рассматриваемый отчетный период будет равна n , то есть составит максимально возможную величину. При $N_i < N_T$ расчетная величина λ снизится – и тем существеннее, чем ближе к нулю будет каждое из значений N_i . Подобная ситуация может иметь место при наличии локального резервирования, например, при включении собственного энергисточника в случае отключения внешнего электроснабжения.

Таким образом, выражение (5) достаточно объективно отражает степень надежности электроснабжения некоторой группы потребителей, где обеспечено, по крайней мере, ручное или автоматическое включение резервного питания при отключении основного.

Однако у метода, основанного на расчетах (5), есть недостаток: каждый абонент при заключении договора указывает разные заявленные величины энергии и мощности (при двухставочном тарифе),

а если не указывает их (в коммунально-бытовом секторе), то это не значит, что объем электропотребления разных абонентов не может существенно отличаться.

При наличии полнофункциональной АСКУЭ каждый абонент оснащен электронными средствами энергоучета с дистанционным считыванием данных и гарантированной возможностью составления энергобаланса, в том числе по вариантам, рассмотренным выше. В этом случае более объективным является расчет показателя λ , основанный на учете «весового» значения каждого абонента. Подобным весовым значением может служить величина отключаемой мощности P_i , учитываемой при каждом i -м отключении питающего фидера. Рассмотрим конкретный пример.

От шин напряжением 10 кВ через автоматический выключатель подключен участок распределительной сети с ответвлениями на четыре трансформаторных пункта (ТП) с потребляемой мощностью: $P_1 = 100$ кВт, $P_2 = 200$ кВт, $P_3 = 300$ кВт, $P_4 = 400$ кВт. Проанализируем четыре случая длительных аварийных отключений, при которых в отключенном положении находились соответственно 4, 3, 2 и 1 ТП (см. таблицу). Если расчет показателя λ выполнить без учета значений отключаемых мощностей в соответствии с (5), то получим четыре значения, приведенные в таблице, минимальное из которых составит 0,25.

Учет значений отключаемой мощности приводит к вариантным расчетам, так как в каждом случае при отключении, например, двух ТП они могут быть отключены в пяти различных сочетаниях (см. таблицу). Значения λ' , приведенные в таблице, определены по следующей формуле:

$$\lambda' = \frac{\sum_{i=1}^n P_i}{P_{\Sigma}}, \quad (6)$$

где P_i – значение отключаемой мощности в i -м варианте; n – число отключаемых ТП (абонентов); P_{Σ} – суммарная отключаемая мощность в максимальном варианте.

С учетом принятой в примере линейной зависимости отключаемой мощности от числа ТП (абонентов) в таблице получен вариант зависимости λ' от λ в следующем виде:

$$\lambda = \frac{\lambda'_{\min} + \lambda'_{\max}}{2}, \quad (7)$$

Таблица. Соотношение значений индекса частоты отключений, рассчитанных различными методами

Отключение номер	длительность, ч	Число отключаемых абонентов	Значение λ в соответствии с (5)	Число вариантов отключаемых нагрузок	Значение λ' в соответствии с (6)
2	2	3	0,75	3	0,6; 0,8; 0,9
3	2	2	0,5	5	0,3; 0,4; 0,5; 0,6; 0,7
4	5	1	0,25	4	0,1; 0,2; 0,3; 0,4

Например, если рассматривать третий номер отключения (см. таблицу), используя данные колонок 4 и 6, то средняя частота отключений составит

$$\lambda = 0,5 = \frac{0,3 + 0,7}{2}$$

При других соотношениях отключаемых нагрузок формула (7) будет иметь другой вид, однако значение λ в любом случае будет находиться в пределах $\lambda'_{\min} < \lambda < \lambda'_{\max}$.

Расширение диапазона значений λ' в отличие от значений λ , рассчитываемых по методу, который рекомендует стандарт [3], обусловлено совершенствованием электрических соединений. Подобный процесс позволяет в нарастающей степени сокращать общее число отключений с учетом величины отключаемых мощностей – целенаправленно, начиная с резервирования потребителей с наибольшей потребляемой мощностью. Дополнительным вариантом подобного совершенствования схем электроснабжения является обеспечение близкого к равномерному распределения нагрузок по ответвлениям, приводящего в конечном результате к однозначному результату расчета λ по (5) и (6).

Как следует из (6), расчет значения λ' отличается и от формулы для определения рекомендованного в [3] показателя ASIFI, который назван индексом средней частоты отключения нагрузки. Он рассчитывается следующим образом:

$$ASIFI = \frac{\sum_{i=1}^n L_i}{L_T}, \quad (8)$$

где n – общее количество длительных внеплановых нарушений электроснабжения за рассматриваемый отчетный период; L_i – сумма установленной мощности потребителей, отключаемых в результате длительного внепланового нарушения электроснабжения; L_T – сумма установленной мощности всех обслуживаемых потребителей.

Расчет по формуле (8) допустимо выполнять для любого периода, поэтому сумма значений L_i может превышать L_T , соответственно, ASIFI будет больше единицы. В случае расчета по формуле (6) это значение (в нашем случае λ') всегда меньше единицы или равно ей (см. таблицу), так как вычисления проводятся по каждому отключению, что позволяет в темпе процесса электроснабжения и его перерывов оперативно оценивать результаты каждого из них и в сумме с нарастающим итогом.

Так как конечной целью повышения надежности электроснабжения является сокращение числа и длительности отключений, а также количества недоотпущенной электроэнергии, рассмотренный выше метод расчета коэффициента λ по степени своей универсальности можно считать приемлемым для одновременной оценки всех перечисленных показателей. Действительно, с помощью базы данных, содержащей текущую и обновляемую информацию по представленным в таблице позициям, можно судить о числе отключений (столбец 1), значениях λ (столбец 4), значениях λ' (столбец 6), рассчитанных на основании конкретных величин отключаемых мощностей по каждому потребителю и номеру отключения.

Так, если при первом отключении были обесточены все потребители ($P_{1-4} = 1000$ кВт), при втором – три ($P_{1-3} = 600$ кВт), при третьем – два ($P_{1-2} = 300$ кВт), при четвертом – один ($P_1 = 100$ кВт), то суммарное количество недоотпущенной энергии за четыре отключения составит:

$$W_{\Sigma} = P_{1-4} \cdot t_1 + P_{1-3} \cdot t_2 + P_{1-2} \cdot t_3 + P_1 \cdot t_4 = 1000 \cdot 2 + 600 \cdot 2 + 300 \cdot 3 + 100 \cdot 5 = 4600 \text{ кВт}\cdot\text{ч}, \quad (9)$$

где $t_1 \dots t_4$ – длительность каждого отключения, ч.

Определение ущерба от недоотпуска электроэнергии

Вычисленное в соответствии с (9) количество недоотпущенной энергии является основой для расчета другого важного показателя – ущерба от недоотпуска. К сожалению, сегодня определению его величины уделяется недостаточно внимания, и в результате информационное обеспечение, которое уже создано и разными способами совершенствуется в электрических сетях, оказывается мало востребованным.

По этой причине показатели надежности (непрерывности) электроснабжения выступают преимущественно как отчетные и в меньшей мере используются для сравнительных оценок вариантов схем и динамики изменения повреждаемости элементов сетей, притом что проведение таких оценок является обязательным условием совершенствования системы ремонтно-эксплуатационного обслуживания сетей. Проанализируем данный тезис на примере электроснабжения сельскохозяйственных потребителей, где ущерб от перерывов электроснабжения постоянно растет и, соответственно, не может не учитываться в технико-экономических обоснованиях (ТЭО).

В учебно-методическом пособии [4] при проведении ТЭО рекомендовано использовать данные о средних вероятных ущербах, отнесенных к 1 кВт·ч недоотпущенной энергии, а также среднестатистические значения продолжительности отключений в год в расчете на одну подстанцию и 1 км линий электропередачи. Для конкретных расчетов авторы пособия предлагают применять удельную величину недоотпуска электроэнергии y_0 , равную 0,6 \$/кВт·ч по состоянию на 1 января 2008 года. Формула определения вероятностного ущерба при этом имеет следующий вид:

$$Y_B = y_0 \cdot \Delta W_{\Sigma}, \quad (10)$$

где ΔW_{Σ} – количество недоотпущенной энергии за время перерывов электроснабжения потребителей, кВт·ч.

Формула (10) справедлива для всех вариантов аварийных отключений без учета видов технологических процессов, поэтому ее следует считать упрощенной. Если значения ΔW_{Σ} разбивать на составляющие по технологическим процессам, а значения y_0 взять дифференцированно, то (10) примет вид:

$$Y_B = y_{01} \cdot \Delta W_{\Sigma 1} + y_{02} \cdot \Delta W_{\Sigma 2} + \dots + y_{0i} \cdot \Delta W_{\Sigma i}, \quad (11)$$

где y_{0i} – удельная величина ущерба от недоотпуска электроэнергии по i -му процессу с величиной недоотпуска $\Delta W_{\Sigma i}$.

Из (11) следует, что для получения достаточно достоверного результата расчета Y_B необходимы наличие учета потребляемой энергии по каждому технологическому процессу (технический учет) и знание обоснованных величин удельных ущербов y_{0i} . Но если создание систем многоуровневого энергоучета (коммерческого и технического) – это проблема только с точки зрения затрат на ее разработку, то расчет удельных ущербов от недоотпуска электроэнергии – задача методически сложная, требующая не просто расчетов, а серьезного изучения последствий аварийных перерывов для каждого технологического и всех других процессов, где используется электроэнергия.

К сожалению, данная задача в республике не решается. Ситуация осложнена также тем, что в данном случае невозможно использовать разработки других стран в этой области, поскольку они основаны на совсем ином уровне совершенства и сложности энергетических производств. Сегодня известно лишь то, что чем выше степень автоматизации (интеллектуализации) процесса, тем больше удельный ущерб от перерыва электроснабжения. Конечно, одного знания этой закономерности недостаточно для серьезных технико-экономических обоснований способов повышения надежности электроснабжения. Но даже в вынужденно упрощенном виде обоснование следует проводить, в том числе и потому, что необходимо иметь конкретные результаты расчетов для присвоения некоторым потребителям более высокой категории надежности электроснабжения.

Данная статья продолжает рассматривать тему, поднятую в предыдущем номере журнала [5], а именно концептуальные основы совершенствования распределительных электрических сетей на современном этапе. В общей сложности в изложенных материалах освещена только часть вопросов, анализ которых с последующим принятием мер, надеемся, позволит специалистам проектных организаций и соответствующим службам РУП-облэнерго, ГПО «Белэнерго» выбрать верное направление на пути совершенствования электрических сетей в современных условиях возросших требований к энергообеспечению.

Заключение

1. Оценка показателей непрерывности электроснабжения как для получения отчетных данных, позволяющих отслеживать динамику этих показателей, так и для выполнения технико-экономических расчетов, касающихся выбора мероприятий по повышению надежности сетей должна проводиться систематически, с использованием обоснованных методик и достоверной информационной базы.

2. Алгоритмы функционирования информационной базы должны предусматривать возможность корректировки данных, основанной на балансовых уравнениях, составленных с учетом дублирования некоторых средств измерений или довычислений на основе измерений за предыдущие дни в случаях, если измерительные приборы некоторое время были неработоспособны.

3. ТЭО мероприятий по автоматизации распределительных электрических сетей и повышению их надежности должны разрабатываться с учетом не только использования совершенствуемых элементов сети, но и таких показателей, как объем недоотпуска электрической энергии при аварийных отключениях, частота и длительность отказов и особенно удельный ущерб от недоотпуска энергии по каждому технологическому процессу. Для решения этого вопроса необходимо включить специальное задание, касающееся данной проблемы, в план научных исследований Минэнерго, а так как она носит межотраслевой характер, то и в план работ Института экономики Национальной академии наук Беларуси.

Список литературы

1. Проект ТКП «Автоматизация распределительных электрических сетей на напряжении 0,4–10 кВ».
2. Забелло, Е.П. Автоматизированные системы контроля и учета энергоресурсов / Е.П. Забелло, В.А. Дайнеко, В.Г. Булах. – Минск: БГАТУ, 2016. – 436 с.
3. IEEE Std 1366–2012 IEE Guide for Electrical Power Distribution Reliability Indices.
4. Королевич, Н.Г. Технико-экономическое обоснование инженерных решений в электроснабжении объектов АПК. Дипломное проектирование: учеб.-метод. пособие / Н.Г. Королевич, Г.И. Янукович. – Минск: БГАТУ, 2017. – 84 с.
5. Забелло, Е.П. О концептуальных основах совершенствования распределительных электрических сетей на современном этапе / Е.П. Забелло, М.Р. Кирплук // Энергетическая стратегия. – 2017. – № 2. – С. 22–25.

ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ НОВЫХ ТИПОВ ЭЛЕКТРОАККУМУЛЯТОРОВ ДЛЯ РЕГУЛИРОВАНИЯ НАГРУЗКИ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

В последнее время в республике продолжает активно обсуждаться вопрос о способах эффективного регулирования нагрузки Белорусской энергосистемы в условиях эксплуатации БелАЭС. Комплексным планом развития электроэнергетической сферы до 2025 года с учетом ввода Белорусской атомной электростанции, утвержденным Постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 1 марта 2016 года № 169, предусмотрен целый ряд мероприятий по интеграции БелАЭС в энергосистему, в том числе установка электродвигателей на ТЭЦ, в котельных ГПО «Белэнерго» и других организаций, внедрение систем отопления и горячего водоснабжения с использованием электроэнергии и др. Между тем в настоящее время благодаря развитию технологий появились новые возможности для успешного обеспечения интеграции БелАЭС в Белорусскую энергосистему, которые рассматриваются в данной статье.



А.Ф. МОЛОЧКО,
заведующий отделом общей
энергетики РУП «БЕЛТЭИ»

Интенсивное развитие электромобилей способствует созданию принципиально новых видов накопителей электрической энергии в виде аккумуляторов на базе использования Li-ионных аккумуляторов. За последние три года созданы системы большой единичной мощности и, главное, их стоимость снижена практически в 4 раза. В частности, Siemens предлагает на рынке системы Siestorage единичной мощностью 5 и 30 МВт стоимостью € 4,094 млн (818,75 €/кВт) и € 18,563 млн (618,75 €/кВт) соответственно. Минимальное время зарядки этих аккумуляторов составляет три часа с накоплением энергии соответственно 15 и 90 МВт·ч, причем они дают возможность выдавать накопленную мощность в сеть за аналогичное время и в аналогичном объеме. При необходимости время зарядки и разрядки может регулироваться и превышать 3 часа. Важно, что гарантированное количество циклов зарядки-разрядки значительно – аккумуляторы могут заряжаться-разряжаться в течение 10 лет ежедневно.

В настоящее время в Белорусской энергосистеме для регулирования провальных нагрузок после ввода АЭС

рассматриваются различные варианты использования электродвигателей на ТЭЦ и в котельных, а для регулирования пиковых нагрузок и создания аварийного резерва в дополнение к существующим ТЭС предусмотрено создание резервно-пиковых источников [1]. Выбор такого сочетания мероприятий был обоснован в то время, когда характеристики предлагаемых электроаккумуляторов (емкость, мощность, предельное количество циклов зарядки-разрядки, время зарядки и разрядки и др.) не соответствовали требованиям регулирования мощности в энергосистеме, а стоимостные показатели многократно превышали любые другие мероприятия, используемые в мировой практике. Сейчас, когда появились инновационные аккумуляторы, ситуация изменилась.

Важным преимуществом электроаккумуляторов является то, что за счет реализации одного мероприятия имеется возможность регулировать и пиковые, и провальные нагрузки. Они не требуют привязки к конкретным генерирующим источникам и могут быть размещены в центре электрических нагрузок на любой свободной территории в зоне



Ф.И. МОЛОЧКО,
к.т.н., главный специалист
отдела

расположения крупных подстанций и высоковольтных (110 кВ и выше) ЛЭП.

Для оценки целесообразности использования данного направления в Белорусской энергосистеме рассмотрим конкретный пример в виде сравнения двух вариантов:

- первый – использование для регулирования максимальных (пиков) и минимальных (провалов) нагрузок в энергосистеме двух электроаккумуляторов

мощностью по 30 МВт каждый (суммарная мощность $N_{за} = 2 \cdot 30 = 60$ МВт);

- второй – применение для регулирования пиков резервно-пиковых источников на базе ГПА суммарной мощностью $N_{рп} = 60$ МВт, для регулирования провалов – электродкотлов, мощность которых по потреблению электроэнергии в провал должна быть равна потреблению электроаккумуляторами в провал.

Исходные данные для расчета

Вариант 1. Мощность электроаккумуляторов $N_{за} = 60$ МВт; использование электроэнергии в провал $\mathcal{E}_{пр} = 180$ МВт·ч; удельный расход топлива на выработку электроэнергии в провал $b_{у пр} = 290$ г у.т./кВт·ч; выдача мощности в пик $N_{пик} = 60$ МВт; выдача электроэнергии в пик $\mathcal{E}_{пик} = 180$ МВт·ч; капвложения в один электроаккумулятор мощностью 30 МВт $K_{за1} = € 18,563$ млн.

Вариант 2. Мощность резервно-пиковых источников на базе ГПА $N_{рп} = 60$ МВт; удельный расход топлива на выработку электроэнергии на базе ГПА $b_{рп} = 246$ г у.т./кВт·ч; эквивалентная мощность электродкотлов

за 7 часов провала $N_{эк} = \frac{\mathcal{E}_{пр}}{7} = \frac{180}{7} = 25,7$ МВт;

выработка электроэнергии в период пика $\mathcal{E}_{рп} = 180$ МВт·ч; потребление электроэнергии электродкотлами в период провала $\mathcal{E}_{прэк} = 180$ МВт·ч; удельные капвложения в резервно-пиковые источники $\bar{K}_{рп} = 600$ €/кВт, в электродкотлы $\bar{K}_{эк} = 300$ €/кВт.

Расчет капвложений

Рассматривая вариант использования для регулирования пиков и провалов нагрузок в энергосистеме двух электроаккумуляторов мощностью по 30 МВт (вариант 1), определим объем суммарных капвложений:

$$K_1 = K_{за1} \cdot 2 = 18,563 \cdot 2 = € 37,126 \text{ млн.}$$

Суммарные капвложения в случае применения для регулирования пиков и провалов нагрузки энергосистемы резервно-пиковых источников на базе ГПА суммарной мощностью $N_{рп} = 60$ МВт и электродкотлов 25,7 МВт (вариант 2) составят:

$$K_2 = N_{рп} \cdot \bar{K}_{рп} + N_{эк} \cdot \bar{K}_{эк} = (60 \cdot 600 + 25,7 \cdot 3) \cdot 10^{-3} = € 43,710 \text{ млн.}$$

При выборе первого варианта экономия капвложений составит:

$$\Delta K = K_2 - K_1 = 43,710 - 37,126 = € 6,584 \text{ млн.}$$

Расчет расходов топлива

При варианте 1 для зарядки электроаккумуляторов требуется выработать в период провала нагрузок $\mathcal{E}_{пр} = 180$ МВт·ч электроэнергии. В этот период оборудование ТЭС работает в неоптимальном режиме и по этой причине удельный расход топлива на отпуск электроэнергии можно принять на уровне $b_{у пр} = 290$ г у.т./кВт·ч.

В рассматриваемом случае расход топлива на выработку электроэнергии в период провала по варианту 1 для зарядки электроаккумуляторов составит:

$$V_{1з} = \mathcal{E}_{пр} \cdot b_{у пр} = (180 \cdot 290) \cdot 10^{-3} = 52,2 \text{ т у.т.}$$

Однако электроаккумуляторы в период их зарядки не генерируют тепловую энергию, между тем как при использовании электродкотлов теплота вырабатывается. С учетом КПД электродкотлов, равного 98% ($\eta_{эк} = 0,98$), и удельного расхода топлива на выработку тепловой энергии в котельной $b_{тз} = 160$ кг у.т./Гкал расход топлива на выработку эквивалентного объема тепловой энергии будет равен:

$$V_{1тз} = \mathcal{E}_{пр} \cdot \eta_{эк} \cdot 860 \cdot b_{тз} \cdot 10^{-6} = 180 \cdot 0,98 \cdot 860 \cdot 160 \cdot 10^{-6} = 24,3 \text{ т у.т.}$$

Суммарный расход топлива по варианту 1 составит:

$$V_{\Sigma 1} = V_{1з} + V_{1тз} = 52,2 + 24,3 = 76,5 \text{ т у.т.}$$

При выборе варианта 2 для регулирования нагрузок Белорусской энерго-

системы в условиях работы БеелАЭС на выработку электроэнергии в период пика нагрузок расход топлива составит:

$$V_{рп} = \mathcal{E}_{рп} \cdot b_{рп} \cdot 10^{-3} = 120 \cdot 246 \cdot 10^{-3} = 44,3 \text{ т у.т.}$$

Расход топлива на выработку 180 МВт·ч электроэнергии в период провала для электродкотлов будет аналогичен варианту 1 для электроаккумуляторов:

$$V_{2з} = V_{1з} = 52,2 \text{ т у.т.}$$

Суммарный расход топлива по варианту 2 составит:

$$V_2 = V_{рп} + V_{1з} = 44,3 + 52,2 = 96,5 \text{ т у.т.}$$

Таким образом, экономия топлива при использовании электроаккумуляторов за один суточный цикл достигнет $\Delta V_{эк} = V_2 - V_1 = 96,5 - 76,5 = 20$ т у.т., а за год этот показатель составит $\Delta V_{г} = \Delta V_{эк} \cdot 365 = 20 \cdot 365 = 7\,300$ т у.т.

Выводы

1. По результатам укрупненного расчета контрольного примера эффективности использования предлагаемых электроаккумуляторов суммарной мощностью 60 МВт в сравнении с эквивалентным объемом использования резервно-пиковых источников и электродкотлов для регулирования нагрузки энергосистемы достигается экономия капвложений объемом € 6,584 млн и годовая экономия топлива 7300 т у.т.

2. Полученные результаты дают основание утверждать, что необходимо более глубокое исследование целесообразности использования в Белорусской энергосистеме инновационных аккумуляторов параллельно с другими мероприятиями.

Список литературы

1. Молочко, А.Ф. Интеграция Белорусской АЭС в энергосистему / А.Ф. Молочко, Ф.И. Молочко // Энергетическая стратегия. – 2015. – № 2. – С. 33–37. – № 3. – С. 21–24.

В Беларуси вводится новый стандарт по охране окружающей среды

С 1 июля Требования к системе менеджмента окружающей среды (СУОС) с 1 июля устанавливает СТБ ISO 14001-2017 «Системы управления (менеджмента) окружающей среды. Требования и руководство по применению».

Документ утвержден постановлением Госстандарта от 11 апреля 2017 года № 29.

Новый стандарт распространяется на различные аспекты в области окружающей среды, которые организация определяет и которыми она может управлять. Соблюдать требования стандарта обязаны все организации независимо от размера, типа и характера деятельности.

Применяемый сейчас СТБ ИСО 14001-2005 «Системы управления окружающей средой. Требования и руководство по применению» будет действовать до 1 января 2021 года.

ИДЕАЛЬНЫЙ РЕЖИМ РАБОТЫ НЕЙТРАЛИ

Появление современных технических средств обработки и передачи информации, новых технологий преобразования, передачи и распределения электрической энергии заставляет искать нетривиальные решения проблемы обеспечения надежности и безопасности электроснабжения. В статье представлены результаты разработки и внедрения современной автоматизированной системы поиска однофазных замыканий на землю и устройства компенсации емкостного тока для применения в распределительных сетях 6–10 кВ.

Условия, необходимые для работы системы поиска однофазных замыканий на землю

Современные проблемы распределительных сетей с изолированной нейтралью во многом вызваны тем, что основные технические решения по режиму работы нейтрали, автоматике и устройствам компенсации емкостного тока, используемые в настоящее время, были разработаны в первой половине прошлого столетия. Решение стоящих на современном этапе инновационных задач по автоматизации распределительных сетей, как показывает анализ предлагаемых на рынке устройств данного назначения, упирается именно в эти устаревшие методы и технические подходы. В частности, в настоящее время отсутствуют такие элементы, как:

- универсальная, всережимная автоматика для определения фидера (участка) сети, на котором возникло однофазное замыкание на землю (ОЗЗ), а в перспективе – и расстояния до ОЗЗ;
- современная технология, позволяющая с высокой точностью компенсировать емкостной ток как в стационарных режимах, так и при перестроении топологии сети.

Ввиду отсутствия альтернативы на первое место выходит режим работы нейтрали через низкоомный резистор и в дополнение к нему – простое токовое реле, включенное в обмотку трансформатора тока нулевой последовательности.

У многих специалистов, занимающихся этой проблемой, ОЗЗ ассоциируется с металлическим одно-

ментным замыканием через небольшое переходное сопротивление, при этом ток ОЗЗ превышает погрешность измерительных трансформаторов тока (ТТ), а минимальное время замыкания составляет 60...100 мс. В этом случае направленная защита нулевой последовательности обеспечит стопроцентную вероятность определения направления ОЗЗ.

Благодаря исследованиям, которые в течение двух лет проводились на городской подстанции сети 10 кВ, можно утверждать, что процент классических ОЗЗ в реальной сети составляет всего около 40 %. Это означает, что вероятность срабатывания стандартной защиты также составит не более 40 %.

На основании полученных результатов, а также с учетом реальных электромагнитных процессов, происходящих в сети 6...10 кВ, были сформулированы условия, необходимые для работы «идеальной» системы поиска ОЗЗ:

- селективность при различных режимах работы нейтрали;
- наличие в токе нагрузки гармонических составляющих, в токе замыкания – аperiodических;
- возникновение дуговых замыканий и отсутствие гармонических сигналов напряжения и тока нулевой последовательности;
- автоматическая адаптивность к изменению топологии сети;
- ОЗЗ длительностью ≥ 10 мс и тока ≥ 1 А. Соответственно, максимальное переходное сопротивление в месте замыкания составляет 3...5 кОм, что обеспечивает надежную работу системы поиска ОЗЗ в сети с наличием ВЛ;



Н.Е. ТЕЛЮК,
инженер отдела
режимной автоматики и
электрических систем
РУП «Белнипизэнергопром»



И.Е. ТЕЛЮК,
инженер отдела

- наличие в системе измерения трансформатора тока класса точности 0,5 %;
- минимизация расчетных и программируемых параметров (уставок);
- наличие функции выделения поврежденного участка распределительной сети;
- возможность использования платформы автоматического определения ОЗЗ для решения задач телемеханики, диагностики и мониторинга сети, адаптация к технологии SmartGrid;
- простота монтажа и эксплуатации.

Реализация этих требований на принципах, которые были разработаны ранее и подразумевали применение электромагнитических либо аналоговых реле, – нерациональна. Использование микропроцессора



Рис. 1. Завершающий этап разработки защиты

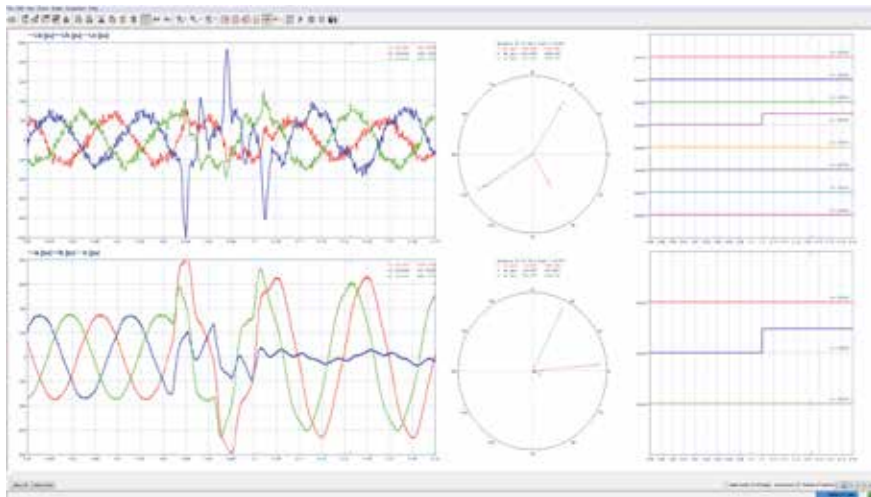


Рис. 2. Осциллограмма реального аварийного события, поступающая в качестве входной информации в модель терминала защиты, и выходные сигналы результатов работы терминала

и математических средств моделирования позволило разработать и внедрить устройство, функционирующее на иных физических принципах.

Проектирование и отладка алгоритмов

Поэтапная отладка разрабатываемых алгоритмов на различных стадиях проектирования защиты потребовала подключения математического моделирования, с помощью которого производилась имитация поведения реальных объектов энергосистемы.

Помимо математической модели терминалов проектируемой защиты были разработаны модели городской распределительной сети 10 кВ с потребителями 10/0,4 кВ, реальными характеристиками кабельных и воздушных линий, полученными в том числе с помощью натурных испытаний замыканий на землю, а также модель промышленного протокола беспроводной передачи данных.

Наличие математических описаний такого рода объектов создало основу для разработки универсального алгоритма работы защиты, основанного на вычислении интегральных составляющих векторов фазных токов и напряжений всех контролируемых присоединений.

На завершающем этапе (рис. 1) была произведена проверка работоспособности алгоритма на основе реальных осциллограмм возникновения однофазных и дуговых замыканий в сетях 10 кВ, записанных различными регистраторами. Данные осциллограмм, пройдя первичную обработку (перевод в формат математического пакета), интегрировались в модель, выступая в роли входных данных для математического описания терминала защиты. Это позволило приступить к практической реализации «идеальной» защиты.

Реализация автоматизированной системы поиска ОЗЗ

Такой идеальной защитой можно считать АСПОЗЗ, разработанную специалистами РУП «Белнипэнергопром». Это централизованная автоматизированная система поиска однофазных замыканий на землю, предназначенная для определения поврежденного присоединения (фидера) ОЗЗ и дуговых замыканий на землю в кабельных и воз-

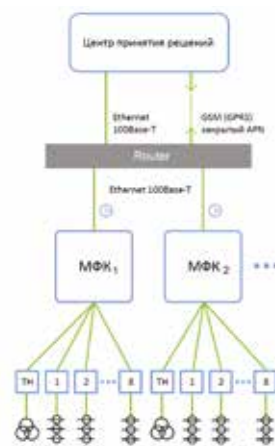


Рис. 3. Общая структура организации взаимодействия элементов АСПОЗЗ

душных сетях 6–10 кВ. Ее важнейшим элементом являются многофункциональные контроллеры (МФК) – унифицированные устройства, алгоритм работы которых не привязан к топологии сети, что позволяет обеспечить их взаимозаменяемость. Они смонтированы непосредственно на контролируемом объекте (подстанция, распределительный пункт, трансформаторная подстанция) и осуществляют первичную обработку измеряемых данных, а также функцию телемеханики выключателей. В частности, МФК измеряют и обрабатывают сигналы напряжения с ТН секции и с фазных трансформаторов тока восьми отходящих линий. При этом синхронная передача обработанных данных в центр принятия решений может осуществляться как по физическому, так и по радиоканалу (рис. 3).

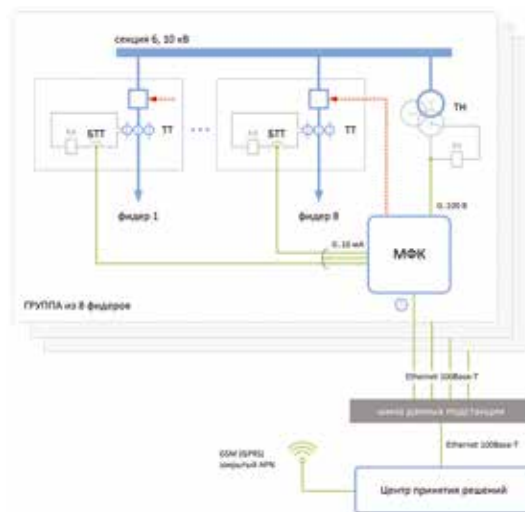


Рис. 4. Топология построения системы АСПОЗЗ подстанционного типа: БТТ – блок трансформаторов тока; ТТ – трансформатор тока ячейки; ТН – трансформатор напряжения секции

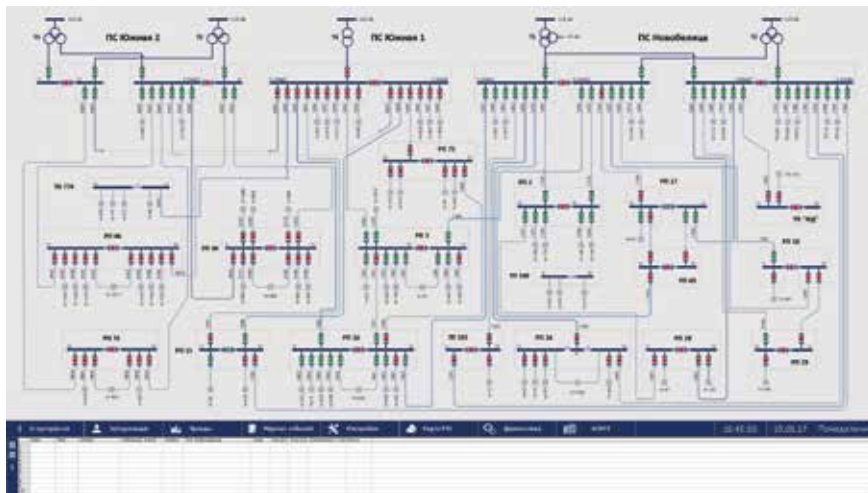


Рис. 5. Главная мнемосхема районного типа исполнения системы защиты – АСПОЗЗ района городской сети, охватывающей 325 фидеров, 3 подстанции 110/10 кВ, 4 ТП и 14 РП 10 кВ

Данный принцип построения системы исключает необходимость применения высокопроизводительного сетевого оборудования, позволяет снизить вероятность потери данных при передаче, повышая общие показатели надежности, и гарантирует определение места и параметров ОЗЗ в сети.

Система предусматривает независимое принятие решений в рамках подстанции (подстанционный тип системы) или энергорайона (районный тип) по поиску поврежденного фидера, определению типа замыкания (ОЗЗ, ДЗ, КЗ), параметров повреждения и проведению мероприятий по отключению поврежденного присоединения.

Фазные токи присоединения измеряются с помощью блока трансформаторов тока, включенных во вторичные цепи трансформаторов тока ячейки, без разрыва существующих токовых цепей и без воздействия на релейные защиты. Напряжение секции снимается с трансформатора напряжения секции (рис. 4).

Телемеханика выключателей, контроль над режимной информацией и наличием аварийных событий осуществляются в РЭС или на диспетчерском пункте посредством 2.5G GSM (GPRS) связи с системой АСПОЗЗ.

Конструкцию системы отличает лаконичность и простота монтажа. А ее основные характеристики в полном объеме соответствуют сформулированным требованиям к «идеальной» системе поиска ОЗЗ.

Опыт эксплуатации

На протяжении двух лет эксплуатации системы АСПОЗЗ в городских сетях с наличием кабельных и воздушных линий

10 кВ было успешно выявлено 100 % повреждений. Подтверждением тому служат осциллограммы, записанные регистратором переходных процессов «СПЕКТР», а также фиксация фактических аварийных событий дежурным персоналом. При этом система предоставляла диспетчеру информацию о номере поврежденного фидера, поврежденной фазе, сопротивлении и токе в месте замыкания на землю. За время эксплуатации АСПОЗЗ осуществлена архивация 3500 сигналов с дискретностью 20 с и возможностью просмотра средствами визуализации WinCC.

Согласно сформулированным выше требованиям «идеальная» система должна определять ОЗЗ длительностью 10 мс

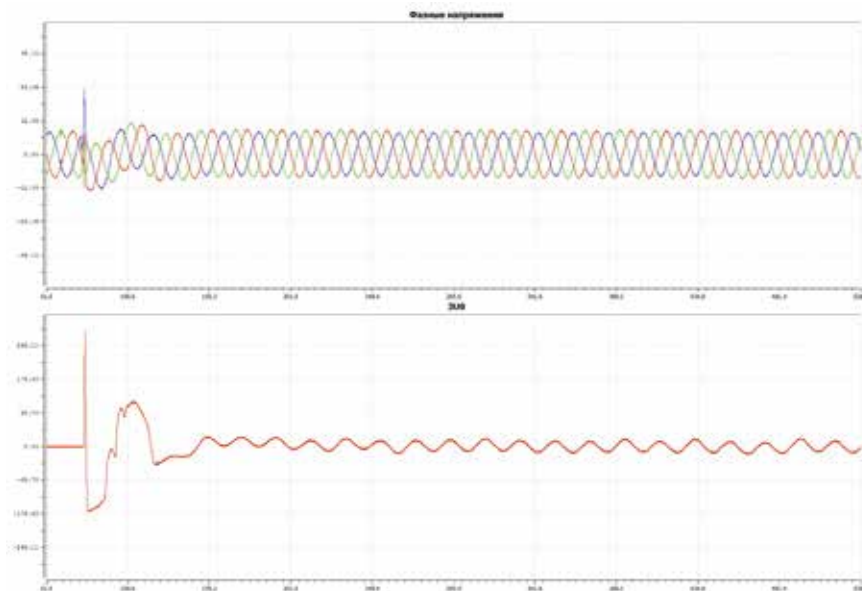


Рис. 6. Осциллограмма однофазного замыкания на землю длительностью 3 мс в сети 10 кВ

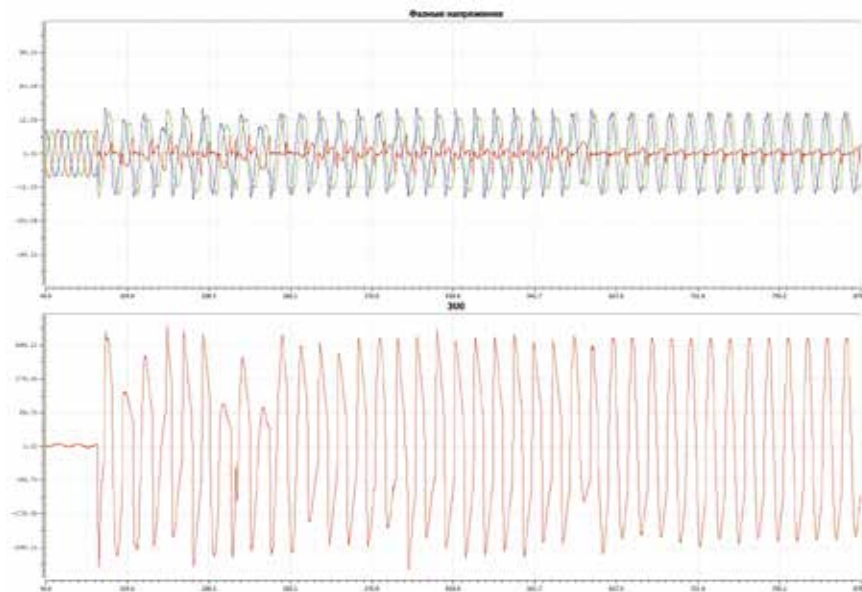


Рис. 7. Осциллограмма перемежающегося дугового замыкания на землю длительностью более 1 с

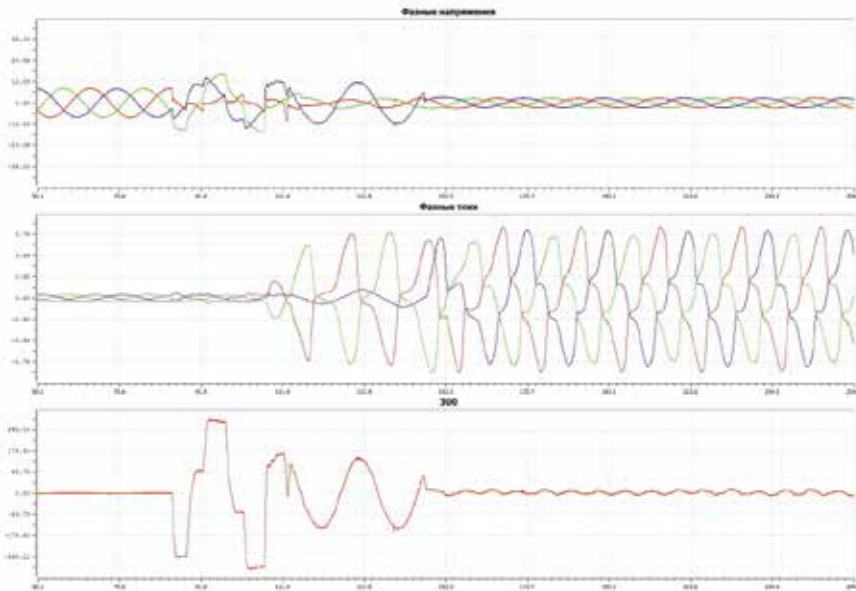


Рис. 8. Осциллограмма ОЗЗ длительностью 20 мс с переходом в междуфазное короткое замыкание (КЗ)

и более. На рисунке 6 показана осциллограмма однофазного замыкания на землю длительностью 3 мс, при котором системой АСПОЗЗ успешно осуществлено определение поврежденного фидера.

Дуговые замыкания на землю представляют собой наиболее сложный для определения вид ОЗЗ ввиду несинусоидальности сигналов напряжения и тока нулевой последовательности.

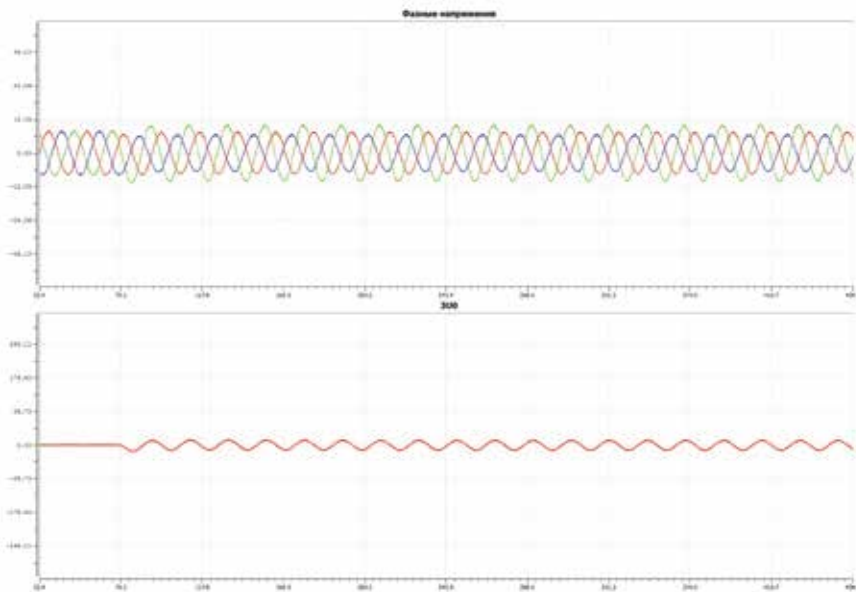


Рис. 9. Осциллограмма ОЗЗ через переходное сопротивление 800 Ом

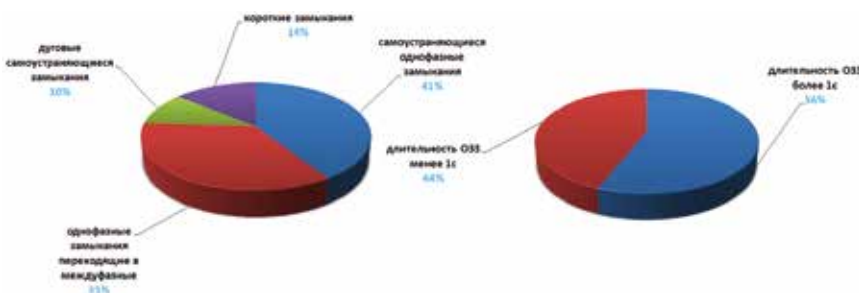


Рис. 10. Доля различных типов аварийных событий в общем числе аварий, а также соотношение длительности ОЗЗ в период с мая 2015 по июль 2016 года в защищаемой системой АСПОЗЗ районе

В ситуации, отображенной на рисунке 7, система также безошибочно определила поврежденный фидер.

Так же успешно были определены поврежденные фидеры при достаточно сложном развитии аварийной ситуации ввиду наложения двух событий – ОЗЗ длительностью в один период и двухфазного КЗ (рис. 8) и при ОЗЗ на кабельной линии через переходное сопротивление 800 Ом, причиной которого стал поврежденный разрядник на линии (рис. 9).

Идеальная компенсация

Можно констатировать, что на настоящий момент в распоряжении эксплуатационщиков уже есть идеальная система поиска замыканий на землю. Однако для снижения аварийности в распределительных сетях недостаточно одной только идеальной автоматики. Необходимо определить оптимальный режим работы нейтрали с учетом конкретных условий эксплуатации района распределительных сетей.

Например, анализ данных о работе ПС 10 кВ городского энергорайона, собранных системой «СПЕКТР» более чем за год, показывает, что эскалация напряжения зафиксирована лишь в 2 % аварийных событий. Основным видом аварийного отключения потребителей является термическое повреждение кабеля (35 %).

Как видно из диаграммы, построенной на основе данных системы «СПЕКТР», значительную долю аварийных событий составляют самоустраняющиеся замыкания (рис. 10). Снизить процент самоустраняющихся замыканий позволяет установка низкоомного резистора, но это приведет к повышению процента замыканий, переходящих в КЗ. Логичным решением этой проблемы в рассматриваемом энергорайоне является установка дугогасящего реактора (ДГР) с высокоомным резистором, позволяющим компенсировать погрешности настройки компенсации.

Предлагаемые в настоящее время ДГР как отечественного, так и зарубежного исполнения используют в основном принцип компенсации емкостного тока, предложенный еще В. Петерсоном в 1916 году. Поскольку данному способу компенсации уже более 100 лет, необходимо было разработать инновационное решение этой задачи – создать устройство, отвечающее определенным требованиям. В частности, оно должно обеспечивать:

- высокий импеданс при отсутствии замыкания на землю;

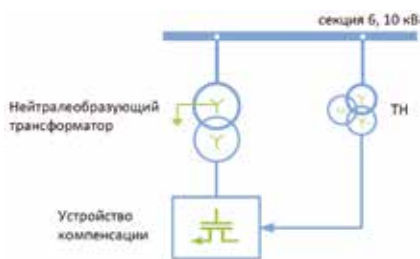


Рис. 11. Структурная схема подключения компенсирующего устройства

– установление тока замыкания на землю до безопасного значения за 1–2 периода промышленной частоты;

– автоматическую настройку при изменении емкости сети.

При этом в конструкции устройства должны отсутствовать механические элементы.

В соответствии со сформулированными выше требованиями была разработана математическая модель «идеального» устройства компенсации, которая включает в себя силовую часть и автоматику. Структурная схема подключения устройства приведена на рисунке 11.

В отличие от выпускаемых в настоящее время классических систем компенсации с использованием ДГР, в данной системе отсутствует индуктивность в контуре регулирования, вследствие чего реакция системы при ОЗЗ и изменении конфигурации сети практически мгновенна. Это подтверждается характером переходного

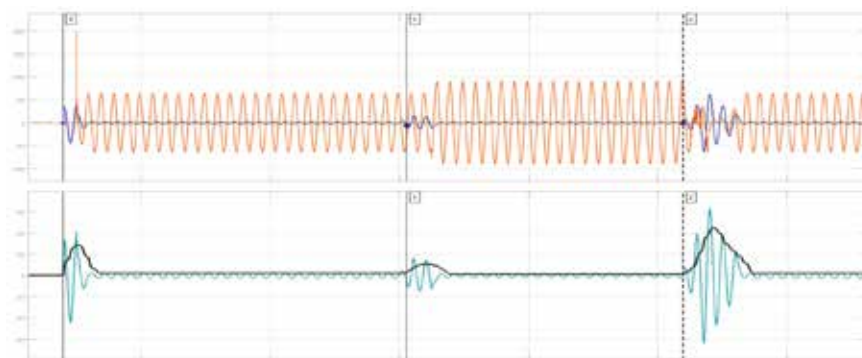


Рис. 12. Графики изменения мгновенного и действующего значений тока ОЗЗ и компенсирующего устройства в момент однофазного замыкания (0) и в момент изменения конфигурации сети (1 и 2)

процесса, приведенного на рисунке 12, в моменты времени (0), (1) и (2).

Выводы

В 2016 году на площадке промышленной выставки в Ганновере было заявлено о начале промышленной революции 4.0 в мировой индустрии. Такие флагманы мировой экономики, как США, Германия, Япония, Южная Корея и Китай, сегодня вкладывают сотни миллиардов долларов в развитие цифровых технологий, переводя свои экономики в новую технологическую эру, в которой человеку отводится роль инженера, программиста и менеджера. Без движения в данном направлении, ввиду острой транснациональной конкуренции, в недалеком будущем перспектива существования многих технологичных отраслей отечественной промышленности

может оказаться под большим вопросом.

Внедрение и разработка систем, подобных АСПОЗЗ, позволяют сделать реальный шаг в направлении развития национальной экономики на базе настоящих, а не фиктивных цифровых технологий. Концепция АСПОЗЗ полностью соответствует тренду мировых лидеров в этой области. Система предполагает полную автоматизацию процессов поиска однофазных замыканий на землю, их локализацию без негативных последствий для оборудования и потребителей, генерацию отчетов и статистики, предоставляемых диспетчеру, и в перспективе – обнаружение места повреждения. При этом первичная обработка собираемых данных производится на нижнем уровне, что значительно уменьшает объем данных, передаваемых в центр принятия решений.

НОВЫЕ ДОКУМЕНТЫ

✓ Правила по обеспечению безопасности перевозки опасных грузов автомобильным транспортом в Республике Беларусь

Утверждены Постановлением Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь от 8 декабря 2010 года № 61 (в редакции постановления Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь от 29 декабря 2016 года № 79).

Новая редакция документа вступает в силу с 1 июня 2017 года

✓ СТП 33243.35.600-16 «Методические указания по ведению технической документации на устройства релейной защиты, электроавтоматики и вторичной коммутации»

Утвержден приказом ГПО «Белэнерго» № 57 от 6 марта 2017 года. Введен в действие с 15 марта 2017 года.

✓ СТП 33243.20.188-11 «Нормы технологического проектирования воздушных линий электропередачи напряжением 35 кВТ и выше» с Изменением № 1 и Изменением № 2.

Утвержден приказом ГПО «Белэнерго» от 29 марта 2017 года № 78. Введен в действие с 01 мая 2011 года.

Изменение № 1 введено в действие с 10 декабря 2013 года

Изменение № 2 введено в действие с 1 апреля 2017 года

ОЗНАКОМИТЬСЯ

с документами можно в ЭИС «Энергодокумент» www.energodoc.by

ЗАКАЗАТЬ:

- в редакции по тел./факсу (+ 375 17) 286-08-28
- на сайтах www.energystategy.by, www.energodoc.by



KSB: комплексные решения из «одних рук»

Концерн KSB - всемирно известный поставщик комплексных решений для промышленности и энергетики. Насосы, трубопроводная арматура, профессиональная техническая и сервисная поддержка в течение всего жизненного цикла оборудования - немецкое качество, идеальная сочетаемость, максимальная экономия электроэнергии и безупречная эксплуатация.

Дополнительная информация на сайте www.ksb.by

› Наши технологии. Ваш успех.

Насосы • Арматура • Сервис

ИОО «КСБ БЕЛ»: 220089, Минск, 3-я ул. Щорса 9 – 607.

Т/Ф +375 17 336-42-56; +375 17 336-42-57; +375 17 336-42-58



СНИЖЕНИЕ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ПУТЕМ УВЕЛИЧЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТА МОЩНОСТИ

В настоящее время в большинстве стран СНГ сбыт электроэнергии производится без учета реактивной мощности и коэффициента мощности (КМ) нагрузки, несмотря на наличие у ряда потребителей счетчиков активной и реактивной энергии. Такой порядок не стимулирует потребителей электроэнергии увеличивать КМ нагрузки. Между тем его увеличение оказывает существенное влияние на снижение потерь электроэнергии.

Во времена СССР действовала дифференциальная система оплаты электроэнергии, которая предусматривала зависимость тарифа от КМ нагрузки. Если потребитель обеспечивал установленное минимальное значение этого коэффициента (0,95), то оплата за электроэнергию была минимальной, при снижении КМ она возрастала.

После 1991 года указанный порядок оплаты за электроэнергию был отменен. В то время это решение было обоснованным. Дело в том, что в линиях электропередачи (ЛЭП) формируются две реактивные мощности: индуктивная, пропорциональная квадрату тока, и емкостная, пропорциональная квадрату напряжения. После распада СССР потребление электроэнергии резко снизилось, уменьшились токи в ЛЭП. Это привело к значительному снижению индуктивной мощности. При этом напряжение в ЛЭП практически не изменилось, что с учетом конденсаторов у потребителей обусловило стремительный рост емкостной мощности. В результате возникли проблемы в режимах работы энергосистемы (напряжение в сети увеличилось сверх допустимого значения). В условиях недостаточного количества шунтирующих реакторов для компенсации емкостной мощности пришлось отключить конденсаторы у потребителей.

Теоретически проанализируем влияние КМ нагрузки у потребителей на потери мощности в линиях электропередачи.

Влияние КМ нагрузки на потери мощности в линиях электропередачи

Как известно, КМ нагрузки представляет собой отношение активной мощности к полной. Для получения средневзвешенного значения КМ за период времени принимается отношение активной энергии к полной. Значение активной энергии определяется по показанию соответствующего счетчика. Значение полной энергии вычисляется как квадратный корень из суммы квадратов показаний счетчиков активной и реактивной энергии. Электрики обозначают КМ как косинус угла сдвига фаз между векторами тока и напряжения ($\cos\phi$). На практике для определения величины КМ на основе показаний счетчиков активной и реактивной энергии вычисляют тангенс угла сдвига фаз ($\operatorname{tg}\phi$), а затем пересчитывают $\operatorname{tg}\phi$ на $\cos\phi$. Кроме $\cos\phi$ для обозначения КМ иногда используют коэффициент λ , выражая его величину в процентах.

В качестве примера рассмотрим потери мощности в линии электропередачи при неизменном значении напряжения. Ниже приводятся расчетные формулы для одной фазы нагрузки с двумя разными значениями коэффициента мощности:

$$\Delta P_1 = I_1^2 \cdot R_{\text{л}}, \quad (1)$$

$$\Delta P_2 = I_2^2 \cdot R_{\text{л}}, \quad (2)$$

$$I_1 = \frac{S_1}{U_c} = \frac{P_H}{U_c \cos\phi_1}, \quad (3)$$



В.П. КУЛИЧЕНКОВ,
к.т.н., доцент



А.З. ЧАЙКОВСКИЙ,
начальник службы
электрических режимов
РУП «ОДУ»

$$I_2 = \frac{S_2}{U_c} = \frac{P_H}{U_c \cos\phi_2}, \quad (4)$$

$$\Delta P_1 = \frac{P_H^2}{U_c^2 \cos^2\phi_1} R_{\text{л}}, \quad (5)$$

$$\Delta P_2 = \frac{P_H^2}{U_c^2 \cos^2\phi_2} R_{\text{л}}, \quad (6)$$

$$K_p = \frac{\Delta P_2}{\Delta P_1} = \frac{\cos^2 \phi_1}{\cos^2 \phi_2}, \quad (7)$$

где R_l – активное сопротивление линии; I_1 – ток в линии при $\cos \phi_1$; I_2 – ток в линии при $\cos \phi_2$; U_C – напряжение в линии (принимается постоянной величиной); P_H – активная мощность нагрузки (принимается постоянной величиной); S_1 – полная мощность нагрузки при $\cos \phi_1$; S_2 – полная мощность нагрузки при $\cos \phi_2$; ΔP_1 – потери активной мощности при $\cos \phi_1$; ΔP_2 – потери активной мощности при $\cos \phi_2$; K_p – отношение потерь активной мощности в проводах при $\cos \phi_2$ к потерям активной мощности в проводах при $\cos \phi_1$.

Из формулы (7) видно, что потери активной мощности в проводах обратно пропорциональны квадрату КМ нагрузки. Если КМ уменьшить в два раза, то потери увеличатся в четыре. Эта закономерность справедлива не только для линий электропередачи, но и для всех элементов энергосистемы.

Из-за отсутствия учета потребления реактивной энергии (мощности) у потребителей величина $\cos \phi$ точно не известна. Вероятнее всего она не превышает 0,8. Для сравнительного анализа примем значение 0,7 при активно-индуктивном характере нагрузки.

В качестве примера ниже приведена таблица 1 для значений K_p при разных значениях КМ $\cos \phi_2$ и постоянном $\cos \phi_1 = 0,7$.

Теоретически определить экономию электроэнергии при увеличении КМ нагрузки у потребителей за счет снижения потерь электроэнергии при ее передаче по сетям при условии, что все потери мощности происходят только в проводах, можно по формуле

$$\Delta W_3 = \frac{\Delta W\%}{100} W(1 - K_p), \quad (8)$$

где ΔW_3 – экономия электроэнергии; $\Delta W\%$ – технологические потери электроэнергии, %; W – потребление электроэнергии.

Зная экономию электроэнергии, можно определить экономию топлива.

Следует иметь в виду, что реальная экономия электроэнергии будет несколько меньше, чем вычисленная по формуле (8). Дело в том, что при увеличении КМ нагрузки напряжение в линии несколько увеличивается за счет снижения тока и падения напряжения. Существующие технические

Таблица 1. Зависимость величины K_p от значений КМ

$\cos \phi_1$	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
$\cos \phi_2$	0,7	0,75	0,8	0,85	0,9	0,95	1
K_p	1	0,87	0,77	0,68	0,6	0,55	0,49

Таблица 2. Типовые оценки коэффициента мощности

Значение КМ	Высокое	Хорошее	Удовлетворительное	Низкое	Неудовлетворительное
$\cos \phi$	0,95–1,00	0,80–0,95	0,65–0,80	0,50–0,65	0,00–0,50
λ	95–100 %	80–95 %	65–80 %	50–65 %	0–50 %

средства на электростанциях и подстанциях не всегда могут поддерживать постоянное напряжение в линии электропередачи. Естественно, его повышение приводит к некоторому увеличению активных потерь в проводах. Кроме того, указанные теоретические данные не учитывают, что активные потери в магнитопроводах трансформаторов и реакторах (потери в стали) не зависят от КМ нагрузки. Таким образом, реальная экономия электроэнергии и топлива будет в худшем случае на 15 % ниже теоретических данных, поэтому для определения ее настоящего значения теоретические данные следует умножить на поправочный коэффициент 0,85.

Приведем пример вычисления возможной экономии электроэнергии за 2009 год. По данным ГПО «Белэнерго», за этот период крупные предприятия, оснащенные счетчиками активной и реактивной энергии, потребили $W = 17,84$ млрд кВт·ч электроэнергии. Технологические потери электроэнергии в сетях 0,4–750 кВ составили $\Delta W\% = 11,13$ %. В общем случае влияние изменения КМ на уровень потерь будет зависеть от класса напряжения сети, к которой подключен потребитель. С целью упрощения для приведенных расчетов будем ориентироваться на величину технологических потерь электроэнергии в целом по энергосистеме. В данном случае, если бы удалось увеличить КМ до 0,95, то экономия с учетом поправочного коэффициента составила бы $\Delta W_3 = 760$ млн кВт·ч.

У потребителей, не имеющих счетчиков реактивной энергии, КМ составит еще меньше, чем 0,7. Конечно, оснастить такими счетчиками каждую квартиру или всех мелких потребителей нереально. Решением проблемы может стать установка на понижающих подстанциях 10/04 кВ компенсирующих конденсаторов и счетчиков активной и реактивной энергии, причем преми-

альные обслуживающего персонала должны находиться в зависимости от значения КМ. Это обеспечит дополнительную экономию электроэнергии и топлива.

У бытовых потребителей (холодильники, телевизоры, пылесосы, стиральные машины, компьютеры, энергосберегающие лампы) $\cos \phi$ низкий – не более 0,7. Такое же значение будет иметь показатель у асинхронных электродвигателей (особенно при низкой нагрузке на валу): $\cos \phi = 0,3–0,7$. Вентильные преобразователи в силу специфики их регулирования являются потребителями реактивной мощности (КМ вентильных преобразователей прокатных станов колеблется в пределах 0,3–0,8), что вызывает значительные отклонения напряжения в питающей сети.

Существуют типовые оценки КМ. Величины, характеризующие эти оценки, приведены в таблице 2.

Устройства, применяемые для увеличения КМ нагрузки

В СССР для компенсации реактивной (индуктивной) мощности применялись конденсаторы со ступенчатой системой регулирования, при которой возможна перекомпенсация (как и недокомпенсация, она нежелательна). Были разработаны устройства, позволявшие обеспечить КМ, равный 1, независимо от характера нагрузки (активно-индуктивная или активно-емкостная), изготовлены их опытные образцы и внедрены у некоторых потребителей. После распада СССР эта деятельность сначала была почти полностью остановлена, а профильные заводы практически прекратили свое существование. В настоящее время работа над этими устройствами восстановлена. На рисунке 1 приведена схема силовой части такого устройства.

В тиристорно-дроссельном компенсаторе при перекомпенсации реактивной индуктивной мощности автоматически

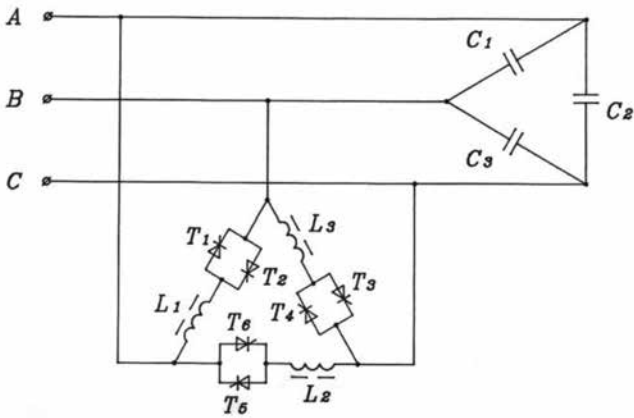


Рис. 1. Силовая схема тиристорно-дроссельного компенсатора

открываются тиристоры Т1–Т6 и система управления обеспечивает поддержание КМ, равного 1. При недокомпенсации индуктивной мощности тиристоры закрываются и компенсация обеспечивается конденсаторами С1–С3.

В настоящее время в России используется система повышения КМ, которая предусматривает применение управляемых шунтирующих реакторов (УШР) в сетях 330–750 кВ и тиристорных компенсаторов (реакторы и емкости) в сетях 10–35 кВ. Это позволяет уменьшить потери электроэнергии и увеличить передаваемую по ЛЭП мощность. В Беларуси используются только УШР. На рисунке 2 показана упрощенная схема УШР с подмагничиванием постоянным током.

На рисунке 3 приведена новая силовая схема подстанции, на которой емкостная реактивная мощность компенсируется с помощью управляемого подмагничиванием УШР, тиристорного компенсатора и конденсаторной батареи для компенсации реактивной мощности (индуктивной и емкостной).

УШР – наиболее широко внедряемые устройства. Они обеспечивают регулирование напряжения и реактивной мощности в режиме реального времени. В простейшем виде реактор – это катушка индуктивности, потребляющая реактивный ток индуктивного характера. УШР – это переменное индуктивное сопротивление, плавно регулируемое подмагничиванием постоянным током ферромагнитных элементов магнитной цепи с помощью специальной обмотки управления. Данное устройство дополнительно выполняет функции полупроводникового ключевого прибора, что достигается за счет работы магнитной системы реактора в области глубокого

насыщения. На холостом ходу реактора величина потребляемой реактивной мощности не превышает 3 % номинального значения. Для увеличения загрузки реактора необходимо дополнительное подмагничивание магнитной системы. Оно осуществляется при подключении регулируемого источника постоянного напряжения к обмоткам управления (расположены на стержнях, установленных по два на фазу). Поток подмагничивания в соседних стержнях направлен в разные стороны. Его нарастание вызывает насыщение стержней в соответствующие полупериоды тока, что, в свою очередь, приводит к возникновению и возрастанию тока в сетевой обмотке. Изменение величины тока подмагничивания приводит к изменению тока сетевой обмотки, за счет чего обеспечивается

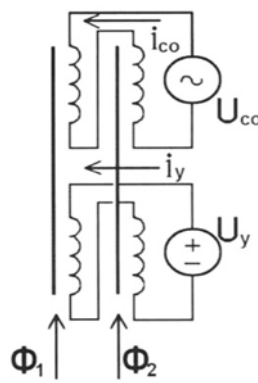


Рис. 2. Упрощенная схема УШР с подмагничиванием постоянным током

плавное изменение уровней напряжения в точке подключения УШР и величины потребляемой им реактивной мощности. УШР компенсируют избыток емкостной реактивной мощности, снижают ее переток, что приводит к уменьшению тока в линиях и снижению активных потерь. При этом происходит непрерывное автоматическое управление оптимальными уровнями напряжения в ЛЭП. В транзитных сетях с резко переменным графиком нагрузки, кроме того, сокращается число коммутаций неуправляемых устройств.

Помимо оптимизации режима работы сетей результатом работы УШР становится увеличение срока службы оборудования. Наибольший эффект проявляется в сетях 220 кВ и выше на межсистемных ЛЭП с реверсивными перетоками активной мощности, нагрузка которых в течение суток может меняться от нуля до предельно допустимой по пропускной способности.

Тиристорные компенсаторы, в которых реактор регулируется с помощью тиристорного ключа, получили название статических тиристорных компенсаторов (СТК). Эти устройства могут работать как на выдачу, так и на потребление реактивной мощности. Регулирование последней происходит плавно и в широких пределах. Однако во время работы тиристорных ключей возникают высшие гармоники, что требует вве-

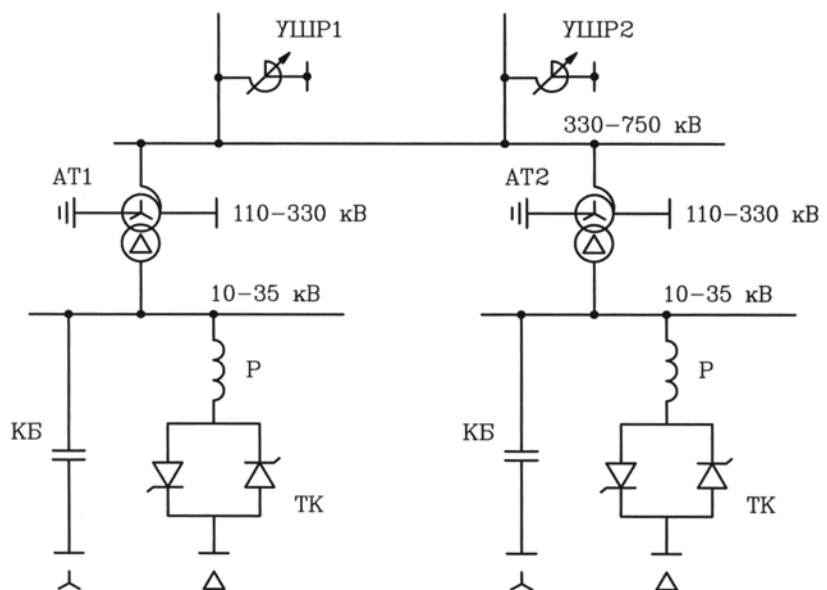


Рис. 3. Новая силовая схема подстанции: УШР – управляемый шунтирующий реактор; АТ – автотрансформатор или трансформатор; КБ – конденсаторная батарея; Р – реактор; ТК – тиристорный компенсатор

дения в схему фильтров. Кроме того, СТК неэффективны в слабых сетях.

Применение СТК в энергосистеме позволяет решить проблему изменения реактивного тока и сгладить колебания напряжения в узлах нагрузки и непосредственно у потребителя. Срок окупаемости затрат на СТК составляет в среднем от полугода до года. Например, использование СТК на одном из российских металлургических предприятий увеличило КМ нагрузки с 0,7 до 0,97, снизило колебания напряжения питающей сети в три раза и удельный расход электрической энергии на тонну выплавленной стали – на 4 %.

Заключение

Переход к тарифообразованию на электроэнергию с учетом КМ может стать одним из эффективных мероприятий по экономии топливно-энергетических ресурсов. Однако важно понимать, что установка конденсаторов у потребителей изменит баланс реактивной мощности в энергосистеме, поэтому техническая возможность реализации данного решения должна рассматри-

ваться с учетом складывающихся и перспективных режимов работы энергосистемы по напряжению. Так, сегодня одной из критически острых проблем режима работы системообразующей сети 220–750 кВ Белорусской энергосистемы являются повышенные вплоть до предельно допустимых значений уровни напряжения. Это обусловлено низким потреблением электроэнергии и недостаточным количеством шунтирующих реакторов. В такой ситуации включение у потребителей конденсаторных установок приведет к увеличению реактивной мощности, генерируемой в электрические сети энергосистемы, что усугубит проблему высокого напряжения в сети 220–750 кВ.

Таким образом, предпосылками к переходу на оплату электроэнергии с учетом КМ могут стать изменения режимных условий работы Белорусской энергосистемы, а именно увеличение потребления электроэнергии и установка в системообразующей сети 220–750 кВ дополнительных средств компенсации реактивной мощности, например шунтирующих реакторов,

для поддержания напряжения в допустимых пределах.

Подводя итог, можно сказать, что сегодня Белорусская энергосистема по режимам своей работы еще не готова к подобным изменениям, однако в перспективе это может стать эффективным мероприятием по экономии топливно-энергетических ресурсов. Для определения момента, подходящего для перехода на оплату электроэнергии с учетом коэффициента мощности, необходимо ежегодно проводить мониторинг величины суммарного потребления электроэнергии, анализировать балансы реактивной мощности, а также оснащать энергосистему дополнительными средствами ее компенсации.

Список литературы

1. Железко, Ю.С. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии / Ю.С. Железко. – М.: ЭНАС, 2009. – 446 с.
2. Куличенков, В. Потери электроэнергии и мероприятия по их снижению / В. Куличенков. – LAP LAMBERT Academic Publishing (Германия). – 85 с.

XV МЕЖДУНАРОДНАЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА ЭНЕРГЕТИКА В ПРОМЫШЛЕННОСТИ-2017

ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОЕ, ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ, ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ ПОДСТАНЦИИ, КАБЕЛИ, ПРОВОДА,
ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ, ПРОМЫШЛЕННАЯ СВЕТОТЕХНИКА, АВТОМАТИЗАЦИЯ, КИПиА

XV МЕЖДУНАРОДНЫЙ ФОРУМ

ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС УКРАИНЫ:
НАСТОЯЩЕЕ И БУДУЩЕЕ



МЕЖДУНАРОДНЫЙ ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР

Украина, 02002

Киев, Броварской пр-т, 15

М "Левобережная"

тел./факс: (044) 201-11-57

e-mail: lyudmila@iec-expo.com.ua

www.iec-expo.com.ua, www.мвц.укр

www.tech-expo.com.ua

ОРГАНИЗАТОР:

Международный выставочный центр

ПРИ ПОДДЕРЖКЕ

Министерства энергетики

и угольной промышленности Украины

Технический партнер: *Reut Media*

7-9
ноября

КОМПЛЕКСНЫЕ РЕАГЕНТЫ НА ОСНОВЕ АМИНОВ

Использование комплексных реагентов на основе аминов вызывает множество споров, несмотря на достаточно долгую историю их применения. В основном это происходит из-за отсутствия достоверной информации о свойствах применяемых реагентов. В статье рассматривается подход к выбору реагентов для ведения водно-химического режима на паровых котлах и котлах-утилизаторах с различной тепловой схемой, свойства реагентов и их влияние на поверхности нагрева и материалы, используемые при производстве оборудования.

Выбор реагента в зависимости от качества добавочной воды

Изначально комплексные реагенты на основе аминов были предназначены для жаротрубных котлов, однако затем их стали применять и для водотрубных. К сожалению, внедрение режимов с их применением проводилось без необходимых исследований и должного технического сопровождения и основывалось лишь на рекомендациях поставщиков реагентов.

Комплексные реагенты представляют собой смесь нейтрализующих и пленкообразующих аминов. В зависимости от назначения в них также могут присутствовать дисперсанты и поглотители кислорода на основе аминов.

Одна из особенностей аминов – строго определенная область применения каждой марки. Использование одних ограничено технологическими параметрами (максимально допустимым давлением и температурой), для других оно регламентировано санитарными показателями. Но главная особенность данных реагентов – их строгое разграничение в зависимости от качества добавочной воды (обессоленной или умягченной). Градация здесь очень жесткая.

Рассмотрим механизм действия комплексного реагента на основе аминов. Результат воздействия пленкообразующих аминов на металл будет одинаковым для любой воды. Он заключается в создании гидрофобной пленки в диапазоне температур от 30 до 150–200 °С и защитной магнетито-аминовой

пленки в зоне более высоких температур, а также в отмывочном эффекте.

Большой интерес представляет работа нейтрализующих аминов и дисперсантов.

Нейтрализующие амины, входящие в состав комплексных реагентов, обладают различными коэффициентами распределения. От вида, количества и пропорций нейтрализующих аминов в комплексном реагенте зависит эффективность его применения.

Дисперсант выполняет две функции: связывает катионы жесткости, переводя их в неприкипающий мелкодисперсный шлам, и оказывает отмывочный эффект. При этом трудно сказать, какая из функций является основной.

Таким образом, каждая составляющая аминов выполняет свои, только ей присущие задачи. Универсального реагента, который способен взаимодействовать с добавочной водой любого качества, не существует.

Если проанализировать качество обессоленной воды, соответствующей требованиям ПТЭ Российской Федерации (они аналогичны требованиям ПТЭ большинства стран СНГ, в том числе и Беларуси), то в зависимости от того, в каких условиях работает обессоливающая установка, вода на выходе будет иметь различный солевой состав. Именно поэтому необходимо четко определить, что такое обессоленная вода. Даже приняв за основу старое международное определение, что обессоленная вода должна удовлетворять требованиям $\text{æ}_n \leq 0,2 \text{ мКсм/см}$ и $\text{SiO}_2 \leq 20 \text{ мкг/}$

С.Ю. СУСЛОВ, к.т.н., заведующий лабораторией водно-химических режимов ОАО «ВТИ»,
А.В. КИРИЛИНА, к.т.н., заведующая отделением водно-химических процессов,
Е.В. ЕРЕМИНА, младший научный сотрудник,
Т.В. ЗЕЗЮЛЯ, инженер,
Ю.Д. ОДИНЦОВА, инженер,
Е.А. СОКОЛОВА, младший научный сотрудник,
И.С. СУСЛОВ, младший научный сотрудник,
Н.В. ТИМОФЕЕВ, техник

дм^3 , поймем, что вода, соответствующая нормативным требованиям, является частично обессоленной (на сегодняшний день за рубежом требования к обессоленной воде еще жестче: $\text{æ}_n \leq 0,1$).

Реагенты на основе аминов без дисперсантов создавались с учетом требований к качеству обессоленной воды, принятых за рубежом. Помимо этого следует учитывать традиционно высокие зарубежные требования к качеству теплоносителя энергоблоков, жесткость которого не нормируется (подразумевается ее отсутствие).

Отличие той воды, которая нормируется в ПТЭ для подпитки барабанных котлов, от той, на которую рассчитаны комплексные реагенты, заключается в том, что при обработке «нашей» воды в реагенте обязательно должен содержаться дисперсант, поскольку в обессоленной воде подразумевается остаточная жесткость. Применение реагента без дисперсанта может привести к накоплению солей жесткости в котловой воде с последующим отложением их на обогреваемых поверхностях нагрева.

Поскольку добавочная обессоленная вода ($\text{æ} \leq 0,2 \text{ мКсм/см}$) не имеет щелочности, для обеспечения pH котловой воды комплексный реагент должен содержать большое количество нейтрализующих аминов с низким коэффициентом распределения. Значение pH пара при этом может обеспечиваться как за счет той части аминов, которая перешла в пар, так и за счет наличия в реагенте некоторого количества аминов с высоким коэффициентом распределения. Для воды более

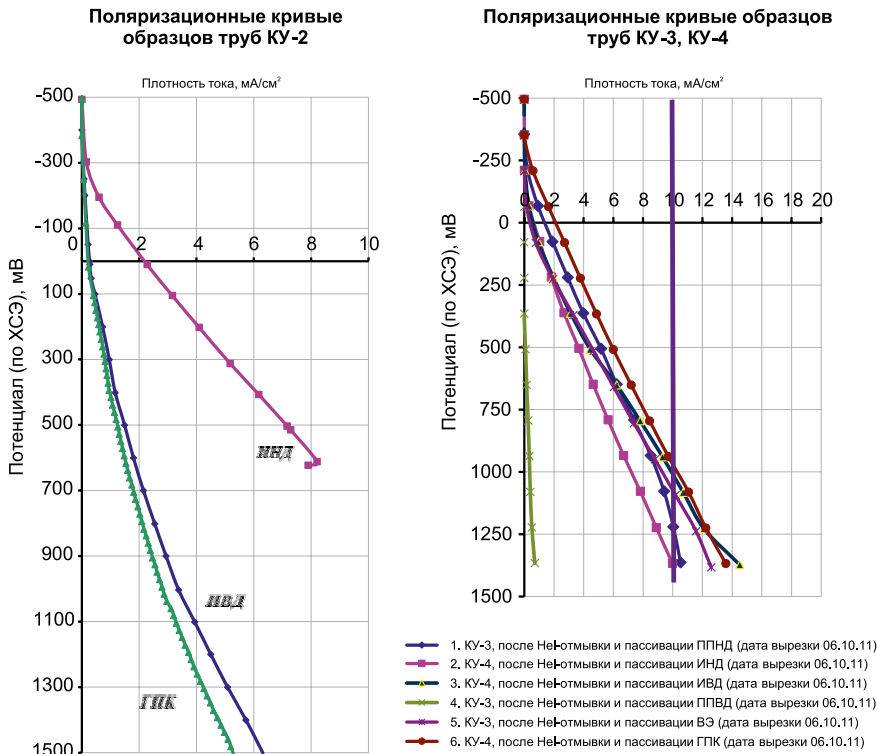


Рис. 1. Поляризационные кривые образцов после предупредительной отмытки и пассивации с хеламином

низкого качества с переменным составом анионов потребуются иные пропорции нейтрализующих аминов с высоким и низким коэффициентами распределения. Пленкообразующие амины – это обязательная составляющая, которая в разных реагентах может присутствовать в различных долях. Дисперсант же в реагентах для обессоленной воды отсутствует. Следовательно, реагент, рассчитанный на действительно обессоленную воду, не в полной мере подходит к условиям эксплуатации, при которых исходная вода подготавливается по традиционным схемам в соответствии с ПТЭ.

Для использования в энергетике при коррекционной обработке теплоносителя аминами поставщиками были рекомендованы четыре марки хеламинов: Helamin 90 H turb, Helamin 9012 H, Helamin 906 H, Helamin BRW-150 H. Первые два реагента рассчитаны на обработку котлов, подпитываемых обессоленной водой. Во «Временном регламенте» (СО 34.37.534-2002) Helamin 90 H turb рекомендован для обработки теплоносителя котлов давлением 9,8 МПа, а Helamin 9012 H – для котлов давлением 13,8 МПа. При этом нет никаких указаний на качество добавочной воды.

Из-за различия в понимании того, что значит «обессоленная вода», за рубежом и в России (как и в большинстве стран СНГ), а также в связи с возника-

ющими из-за этого проблемами при ведении водно-химического режима два последних реагента не нашли распространения в России. Имеющаяся информация свидетельствует о том, что на электростанциях, где применяли Helamin 90 H turb, Helamin 9012 H, были выявлены проблемы с образованием отложений солей жесткости на поверхностях нагрева, что вынудило отказаться от этих реагентов. Вместо них были предложены реагенты марок Helamin 906 H и Helamin BRW-150 H, которые содержат дисперсант и рекомендовались официальным поставщиком для обработки умягченной воды.

Что касается подпитки котлов умягченной водой, то в этом случае необходимо поднять значение pH паров, перевести катионы жесткости в мелкодисперсный шлам, немного поднять щелочность котловой воды. Для решения этих проблем в рассматриваемом реагенте имеется большое количество нейтрализующих аминов (циклогексилламин, дисперсант) с высоким коэффициентом распределения.

При традиционной коррекционной обработке в котловую воду добавляют фосфаты для связывания катионов жесткости, в питательную – аммиак и гидразин. Такой режим мало влияет на уровень pH в паре – он остается низким. При этом нет особых сложностей с поддержанием значения pH

в котловой воде, в которой щелочность обеспечивается в основном за счет термолитиза бикарбонатов добавочной воды.

Если мы переходим от традиционного водно-химического режима (ВХР) к обработке комплексным реагентом, то в составе последнего должен присутствовать дисперсант, заменяющий тринатрийфосфат для предотвращения кальциевого накипеобразования, а также большое количество нейтрализующих аминов с высоким коэффициентом распределения, обеспечивающих поддержание нормируемых значений pH в паре. Помимо этого, в реагенте может содержаться некоторое количество нейтрализующих аминов с низким коэффициентом распределения для поддержания значения pH в котловой воде, а также пленкообразующие амины.

В соответствии с российским стандартом СО 34.37.534–2002 дозировка хеламина ведется из расчета 2–10 г реагента на кубометр добавочной воды. При подпитке котла обессоленной водой такая дозировка хеламина марки 906H не может обеспечить значение pH котловой воды, соответствующее ПТЭ. Это особенно заметно, если к качеству обессоленной воды предъявляются максимально высокие требования, что приводит к повышенному расходу дорогостоящего реагента. Значение pH котловой воды можно скорректировать увеличением дозировки, однако при этом автоматически ухудшается качество пара, электропроводность которого (прямая проба) может возрасти до 10–30 мкСм/см, а также возрастает электропроводность H-катионированной пробы.

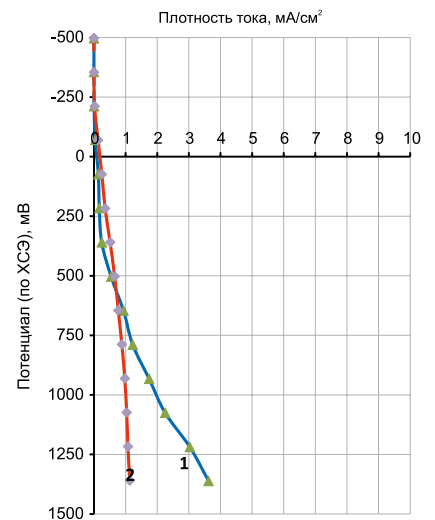


Рис. 2. Поляризационные кривые образцов после очистки и пассивации с цетамином

Требуемых значений рН и гидратной щелочности котловой воды при ведении аминного режима можно добиться дозированием едкого натра. Однако, если вспомнить, что основным нейтрализующим агентом в хеламине марки 906 Н является циклогексиламин, то с учетом его коэффициента распределения (в диапазоне температур 300–350 °С он равен приблизительно 10), получим, что содержание амина в котловой воде будет в 10 раз меньше дозируемого. Снижая дозировку хеламина и заменяя его нелетучей щелочью, получаем в результате увеличение продолжительности образования защитной пленки.

Что же касается реагентов марок 9012 и 90 Н turb, то здесь ситуация неоднозначна. Во-первых, эти реагенты рассчитаны на применение в котлах, подпитываемых обессоленной ($\leq 0,2$ мкСм/см) водой, следовательно, они не обеспечат защиту котла от накипи в случае присосов. Во-вторых, соотношение нейтрализующих аминов не позволит поддерживать ВХР в нормируемых пределах без применения корректирующих добавок. И если с дополнительными корректирующими добавками еще как-то можно смириться, то вопрос защиты поверхностей нагрева от солей жесткости остается открытым.

В последнее время наладочные организации предлагают именно такой вариант обработки для сокращения расхода хеламина и поддержания в тракте энергоблоков нормируемых показателей теплоносителя. В этих случаях рекомендуется предусмотреть дополнительное дозирование аммиака, если не будут выдерживаться показатели ВХР. Комбинированное дозирование хеламина и щелочи (и/или аммиака) приводит к следующему:

- вместо одного реагента приходится дозировать два (три), правда, есть и положительный эффект – замена токсичного гидразина дорогим хеламином;

- добавление едкого натра увеличивает солесодержание котловой воды, что требует увеличения непрерывной продувки. Одновременно с этим сокращается дозировка хеламина и уменьшается содержание пленочных аминов в тракте, что увеличивает продолжительность создания защитных пленок или снижает их антикоррозионные свойства;

- дозирование дополнительных корректирующих добавок свидетельствует об отсутствии декларированной ранее «комплексности» реагента.

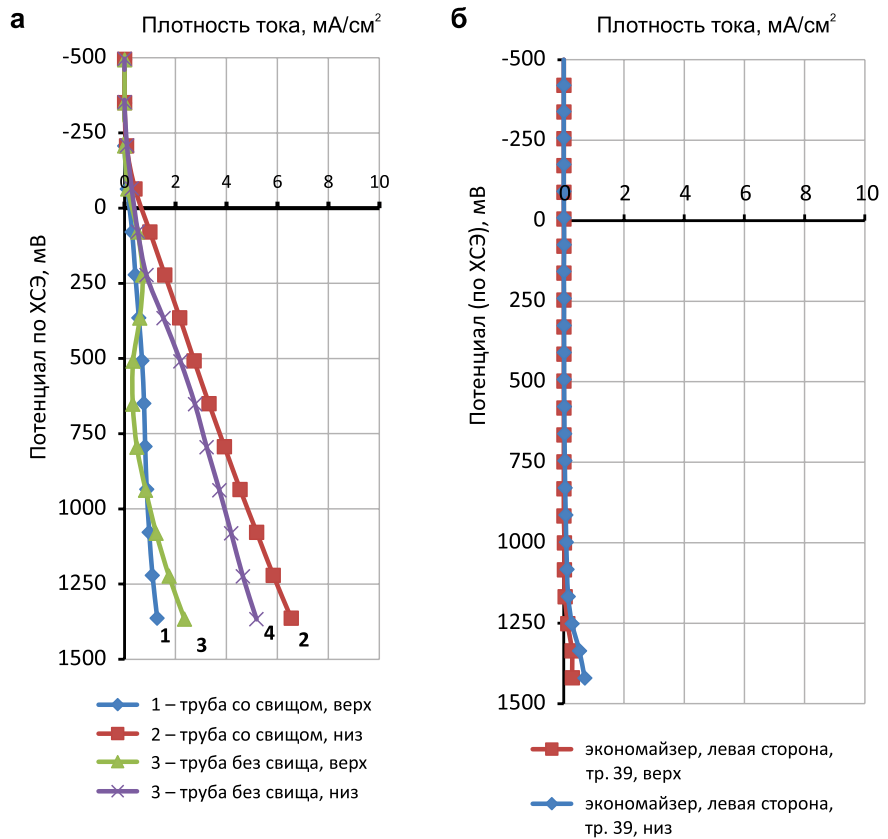


Рис. 3. Степень стойкости защитных пленок, образующихся при применении рязных реагентов:

а) поляризационные кривые, характеризующие стойкость защитных пленок при использовании *Helamin 906 Н* для ведения ВХР;

б) поляризационные кривые, снятые на образцах водяного экономайзера парового котла через полгода ведения ВХР с эпурамином

В странах СНГ, как правило, для обработки котловой воды используется щелочно-фосфатный режим. А режим дозирования смеси хеламина с едким натром, описанный выше, по сути, представляет собой щелочно-хеламинный режим, в котором функцию связывания солей жесткости вместо фосфатов берет на себя дорогой хеламин (отметим, что избыток хеламина несоответствующей марки может также привести к возникновению проблем в пароперегревателе и турбине). К сожалению, такая схема корректиционной обработки уже воспринимается специалистами как должное и даже используется в разработках проектных организаций, что обусловлено недостаточной осведомленностью о протекающих при этом процессах, непониманием их сущности.

Свойства реагентов на основе аминов

Касаясь традиционного аммиачно-гидразинно-фосфатного режима барабанных котлов, заметим, что обработка аммиаком и гидразином (или одним

из этих реагентов) позволяет поддерживать нормативные значения в конденсатно-питательном тракте, а дозировка фосфатов (смеси фосфатов и едкого натра) – режим в котле. О достоинствах и недостатках такого режима написано много книг и учебников [3–5], в которых авторы подробно разъясняют особенности применения каждого реагента, приводя попутно многочисленные экспериментальные и расчетные данные.

Создатели комплексных реагентов на основе аминов преследовали цель разработать такой реагент, который бы мог в полной мере удовлетворить всем требованиям, предъявляемым руководящими указаниями, прежде всего обеспечить поддержание ВХР на различных этапах эксплуатации во всех точках тракта и защиту оборудования от коррозии при простое. Для этого необходимо создать композицию из нескольких реагентов. В современной отечественной научно-технической литературе отсутствуют серьезные работы, посвященные исследованиям комплексных реагентов на основе аминов, аминных водно-химических ре-

жимов и их применения на ТЭС. Встречаются публикации, в которых описывается тот или иной практический опыт применения аминов на конкретном объекте, однако еще больше неопубликованной информации о проблемах в этой области, потому что сложившаяся в современной энергетике ситуация заставляет электростанции эти проблемы скрывать. Некоторую информацию об аминах можно почерпнуть только из зарубежных источников, которые практически недоступны для персонала электростанций, к тому же публикуемая информация не всегда соответствует условиям эксплуатации в СНГ.

Чтобы обеспечить водно-химический режим энергоблока, используя амины, необходимо учитывать несколько факторов.

Прежде всего, собираясь применить тот или иной комплексный реагент, надо знать состав композиции и представлять поведение каждого компонента в тракте электростанции.

В системах замкнутого цикла с конденсацией теплоносителя распределение аминов между паровой и жидкой фазами так же важно, как и основность или потенциал нейтрализации. При испарении котловой воды в барабане кислотные примеси могут либо остаться в воде, либо перейти в паровую фазу. Некоторые примеси, такие как диоксид углерода, в основном находятся в паровой фазе, в то время как другие – хлориды и сульфаты – в основном остаются в жидкой фазе. Нейтрализующие амины должны выбираться с учетом их способности «преследовать» возможные кислотные примеси по всему тракту. Этот выбор должен учитывать как схему энергоблока, так и свойства возможных примесей.

Рассмотрим замкнутую систему «котел – турбина», содержащую диоксид углерода, при обработке морфолином (нейтрализующий амин с низким коэффициентом распределения). Если подать морфолин в котел, большая часть его останется в котловой воде, в то время как большая часть CO_2 перейдет в пар. При высокой концентрации морфолина котловая вода будет иметь высокое значение pH. На следующей стадии (в зоне первичной конденсации в турбине) концентрация морфолина ниже, поэтому и pH конденсата ниже. На последней стадии, когда конденсируется оставшийся пар, остается мало морфолина, но присутствует большое количество ди-

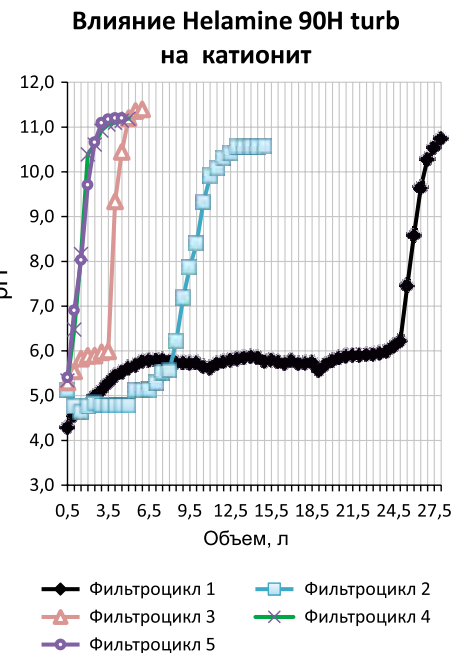
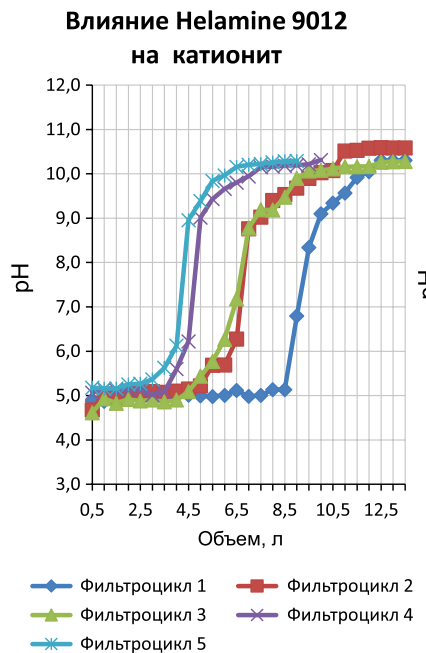
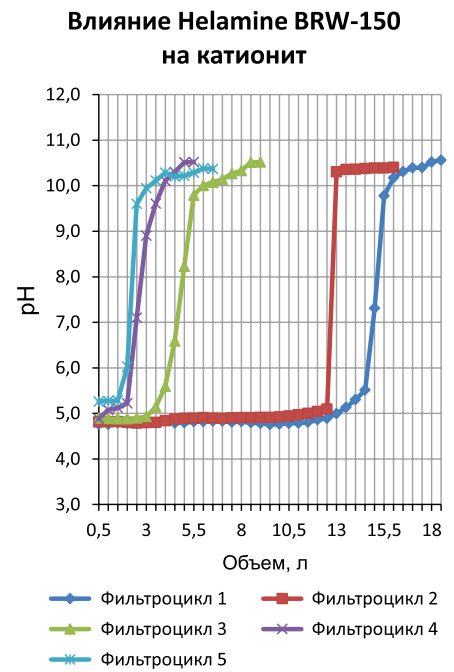
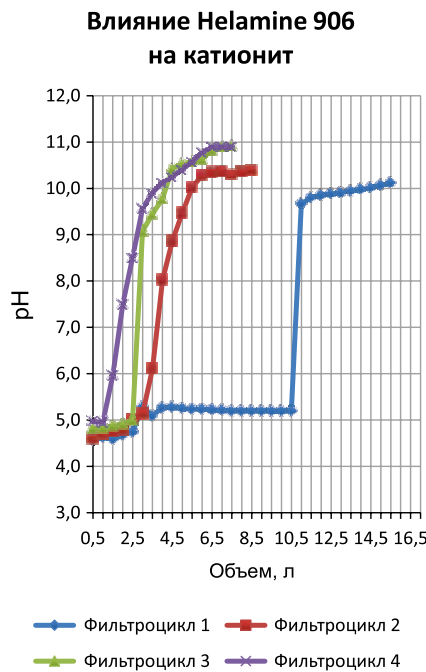


Рис. 4. Снижение фильтроцикла катионита при использовании хеламинов разных марок

оксида углерода. Высокая концентрация CO_2 понижает pH, что влияет на состояние оксидов металла и сам металл. Амины, которые лучше распределяются в паре, такие как циклогексиламин, подходят как нельзя лучше для системы, описанной выше. Тем не менее такие амины – не всегда лучший выбор, потому что они не могут в полной мере обеспечить требуемое значение pH в котловой воде.

На практике лучшую защиту оказывают смеси нейтрализующих аминов с разным распределением между жидкой

и паровой фазами. Коэффициенты распределения являются функцией давления. При работе с комплексными реагентами необходимо учитывать коэффициенты распределения всех компонентов, чтобы представлять эффект от применения реагента. К сожалению, довелось ознакомиться с работами, в которых абсолютно серьезно вычисляется коэффициент распределения хеламина [6, 7]. Такой величины нет и быть не может, потому что комплексный реагент состоит из нескольких компонентов, каждый из которых обладает

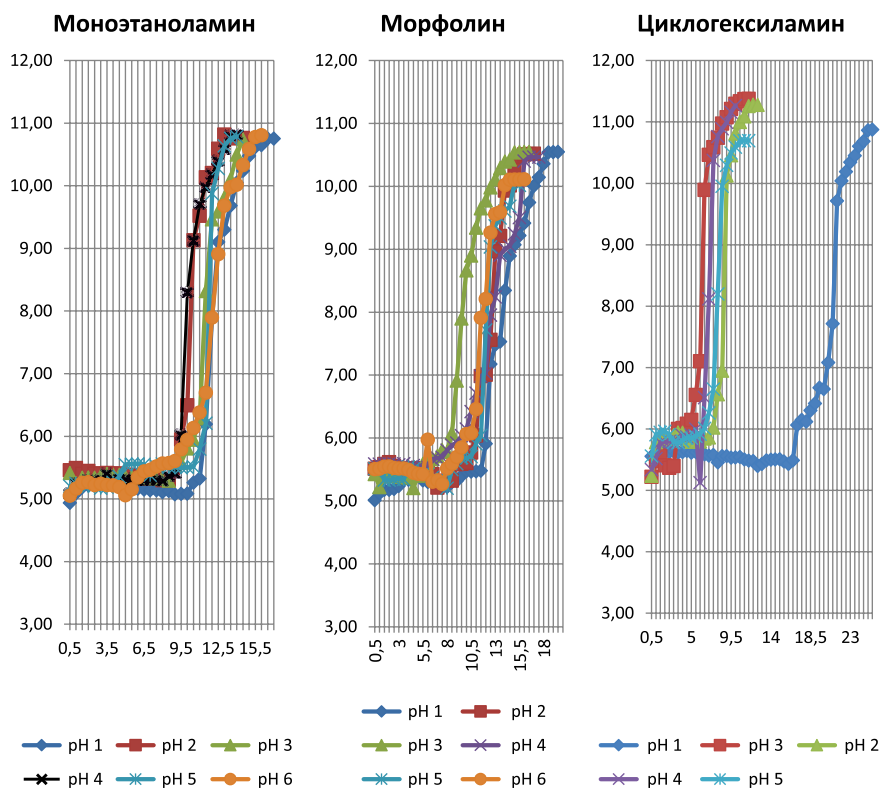


Рис. 5. Влияние нейтрализующих аминов на катионит

своим собственным коэффициентом распределения.

Пленкообразующие амины зачастую фигурируют как «полиамины», что вполне соответствует истине, однако знание того, какой именно пленкообразующий амин применен в комплексном реагенте, помогает прогнозировать ситуацию при ведении водно-химического режима, а также отмывках и консервации оборудования.

Пленкообразующие амины являются основным компонентом, создающим защитную пленку на поверхности металла. Механизм пленкообразования может быть различным в зависимости от типа амина, а также температуры, при которой происходит реакция. Адсорбция и хемосорбция – это две стороны одного процесса, и от того, каковы условия протекания реакции, зависит преобладание того или другого механизма. Пленкообразующие амины типа октадециламина могут взаимодействовать с металлом или его оксидами как по механизму физической адсорбции, так и по механизму хемосорбции в зависимости от температуры и давления. При наличии на поверхности металла железистоокисных отложений пленкообразующие амины вступают с ними в реакцию в первую очередь.

В отличие от приведенного выше примера некоторые амины, по нашему

мнению, не способны к образованию гидрофобного частокола, создавая защитный слой по другой схеме – по типу мелкаячеистой сетки. Стойкость таких пленок, созданных во время предпусковых химических очисток с использованием хеламина или в процессе эксплуатации, значительно ниже.

Защита поверхностей

Следует отметить, что применяемые в последнее время на котлах-утилизаторах предпусковая водно-химическая очистка и пассивация металла хеламином не в состоянии обеспечить надежную защиту поверхности, поэтому СТО ВТИ [8] был отменен в части, касающейся применения аминов для отмывок и пассивации. Низкая защита поверхностей нагрева после их пассивации хеламином была подтверждена при исследовании образцов, полученных с различных станций. В то же время другие реагенты показали гораздо более хорошие результаты.

Сопоставим результаты водно-химической очистки на двух ТЭС. На одной из них промывка и пассивация блоков с КУ выполнялись хеламином с интервалом в два года и предпусковые промывки проводились разными монтажными организациями (рис. 1), на другой – при промывке использо-

вался цетамин. Для сравнения показаны результаты водно-химической очистки и пассивации с цетамином марки V, на которые была дана гарантия стойкости на 75 суток (рис. 2).

Отметим, что на одном из образцов данные снимались непосредственно после отмывки цетамином, а второй предварительно был выдержан в конденсате в течение трех недель. При сравнении кривых, полученных после пассивации разными реагентами (рис. 1, 2), видно, что результаты значительно отличаются.

При обработке хеламином не удается получить стойких защитных пленок и в процессе эксплуатации. На рисунке 3а показаны результаты исследования методом снятия поляризационных кривых на двух образцах, вырезанных из испарителя высокого давления (ИВД) котла-утилизатора с вертикальной компоновкой газохода, то есть с горизонтальным расположением труб. На блоке проводился водно-химический режим с использованием хеламина марки Helamin 906 Н. В последнее время котел-утилизатор находился в резерве, но периодически на нем осуществлялась переконсервация тем же реагентом. После появления свищей в ИВД были сделаны вырезки двух соседних труб, одна из них без свища. Как видно на графике, верхняя часть труб обладает высокой степенью защиты (малая плотность тока при большом потенциале), что подтвердилось и «капельным» методом, в то время как на нижней части труба имеет свищ, а неповрежденная поверхность покрыта язвами. То есть в данном случае хеламин не смог обеспечить защиту всех поверхностей нагрева.

Для сравнения на рисунке 3б показаны кривые, снятые на образцах труб водяного экономайзера парового энергетического котла (P = 13,8 МПа), имеющих горизонтальное расположение, после полугодия работы с применением комплексного реагента эпурamina. Следует отметить, что кривые на рисунке 3а соответствуют ВХР с дозированием чистого реагента без корректирующих добавок, наиболее часто применяемых при использовании хеламина (аммиак и едкий натр). Наличие корректирующих добавок, повышающих величину pH, автоматически приводит к снижению дозировки хеламина, то есть уменьшает и количество дозируемого пленкообразующего амина.

Влияние реагентов на материалы

Ионообменные смолы. В последнее время рассматривается влияние пленкообразующих аминов на иониты [9]. Такие исследования проводились и в России, и за рубежом, но результаты очень различны [10, 11]. На электростанциях катионит, как известно, используется на блочных и автономных обессоливающих установках, а также в лабораториях для очистки конденсата пара при приготовлении реактивов. В связи с этим было решено провести еще ряд экспериментов с целью определить влияние на материал не только комплексных реагентов, но и их компонентов. Были проверены все марки хеламина, имевшиеся в распоряжении лаборатории, а также часть реагентов от других производителей. Концентрация реагентов при проведении опытов составляла 2 г/л, что значительно выше эксплуатационных норм дозирования, но может применяться при проведении очисток оборудования.

Как видно из приведенных графиков (рис. 4), обменная емкость катионита резко снижается уже после второго-третьего фильтроцикла, делая невозможной его дальнейшую работу. Следовательно, использование ионообменных фильтров после отмывки для очистки сбросных вод нецелесообразно. Однако при ведении ВХР (на малых концентрациях) проблема низкой продолжительности фильтроциклов все равно остается.

В связи с этим возникает вопрос: все ли нейтрализующие амины, входящие в состав комплексных реагентов, влияют на катионит одинаково? Был проведен ряд экспериментов в этой области (рис. 5). В опытах также использовались высокие концентрации нейтрализующих аминов (0,5 мг/л), одинаковые для всех нейтрализующих аминов. С учетом того, что в комплексном реагенте соотношение компонентов различно, важно было определить влияние каждого из них при одних и тех же начальных условиях.

Из приведенных на рисунке 5 графиков видно, что максимальное негативное влияние на катионит, снижающее его обменную емкость, оказывает циклогексилламин. Эти данные помогают объяснить влияние на катионит хеламинов. Из данных поставщиков (MSDS) следует, что во всех марках хеламина содержание циклогексилламина находится в пределах 0–5 %. Однако

исследования, проведенные в лаборатории водно-химических режимов Всероссийского теплотехнического института, показали, что реальные концентрации составляют 15–18 %. Примерно такие же результаты были получены при более ранних исследованиях, проведенных в Беларуси. Если сравнивать с [11], то окажется, что другие реагенты не оказывают влияния на катионит или оказывают его в меньшей степени.

Если сравнить результаты, полученные на разных станциях, то из них следует, что автономные и блочные обессоливающие установки, обрабатывающие конденсаты с хеламином, столкнутся с проблемой более частой замены смолы, что экономически невыгодно.

Дисперсант. Применение реагентов с дисперсантом порождает несколько проблем, о которых упомянем лишь вкратце:

- реагенты, содержащие дисперсант, нельзя применять для дозирования в питательную воду, если она используется для регулирования температуры пара. При попадании в пароперегреватель дисперсант (натриевая соль) будет выпадать на его стенках, что может сократить срок службы пароперегревателя;
- дисперсанты, входящие в состав реагента, в большинстве своем не обладают высокой термостабильностью, что приводит к бессмысленности их применения в зоне высоких температур. В особенности это относится к комплексным реагентам ранних поколений (хеламин). Следует также учитывать, что первоначально эти реагенты создавались для коррекционной обработки жаротрубных котлов.

Медь. Также проблемой при использовании комплексных реагентов является коррозия меди. В соответствии с ПТЭ при традиционных ВХР количество аммиака в питательной воде не должно превышать 1000 мкг/дм³. В то же время при использовании комплексных реагентов количество нейтрализующих аминов может быть гораздо больше. Это приводит к коррозии медьсодержащих сплавов, особенно при наличии кислорода в конденсате. С отложениями меди в котле уже столкнулись на ряде станций. Однако в настоящее время появились наработки по применению более сбалансированного состава аминов, которые не увеличивают содержания меди в конденсате и питательной воде.

Заключение

Современные условия работы ТЭС требуют новых подходов к решению существующих проблем при разработке и внедрении современных технологий, обеспечивающих необходимую эффективность и экономичность работы оборудования ТЭС. Преодоление этих проблем требует разработки новой нормативной документации, причем такая документация должна иметь не рекомендательный, а обязательный характер и отражать требования к аминным режимам, которые применяются на ряде ТЭС.

Список литературы

1. Водоподготовительные установки и водно-химический режим ТЭС. Условия создания. Нормы и требования: СТО 70238424.27.100.013-2009. – Введ. 16.02.2009. – М., 2009.
2. Водоподготовительные установки и водно-химический режим ТЭС. Условия поставки. Нормы и требования: СТО 70238424.27.100.031-2009. – Введ. 23.02.2009. – М., 2009.
3. Манькина, Н.Н. Физико-химические процессы в пароводяном цикле электростанций / Н.Н. Манькина. – М.: Энергоатомиздат, 2008.
4. Стырикович, М.А. Процессы генерации пара на электростанциях / М.А. Стырикович, О.И. Мартынова, З.Л. Миропольский. – М.: Энергия, 1969. – 312 с.
5. Маргулова, Т.Х. Водные режимы тепловых и атомных электростанций: учебник для вузов / Т.Х. Маргулова, О.И. Мартынова. – М.: Высшая школа, 1981. – 320 с.
6. Бураков, И.А. Изучение влияния пленкообразующих аминов на скорость коррозии углеродистой стали в жидкой и паровой фазе: автореф. дис. ... канд. техн. наук / И.А. Бураков. – М., 2012.
7. Ситникова, Е.Б. Влияние пленкообразующих полиаминов на коррекционную обработку пароводяного тракта котельных агрегатов с естественной циркуляцией: автореф. дис. ... канд. техн. наук / Е.Б. Ситникова. – Алматы, 2010.
8. Методические указания по предпусковой водно-химической отмывке и консервации высокомолекулярными аминами типа хеламин с диспергатором котлов-утилизаторов и трубопроводов блоков парогазовых установок и отопительных газотурбинных установок ТЭЦ: СТО ВТИ 37.003-2009.
9. Savelkoul, J. The influence of film forming amines on the exchange behavior of condensate polishing resins / J. Savelkoul, F. Oesterholt, R. van Lier, W. Hater // VGB Power Tech. – 2014. – № 8.
10. Влияние реагентов, содержащих полиамины, на обменную емкость ионитов / Т.И. Петрова [и др.] // Теплоэнергетика. – 2016. – № 5.
11. Исследование влияния комплексных аминосодержащих реагентов на катионит / Д.Н. Мелентьев [и др.] // Электротехнические станции. – 2014. – № 5.

О НАУЧНОМ СОПРОВОЖДЕНИИ СТРОИТЕЛЬСТВА АТОМНОЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ В РЕСПУБЛИКЕ БЕЛАРУСЬ

В течение 2009–2015 годов научное сопровождение деятельности по сооружению Белорусской АЭС осуществлялось в рамках Государственной программы «Научное сопровождение развития атомной энергетики в Республике Беларусь на 2009–2010 годы и на период до 2020 года», а с 2016 года проводится в рамках подпрограммы 6 «Научное сопровождение развития атомной энергетики в Республике Беларусь» Государственной программы «Научные технологии и техника» на 2016–2020 годы, утвержденной постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 21 апреля 2016 года № 327.



В.С. ВЫСОЦКИЙ,
к.т.н., начальник отдела научно-технической политики и нормативно-правового обеспечения Департамента по ядерной энергетике Министерства энергетики Республики Беларусь

Основными целями Государственной программы «Научное сопровождение развития атомной энергетики в Республике Беларусь на 2009–2010 годы и на период до 2020 года» являлись разработка и внедрение научно-технических предложений по оптимизации технологических процессов, повышающих ядерную, радиационную и экологическую безопасность, физическую защиту, а также эффективность объектов атомной энергетики.

Государственным заказчиком ряда мероприятий Государственной программы было определено Министерство энергетики. В частности, Минэнерго отвечало за координацию работы по следующим направлениям:

- разработка систем и методов контроля качества оборудования объектов атомной энергетики, проведение научной экспертизы предложений, связанных со строительством АЭС и иных объектов использования атомной энергии;
- проведение анализа и моделирования процессов в оборудовании АЭС и иных ядерных установках на всех стадиях жизненного цикла;
- адаптивное и усовершенствование технологии обращения с радиоактивными отходами и отработавшим ядерным топливом (ОЯТ);
- оценка воздействия АЭС на окружающую среду и окружающей среды на АЭС на всех стадиях жизненного цикла;

- проведение работ по усовершенствованию физической защиты объектов использования атомной энергии;
- осуществление информационно-аналитического обеспечения развития атомной энергетики в Республике Беларусь.

Реализация заданий, входящих в состав указанных мероприятий, осуществляется в рамках договоров между Минэнерго и научным учреждением «Объединенный институт энергетических и ядерных исследований – Сосны» («ОИЭЯИ – Сосны») с привлечением в качестве субподрядных организаций иных институтов Национальной академии наук Беларуси.

Характер проводимых исследований связан с этапами подготовительного периода, строительства, ввода в эксплуатацию, эксплуатации и вывода из эксплуатации атомной электростанции, а также с решением задач, выходящих за рамки генерального контракта на сооружение Белорусской АЭС (например, захоронение радиоактивных отходов и обращение с ОЯТ АЭС).

Контроль качества и моделирование процессов в оборудовании

В рамках реализации мероприятий Государственной программы были проведены исследования для выработки предложений по организации системы входного контроля материалов и обо-

рудования, поставляемых для строительства АЭС, подготовки специалистов в области неразрушающего контроля и диагностики оборудования АЭС. С учетом этих исследований специалисты разработали методики контроля и диагностики реактора АЭС и его элементов, защитной оболочки, тепломеханического и электрического оборудования, а также металла корпусов оборудования и трубопроводов.

Кроме того, в течение 2009–2015 годов был выполнен анализ факторов, влияющих на эффективность и надежность вентиляционных систем АЭС, исследованы вопросы обеспечения пожарной безопасности и водопотребления АЭС, повышения эффективности испарительных башенных градирен, а также обоснованы наиболее перспективные направления роста электропотребления по отраслям экономики республики

с учетом развития в стране ядерной энергетики.

В целях осуществления контроля за технологическими процессами в оборудовании АЭС были разработаны программные модули для расчета стационарных и переходных нейтронно-физических процессов в реакторной установке ВВЭР, теплофизических и тепломассобменных процессов в оборудовании АЭС. Для моделирования процессов в оборудовании АЭС и других ядерных установок на базе вычислительного центра научного учреждения «ОИЭЯИ – Сосны» создан программно-аппаратный комплекс.

Специалистами института также проведен анализ и выполнено моделирование ядерного топливного цикла реактора ВВЭР с целью повышения эффективности топливоиспользования в послегарантийный период эксплуатации реактора ВВЭР-1200 и разработан программный модуль для оптимизации схем перегрузок ядерного топлива в активной зоне в течение топливных компаний.

Хранение радиоактивных отходов

В целях обеспечения безопасного хранения и изоляции радиоактивных отходов АЭС были разработаны рекомендации по совершенствованию методов и технологических схем их переработки, а также подготовлены предложения к проектным решениям по переработке радиоактивных отходов Белорусской АЭС, их временному хранению на территории АЭС с последующим захоронением.

Учеными научного учреждения «ОИЭЯИ – Сосны» были выполнены работы по совершенствованию методов измерения содержания радионуклидов в радиоактивных отходах и технологических средах АЭС, предложены методы очистки жидких радиоактивных отходов с использованием природного минерального сырья и материалов отечественного производства, а также изучена возможность модернизации для этих целей сорбентов, мембран и фильтров производства Республики Беларусь.

Стандартной процедурой для АЭС является дезактивация оборудования и помещений. В этом направлении белорусскими специалистами также осуществлен ряд работ. В частности, выполнены модификация и оптимизации рецептур и технологий дезактивации

оборудования и помещений АЭС, а также снятия технологических отложений; разработаны полимерные композиционные рецептуры для «сухой» дезактивации и растворы для ультразвуковой дезактивации оборудования и помещений АЭС; подготовлены рекомендации по проведению их комплексной дезактивации.

Специалистами разработаны мероприятия по очистке оборудования с целью использования его в дальнейшем в качестве вторичного сырья и сокращения объемов твердых радиоактивных отходов.

В настоящее время разрабатывается концептуальный проект пункта захоронения радиоактивных отходов (кроме высокоактивных), образующихся в процессе эксплуатации и вывода из эксплуатации Белорусской АЭС. Выполняются исследования, необходимые для его сооружения, разработаны рекомендации по созданию общей системы защитных барьеров хранилища радиоактивных отходов для обеспечения их безопасного хранения (захоронения). Сооружение данного пункта позволит изолировать радиоактивные отходы АЭС и предотвратить их возможное негативное влияние на окружающую среду.

Также для повышения безопасности хранения радиоактивных отходов разработаны математические модели и вычислительные программы, позволяющие производить расчеты процессов миграции радионуклидов из системы захоронения в геосферу через внутреннее, внешние инженерные и природные барьеры приповерхностного хранилища РАО.

Кроме того, выполнен анализ вариантов обращения с высокоактивными отходами, образующимися в результате переработки в России ОЯТ Белорусской АЭС и представлены рекомендации по заключительной стадии топливного цикла АЭС.

Оценка воздействия АЭС на окружающую среду

Оценка воздействия АЭС на окружающую среду – одно из основных мероприятий Государственной программы. В ходе исследований в этой области специалистами научного учреждения «ОИЭЯИ – Сосны» были разработаны программные модули для расчета динамики распространения выбросов пароводяной смеси в аварийных ситуациях при сохранении и нарушении герметичности защитной оболочки реактора,

а также для расчета динамики технологических выбросов из градирни с учетом влагосодержания окружающей среды.

Изучены параметры миграционной способности урана и плутония в почвах для составления моделей их перераспределения в почвенных средах и поступления в грунтовые воды в 30-километровой зоне АЭС, определен вклад трансграничного атмосферного переноса в суммарную антропогенную нагрузку в зоне размещения АЭС.

В целях мониторинга влияния АЭС на объекты окружающей среды и населения в условиях нормальной эксплуатации и в аварийных ситуациях разработаны программные комплексы и структура системы комплексных наблюдений и контроля за состоянием окружающей среды в районе размещения АЭС. Созданы базы данных по радиоактивному загрязнению объектов окружающей среды (вода, воздух, почва), по источникам техногенного загрязнения природных сред, а также по распределению населения и метеорологическим, аэрологическим и гидрологическим параметрам в районе размещения АЭС.

Для определения влияния АЭС на окружающую среду реализован ряд мероприятий:

- выполнена оценка радиоактивного загрязнения подстилающей поверхности и речных систем в зоне влияния Белорусской АЭС при различных аварийных ситуациях;

- выполнен комплекс гидрогеологических исследований с оценкой фоновых гидродинамических и гидрогеохимических параметров водоносных горизонтов в районе расположения и на площадке АЭС. Созданы геофильтрационная и геомиграционная модели подземных вод на территории исследований;

- обоснована организация системы мониторинга подземных вод в пределах 5-километровой зоны и на площадке АЭС. Разработано методическое руководство по организации, проведению и интерпретации результатов мониторинга подземных вод в пределах 5-километровой зоны и на площадке АЭС;

- выполнена оценка факторов, влияющих на стабильность земной коры в районе расположения АЭС. Создана база данных основных геологических, геофизических и других параметров геодинамического режима в районе площадки АЭС. Оценено влияние геодинамических процессов на стабильность земной коры в этом районе;

– изучены геолого-геофизические условия и выбраны конкурентные пункты наблюдений для системы сейсмического мониторинга. Составлены паспорта пунктов наблюдения, разработаны конструкции сооружений для установки сейсмических датчиков, разработано программное обеспечение для сбора и обработки данных;

– разработаны предложения по организации системы радиационно-экологического мониторинга в зоне наблюдения АЭС. Обоснован выбор мест размещения пунктов автоматизированной системы радиационного контроля в районе расположения АЭС.

Что касается оценки воздействия АЭС на биологические объекты, то в рамках программы реализованы следующие мероприятия:

– разработана система дозовых нагрузок на персонал, население и компоненты агросистем в нормальных условиях работы АЭС, а также для принятия решения об аварийном реагировании. Оценено радиационное воздействие выбросов радиоактивных веществ на персонал АЭС в случае проектных и запроектных аварий;

– выполнена дополнительная оценка дозы облучения населения при возможных запроектных авариях на АЭС, в том числе в трансграничном контексте, обоснована необходимость проведения защитных мероприятий при таких авариях преимущественно в районе расположения АЭС;

– исследованы состояние здоровья и структура заболеваемости населения, проживающего в регионе воздействия АЭС. Получены данные об общей заболеваемости, йодной обеспеченности и онкологической заболеваемости населения в районах мониторинга;

– определены дозовые нагрузки для расчета рисков потери жизнеспособности популяций травоядных животных и рыб в природоохранной зоне, разработаны рекомендации по снижению возможного ущерба для популяций биологических объектов.

Совершенствование системы физической защиты объектов использования атомной энергии

В рамках реализации мероприятий Государственной программы проводились работы по совершенствованию системы физической защиты объектов использования атомной энергии.

Были разработаны концептуальные основы обеспечения информационной безопасности развития и функционирования атомной энергетики в Республике Беларусь, подготовлена пилотная версия программного комплекса анализа информационной и физической защиты объекта информатизации АЭС от несанкционированного доступа.

В научном учреждении «ОИЭЯИ – Сосны» введен в эксплуатацию учебно-методический комплекс для подготовки и переподготовки специалистов по физической защите, контролю и учету ядерных материалов для АЭС.

Кроме того, учеными разработана методология охраны и обороны АЭС внутренними войсками МВД Республики Беларусь, выполнен анализ уязвимости энергетической системы Республики Беларусь (с учетом объекта типа АЭС) в условиях преднамеренных атак с использованием специальных средств в рамках проектной угрозы.

Информационно-аналитическое обеспечение развития ядерной энергетики

В части информационно-аналитического обеспечения развития ядерной энергетики в республике научным учреждением «ОИЭЯИ – Сосны» осуществлялся сбор, анализ, систематизация информации, отражающей современное состояние, теоретические и практические наработки в решении актуальных задач ядерно-энергетической отрасли, тенденции, перспективы, особенности и прогнозы устойчивого развития атомной энергетики.

Институтом готовились информационно-аналитические обзоры по различным аспектам развития мировой ядерной энергетики, а также материалы для проведения единого дня информирования, осуществлялась подготовка статей для республиканских периодических изданий.

На телеканалах СТБ и РТР-Беларусь в рубрике «Развитие ядерной энергетики в Республике Беларусь» вышел в эфир ряд телепередач, в которых, в частности, освещались вопросы развития ядерной энергетики в Беларуси, ход строительства Белорусской АЭС, влияние АЭС на население и окружающую среду, подготовка кадров и научное сопровождение развития ядерной энергетики в республике и др.

Эффективность информационного сопровождения развития ядерной энер-

гетики подтверждается результатами опроса общественного мнения, проводимого ежегодно сотрудниками Института социологии НАН Беларуси в рамках реализации мероприятий Государственной программы. Так, последний опрос показал, что строительство Белорусской АЭС поддерживает большее количество респондентов, чем развитие ядерной энергетики в республике (59,5 и 49,8 % соответственно). Положительное отношение непосредственно к строительству АЭС выразили 59,5 % опрошенных по республике и 76,5 % в Островецком районе, отрицательное – 27,3 % и 17,8 % соответственно. Затруднившихся с ответом на этот вопрос в Островецком районе было меньше, чем в целом по республике (5,6 % против 13,2 %).

Заключение

Реализация мероприятий по научному сопровождению развития ядерной энергетики продолжается. В настоящее время проводятся исследования по подготовке к физическому пуску первого энергоблока АЭС, подтверждению безопасности и экономической эффективности формируемых нагрузок активной зоны реактора, оценке состояния металла корпуса реактора в процессе эксплуатации АЭС и работоспособности рекомбинаторов водорода при запроектных авариях для подтверждения водородной безопасности АЭС.

В дальнейшем, с учетом результатов ранее выполненных работ, предусматривается осуществлять научное сопровождение АЭС на этапах ввода в эксплуатацию и эксплуатации путем осуществления контроля за режимом работы АЭС, оценки безопасности текущего технического состояния оборудования и систем АЭС, повышения экономической эффективности ее работы за счет оптимизации схемы топливоиспользования, совершенствования систем обращения с радиоактивными отходами и ОЯТ, внедрения новых рецептур и технологий дезактивации оборудования и помещений, мониторинга влияния АЭС на население и окружающую среду и др.

В БЛОКНОТ ГЛАВНОГО ЭНЕРГЕТИКА

Предлагаем вашему вниманию материалы, которые могут быть полезны специалистам, отвечающим за энергохозяйство предприятий. Автор первой статьи опровергает бытующее мнение о достоверности результатов проверки петли «фаза-ноль» без подачи напряжения в электроустановках напряжением до 1 кВ и описывает методы, которые следует применять при проведении данного вида испытаний. Вторая статья посвящена вопросам автоматизации работы тепловых сетей потребителей. Ее авторы напоминают о преимуществах автоматизации работы абонентских вводов, анализируют принципы функционирования устройств регулирования и знакомят с подходами к выбору этих устройств.

На страницах нашего издания мы готовы ответить на интересующие вас прикладные вопросы в области эксплуатации электро- и теплового оборудования потребителей, разъяснить положения новых правил и стандартов, ознакомить с требованиями органов Госэнегнадзора.

Тел.: 293-46-82,
e-mail: 2934682@mail.ru
www.energystrategy.by

Методы измерения петли «фаза-ноль»

В последнее время часто возникают споры вокруг того вида измерения, как проверка цепи «фаза-ноль» в электроустановках до 1 кВ в сетях с глухозаземленной нейтралью. Среди специалистов, отвечающих за электрохозяйство предприятий, бытует мнение, что данный вид измерения можно выполнить без подачи напряжения на электроустановку, применяя только расчетный метод. На самом деле это ошибочное представление.

Напомним, что при замыкании фазного провода на соединенный с нейтралью трансформатора (или генератора) нулевой провод или на корпус оборудования образуется контур, состоящий из цепи фазного и нулевого проводников. Это контур принято называть петлей «фаза-ноль». Измерение сопротивления петли «фаза-ноль» и токов однофазных замыканий проводится с целью проверки надежности срабатывания аппаратов защиты от сверхтоков при замыкании фазного проводника на открытые проводящие части электроустановок.

Замыкания в электрической цепи вследствие механического повреждения изоляции кабеля или в результате необратимых процессов при естественном старении приводит к мгновенному повышению величины тока и быстрому нагреву проводников, при этом изоляция начинает плавиться. Нескольких секунд до момента срабатывания защиты может хватить для повреждения и возгорания кабеля или провода, а затем и воспламенения соседних проводников. В электроустановках до 1000 В с глухозаземленной нейтралью такой вид аварийных ситуаций – не редкость. В этих случаях безопасность обслуживания электрооборудования обеспечивается отключением поврежденного участка аппаратом защиты, и чем быстрее сработает аппарат защиты, тем меньше повреждений будет нанесено электрическому оборудованию и тем меньшему риску подвергнутся жизнь и здоровье людей.

В качестве аппаратов защиты от замыканий и перегрузки, а также защиты электрооборудования, подключенного к этой линии, применяются такие устройства, как автоматические выключатели и предохранители. Автоматические выключатели имеют тепловой и электромагнитный расцепители. Тепловой расцепитель предназначен для защиты электрооборудования от перегрузки по току и срабатывает при превышении номинального тока автоматического выключателя. Электромагнитный

расцепитель срабатывает, если протекающий ток короткого замыкания аварийного режима превышает ток срабатывания автоматического выключателя с достаточной кратностью, которая указывается в паспорте и на корпусе автоматического выключателя.

Важно понимать, что для проверки соответствия нормативу времени срабатывания защитных устройств, реагирующих на ток короткого замыкания, проводится измерение полного сопротивления петли «фаза-ноль» либо токов однофазных замыканий. Полное сопротивление петли короткого замыкания должно быть как можно меньше, тогда ток короткого замыкания в цепи будет наибольшим и защита сработает быстрее. По полученному значению импеданса, то есть полного сопротивления, рассчитывают значение тока короткого замыкания.

Согласно п. Б.29.8 приложения к ТКП 181-2009 «Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей» (ТКП 181) проверка цепи «фаза-ноль» выполняется для всех электроприемников. Для электроустановок во взрывоопасных зонах проверка осуществляется в соответствии с п. 6.4.13 ТКП 181 и ПУЭ. Для электроустановок невзрывоопасных зон испытание цепи «фаза-ноль» должно производиться при приемке линий в эксплуатацию и после подключения новых потребителей, но не реже одного раза в шесть лет.

П. 4.4.28.5 ТКП 339 «Электроустановки на напряжение до 750 кВ...» гласит, что проверка проводится одним из следующих способов:

– непосредственным измерением тока однофазного замыкания на корпус или нулевой защитный проводник с помощью специальных приборов;

– измерением полного сопротивления цепи «фаза – нулевой защитный проводник» с последующим вычислением тока однофазного замыкания.

Хочу подчеркнуть, что определить расчетным методом сопротивление контура L–N («фаза – рабочий ноль») или контура L–PE («фаза – защитный ноль») практически невозможно, поскольку существует множество факторов, которые очень сложно учесть в расчетах: приблизительность справочных данных, наличие переходных сопротивлений коммутационных аппаратов и соединений, отличие фактических длин проводников от проектных, применение повторных заземлений, наличие других путей тока аварийного режима (трубопроводов, металлоконструкций и т.д.). Между тем при измерении эти факторы учитываются автоматически.

Также многие ошибочно считают, что достаточно измерить лишь активное сопротивление петли, то есть определить только резистивную составляющую, занижая при этом ее фактическое значение. Однако при таком подходе расчет тока срабатывания приведет к ошибочному результату и ложному выводу о соответствии параметров защиты.

В действительности при наличии значительного индуктивного сопротивления петли короткого замыкания (например, в обмотке питающего трансформатора или в длинной кабельной линии) ток срабатывания, рассчитанный на основании только значения активного сопротивления, может оказаться недостаточным для обеспечения требуемого времени срабатывания защиты, что в аварийной ситуации неминуемо подвергнет риску жизнь людей. Поэтому для получения достоверных данных о гарантированном автоматическом отключении поврежденного участка с учетом допустимого времени срабатывания защиты необходимо производить измерение импеданса (полного сопротивления) петли «фаза-ноль», которое выполняется следующими методами:

- методом падения напряжения в отключенной цепи;
- методом короткого замыкания цепи;
- методом падения напряжения на нагрузочном сопротивлении.

Метод падения напряжения в отключенной цепи

Напряжение в испытуемой цепи измеряют с включенным и отключенным сопротивлением нагрузки. Затем рассчитывают сопротивление петли «фаза-ноль» по формуле $Z_n = (U_1 - U_2)/I_R$, где Z_n – полное сопротивление петли «фаза-ноль», Ом; U_1 – напряжение, измеренное при отключенном сопротивлении нагрузки, В; U_2 – напряжение, измеренное при включенном сопротивлении нагрузки, В; I_R – ток, протекающий через сопротивление нагрузки, А.

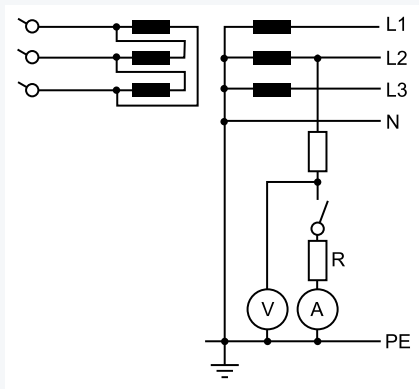


Схема испытания методом падения напряжения в отключенной цепи

Метод короткого замыкания цепи (метод амперметра-вольтметра)

Испытуемое электрооборудование отключают от сети. Измерение производят на переменном токе от понижающего трансформатора, отдельно измеряются ток и напряжение. При выполнении измерения последовательно, создаются искусственные замыкания фазного провода на корпус электроприемника, затем фазного провода на корпус оборудования.

Сопротивление петли находится расчетным путем по формуле $Z_n = U/I$. Полученное значение Z_n должно быть арифметически сложено с расчетным значением полного сопротивления одной фазы питающего трансформатора. С учетом этой суммы рассчитывается ток короткого замыкания. При этом значение сопротивления обмоток трансформатора берется из справочных таблиц.

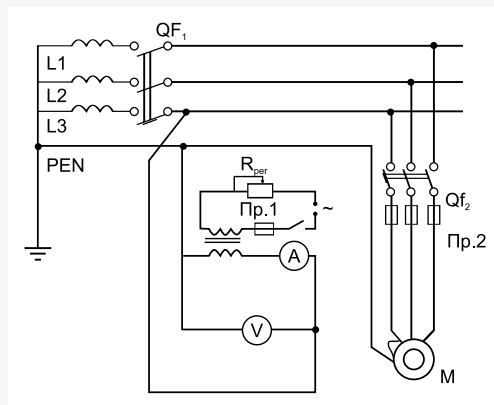


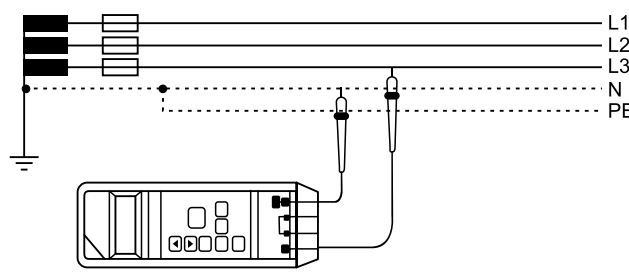
Схема испытания методом короткого замыкания цепи

Затем можно определить величину тока однофазного короткого замыкания, воспользовавшись формулой $I_{к.з} = U_{ном} / Z_n$, где $U_{ном}$ – это номинальное напряжение питающей сети, Z_n – измеренное (полное) сопротивление петли «фаза-ноль».

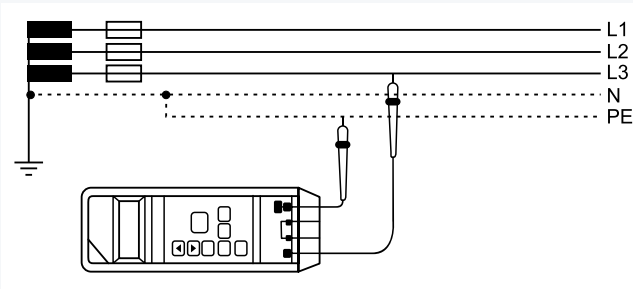
Метод падения напряжения на нагрузочном сопротивлении

Определение значения полного сопротивления петли «фаза-ноль» производится непосредственным измерением этого показателя без отключения напряжения в электрической цепи. Для измерения полного сопротивления петли «фаза-ноль» сети с глухозаземленной нейтралью с последующим вычислением ожидаемого тока короткого замыкания используется специальный цифровой измеритель.

В подобных приборах используется метод измерения полного сопротивления петли короткого замыкания путем искусственного короткого замыкания испытуемой цепи через резистор, ограничивающий величину измерительного тока.



Измерение полного сопротивления петли «фаза-ноль» в рабочей цепи L–N



Измерение полного сопротивления петли «фаза-ноль» в защитной цепи L-PE:
 а) сети TN (с занулением); б) сети TT (с защитным заземлением)

После измерения сопротивления петли «фаза-ноль» производится расчетная проверка тока короткого замыкания и сравнение полученного значения с величиной тока срабатывания автоматического выключателя или другого устройства, защищающего данный участок сети. При прямых измерениях однофазных токов короткого замыкания время срабатывания защитных аппаратов определяется по измеренной величине этого тока. Если возможный на данном участке сети ток ава-

рийного режима превышает ток срабатывания защиты с достаточной кратностью, надежность отключения считается обеспеченной.

Данный вид испытаний производится во время проведения пусконаладочных работ. Согласно п. 4.4.6 ТКП 181 для проведения пусконаладочных работ и опробования электрооборудования допускается временное включение электроустановок по проектной схеме на основании временного разрешения, выданного территориальным органом энергонадзора.

Рассмотрев способы проверки цепи «фаза-ноль» можно сделать вывод, что данный вид измерений проводится для всех электроприемников и только с подачей напряжения. Наиболее точный результат для данного вида испытаний получится при выполнении измерений по постоянной (проектной) схеме подключения электроприемника, так как при этом учитываются все факторы, влияющие на прохождение токов КЗ.

Начальник районной инспекции № 2 Минского МРО по надзору за электроустановками филиала «Энергонадзор» РУП «Минскэнерго» Д.М. Уласик

Автоматизация работы абонентских вводов

Соблюдение социальных стандартов по температурным режимам в системах теплоснабжения потребителей в зависимости от их удаленности от теплоисточника и рельефа местности, подключение новых объектов теплопотребления к тепловой сети, изменение функционального назначения помещений требуют от энергетических служб предприятий и организаций постоянного контроля параметров теплоносителя и при необходимости проведения локальных мероприятий по изменению гидравлических режимов работы сети. Как показывает практика, специалисты предприятий пытаются в ручном режиме отрегулировать гидравлический режим, что, естественно, не приносит требуемого результата.

Важно, чтобы у лиц, ответственных за энергохозяйство предприятия, было понимание того, что качественная работа систем теплоснабжения невозможна без автоматического контроля параметров теплоносителя и работы теплотехнического оборудования абонентских вводов, поскольку именно автоматизация работы абонентских вводов позволяет поддерживать постоянный расход теплоносителя на вводе, необходимый уровень давления в трубопроводе, заданную температуру в системах отопления и горячего водоснабжения, а также обеспечивать управление циркуляционными насосами в системе отопления и др.

Автоматическое поддержание постоянного расхода теплоносителя

Автоматическое поддержание постоянного расхода теплоносителя осуществляется при помощи регуляторов расхода (РР) или регуляторов перепада давления (РПД). РР и РПД состоят из регулирующего органа (односедельного клапана), мембранного исполнительного механизма, пружинного задатчика и двух внешних импульсных линий. Схема подключения РР или РПД изображена на рисунке 1.

Принцип действия РР или РПД основан на принципе равенства площадей сильфона и клапана. В конструкции РПД пред-

усмотрена камера, разделенная мембраной. Мембрана жестко соединена с клапаном таким образом, что смещаясь в одну или другую сторону, она также смещает клапан и изменяет проток воды через регулятор. На мембрану через импульсные линии с одной стороны воздействует давление из подающего трубопровода (большая величина), с другой – из обратного (меньшая величина). Разница давлений уравнивается силой сжатия пружины, воздействующей на мембрану, которая в результате занимает среднее положение. Чем сильнее сжата пружина регулятора, тем больший перепад давлений он поддерживает.

Увеличение разницы между давлениями в месте присоединения импульсных трубок относительно заданной величины нарушает баланс в мембранной камере, и усилие воды превышает усилие пружины и выгибает мембрану, тем самым перемещая клапан, перекрывающий поток воды. Клапан дросселирует поток воды, проходящей через регулятор, и перепад давлений в месте подключения импульсных трубок устанавливается на заданном уровне.

Иногда РР или РПД называют пропорциональными, так как скорость и степень открытия клапана пропорциональны скорости и степени изменения перепада давлений относительно настроенного значения.

В зависимости от конструкции РР или РПД могут открывать или закрывать клапан при увеличении контролируемого давления.

Обеспечение необходимого уровня давления в тепловой сети

Для поддержания требуемого давления в прямой или обратной сети устанавливаются регуляторы давления «до себя» или «после себя» (РД). Конструкция РД аналогична конструкции РР. Отличие состоит в том, что у РД только одна импульсная трубка. Схема подключения РД изображена на рисунке 2.

Принцип работы РД состоит в уравнивании давления пружины настройки и теплоносителя, передаваемого через мем-

брану. Мембрана воспринимает импульсы давления с обеих сторон и сопоставляет их разницу с заданной, устанавливаемой гайкой настройки. Автоматически поддерживаемый перепад давлений соответствует числу оборотов гайки, причем натяжение пружины приводит к увеличению давления в трубопроводе, а ее ослабление – к снижению. Отличительная особенность мембраны РД, установленного «после себя», состоит в том, что на нее воздействуют не два импульса давления теплоносителя, как у РР или РПД, а один, с другой стороны мембраны присутствует атмосферное давление.

Импульс давления РД «после себя» (редуктор давления) отбирается на выходе из клапана по направлению движения теплоносителя, что обеспечивает поддержку давления на постоянном заданном уровне в точке отбора этого импульса. Импульс давления РД «до себя» (перепускной клапан) обеспечивает функцию поддержания установленного давления в трубопроводе до регулятора. При отсутствии давления РД «после себя» является нормально открытым, РД «до себя» – нормально закрытым.

При увеличении давления на входе в РД регулятор прикрывается, защищая систему от избыточного давления.

Выбор регулятора давления

Рассмотрим конкретный случай. Допустим, что на входе в индивидуальный тепловой пункт давление составляет 0,9 МПа, температурный график работы сети – 150/70 °С, давление в обратном трубопроводе – 0,4 МПа. Предположим также, что по предварительному расчету необходимый располагаемый напор элеватора должен быть 0,2 Мпа.

Для температурного графика 150/70 °С минимально необходимый располагаемый напор согласно расчету, как правило, должен находиться в пределах 0,18–0,24 Мпа. Напомним, что принятое значение располагаемого напора элеватора должно составить 0,2 МПа. Для того чтобы обеспечить такое значение показателя, необходимо поддерживать давление перед элеватором на уровне 0,6 МПа. Следовательно, РД «после себя» должен сработать так, чтобы сбросить давление с 0,9 МПа до 0,6 МПа и держать его на постоянном уровне.

Итак, выберем РД для данного конкретного случая. РД, как и РР, выбирают по пропускной способности клапана K_v , которая рассчитывается по формуле $K_v = G / \sqrt{\Delta P}$.

Расход теплоносителя G (м³/ч) определяем по формуле $G = Q / ((t_1 - t_2) \cdot 0,001)$, где Q – количество тепловой энергии, Гкал/ч (необходимое значение Q берется из договора на теплоснабжение, в данном случае примем $Q = 0,79$ Гкал/ч); t_1 и t_2 – температуры теплоносителя на входе и выходе элеватора (при температурном графике 150/70 °С $t_1 = 150$ °С, $t_2 = 70$ °С). В результате расчета величина расхода теплоносителя составит 9,9 м³/ч. Перепад давлений ΔP в данном примере – это разница между давлением на входе в тепловой пункт (в нашем случае 0,9 МПа, или 900 кПа) и необходимым давлением после регулятора (в нашем случае 0,6 МПа, или 600 кПа).

Рассчитаем пропускную способность клапана: $K_v = 9,9 / (900 - 600) / 100 = 5,7$ м³/ч. Затем, как рекомендуют методические пособия, умножаем полученное значение на 1,2 и получаем 6,9 м³/ч. Далее по техническим каталогам заводов-изготовителей или номограммам по подбору регуляторов выбираем ближайший наибольший диаметр РР для рассчитанного расхода и разницы давлений до и после регулятора (рис. 3).

Конечно, расчет схем теплоснабжения и выбор оборудования – прерогатива проектных организаций. В то же время потребитель при необходимости обязан проводить экспресс-расчеты, чтобы анализировать корректность работы системы

теплоснабжения, что позволяет своевременно выявлять нарушения в ее работе и оперативно принимать меры по устранению отклонений.

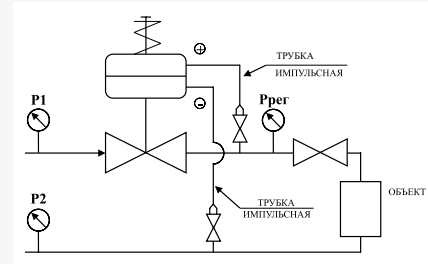


Рис. 1. Схема подключения регулятора перепада давления при установке на питающем трубопроводе

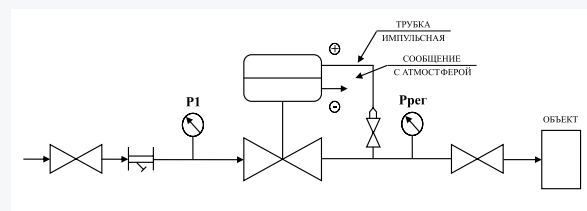


Рис. 2. Схема подключения регулятора давления «после себя»

⊗ – ЗАДВИЖКА ⊙ – МАНОМЕТР ⊎ – ФИЛЬТР ⊕ – ШТУЦЕР С РЕЗЬБОЙ

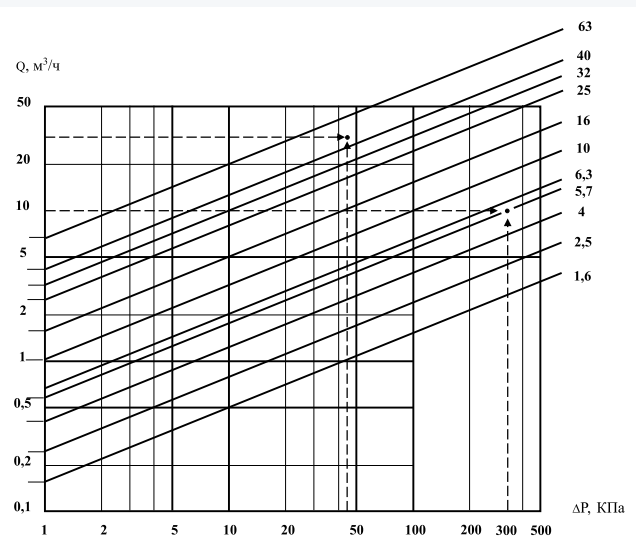


Рис. 3. Номограмма выбора регулятора

**Н.Н. Киселев, начальник энергоинспекции филиала «Энергодзор» РУП «Гомельэнерго»,
Ю.Н. Леонова, государственный инспектор Гомельского МРО**

СИСТЕМЫ АВТОМАТИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ И ДИСТАНЦИОННОГО КОНТРОЛЯ ТЕПЛОПОТРЕБЛЕНИЯ

Техническим кодексом установившейся практики 458-2012 (02230) «Правила технической эксплуатации теплоустановок и тепловых сетей потребителей» предусмотрено обязательное оснащение вводимых в эксплуатацию теплоустановок и систем теплоснабжения системами автоматического регулирования (САРТ). Проектные решения для систем теплоснабжения, введенных в эксплуатацию более 20 лет назад, предусматривали установку простейших САРТ, которые в настоящее время требуют замены либо модернизации. Однако некоторые потребители тепловой энергии не спешат их модернизировать. Между тем внедрение современных систем автоматического регулирования и дистанционного контроля позволит эксплуатирующим организациям не только повысить эффективность систем теплоснабжения, но и на современном уровне решить целый ряд проблем в их комплексном обслуживании.

Системы автоматического регулирования теплоснабжения (САРТ) предназначены для обеспечения рационального использования тепловой энергии на нужды отопления, вентиляции и горячего водоснабжения зданий различного назначения, для создания комфортных и безопасных условий жизнедеятельности человека.

Установка САРТ в индивидуальных и центральных тепловых пунктах позволяет снизить потребление тепловой энергии в административных и производственных зданиях, жилом фонде, на объектах социального назначения (школы, детские сады, больницы, санатории и т. д.) на 20–40 %. Максимальный эффект достигается в осенне-весенний период отопительного сезона и при суточных колебаниях температуры наружного воздуха.

Состав системы автоматического регулирования и ее возможности

В состав САРТ входят следующие элементы:

- система датчиков температуры (прямого и обратного теплоносителей, наружного воздуха и воздуха внутри помещения);

- регулирующий клапан;
- микропроцессорный блок терморегулирования (контроллер);
- насосы;
- аппаратура связи (для дистанционного контроля и управления системой).

Датчики анализируют температуру внутри и снаружи помещения, а также в подающем и обратном трубопроводах систем теплоснабжения. Полученные данные передаются на микропроцессорный блок терморегулирования, обрабатываются, и на регулирующий клапан поступает команда, позволяющая поддерживать заданный температурный режим.

В качестве примера приведен температурный график для настройки систем автоматического регулирования отопления в осенне-зимний период 2016/2017 года для г. Могилева (рис. 1). В графике указаны температуры смешения теплоносителя и обратной сетевой воды из системы отопления при различных температурах наружного воздуха. Эти температурные данные могут вводиться в микропроцессорный блок терморегулирования (в зависимости от его типа и модификации).

Микропроцессорный блок управления обладает широкими функциональными возможностями, в их числе:



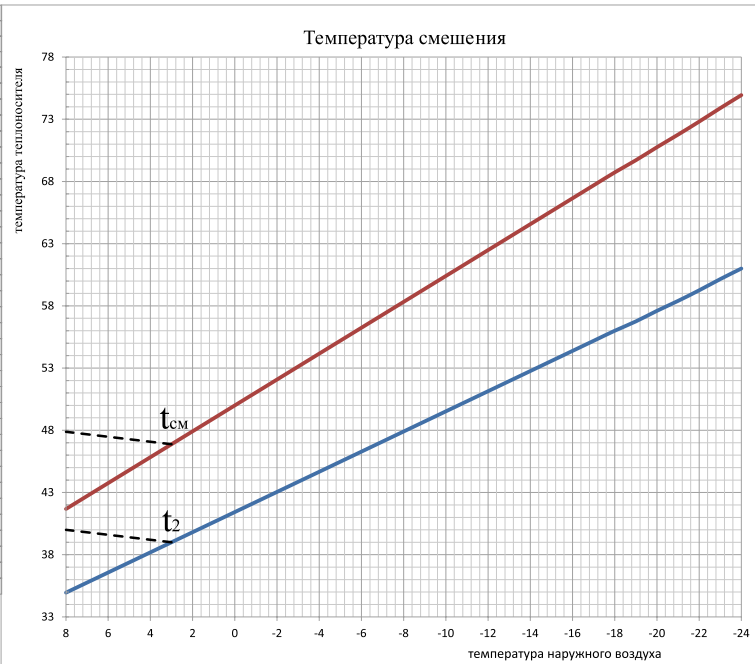
А.В. ДМИТРИЕВ,
инспектор энергоинспекции
Могилевского МРО
филиала «Энергонадзор»
РУП «Могилевэнерго»



Е.Н. ГОРБАТЕНКО,
инспектор энергоинспекции
Могилевского МРО

- поддержание заданного температурного режима управления с учетом назначения здания (жилое, административное, производственное, социального назначения);
- автоматическое поддержание заданного режима регулирования подачи теплоносителя;
- корректировка температурного режима с учетом назначения здания;
- программная установка конфигурации системы регулирования теплоснабжения.

t _{нв}	t _{см}		t _{см}	
	Н	Р	Н	Р
-24		61,0		74,9
-23		60,2		73,9
-22		59,3		72,8
-21		58,4		71,8
-20		57,6		70,8
-19		56,8		69,7
-18		56,0		68,7
-17		55,2		67,7
-16		54,4		66,6
-15		53,6		65,6
-14		52,8		64,6
-13		52,0		63,5
-12		51,1		62,5
-11		50,3		61,4
-10		49,5		60,4
-9		48,7		59,4
-8		47,9		58,3
-7		47,1		57,3
-6		46,3		56,2
-5		45,5		55,2
-4		44,7		54,2
-3		43,9		53,1
-2		43,0		52,1
-1		42,2		51,0
0		41,4		50,0
1		40,6		49,0
2		39,8		47,9
3	39,0	39,0	46,9	46,9
4	39,2	38,2	47,1	45,8
5	39,4	37,4	47,3	44,8
6	39,6	36,6	47,5	43,8
7	39,8	35,8	47,7	42,7
8	40,0	35,0	47,9	41,7



--- для нерегулируемых узлов
 t_{св} – температура обратной сетевой воды, возвращаемой на теплоисточник
 t_{см} – температура теплоносителя, подаваемого в систему отопления
 (Р, Н – для регулируемых и нерегулируемых узлов соответственно)

Рис. 1. Температурный график для настройки систем автоматического регулирования отопления г. Могилева

При настройке САРТ программируются следующие параметры: графики прямого и обратного потоков теплоносителя; часовые графики режима работы регулятора; нормируемая температура внутри помещения; нормируемая температура на выходе из теплообменника горячего водоснабжения; характеристики режима работы насосов.

Принципиальные схемы регулирования

Регулирование теплотребления здания основывается на поддержании заданного теплового режима основных нагрузок (отопления, горячего водоснабжения и вентиляции) в соответствии с температурным графиком тепловой сети и графиком настройки САРТ, разработанными с учетом температуры наружного воздуха.

Выделяют следующие принципиальные (монтажные) схемы автоматического регулирования (рис. 2):

- система управления зависимым контуром отопления;
- система управления независимым контуром отопления и контуром подпитки;
- система управления контуром горячего водоснабжения;
- система управления приточной вентиляцией.

Примечание. Количество насосов, контактных датчиков защиты и контроля работы насосов, а также места их установки определяются при проектировании в зависимости от параметров объекта и требований нормативной документации.

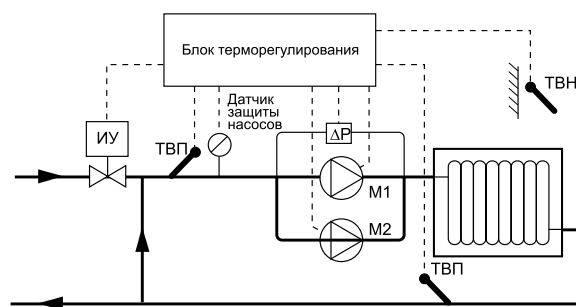
Дистанционный контроль и управление

Системы дистанционного контроля и управления САРТ в центральных и индивидуальных тепловых пунктах позволяют удаленно контролировать и обслуживать как новые, так и уже функционирующие объекты. В состав данной системы входят: на верхнем уровне – рабочее место диспетчера, оборудованное ПК для контроля работы объектов с комплектом программного обеспечения; на нижнем уровне – контроллер с подключенными к нему измерителями-регуляторами, исполнительными механизмами, преобразователями давления и температуры, прочим вспомогательным оборудованием (рис. 3). Связь между уровнями осуществляется по сети Ethernet, GSM, GPRS.

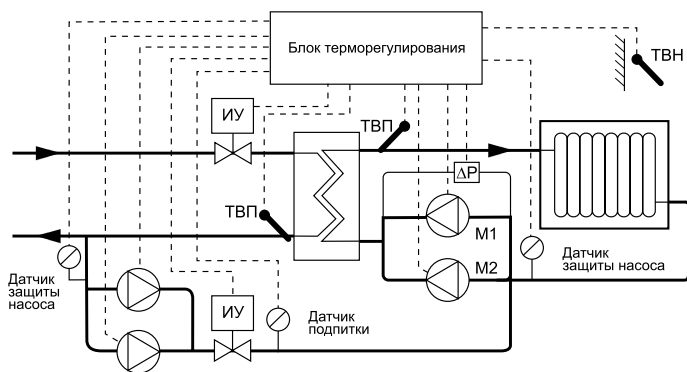
Типовая система дистанционного контроля и управления обеспечивает:

- получение в едином диспетчерском пункте данных о параметрах технологических процессов теплового пункта в режиме реального времени;
- сохранение и архивирование параметров технологических процессов контролируемых объектов, а также представление полученной информации в графическом виде, удобном

А



Б



для восприятия (схемы, таблицы, графики);

- возможность оперативного вмешательства диспетчера при возникновении аварийных и нестандартных ситуаций;
- возможность анализа работы объектов либо группы объектов по отдельным технологическим параметрам за любой период;
- возможность дистанционной настройки и диагностики технологических контроллеров;
- возможность ведения отчетных документов – журналов действий оператора, аварийных ситуаций, связи и т. п.;
- контроль доступа к объектам.

Надзор за функционированием САПТ

В рамках реализации мероприятий технического (технологического, поверочного) характера органы Государственного энергетического надзора при осуществлении своих функций особое внимание уделяют техническому состоянию и работоспособности САПТ, соблюдению тепловых режимов зданий и безопасной эксплуатации всего оборудования тепловых пунктов. В частности, специалисты энергонадзора осуществляют осмотр оборудования САПТ, производят оценку технического состояния системы и ее работоспособности, в центральных и индивидуальных тепловых пунктах контролируют температуру обратной сетевой воды на предмет ее превышения относительно утвержденного температурного графика отпуска тепловой энергии.

С начала отопительного периода 2016/2017 года персонал филиала «Энергонадзор» РУП «Могилевэнерго» провел 3902 обследования САПТ у потребителей, теплоснабжение которых осуществляется от теплоисточников РУП «Могилевэнерго». В результате было выявлено 53 случая эксплуатации технически неисправных или не выполняющих функции автоматического регулирования САПТ, 21 факт превышения температуры обратной сетевой воды на 3 °С и более, 16 фактов сверхнормативной утечки теплоносителя.

Обследование систем автоматического регулирования и дистанционного контроля теплоснабжения остается одним из приоритетных направлений деятельности энергонадзора, потому что внедрение современных САПТ наряду с системами дистанционного

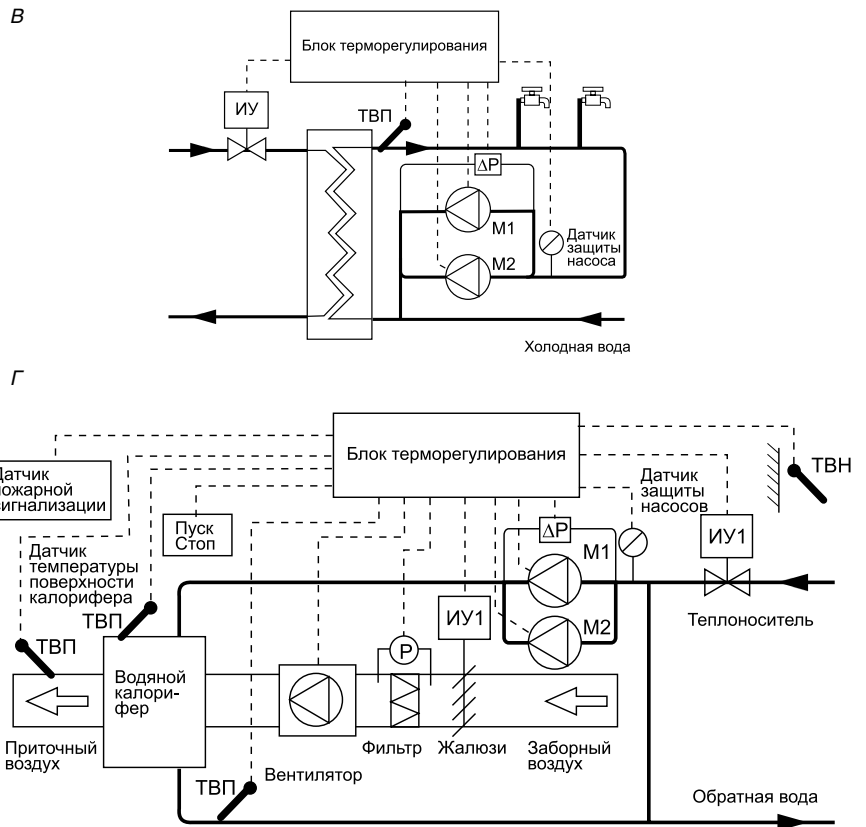


Рис. 2. Принципиальные схемы автоматического регулирования:

- А – система управления зависимым контуром отопления;
- Б – система управления независимым контуром отопления и контуром подпитки;
- В – система управления контуром горячего водоснабжения;
- Г – система управления приточной вентиляцией: ИУ (исполнительное устройство) – регулирующий клапан с электроприводом; ТВН – датчик температуры наружного воздуха; ТВП – датчик температуры погружной

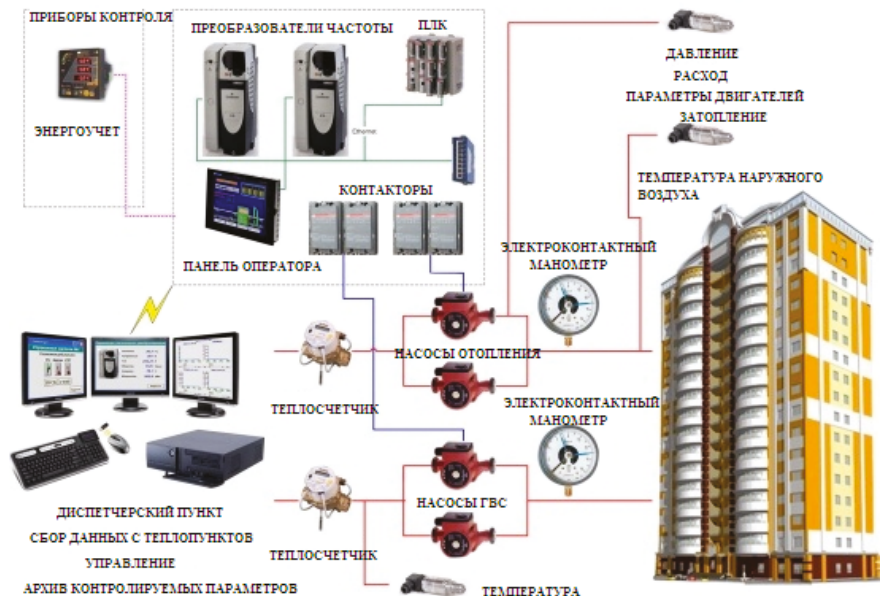


Рис. 3. Структура системы дистанционного контроля и управления

контроля и управления обеспечивает эффективное и рациональное использование тепловой энергии, устойчивое функционирование энергетиче-

ского оборудования и энергосистемы в целом, а также существенно повышает уровень надежности систем теплоснабжения.

ОСОБЕННОСТИ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ И ДОПУСКА В ЭКСПЛУАТАЦИЮ КОГЕНЕРАЦИОННЫХ УСТАНОВОК

Допуск в эксплуатацию когенерационных установок (КГУ), часть из которых напрямую или опосредованно подключена к электрическим сетям энергосистемы, представляет определенные трудности для инспекторов энергонадзора из-за отсутствия критериев оценки эксплуатационной надежности данных установок, а также опыта работы в этой области. В данной статье рассматриваются принципы работы КГУ, их типы, преимущества и недостатки, а также специфика их допуска в эксплуатацию.

Особенности процесса когенерации

В понятие когенерации входит совместная выработка электрической и тепловой энергии, то есть термодинамическое производство двух и более форм полезной энергии от одного первичного источника. Назначение КГУ – это выработка электрической и тепловой энергии прежде всего для собственного потребления предприятия. В исключительных случаях допускается подача электроэнергии в сеть РУП-облэнерго.

К основным преимуществам процесса когенерации относится максимально высокая эффективность использования топлива за счет увеличения КПД данных установок. Поскольку КГУ монтируются непосредственно на территории потребителя, для них характерен низкий уровень затрат на передающие устройства и потерь при передаче энергии. Кроме того, в сравнении с отдельной выработкой энергии когенерация является более экологичным способом генерации энергии, позволяя за счет большей эффективности сжигания топлива снизить количество вредных выбросов в атмосферу.

Потребители заинтересованы в создании когенерационных установок, поскольку их использование дает возможность не только обеспечить собственную потребность в качественном и надежном энергоснабжении, но и уменьшить долю энергии в себестоимости продукции, что повышает конкурентоспособность предприятий.

Допуск установок в эксплуатацию предполагает в первую очередь опре-

деление их готовности к генерации энергии, поэтому инспектор энергонадзора, осуществляющий процедуру допуска, должен знать не только порядок определения и документального оформления этой готовности, но и основы устройства установок и принципы их функционирования.

Устройство КГУ

Типовые когенерационные установки состоят из четырех основных частей: силового двигателя, электрогенератора, теплоутилизатора и системы управления и контроля.

В качестве силовых двигателей используются поршневые, разделенные по принципу воспламенения топлива от искры или от сжатия, газовые турбины и паровые турбины конденсационного или противодавленческого типа.

Электрогенераторы могут быть синхронными (работают как в автономном режиме, так и параллельно с сетью) и асинхронными (работают только параллельно с сетью). Предпочтение отдается первым, потому что вторые при неполадках в сети прекращают выработку электроэнергии.

Система утилизации тепла, или теплоутилизатор, – главная составляющая любой КГУ. Ее основное назначение – максимальное использование тепла уходящих газов без изменения их химического и объемного состава. Принципиально теплоутилизатор представляет собой конструкцию, которая передает тепловую энергию жидкостному теплоносителю (воде, гликолю и др.). Основные требования к эффек-



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



О.Л. ЖИТКО,
заместитель начальника
энергоинспекции филиала
«Энергонадзор»
РУП «Гомельэнерго»

тивному использованию газо-жидкостного теплообмена следующие:

- превышение более чем на 30 °С температуры уходящих газов над температурой теплоносителя;
- неохлаждение уходящих газов до температуры, при которой в газах установки образуется водяной конденсат;
- неохлаждение уходящих газов до температуры образования кислотного конденсата (точка росы).

Особенно это актуально при использовании высокосернистого топлива. Игнорирование перечисленных требований не позволяет в полной мере использовать тепловую энергию уходящих газов (существенная часть ее уходит в атмосферу) и применять типовые решения, поскольку в каждом конкретном случае требуется разработка и расчет теплоутилизатора в зависимости от выбранной схемы когенерации, типа и состава оборудования и других факторов.

Система управления и контроля обеспечивает надзор за технологическими цепочками работы КГУ и предупреждает возникновение и развитие аварийных ситуаций.

Группы КГУ по типу двигателей

Когенерационные установки различаются по типу двигателей. Максимальный общий КПД КГУ на базе поршневого двигателя находится в пределах 65–90 %, электрический – в пределах 35–43 %. В качестве топлива на таких установках могут использоваться дизельное топливо и керосин, а на газопоршневых (считаются оптимальными в данном классе) – газ или биогаз. Диапазон вырабатываемой электрической мощности для двигателей с воспламенением от сжатия (дизель) составляет 0,2–20 МВт, с воспламенением от искры – 0,003–6 МВт. Данные установки дополнительно используют теплоту от систем охлаждения масла и самого двигателя. Типовая схема КГУ на базе двигателей внутреннего сгорания приведена на рисунке 1.

Система утилизации КГУ работает по следующему принципу. Вода разделяется на два потока. Один направляется в электрокотел, использующий электроэнергию от генератора для подогрева воды на нужды горячего водоснабжения, второй через систему охлаждения масла, воздушную систему охлаждения двигателя и утилизатор дымовых газов попадает в систему отопления предприятия.

С технической точки зрения преимуществами поршневых КГУ являются высокая производительность, возможность автономной работы, быстрый запуск, гибкость по отношению к виду топлива, с экономической – низкий по сравнению с другими приводами уровень начальных капиталовложений и достаточно широкий выбор моделей, предлагаемых производителями.

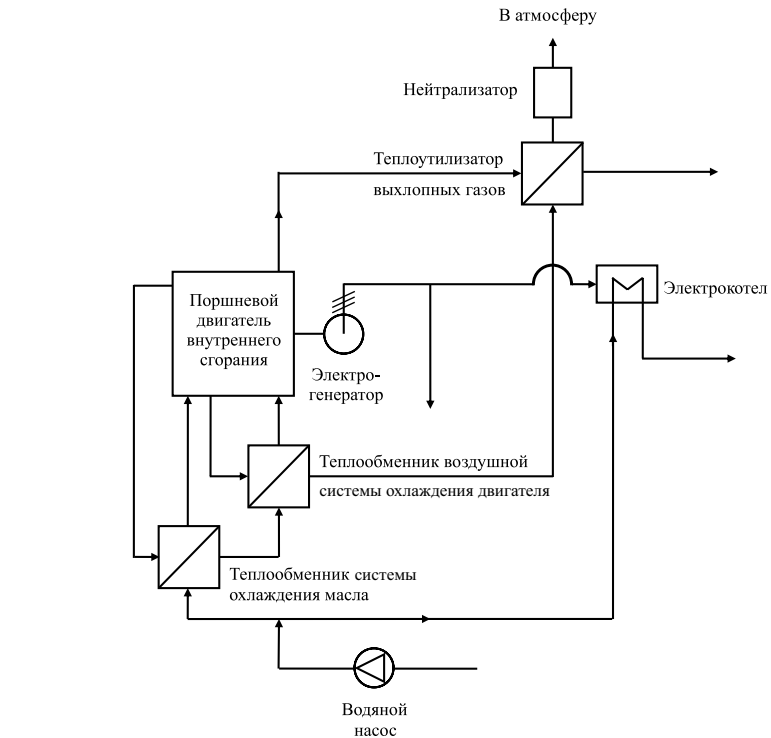


Рис. 1. КГУ с двигателем внутреннего сгорания

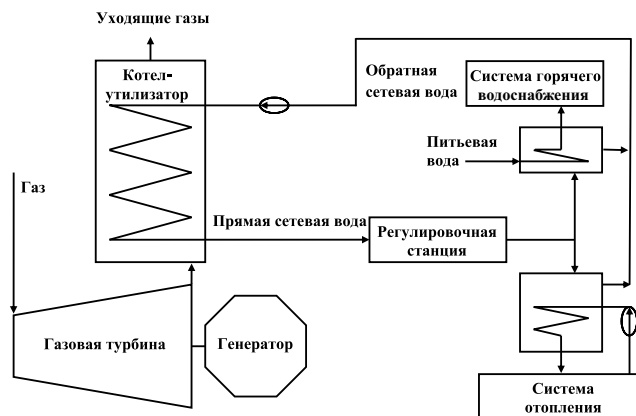


Рис. 2. КГУ с газовой турбиной

К недостаткам следует отнести повышенные затраты на обслуживание, высокий уровень низкочастотного звука, более низкие, чем у установок с другими типами привода, тепловую эффективность и ресурс работы (кроме газопоршневых КГУ, ресурс работы которых составляет 60 тыс. часов). Надо отметить также повышенное содержание окислов азота в уходящих газах поршневых КГУ. В отличие от них, газопоршневые установки выделяют в атмосферу в три раза меньше азотных примесей.

Что касается КГУ на базе газовых турбин, то общий КПД газовой турбины достигает 87 %, электрический – 42 %, диапазон мощностей варьируется в пределах до 300 МВт. Принцип работы

КГУ заключается в нагнетании компрессором в камеру сгорания газоздушной смеси и ее горении. Продукты горения, проходя через ступени турбины, вращают ее, приводя тем самым ротор генератора в движение через понижающий редуктор. Отработанные газы поступают в теплоутилизатор. Газотурбинный привод может использоваться как привод насосного оборудования, компрессоров и др. Схема когенерационной установки с газовой турбиной приведена на рисунке 2.

Преимущества установок с газовыми турбинами: надежность, высокий выход тепловой энергии, достаточно высокий (до 30 тыс. часов) ресурс работы, отсутствие водяной системы охлаждения.

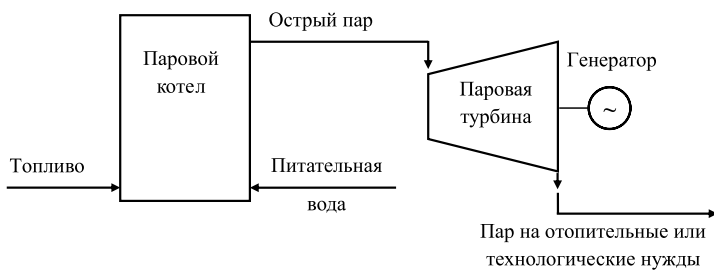


Рис. 3. Схема работы когенерационных установок с приводом от паровой турбины с противодавлением

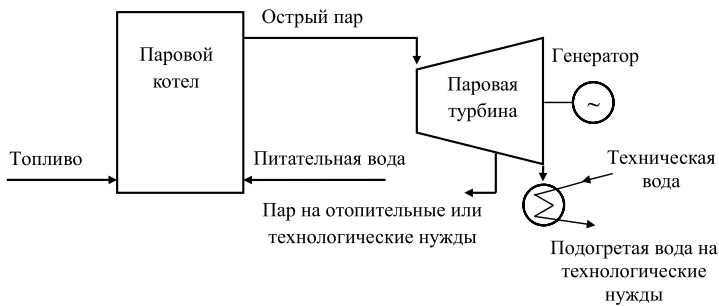


Рис. 4. Схема работы когенерационных установок с приводом от паровой турбины, работающей в конденсационном режиме

Недостатками являются зависимость моторесурса от количества пусков, увеличенное время пуска (до 17 минут) по сравнению с газопоршневым приводом (до 3 минут).

Критерий выбора привода для КГУ на базе паровых турбин – преобладание выработки тепловой энергии над электрической. Максимальный общий КПД таких установок может достигать 80 %, электрический, к сожалению, находится в пределах 10–20 %. Диапазон электрических мощностей – до 1000 МВт. Схемы работы КГУ с приводом от паровой турбины с противодавлением (пар после турбины используется на технологические или общезаводские нужды) и конденсационных КГУ (пар выходит из турбины с давлением ниже атмосферного, что позволяет дополнительно использовать низкотемпературное тепло конденсата) приведены на рисунках 3, 4.

Наиболее оптимальным выбором схемы когенерации с использованием паровых турбин является подключение их к существующим котельным с паровыми котлами. При этом, как правило, не требуется увеличивать мощность котельной или реконструировать паровые котлы.

Использование установок с паровой турбиной требует минимальных удельных затрат (руб./кВт) по сравнению с другими приводами. Кроме того, эффективность

работы КГУ такого типа не зависит от высоты расположения над уровнем моря и температуры окружающего воздуха.

Процедура допуска в эксплуатацию

При допуске КГУ в эксплуатацию инспектор энергонадзора, осуществляющий надзор за электростановками, должен прежде всего установить соответствие смонтированной установки требованиям ТКП 339, ПУЭ, других действующих технических нормативных правовых актов и технических условий, выданных РУП-облэнерго. Процесс допуска КГУ в эксплуатацию включает поэтапный контроль ряда параметров. Перечислим их.

- Наличие оперативно-технической документации: технических условий; проектной документации; схем включения КГУ в сеть; положений о взаимоотношениях персонала потребителя – владельца КГУ с энергопоставляющей организацией; программ включения КГУ в работу; режимных карт (схем) работы КГУ; инструкции о порядке производства переключений и ликвидации аварийных ситуаций; протоколов соответствия качества вырабатываемой КГУ электроэнергии требованиям, регламентированным государственными стандартами.
- Организация безопасной эксплуатации. Контроль этого направления работы включает проверку наличия

электротехнического персонала для обслуживания и ремонта оборудования КГУ, достаточности поверженных электроизолирующих средств, средств пожаротушения, наличия и состояния заземляющих устройств, протоколов измерения параметров заземления, а также укомплектованности контрольно-измерительными приборами согласно проекту.

- Наличие устройств релейной защиты и автоматики и организация их работы. На этом этапе контроля осуществляется проверка наличия защиты генератора от сверхтоков короткого замыкания, резкого изменения параметров напряжения, несимметричного напряжения, повышения оборотов; частотной, векторной и делительной защиты; защиты от обратной мощности, от несинхронной подачи напряжения в сеть; защиты приводного механизма. Проверяется также наличие устройства ручной синхронизации и блокировки от несанкционированного включения, наличие и исправность следующих механизмов:

- устройств синхронизации для параллельной работы;
- устройств автоматического регулирования систем возбуждения, напряжения и реактивной мощности;
- устройств регулирования частоты и активной мощности, а также устройств автоматического ограничения снижения или увеличения частоты;
- устройств автоматического снижения или повышения напряжения;
- устройств телемеханики и телесигнализации;
- устройств для контроля прекращения асинхронного режима работы;
- устройств автоматического предотвращения нарушения устойчивости;
- пускового устройства и системы автоматического запуска;
- приборов индикации и контроля параметров, устройств аварийно-предупредительной защиты на пульте управления.

Кроме того, проверяется укомплектованность КГУ контрольно-измерительными приборами согласно проекту.

- Обеспечение надежности. Контроль этого параметра предполагает проверку наличия аккумуляторной батареи и схемы ее подзарядки, источника собственных нужд КГУ и АВР собственных нужд.

Также инспектор энергонадзора должен проверить, есть ли у потребителя другие документы, наличие которых

предусмотрено Инструкцией о порядке осуществления органами государственного энергетического надзора осмотра электроустановок для определения возможности их ввода в эксплуатацию

Что касается оборудования КГУ, генерирующего тепловую энергию, то его insпектирует специалист энергоннадзора, отвечающий за надзор за теплоустановками по следующим параметрам:

- наличие оперативно-технической документации, в частности:
 - технического задания на проектирование;
 - проектной документации, в том числе с принятым проектным решением о покрытии части тепловой нагрузки после утилизаторов тепла КГУ на отопление, горячее водоснабжение, вентиляцию и кондиционирование воздуха. Необходимо иметь в виду, что часть так называемого бросового тепла после теплоутилизаторов поступает в основную схему теплоснабжения предприятия и покрывает только часть тепловой нагрузки отопления. Автоматические

регуляторы температуры на данном участке сети не устанавливаются по экономическим соображениям, так как трубопровод врезается в основную сеть до регулятора температуры. В системах горячего водоснабжения для выравнивания электрической нагрузки могут применяться электроподогреватели с баками-аккумуляторами. Если КГУ установлена на коммунальных предприятиях, то в межотопительный период тепловая энергия используется для нужд горячего водоснабжения, а при экономической обоснованности установка выводится в резерв;

– программы включения теплоутилизаторов и другого оборудования тепловой схемы КГУ в работу;

- организация безопасной эксплуатации. Контроль этого параметра включает проверку наличия теплотехнического персонала для обслуживания и ремонта оборудования КГУ; площадок, платформ и габаритов проходов для безопасного обслуживания оборудования; теплоизоляции на оборудовании,

температура поверхности которого превышает 45 °С; укомплектованности контрольно-измерительными приборами и защитными клапанами согласно проекту;

- обеспечение надежности. На этом этапе контроля инспектор проверяет наличие резервного насосного оборудования.

Кроме того, инспектор, отвечающий за надзор за теплоустановками, должен проверить наличие других документов, перечисленных в Инструкции о порядке допуска в эксплуатацию новых и реконструированных тепловых установок.

По результатам осмотра составляются акты соответствующей формы.

Выполнение указанных мероприятий позволит государственным инспекторам по энергетическому надзору осуществить качественный осмотр КГУ, что обеспечит безопасную и надежную работу источника энергии потребителя и, следовательно, будет способствовать повышению эффективности работы предприятия.

ГОТОВЯТСЯ К ВЫПУСКУ

✓ Правила по обеспечению промышленной безопасности в области газоснабжения (с изменениями и дополнениями)

Правила устанавливают специальные требования промышленной безопасности к проектированию, возведению, реконструкции, модернизации, техническому переоснащению, приемке, вводу в эксплуатацию, эксплуатации, консервации, ликвидации, временной приостановке, выводу из эксплуатации объектов газораспределительной системы и газопотребления природными газами и сжиженными углеводородными газами, в том числе при изготовлении, монтаже, ремонте, наладке, испытании, техническом диагностировании, техническом освидетельствовании и обслуживании применяемых на этих объектах технических устройств.

Изменения и дополнения к Правилам утверждены постановлением Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь от 30 мая 2017 года № 22.

Постановление вступает в силу с 1 июля 2017 года.

ОЗНАКОМИТЬСЯ

с документами можно
в ЭИС «Энергодокмент»
www.energodoc.by

ЗАКАЗАТЬ:

- в редакции по тел./факсу
(+ 375 17) 286-08-28
- на сайтах
www.energystategy.by, www.energodoc.by

ЕДИНАЯ АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА ГПО «БЕЛТОПГАЗ». ОТ ИДЕИ К РЕЗУЛЬТАТУ

К вопросу организации разработки и внедрения единых информационных систем ГПО «Белтопгаз» вплотную подошло в 2011 году. К тому времени газоснабжающими организациями уже был накоплен серьезный опыт эксплуатации специализированного программного обеспечения (как сторонней, так и собственной разработки), позволяющего автоматизировать отдельные направления производственной деятельности. Сегодня в объединении создана и устойчиво функционирует единая автоматизированная система.

На пути интеграции программных обеспечений

Программы, положенные в свое время в основу автоматизации отдельных направлений деятельности организаций ГПО «Белтопгаз» (например, выдача технических условий на подключение объектов к газораспределительной системе, учет принятых в эксплуатацию газопроводов, ведение различных форм эксплуатационной документации, формирование отчетов и т.д.), кардинально отличались по своему уровню и заложенному при постановке задачи функционалу. При их создании использовались различные языки, средства программирования и информационные технологии, что крайне затрудняло, а точнее, делало невозможной интеграцию данных программ в единый республиканский комплекс.

Понимание наметившихся проблем и одновременно – необходимости ускорения темпов внедрения современных средств автоматизации и цифровых технологий позволило руководству ГПО «Белтопгаз» консолидировать предпринимаемые в данном направлении усилия всех структурных подразделений, предприятий и организаций объединения в русле единой технической политики.

Ключевым аспектом при решении данной задачи выступает многоуровневая координация действий специалистов и технических руководителей газоснабжающих организаций и аппарата управления ГПО «Белтопгаз», а также учет мнений, нужд и потребностей работников с мест.

Координация и обратная связь постоянно осуществляются как в рамках

работы различных постоянно действующих в объединении координационных групп (руководителей производственно-технических отделов, служб электрохимической защиты и комплексного приборного обследования подземных газопроводов, отделов АСУ, служб режимов и учета газа, экономических служб), так и в ходе совместных производственных совещаний рабочих групп специалистов различного профиля. На данном уровне вырабатываются конкретные технические мероприятия, которые затем рассматриваются научно-техническим советом ГПО «Белтопгаз».

Именно здесь формируется единая техническая политика объединения, а принятые решения становятся руководством к действию для всех организаций и предприятий ГПО «Белтопгаз». Возглавляет научно-технический совет первый заместитель генерального директора А.В. Жилко – руководитель, непосредственно занимающийся вопросами производства и досконально их знающий. В результате процесс внедрения единых информационных систем осуществляется поступательно, планомерно и продуманно.

Немаловажно и то, что подобная организация работы предусматривает своего рода «систему сит», благодаря которой на том или ином уровне (а мы стараемся организовать работу так, чтобы была задействована вся цепочка технических руководителей и специалистов, вплоть до мастерского состава) устраняется возможная «отсебятина», то есть субъективные и излишние для конкретной работы предложения и подходы.



Н.В. СТРУЦКИЙ,
заместитель начальника
управления систем
газоснабжения
ГПО «Белтопгаз»



В.Ю. ВАСИЛЬЕВ,
заместитель главного
инженера УП «Витебскоблгаз»

Реализация решений, направленных на объединение всех информационных потоков объединения от структурных подразделений, предприятий и организаций ГПО «Белтопгаз», позволила завершить разработку, обеспечить техническое сопровождение и поддержку программного обеспечения всех сфер деятельности объединения, в особенности непосредственной производ-

Меню

Журнал принятых в эксплуатацию газовых сетей
Свод по диаметрам Свод по районам

Подразделение	Про- веро но	Адрес и/или код ИД	Наименование объекта	Дата сдачи в эксплуата- цию	П.И.А.И.В. пенсия о вводе объекта в эксплуа- тацию	Дата пуска газа	Должность, ФИО лица, принявшего объект в эксплуа- тацию	№ акт/л. паспорта	Баланс, принадл.	Дав- ление	Диам- метр, мм	Материал трубы	Протяжен- ность, м	Вид прокладки трубы	Кв	
															ГК	К
Лепельский РГС	Е-14	г. Лепель пер. Беннича 2-й уч. 2		30-11-2010	29-08-2011	29-08-2011	Пашенко Виталий Петрович	31	УП "Витебскоблгаз"	СД	32	п/э	11,84	подземный		
													0,90	надземный		
													0,36	надземный		1
													Итого	13		
Лепельский РГС	Е-15	г. Лепель пер. Беннича 2-й д. 2		23-09-2011	23-09-2011	26-09-2011	Пашенко Виталий Петрович	31	УП "Витебскоблгаз"	СД	32	п/э	27,20	подземный		
													0,80	надземный		

Внешний вид журнала принятых в эксплуатацию газовых сетей 7-ЭГ



Внешний вид электронной маршрутной карты

При построении ЕАС ГПО «Белтопгаз» были реализованы следующие ключевые принципы:

- гибкость и открытость архитектуры, обеспечивающие легкую масштабируемость системы, ее доступность для постоянного развития и модернизации;
- адаптация к конкретным задачам и условиям газораспределительной системы, как сложного технологического и организационного комплекса;
- по возможности минимальная стоимость дополнительного оборудования при значительных масштабах системы;
- минимальная потребность в техническом обслуживании, что позволяет обслуживать систему своими силами, без привлечения сторонних организаций.

ственной деятельности. Таким образом, к настоящему моменту в основном создана и устойчиво функционирует единая автоматизированная система объединения – ЕАС ГПО «Белтопгаз».

Базовые подходы и ключевые принципы построения

Базовой организацией для создания и обеспечения функционирования ЕАС стал отдел централизованной разработки программного обеспечения (ОЦРПО), сформированный в 2012 году в одной из газоснабжающих организаций – УП «Витебскоблгаз». Выбор этого предприятия в качестве базовой организации для создания ОЦРПО не был случайным: на тот момент оно являлось наиболее развитым в области программных разработок, а его генеральный директор П.П. Шершень был (и остается) настоящим энтузиастом в деле внедрения современных информационных технологий в газовом хозяйстве.

Интеграция информационных потоков из различных сфер деятельности объединения потребовала проведения серьезных организационно-технических мероприятий, согласованной работы ру-

ководителей и специалистов различного уровня и профиля деятельности и, конечно же, определенных финансовых затрат.

Учитывая сложность, многообразие и специфичность газового хозяйства как такового, в частности с точки зрения повышенных требований к обеспечению безопасности, ЕАС задумана и реализована как трехуровневая система, объединяющая:

- верхний уровень – уровень ERP-системы (автоматизация основных бизнес-процессов и решения бизнес-задач, управление финансовыми потоками в масштабе объединения);
- средний уровень – уровень АСДУ – автоматизированной системы диспетчерского и оперативно-диспетчерского управления, обеспечивающей управление потоками газа и их контроль в процессе распределения газа и снабжения им всех категорий потребителей республики;
- базовый уровень – уровень АСУ ТП – автоматизированной системы управления технологическими процессами обслуживания объектов газораспределительной системы и поддержания их в надлежащем техническом состоянии.

Мультипрограммный комплекс «Панорама»

Следует отметить, что именно базовый уровень – уровень АСУ ТП – оказался наиболее объемным и трудоемким для исполнения, что обусловлено огромным количеством разнородных технологических процессов и территориальным разномом объектов газораспределительной системы, а следовательно, и структурных подразделений газоснабжающих организаций объединения в масштабах республики.

Для решения задач, стоящих на данном уровне, специалисты ГПО «Белтопгаз» разработали мультипрограммный комплекс (МПК) «Панорама», охватывающий весь процесс эксплуатации объектов газораспределительной системы и консолидирующий всю информацию о ее объектах. Внедрение комплекса позволило значительно повысить оперативность и качество принятия управленческих решений на всех уровнях структуры объединения (филиал – газоснабжающая организация – аппарат управления ГПО «Белтопгаз»).

В основу МПК «Панорама» были заложены следующие идеи:

- создание отдельного программного модуля (или АРМ) для каждой технической службы (отдельного вида эксплуатационной деятельности);

- объединение данных от различных программных модулей на так называемой «электронной маршрутной карте» путем привязки конкретной технической информации к соответствующим графическим элементам карты.

При этом каждый модуль (в законченном виде) должен обеспечивать выполнение пяти основных функций:

- учет эксплуатируемых сооружений и технических средств (газопроводы, запорные устройства, контрольные трубки и т.д. – для наружных газопроводов, катодные станции, протекторы и перемычки – для электрохимзащиты, и так по всем службам) с внесением всех сопутствующих данных, необходимых в дальнейшей работе (их может быть очень много – год выпуска, пуска в эксплуатацию, тип, производитель, кто обслуживает и т.д.);

- регистрация выполненных работ (ведение журналов);

- планирование работ (составление планов, графиков);

- формирование выходных форм эксплуатационных документов;

- разнообразные выборки и анализ данных для руководителей служб (подразделений).

Очень важным моментом при создании электронных маршрутных карт явилось то, что они по сути переносились с имеющихся схем служб эксплуатации (аварийных) без строгого соблюдения масштаба и затрат времени на уточнение отрисовки. Это позволило в приемлемые временные сроки решить чрезвычайно объемную в части рутинной работы задачу – обеспечить наглядное представление о системе газоснабжения республики во всей совокупности составляющих ее объектов.

В настоящее время ГПО «Белтопгаз» имеет законченное отраслевое решение автоматизации процесса эксплуатации систем газоснабжения. В рамках данного решения используются как вертикальные информационные связи (район газоснабжения – областная газоснабжающая организация – ГПО «Белтопгаз»), что позволяет управлять системами газоснабжения на всех уровнях принятия решения и прогнозировать их развитие, так и горизонтальные информационные связи



Использование планшета с электронной маршрутной картой в процессе ликвидации аварии



Использование МПК «Панорама» в работе аварийно-диспетчерской службы

с выходом в режиме онлайн на информационные подсистемы аварийно-диспетчерских служб, производственно-технических отделов, отделов бухгалтерского и финансового учета и др.

Программное обеспечение в рамках МПК «Панорама» создано с использованием современных интернет-технологий (WEB-2.0, HTML5 и др.), открытых протоколов и свободного программного обеспечения, что позволяет осуществлять быстрое развертывание комплекса на любое количество рабочих мест. Так как разработка велась силами своих программистов, то модернизация программ и внедрение новых возможностей осуществляется в кратчайшие сроки.

Данное программное обеспечение можно использовать на любых устройствах, имеющих интернет-браузер (персональный компьютер, планшет, телефон) и выход в корпоративную сеть предприятия, как в локальных корпоративных сетях, так и вне офиса, посред-

ством шифрованных VPN-соединений, что, в свою очередь, дает возможность эксплуатировать ПО в полевых условиях.

В процессе опытной эксплуатации было выяснено, что использование режима онлайн возможно не на всей территории республики, а доступ к данным МПК «Панорама» является критическим, например, при ликвидации аварий на системах газоснабжений. В связи с этим была разработана офлайн-версия программы, позволяющая на мобильных устройствах (планшетах, телефонах) просмотреть схемы сетей и их характеристики.

Сегодня Единая автоматизированная система ГПО «Белтопгаз» представляет собой большую, разветвленную многоуровневую систему, состоящую из отдельных программных комплексов и расчетных модулей, каждый из которых нуждается как в техническом сопровождении и поддержке, так и в дальнейшем развитии.

КУРС НА ИНВЕСТИЦИИ И ИННОВАЦИИ

По итогам XX международной специализированной выставки «ТехИнноПром»



Белорусский промышленный форум и международная специализированная выставка «ТехИнноПром» в 20-й раз собрали на площадке минского Футбольного манежа представителей деловых кругов, специалистов ведущих отраслей промышленности, науки, энергетики и иных секторов экономики стран ближнего и дальнего зарубежья. Мероприятие состоялось под патронажем Правительства Республики Беларусь и при содействии отраслевых министерств и ведомств. Организатором и официальным оператором форума выступило выставочное предприятие «Экспофорум».



Этот год стал юбилейным для Белорусского промышленного форума и международной специализированной выставки, которая впервые проходит под новым именем «ТехИнноПром». За два десятка лет своего существования выставка сформировалась как авторитетная международная площадка для демонстрации достижений промышленности и науки, внесла свой вклад в развитие инновационной составляющей экономики республики и делового сотрудничества разных стран.

В день открытия участников и гостей экспозиции «ТехИнноПром» от имени Правительства приветствовал заместитель Премьер-министра Республики Беларусь, председатель организационного комитета Белорусского промышленного форума

В.И. Семашко. Он отметил, что кредо белорусской промышленной сферы – не просто сохранять, но инновационно и инвестиционно развивать индустрию, постоянно вкладывать средства в разработку новых моделей машин, систем, комплектующих, материалов и т.д., чтобы затем реализовывать их на возможных рынках сбыта. В.И. Семашко также подчеркнул, что в республике проводится инновационно-инвестиционная политика, направленная на создание конкурентоспособной продукции. Он пригласил гостей и участников выставки активнее участвовать в подобных мероприятиях, ведь, приходя на рынок Беларуси, компании других стран получают выход на постсоветский рынок, на рынок Евразийского экономического союза.

Экспозиционная программа форума включала три тематических раздела: промышленное оборудование и технологии; энергетика в промышленности, энергосбережение, экология; ИМТЕХ – специальная экспозиция инновационных материалов и технологий. Одним из наиболее востребованных стал энергетический раздел выставки.

Министерство энергетики Республики Беларусь было представлено на форуме коллективным стендом, где свою инновационную продукцию продемонстрировали отраслевые организации: ОАО «Белэнергоремналадка», ОАО «Белоозерский энергомеханический завод», ОАО «Белэлектромонтажналадка», ОАО «Новогрудский завод газовой аппаратуры», РУП «Белгазтехника», ГИПК «ГАЗ-ИНСТИТУТ».



В рамках коллективного стенда участие в выставке принял информационный партнер мероприятия – официальный журнал Минэнерго «Энергетическая стратегия», экспозиция которого привлекала внимание дизайнерским оформлением и разнообразием представленных номеров издания.

Конкурентоспособную, а главное актуальную разработку представил на выставке Белоозерский энергомеханический завод. Речь идет о высоко-

вольтных водогрейных электрических котлах мощностью 10 и 20 МВт напряжением 10(6) кВ, которые будут остро востребованы после ввода в эксплуатацию Белорусской АЭС. А это событие уже не за горами. Интеграция БелАЭС в Белорусскую энергосистему предполагает установку большого количества электрических котлов в существующих котельных, на мини-ТЭЦ, ТЭЦ, предприятиях народнохозяйственного комплекса страны, а также возведение новых элек-

тродельных для перераспределения электроэнергии в ночные часы. Основными потребителями электрических котлов в 2017–2020 годах станут предприятия системы Минэнерго, Минжилкомхоза, Минпрома и др.

Свою продукцию на выставке продемонстрировали более 270 международных компаний и предприятий из Беларуси, Китая, Латвии, Литвы, России, Словакии, Украины. Особенно значимым в этом году стало китайское представительство на выставке. Кроме стендов отдельных компаний, Белорусский промышленный форум принял также выездную китайскую экспозицию из города Харбина, которая представила сразу 45 проектов в области машиностроения, строительства, медицины, химической промышленности, электроники и т.д.

Стратегически важным партнером стала, безусловно, Китайская машиностроительная инжиниринговая корпорация (СМЕС). С 2010 года компания успешно реализовала в Беларуси четыре значимых проекта: две ПГУ мощностью 427 МВт на Березовской и Лукомльской ГРЭС, ПС 110 кВ «Технопарк» на территории Китайско-Белорусского промышленного парка «Великий камень», а также предприятие по сортировке бытовых отходов в Гродно.

Главным итогом участия китайской компании в выставке стало подписание 24 мая Меморандума о сотрудничестве между Министерством энергетики Рес-



публики Беларусь в лице заместителя Министра энергетики М.И. Михадюка и СМЕС в лице председателя совета директоров СМЕС господина Бай Суня. Стороны договорились продолжить сотрудничество в области генерации электрической и тепловой энергии, передачи и распределения электроэнергии, модернизации электростанций, возобновляемой энергетики и др. При этом был отмечен успешный прошлый опыт реализации совместных проектов в сфере энергетики Беларуси.

Программа форума была насыщена мероприятиями. В его рамках состоялись пленарное заседание «Инновационное и инвестиционное развитие машиностроительного комплекса Республики



«Профсварка» и 13-й конкурс сварщиков Беларуси с международным участием, ставший одним из наиболее эмоционально ярких событий форума. Сварщики организаций отрасли в очередной раз подтвердили свой высокий профессионализм, заняв ряд призовых мест в каждой из номинаций.

Участники и гости выставки «ТехИнноПром» получили прекрасную возможность познакомиться с актуальными и перспективными тенденциями развития промышленности, энергетики и инновационными технологиями, обменяться опытом и полезными контактами с коллегами из разных стран и пообщаться с потенциальными клиентами и партнерами.

Анастасия СЕЛИНА

Беларусь», первый немецко-белорусский форум «Четвертая промышленная революция (Industry 4.0): цифровая трансформация экономики», международный симпозиум «Технологии. Оборудование. Качество», международный научно-практический симпозиум «Перспективы развития аддитивных технологий в Республике Беларусь», биржа субконтрактов в промышленности и кооперационная биржа «Наука и промышленность – стратегия инновационного сотрудничества», форум бизнес-идей, международный конкурс энергоэффективных и ресурсосберегающих технологий и оборудования, семинары и презентации участников выставки. Среди запоминающихся событий – специализированная выставка-презентация



БЕЛАРУСЬ СТРОИТ САМУЮ НАДЕЖНУЮ И БЕЗОПАСНУЮ АТОМНУЮ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЮ

По итогам международной конференции ВАО АЭС «Поддержка новых энергоблоков АЭС»



С 29 мая по 2 июня в г. Минске состоялась Международная конференция Всемирной ассоциации организаций, эксплуатирующих атомные электростанции (ВАО АЭС) «Поддержка новых энергоблоков АЭС», целью которой является обмен международным опытом эксплуатации АЭС для достижения наивысшего уровня безопасности и надежности.

В Международной конференции ВАО АЭС «Поддержка новых энергоблоков», организованной Московским центром Всемирной ассоциации операторов атомных электростанций, приняли участие более 100 экспертов из России, Великобритании, Франции, Венгрии, Японии, Китая, Пакистана, Финляндии, ОАЭ, Беларуси и других стран, а также представители МАГАТЭ. Белорусскую сторону на мероприятии представляли заместитель Премьер-министра Республики Беларусь В.И. Семашко, Министр энергетики В.Н. Потупчик, генеральный директор ГП «Белорусская АЭС» М.В. Филимонов и другие специалисты предприятия.

Приветствуя участников мероприятия, заместитель Премьер-министра Беларуси

В.И. Семашко сказал, что динамичное развитие любого государства, повышение уровня жизни его населения неразрывно связаны с обеспечением экономической и энергетической безопасности, одним из основных направлений которого является развитие ядерной энергетики. Он отметил, что конференция открывает новые возможности для обсуждения вопросов атомной энергетики и эксплуатации АЭС, обмена опытом в этой сфере и выразил уверенность, что конференция придаст новый импульс сотрудничеству между странами.

Отвечая на вопросы журналистов, В.И. Семашко подчеркнул, что Беларусь строит самую надежную и безопасную атомную электростанцию. Проект соответствует всем международным требова-

К сведению

Белорусская АЭС присоединилась к ВАО АЭС в 2016 году. Ассоциация объединяет все организации, эксплуатирующие атомные электростанции (всего около 450 энергоблоков). Ее цель – совершенствование безопасности на всех АЭС мира.



ниям по безопасности, в том числе МАГАТЭ и ВАО АЭС. В 2016 году на БелАЭС проведены стресс-тесты по европейской методике с учетом рекомендаций, основанных на спецификациях, разработанных Еврокомиссией и Европейской группой регуляторов ядерной безопасности (ENSREG). В ходе стресс-тестов проведена оценка безопасности АЭС при возникновении экстремальных воздействий, спрогнозированы последствия для станции таких природных факторов, как сочетания затопления, экстремальных погодных условий и внешних воздействий, в также последствия потери функций



безопасности, вызванные отключением электроснабжения АЭС, и других ситуаций.

Станция изначально строилась для собственных нужд, вопросы экспорта электроэнергии не поднимались. Ввод собственной АЭС поможет республике диверсифицировать виды энергии, что стратегически важно для страны. После запуска АЭС 27–28 % выработки электроэнергии будет приходиться на атомную энергию

Заместитель Премьер-министра также отметил, что после запуска Белорусской АЭС тарифы на электроэнергию для реального сектора экономики могут снизиться на 30 %. Снижение себестоимости электроэнергии позволит проводить сбалансированную политику и в отношении тарифов для населения.

В рамках конференции обсуждались вопросы поддержки новых энергоблоков, лидерства и формирования сильной культуры безопасности, лицензирования, подготовки квалифицированного персонала, а также положительные практики, извлеченные уроки и вопросы, связанные со строительством и фазой ввода АЭС в эксплуатацию.

1 июня эксперты ВАО АЭС посетили строительную площадку Белорусской АЭС. Участники конференции ознакомились с экспозицией информационного центра, осмотрели производственную базу АЭС, здание реактора 1-го энергоблока, наблюдали за подготовкой персонала на полномасштабном тренажере.

Эксперты положительно оценили результаты технического тура на объекты БелАЭС. Особо был отмечен высокий уровень подготовки персонала. «У проекта будет большой успех», – отметил Ван Фупин, вице-президент китайской АЭС «Санмен», имеющий более 30 лет опыта работы в сфере атомной энергетики.



Председатель ВАО АЭС Жак Регальдо сообщил журналистам, что Всемирная ассоциация операторов, эксплуатирующих атомные электростанции, проверит Белорусскую АЭС до первой загрузки топлива и до запуска. Он также отметил, что проведение конференции в Минске является демонстрацией открытости БелАЭС.

В ходе технического тура заместитель Министра энергетики М.И. Михадюк отметил, что обеспечение безопасности на Белорусской АЭС является ключевым принципом при реализации атомного проекта. Он сообщил, что Беларусью заключены межправительственные соглашения в области использования атомной энергии в мирных целях с рядом стран. На стадии проработки находятся соглашения с Турцией и Бангладеш.

Заместитель Министра энергетики сообщил также, что Правительство и Министерство энергетики выступили с предложением провести следующую конференцию ВАО АЭС по вопросам аварийного реагирования, которая должна состояться в 2018 году, тоже в Минске. Эта тема является одной из ключевых при обеспечении безопасной эксплуатации станций.

Фото Сергея Севко



В БЕЛАРУСИ СОЗДАНО ПОЛНОЦЕННОЕ НАЦИОНАЛЬНОЕ ИНФОРМАЦИОННОЕ ПРОСТРАНСТВО



По итогам XXI Международной специализированной выставки «СМИ ў Беларусі»

В начале мая под девизом «Нам доверяют!» в Минске прошла XXI Международная специализированная выставка «СМИ ў Беларусі». За годы своего существования мероприятие не только стало знакомым событием в жизни белорусского медиасообщества, но и приобрело статус форума электронных и печатных СМИ международного масштаба.

Организатором стенда «СМИ Министерства энергетики Республики Беларусь» выступил Информационно-издательский центр ОАО «Экономэнерго»

Символично, что XXI Международная специализированная выставка «СМИ ў Беларусі» открылась 3 мая – в день, который объявлен ЮНЕСКО Всемирным днем свободы печати. «Это масштабное событие имеет в нашей стране большой общественный резонанс. Ежегодная демонстрация возможностей национальных средств массовой информации убедительно свидетельствует об их значительном потенциале», – было отмечено в Приветствии Президента Республики Беларусь участникам и гостям выставки, которое в ходе открытия зачитал заместитель Премьер-министра Беларуси В.И. Жарко. Глава государства также выразил уверенность, что мероприятия выставки послужат повышению профессионального мастерства и дальнейшему развитию деловых и творческих контактов в сфере средств массовой информации. Министр информации Беларуси Л.С. Ананич констатировала, что в республике создано полноценное национальное информационное пространство, насыщенное более чем полутора тысячами национальных печатных СМИ и более чем 270 теле- и радиопрограммами, а Генеральный секретарь Всемирного конгресса ин-

формационных агентств, генеральный директор Болгарского телеграфного агентства Максим Минчев назвал выставку уникальнейшим журналистским праздником.

Выставка на самом деле порадовала гостей и участников яркой программой, которая позволила экспонентам продемонстрировать свой творческий потенциал и воплотить самые смелые задумки в рамках интерактивных и тематических акций. Свои экспозиции на выставке представили около 400 печатных СМИ, а также теле- и радиопрограмм и каналов из Беларуси, России, Болгарии, Литвы, Азербайджана, Украины, Латвии, Индии, Германии, Турции, Грузии. Специальными гостями мероприятия стали представители средств массовой информации из Китайской Народной Республики.

Свой вклад в презентационную и деловую программу выставки внесли и отраслевые издания Минэнерго. На объединенном стенде «СМИ Министерства энергетики Республики Беларусь» были представлены экспозиции основных периодических изданий отрасли – научно-практического журнала Министерства энергетики Республики Беларусь «Энергетическая стратегия», газет «Энерге-

тика Беларуси», «Энергетик Принеманья», «БЕЛТОПГАЗ. Газоснабжение и торфопереработка», «Столичный газовик», «Газовик Гродненщины», «Наша газета», а также Информационного центра Белорусской АЭС.

В рамках форума издания ГПО «Белэнерго» и ГПО «Белтопгаз» провели тематические акции и викторины, которые позволили посетителям выставки получить полезную информацию об отрасли и ближе познакомиться с профессиями в сфере энергетики и газоснабжения. Интерес у гостей и участников мероприятия вызвала интерактивная игра «Соберите атомную электростанцию», организованная специалистами Информационного центра Белорусской АЭС.

В ходе выставки «СМИ ў Беларусі» прошла церемония награждения лауреатов XIII Национального конкурса печатных СМИ «Золотая Литера», а также победителей Республиканского конкурса среди журналистов и средств массовой информации на лучшее освещение вопросов межнациональных и межконфессиональных отношений, межкультурного диалога в Республике Беларусь и сотрудничества с соотечественниками за рубежом.

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА КИТАЯ НА СОВРЕМЕННОМ ЭТАПЕ

На современном этапе развития обществ и государств энергетический фактор приобретает все возрастающее значение для развития политических и экономических процессов как на региональном, так и на глобальном уровнях. Он оказывает влияние на формирование внешней политики большинства стран, обеспечивая их политическую и экономическую стабильность или порождая локальные и региональные конфликты, и является важнейшей составляющей энергетической безопасности каждой страны, в том числе и Китайской Народной Республики.

Энергетическая политика Китайской Народной Республики (КНР) тесно связана с вопросами обеспечения энергетической безопасности страны, поскольку страна импортирует более 40 % необходимых ей энергетических ресурсов. Начиная с 1993 года Китай стал нетто-импортером нефти, а с 2003 года уверенно занимает второе место после США по потреблению нефти и нефтепродуктов. Согласно оценкам международных экспертов, к 2020 году зависимость Китая от поставок нефти составит 60 %, природного газа – 30 %.

В настоящее время КНР импортирует нефть и природный газ из более чем 30 стран мира. Наибольшее количество нефти импортируется из стран Ближнего Востока (56 %), на втором месте страны Африки (27 %). Доля импорта энергоресурса из Азии и АТР составляет 13,5 %, из Латинской Америки – 3,5 %. В 2015 году Китаем было импортировано 330 млн т сырой нефти, в 2016 году – 381 млн т.

Природный газ поступает в Китай по трубопроводам и в виде сжиженного природного газа (СПГ). В настоящее время СПГ занимает доминирующее положение в импорте, на его долю приходится 78 % всех поставок этого энергоресурса.

Его основные поставщики на энергетический рынок Китая – это Катар и Австралия, на долю которых приходится более 50 % импортируемого газа. По прогнозам экспертов потребление природного газа до 2030 года в КНР будет ежегодно увеличиваться на 6,8 %.

В 2020 году оно достигнет 200 млрд м³, при этом собственная добыча составит только 120 млрд м³.

Зависимость страны от растущего импорта энергоресурсов связана не только с развитием промышленности, но и с изменением структуры энергопотребления. В последние годы Китай постепенно снижает зависимость от каменного угля, который до настоящего времени остается основой энергетики. Так, в начале мая текущего года Госсовет КНР опубликовал документ, в котором декларируется снижение к 2020 году доли каменного угля в энергетике страны с нынешних

66 до 58 %, соответственно, доля природного газа

увеличится с 5 до 10 %. Предполагается, что доля возобновляемых источников энергии в топливно-энергетическом балансе страны также возрастет.

С учетом новых реалий развития китайской экономики в 2014–2015 годах



А.Б. АВЧИННИКОВ,
старший преподаватель
Международного
государственного
экологического института
им. А.Д. Сахарова БГУ

в стране было принято несколько документов, касающихся энергетической политики, в том числе «Стратегия развития энергетики (2014–2020)», «Китайское производство 2025», в которых изложены основные подходы к обеспечению энергетической безопасности страны.

Рассматривая энергетическую стратегию КНР, следует выделить несколько стратегических задач, которые ставит перед собой страна в области обеспечения энергетической безопасности.

Во-первых, Китай и дальше планирует сохранять на определенном уровне самообеспечение энергетическими ресурсами, что позволит не допустить чрезмерной зависимости от мировой рыночной конъюнктуры на энергоносители. Для решения этой задачи планируется активизировать геологоразведочные работы по поиску новых месторождений нефти и газа на территории страны, рационально использовать уже разрабатываемые месторождения, повысить эффективность добычи и производства нефти.



Таблица. Импорт нефти в Китай по итогам 2015 года

Страна	Импорт, тыс. т	%, 2015/2014
Саудовская Аравия	50 551 800	+ 1,8
Россия	39 481 200	+ 19,3
Ангола	38 702 200	- 4,8
Ирак	32 108 020	+ 12,4
Оман	32 068 280	+ 7,8
Иран	26 614 590	- 3,1
Кувейт	14 427 010	+ 35,9
Бразилия	13 924 300	+ 98,4
ОАЭ	12 568 430	+ 7,9
Венесуэла	16 007 920	+ 16,1
Колумбия	8 867 310	- 12,1
Южный Судан	6 606 020	+ 2,5
Конго	5 863 190	- 16,8
Казахстан	3 387 760	- 40,4
Австралия	2 388 740	- 12,4
Гана	2 132 630	+ 142,5
Ливия	2 146 790	+ 122,3
Вьетнам	2 116 110	+ 42,7
Экваториальная Гвинея	2 014 960	- 38,0
Великобритания	1 973 050	+ 61,8
Прочие страны	16 993 560	-
Итого	330 943 860	7,0



Во-вторых, Китай продолжит работу по формированию стратегических запасов энергоресурсов. Так, в 2008 году было принято решение о создании спецрезервов нефти. В настоящее время нефтью заполнена первая очередь предназначенных для этого хранилищ. Объем запасов составил 12,4 млн т, или около 93 млн барр., притом что ежедневная потребность в нефти составляет 11 млн барр.

В-третьих, Китай стремится укрепить свои позиции на мировом энергетическом рынке, чтобы тем самым обеспечить гарантии реализации своих национальных интересов.

Вития была разработана и принята к исполнению Программа развития возобновляемых источников энергии на средний и длительный период, а также закон «О возобновляемых источниках энергии»;

– дальнейшая разведка собственных нефтегазовых месторождений в рамках осуществляемой стратегии по «самообеспечению» энергетическими ресурсами. С начала XXI века разведка и добыча нефти и газа перемещаются в Синьцзян-Уйгурский автономный район (СУАР). По оценке специалистов, запасы нефти на этой территории превышают

Исходя из поставленных задач Китаем сформулированы и реализуются следующие направления энергетической стратегии:

– внедрение достижений научно-технического прогресса в производство энергии и повышение энергоэффективности. Для реализации этой задачи подвергся переработке «Угольный кодекс», в котором прописаны нормы по внедрению инновационных технологий отечественного и иностранного производства;

– развитие возобновляемых источников энергии и оптимизация структуры потребления энергии. В своей внутренней энергетической политике Китай уделяет особое внимание альтернативным источникам энергии. В целях их раз-

30 млрд т, что составляет 1/3 прогнозируемых нефтяных запасов Китая. Предполагаемые запасы природного газа в стране – 13 трлн м³;

– изменение структуры промышленного производства в пользу ускоренного развития высокотехнологичных производств, что позволит снизить потребление электроэнергии;

– создание стратегических нефтяных запасов для обеспечения страны необходимыми энергоресурсами в случае внезапных перебоев внешних поставок. Планируется создать в стране пять стратегических энергетических баз: в СУАР, на востоке Внутренней Монголии, в провинции Шаньси, впадине Эрдос и на юго-западе Китая;

– тесная взаимосвязь энергетики с научно-техническим процессом, предполагающая поощрение и стимулирование фундаментальных исследований в отраслях, связанных с энергетикой, стимулирование инноваций в области разработки и добычи нефти, обогащения угля и горючих сланцев, внедрение новых технологий в процесс производства электроэнергии с целью повышения эффективности использования энергоресурсов;

– диверсификация поставщиков нефти и газа, что связано с чрезмерной зависимостью от поставок энергетического сырья от традиционных партнеров, таких как Саудовская Аравия, Иран, Оман, Кувейт. В 2016 году ситуация несколько изменилась: первое место по поставкам нефти в Китай заняла Российская Федерация, на втором месте – Саудовская Аравия, на третьем – Ангола;

– привлечение иностранных инвестиций в районы разработки и добычи нефти и газа на территории КНР;

– улучшение экологической обстановки, что должно включать в себя контроль за выбросами парниковых газов, развитие «низкоуглеродной экономики», осуществление жесткого экологического контроля за реализацией энергетических проектов. Большая часть затронутых вопросов связана с использованием угля – дешевого, но экологически грязного топлива.

Таким образом, внешняя энергетическая стратегия КНР базируется на двух принципах: международного сотрудничества и комплексности. Эти два принципа являются основой внешнеэкономической концепции Китая – «идти вовне» (или «выход за рубеж»). Проведение политики «выхода за рубеж» подразумевает

активное инвестирование в разведку и добычу нефти и газа за рубежом. Так, начиная с 2010 года китайская нефтяная и химическая корпорация Sinopec инвестировала \$ 34 млрд в нефтегазовые проекты в Австралии, Аргентине, Бразилии, Канаде, США. В марте 2010 года эта компания выкупила 55 % акций в совместном предприятии Sonangol-Sinopec International за \$ 2,5 млрд и получила полный контроль над глубоководными нефтяными месторождениями в Анголе. В феврале 2012 года было объявлено о договоренностях между Shell и Petro China о покупке 20 % акций в проекте по добыче сланцевого газа в провинции



Британская Колумбия (Канада). Производительность этого месторождения оценивается примерно в 3,5 млн м³ газа в сутки.

Перспективными с точки зрения китайских компаний являются пограничные с территорией Китая страны Центральной Азии и Россия. Так, только в 2015 году из России, Казахстана, Вьетнама было импортировано 13,6 % от общего объема импорта сырой нефти (см. таблицу). Выбор этого направления обусловлен целым рядом политических и экономических факторов.

Во-первых, перспективность данных регионов как источников энергии для китайской экономики определяется следующими геополитическими рисками:

- большинство стран – поставщиков нефти и газа для Китая (Саудовская Аравия, Оман, ОАЭ, Кувейт, Ирак, Иран) расположено на Ближнем Востоке, где последнее время сохраняется постоянная военная и социальная напряженность;
- в странах Африки (Ангола, Южный Судан, Конго, Ливия, Гана), из которых Китай импортирует 27 % необходимой

ему нефти, также имеют место политическая нестабильность и военные конфликты;

- географическая удаленность стран Латинской Америки (Венесуэла, Колумбия, Бразилия) влечет высокие экономические издержки при поставках энергоносителей.

Во-вторых, разработка альтернативных маршрутов поставок энергоресурсов – это также одна из стратегических задач Китая. Актуальность этой задачи обусловлена тем, что 50 % импортируемой в Китай нефти ввозится танкерами через Малаккский пролив, где, как считают представители КНР,

в частности Казахстан, как транзитную территорию для поставок нефти, добытой на месторождениях Каспийского моря (а в перспективе и Персидского залива), и, кроме того, как стратегическую сырьевую базу со значительными запасами нефти и газа (Казахстан, Туркменистан, Узбекистан). Китайские компании, большинство из которых поддерживается государством, готовы предоставить странам-соседям значительные финансовые ресурсы для совместного освоения нефтегазовых месторождений. В то же время, несмотря на все перечисленное выше, Центральная Азия занимает второстепенное место в китайской энергетической стратегии и рассматривается в качестве стратегического тыла. Не в последнюю очередь это связано как с довольно сложной социально-экономической обстановкой в странах Центральной Азии, так и с нестабильной социально-политической ситуацией в СУАР, что в совокупности может привести к нарушению поставок в Китай углеводородного сырья трубопроводным транспортом из стран Центральной Азии.

Таким образом, в настоящее время Китай играет очень важную роль на международном энергетическом рынке. КНР планирует и в дальнейшем укреплять и развивать международное энергетическое сотрудничество с целью обеспечения энергетической и национальной безопасности страны. В этом плане первостепенное внимание уделяется вопросам привлечения иностранных инвестиций в ТЭК страны и активной поддержке китайских энергетических компаний в зарубежных странах.

Список литературы

1. Бахтиярова, А.Ж. Энергетическая политика КНР в начале XXI века / А.Ж. Бахтиярова // Молодой ученый. – 2016. – № 9. – С. 967–970.
2. Изюмов, Р.Ю. Глобальная энергетическая политика Китая и место в ней Центральной Азии [Электронный ресурс]. – 2014. – Режим доступа: <http://cc-sauran.kz/rubriki/economika/107-globalnaya-energeticheskaya-politika-kitaya.html>. – Дата доступа: 10.05.2017.
3. Нечаева, Е.В. Внешняя энергетическая стратегия Китая: возможности и риски для России / Е.В. Нечаева // Вестн. Моск. ун-та. Сер. 25, Международные отношения и мировая политика. – 2013. – № 1. – С. 81–105.
4. Поштитч, М. Сравнительный анализ энергетической стратегии КНР в отношении стран Центральной Азии / М. Поштитч // Сравнительная политика. – 2015. – № 3 (20). – С. 85–103.



НАЦИОНАЛЬНЫЙ ФОНД ТНПА – ЭНЕРГЕТИКЕ

НОВЫЕ ГОСУДАРСТВЕННЫЕ СТАНДАРТЫ

С 1 сентября 2017 года в республике вводится в действие **СТБ 2476-2016 «Лампы с ненаправленным светом: бытовые. Энергетическая эффективность. Требования»**.

Документ регламентирует энергетическую эффективность бытовых ламп с ненаправленным светом для размещения на рынке, включая случаи, когда данные лампы поставляются на рынок не для бытовых целей или встроены в другую продукцию. Также стандарт содержит требования к информации о продукции для ламп специального назначения. Документ не распространяется на следующие бытовые лампы и лампы специального назначения: лампы с координатами цветности x и y : $x < 0,200$ или $x > 0,600$, $y < -2,3172x^2 + 2,3653x - 0,2800$ или $y > -2,3172x^2 + 2,3653x - 0,1000$; лампы с направленным светом; лампы со световым потоком менее 60 или свыше 12 000 лм; лампы, у которых минимум 6 % общего излучения в диапазоне 250–780 нм находится в диапазоне 250–400 нм, пик излучения – в диапазоне 315–400 нм (UVA) или 280–315 нм (UVB); люминесцентные лампы без встроенного балласта; разрядные лампы высокого давления; обычные лампы накаливания с цоколем E14/E27/B22/B15 для рабочего напряжения 60 В или менее без встроенного трансформатора.

С этой же даты вводится **СТБ 2487-2016 «Насосы циркуляционные бессальниковые автономные и встроенные в изделия. Энергетическая эффективность. Требования»**, который устанавливает положения об энергетической эффективности автономных бессальниковых циркуляционных

насосов и бессальниковых циркуляционных насосов, встроенных в изделия. Стандарт не применяется к циркуляционным насосам питьевой воды, за исключением требований к информации об изделии, указанных в п. 3.2.4.

С 1 сентября 2017 года начнет действовать **СТБ 2488-2016 «Насосы водяные. Энергетическая эффективность. Требования»**. Стандарт распространяется на водяные насосы центробежного типа для накачивания чистой воды, в том числе встроенные в другие изделия, а также устанавливает требования к энергетической эффективности водяных насосов. Документ не применяется к водяным насосам, специально предназначенным для накачивания чистой воды при температуре ниже $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$ или выше $120\text{ }^{\circ}\text{C}$, за исключением информационных требований, указанных в п. 5.2.11–5.2.13.

С 1 января 2018 года вступит в силу **ГОСТ 33702-2015 «Системы измерений количества и показателей качества газового конденсата, сжиженного углеводородного газа и широкой фракции легких углеводородов. Общие технические требования»**. Документ распространяется на системы измерений количества и показателей качества газового конденсата, сжиженного углеводородного газа, широкой фракции легких углеводородов при ведении учетных операций и устанавливает основные метрологические и технические требования к ним. ГОСТ 33702-2015 распространяется на вновь строящиеся и реконструируемые системы измерений и применяется при их проектировании, изготовлении, монтаже и эксплуатации.

НОВЫЕ МЕЖДУНАРОДНЫЕ СТАНДАРТЫ

Стандарты Международной организации по стандартизации (ISO):

ISO 20140-5:2017 «Системы автоматизации и интеграция. Оценка энергоэффективности и других факторов производственных систем, влияющих на окружающую среду. Часть 5. Данные оценки экологических показателей» (принят 19.04.2017).

Стандарты Международной электротехнической комиссии (IEC):

IEC TR 61328:2017 «Работа под напряжением. Руководство по монтажу проводов линий передачи и распределения и проводов заземления. Оборудование по натягиванию проводов и вспомогательные устройства» (принят 10.04.2017);

IEC 61968-3:2017 «Интеграция приложений в энергосистемах общего пользования. Системные интерфейсы для управления распределением. Часть 3. Интерфейс для сетевых операций» (принят 11.04.2017);

IEC 61000-3-11:2017 «Электромагнитная совместимость (EMC). Часть 3–11. Нормы. Ограничение изменений напряжения, колебаний напряжения и фликера в коммунальных низковольтных системах электроснабжения. Оборудование с номинальным током $\leq 75\text{ A}$, которое подлежит условному соединению» (принят 21.04.2017);

IEC 60034-1:2017 «Машины электрические вращающиеся. Часть 1. Номинальные и эксплуатационные характеристики» (принят 09.05.2017).

Дополнительную информацию вы можете найти на сайтах:

Национального фонда технических нормативных правовых актов (ТНПА) – www.tnpa.by

Госстандарта – www.gosstandart.gov.by

БелГИСС – www.belgiss.by

Телефон «горячей линии» Национального фонда ТНПА – (017) 269 68 74

БЫСТРО И КАЧЕСТВЕННО НАПЕЧАТАЕМ:

- ✓ листовки, буклеты, проспекты
- ✓ брошюры, каталоги, книги
- ✓ календари (квартальные, карманные)
- ✓ открытки, грамоты, дипломы, плакаты
- ✓ визитки, фирменные бланки, блокноты, блоки для записей

ОКАЖЕМ ИЗДАТЕЛЬСКИЕ УСЛУГИ:

- ✓ допечатная подготовка и разработка макетов
- ✓ дизайн, верстка, фотосъемка
- ✓ формирование, редактирование и корректура текстов

КОНТАКТЫ:

(017) 286-08-28,

(029) 399-11-04,

2934682@mail.ru

info@energystrategy.by

Минск, ул. Чичерина, 19

WWW.ENERGYSTRATEGY.BY

ENERGODOC.BY

УВАЖАЕМЫЕ ПОЛЬЗОВАТЕЛИ ЭИС «Энергодokument»!

Для удобства работы на сайте:

- **УСОВЕРШЕНСТВОВАНА СИСТЕМА
ПОИСКА ДОКУМЕНТОВ**

Теперь в разделе «Поиск документов» достаточно ввести слово или неточное название документа, а затем выбрать нужный документ из предложенных системой вариантов, имеющихся в банке данных ЭИС «Энергодokument»

- **ДОСТУПНА ФУНКЦИЯ
«ПЕЧАТЬ ДОКУМЕНТА»**

Пользователи, которые имеют доступ к просмотру текстов документов, при необходимости могут их распечатать. Кнопка «Печать документа» расположена в правом верхнем углу просматриваемого документа.

22-я Международная специализированная выставка | 22nd International Specialized Exhibition

ENERGY EXP

"Энергетика. Экология. Энергосбережение. Электро" | "Energy. Ecology. Energy Saving. Electro"



специализированная выставка
технологий для нефтехимической отрасли

XXII БЕЛОРУССКИЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ И ЭКОЛОГИЧЕСКИЙ ФОРУМ

10-13.10.2017

г. Минск, пр. Победителей 20/2
(Футбольный манеж)



специализированная выставка
"Атомэкспо-Беларусь"



специализированная выставка
светотехнического оборудования "ЭкспоСВЕТ"



специализированная выставка
"Водные и воздушные технологии"



специализированная выставка
"ЭкспоГОРОД"

ЗАО "ТЕХНИКА И КОММУНИКАЦИИ"



тел.: (+375 17) 306 06 06, www.energyexpo.by, energy@tc.by

Генеральные информационные партнеры



Генеральные интернет-партнеры



Информационные партнеры:



Официальные информационные партнеры

