

ПОДПИСКА



2010

II ПОЛУГОДИЕ

ДОРОГИЕ ДРУЗЬЯ! МЫ ПРЕДЛАГАЕМ ВАМ РАЗЛИЧНЫЕ ВАРИАНТЫ ДЛЯ ОФОРМЛЕНИЯ ПОДПИСКИ НА ЖУРНАЛЫ ИЗДАТЕЛЬСКОГО ДОМА «ПАНОРАМА»

1 ПОДПИСКА НА ПОЧТЕ



ОФОРМЛЯЕТСЯ В ЛЮБОМ ПОЧТОВОМ ОТДЕЛЕНИИ РОССИИ

Для этого нужно правильно и внимательно заполнить бланк абонемента (бланк прилагается). Бланки абонементов находятся также в любом почтовом отделении России или на сайте ИД «Панорама» – www.panor.ru.

Подписные индексы и цены наших изданий для заполнения абонемента на подписку есть в каталоге «Газеты и журналы» Агентства «Роспечать» и каталоге российской прессы «Почта России». Цены в каталогах даны с учетом почтовой доставки.

Подписные цены, указанные в данном журнале, применяются при подписке в любом почтовом отделении России.



2 ПОДПИСКА В РЕДАКЦИИ



Подписаться на журнал можно непосредственно в Издательстве с любого номера и на любой срок, доставка – за счет Издательства. Для оформления подписки необходимо получить счет на оплату, прислав заявку по электронному адресу podpiska@panor.ru или по факсу (495) 250-7524, а также позвонив по телефонам: (495) 211-5418, 749-2164, 749-4273.

Внимательно ознакомьтесь с образцом заполнения платежного поручения и заполните все необходимые данные (в платежном поручении, в графе «Назначение платежа», обязательно укажите: «За подписку на журнал» (название журнала), период подписки, а также точный почтовый адрес (с индексом), по которому мы должны отправить журнал).

Оплата должна быть произведена до 15-го числа предподписного месяца.

РЕКВИЗИТЫ ДЛЯ ОПЛАТЫ ПОДПИСКИ

Получатель: ООО Издательство «Профессиональная Литература».
ИНН 7718766370 / КПП 771801001, р/сч. № 40702810438180001886
Банк получателя: Вернадское ОСБ №7970, г. Москва
Сбербанк России ОАО, г. Москва.
БИК 044525225, к/сч. № 30101810400000000225

Образец платежного поручения

3 ПОДПИСКА В СБЕРБАНКЕ



ОФОРМЛЯЕТСЯ В ЛЮБОМ ОТДЕЛЕНИИ СБЕРБАНКА РОССИИ

Частные лица могут оформить подписку в любом отделении Сбербанка России (окно «Прием платежей»), заполнив и оплатив квитанцию (форма ПД-4) на перевод денег по указанным реквизитам ООО Издательство «Профессиональная Литература» по льготной цене подписки через редакцию, указанную в настоящем журнале.

В графе «Вид платежа» необходимо указать издание, на которое вы подписываетесь, и период подписки, например 6 месяцев.

Не забудьте указать на бланке ваши Ф.И.О. и подробный адрес доставки.

4 ПОДПИСКА НА САЙТЕ



ПОДПИСКА НА САЙТЕ www.panor.ru

На все вопросы, связанные с подпиской, вам с удовольствием ответят по телефонам (495) 211-5418, 250-7524.

На правах рекламы

Поступл. в банк плат.		Списано со сч. плат.		XXXXXXX	
ПЛАТЕЖНОЕ ПОРУЧЕНИЕ №			Дата	электронно Вид платежа	
Сумма прописью	ИНН	КПП	Сумма		
Плательщик			Сч. №		
Банк плательщика			БИК	044525225	
Сбербанк России ОАО, г. Москва			Сч. №	30101810400000000225	
Банк получателя			Сч. №	40702810438180001886	
ИНН 7718766370 КПП 771801001			Сч. №	40702810438180001886	
ООО Издательство «Профессиональная Литература» Вернадское ОСБ №7970, г. Москва			Вид оп.	01	Срок плат.
Получатель			Наз. пл.		Очер. плат. 6
			Код		Рез. поле
Оплата за подписку на журнал _____ (___ экз.)					
на _____ месяцев, в том числе НДС (0%) _____					
Адрес доставки: индекс _____, город _____,					
ул. _____, дом _____, корп. _____, офис _____					
телефон _____					
Назначение платежа			Подписи		Отметки банка
М.П.					

СОДЕРЖАНИЕ

ЖУРНАЛ
«ГЛАВНЫЙ
ЭНЕРГЕТИК» № 5

Журнал входит в Перечень ВАК
в редакции от 19.02.2010 г.

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

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

ISSN 2074-7489

ИД «Панорама»
Издательство «Совпромиздат»
www.panor.ru

Почтовый адрес:
125040, Москва, а/я 1 (ИД «Панорама»)

Главный редактор издательства
Шкирмонтов А. П.,
канд. техн. наук
aps@panor.ru

тел. (495) 945-32-28

Главный редактор
Леонов С.А.
glavenergo@mail.ru

Редакционный совет:

Киреева Э. А., канд. техн. наук, проф.
Института повышения квалификации
«Нефтехим», председатель

Жуков В. В., д-р техн. наук, проф.,
чл.-корр. Академии электротехнических
наук РФ, директор Института энергетики

Мисриханов М. Ш., д-р техн. наук,
проф., генеральный директор ФСК
«Межсистемные электрические сети
Центральной России»

Старшинов В. А., д-р техн. наук, проф.,
зав. кафедрой МЭИ

Харитон А. Г., д-р техн. наук, проф.,
ректор Международной академии
информатизации

Чохонелидзе А. Н., д-р техн. наук, проф.
Тверского государственного технического
университета

Предложения и замечания:
promizdat@panor.ru
тел.: (495) 945-32-28;
922-37-58

Журнал распространяется по подписке
во всех отделениях связи РФ по каталогам:
ОАО «Агентство «Роспечать» —
индекс 82717;

«Почта России» — индекс 16579,
а также с помощью подписки в редакции:
тел.: (495) 250-75-24
e-mail: podpiska@panor.ru



ПЕЧАТЬ ИЗДАТЕЛЕЙ ПЕРИОДИЧЕСКОЙ ПЕЧАТИ

НОВОСТИ ЭНЕРГЕТИКИ	6
ПРОБЛЕМЫ И РЕШЕНИЯ	10
РАВ-регулирование. Как это работает?	10
ОБЗОР РЫНКА	14
Обзор рынка тепловизоров	14
ЭЛЕКТРОХОЗЯЙСТВО	17
О новой единой серии низковольтных взрывозащищенных асинхронных двигателей	17
Трансформаторы ТМГ 12 для энергосбережения	22
Особенности прокладки высоковольтного кабеля с изоляцией из сшитого полиэтилена	25
ТЕПЛОСНАБЖЕНИЕ	27
УДК 621.577: 697.34	
О целесообразности применения теплонасосных установок в системах теплоснабжения	27
А. Суслов, КГТУ	

Одним из наиболее эффективных средств энергосбережения в промышленной и сельскохозяйственной сферах, общественном и жилищном строительстве является применение теплонасосных установок (ТНУ), выпуск и использование которых во всем мире неуклонно растет.
Ключевые слова: теплонасосные установки, энергосбережение, теплоснабжение.

ВОЗДУХОСНАБЖЕНИЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ГАЗЫ	31
УДК 621.515	
Центробежные компрессоры для утилизации попутного газа	31
И.Г. Хисамеев, ЗАО «НИИ Турбокомпрессор им. В.Б. Шнеппа»	

В разработках ЗАО «НИИ Турбокомпрессор им. В.Б. Шнеппа» (ЗАО НТК) важное место занимают работы, связанные с энергосберегающими технологиями, снижением потерь невозобновляемых энергоресурсов, улучшением экологической обстановки в районах добычи газа и нефти.

Ключевые слова: центробежные компрессоры, попутный газ, утилизация.

ДИАГНОСТИКА И ИСПЫТАНИЯ	35
УДК 621.316	
Диагностический контроль состояния элегазового оборудования	35
В. Аракелян, ВЭИ	

В основе систем контроля и управления лежит мониторинг — непрерывное наблюдение за рабочими и нормативными параметрами работающего оборудования. Диагностический контроль, т.е. контроль с функциями диагностики, кроме решения диагностических задач в системе мониторинга использует методы оперативной диагностики и диагностического обследования.

Ключевые слова: элегазовое оборудование, диагностический контроль, мониторинг, оперативная диагностика.

ТЕХНОЛОГИИ 44

УДК 669.168.3:621.365.2

Определение комплекса параметров для получения энерготехнологического критерия работы ферросплавной электропечи 44

А.П. Шкирмонтов, ИД «Панорама»

Проведен анализ энергетических, технологических и конструктивных параметров ферросплавной печи с последующей выборкой по комплексам. В результате получена безразмерная величина, которая учитывает электрический режим, тепловую работу ванны печи, эффективность и технологические особенности выплавки ферросплавов.

Ключевые слова: ферросплавная печь, электрический КПД, коэффициент мощности, тепловой КПД, величина извлечения ведущего элемента в сплав.

ОРГАНИЗАЦИЯ И УПРАВЛЕНИЕ 51

УДК 236.95.3

Комплексная экспертная система оценки энергоэффективности предприятий 51

Д.А. Павлюченко, НГТУ, А.В. Могиленко, ОАО «Новосибирскэнерго»

В работе предложена экспертная система сравнения промышленных предприятий с точки зрения энергоэффективности (в части электрической энергии), приведено описание системы и ее характерных особенностей. Представлен пример сравнения трех предприятий. Система особенно актуальна для анализа деятельности предприятий холдинговых структур и оптимизации их энергетических хозяйств, что в конечном итоге способствует снижению энергоемкости производимой предприятиями продукции.

Ключевые слова: энергосбережение, экспертная система, сравнение предприятий.

Как предприятию выбрать энергоснабжающую организацию 56

ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ 58

Современные методы обеспечения ресурсоэнергосбережения в теплоэнергетике и теплоснабжении 58

ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ 63

УДК 621.3.05.

Альтернативный метод оценки взрывобезопасности и взрывозащищенности высоковольтного маслonaполненного электрооборудования 63

Л. Дарьян, ОАО «ФСК ЕЭС»

Предложен альтернативный метод испытаний высоковольтного маслonaполненного оборудования, основанный на иницировании ударно-волнового воздействия внутри оборудования без образования электрической дуги, с использованием химической энергии взрывчатых веществ. Применение этого метода позволяет отказаться от дорогостоящих испытательных установок.

Ключевые слова: маслonaполненное электрооборудование, высокое напряжение, взрывобезопасность, взрывозащищенность, методы испытаний.

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ 68

Федеральный закон «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации»

Правила предоставления статей для публикаций в научно-практическом журнале «Главный энергетик» 74

CONTENT № 5, 2010

NEWS IN POWER-ENGINEERING	6
PROBLEMS AND SOLUTIONS	10
RAB-regulation. How it works?	10
MARKET OVERVIEW	14
Overview of the market of thermal imaging devices	14
ELECTRICAL FACILITIES	17
Concerning new unified series of low-voltage explosion-proof asynchronous engines	17
Transformers TMG 12 for energy saving	22
Peculiarities of high voltage cable laying with cross-linked polyethylene insulation	25
HEAT SUPPLY	27
Concerning application of heat pump plants in the systems of heat supply	27
A. Suslov. KGTU	

One of the most effective means of energy saving in industrial and agricultural spheres, public and residential building is application of heat pump plants, which manufacture and usage in the whole world grow steadily.

Key words: heat pump plants, energy saving, heat supply.

AIR SUPPLY AND TECHNICAL GASES	31
Radial flow compressors for utilization of associated gas	31
I.G. Hisameev, «NII turbocompressor ZAO named after V.B. Shneppa»	

Important place in developments of «NII turbo compressor» ZAO named after V.B. Shneppa take works connected with energy saving technologies, reduction of losses of non renewable energy resources, improvement of ecological environment in regions of oil and gas production.

Key words: radial flow compressors, associated gas, utilization.

DIAGNOSTICS AND TESTING	35
Diagnostic control of the state of gas-insulated equipment	35
V. Arakelyan, VEI	

In the basis of control systems lies monitoring – constant supervision of operational and specified parameters of working equipment. Diagnostic check i. e. control with the functions of diagnostics together with solution of diagnostics tasks as a part of monitoring uses methods of operative diagnostics and diagnostic inspection.

Key words: gas-insulated equipment, diagnostics check, monitoring, operative diagnostics

TECHNOLOGIES	44
Energotechnological criterion of operation of ferroalloy ore-smelting furnace	44
A.P. Shkirmontov, publishing house «Panorama»	

An article states analysis of power, technological and constructive parameters of ferroalloy furnace with the further selection by complexes. As a result nondimensional value was determined which takes into account electrical mode, thermal operation of furnace's bath, effectiveness and technological peculiarities of ferroalloys smelting.

Key words: ferroalloy furnace, electrical efficiency, power coefficient, thermal efficiency coefficient, value of extraction of the leading element into alloy

GLAVNYY ENERGETIK (THE CHIEF POWER ENGINEER)

ORGANIZATION AND MANAGEMENT 51

- Integrated expert system of estimation of energy efficiency of the enterprises** 51
D.A. Pavlyuchenko, NGTU, A.V. Mogilenko, «Novosibirskenergo» OAO

An article suggests expert system of comparison of industrial enterprises from the viewpoint of energy efficiency (with regard to electrical energy), states description of the system and its peculiarities. An article states an example of comparison of three enterprises. The system is especially interesting for the analysis of the activity of enterprises of holding structure and optimization of their power facilities, that in the end favors the reduction of energy consumption of production produced by the enterprises.

Key words: energy saving, expert system, comparison of enterprises.

- How enterprise should select energy supplying organization** 56

ENERGY SAVING 58

- Modern methods of provision of resources and energy saving in heat power industry and heat supply** 58

SAFETY PROCEDURE 63

- Alternative method of estimation of explosion safety of high voltage oil-filled electrical equipment** 63
L. Dar'yan, JSC «FGC UES»

An article suggests alternative method of testing of high voltage oil-filled equipment based on initiation of shock action inside equipment without formation of electrical arc with the usage of chemical energy of explosive substances. Application of this method allows refusing from expensive testing installations.

Key words: oil-filled electrical equipment, high voltage, explosion safety, methods of testing.

REGULATORY DOCUMENTS 68

- Federal law «Concerning energy saving and increase of energy efficiency and alterations in several legislative acts of the Russian Federation»**

- Rules of submission of the articles for publication in research-to-practice magazine «Glavnyy Energetik»** 74



ТЕХНИЧЕСКИЕ СПЕЦИАЛИСТЫ ОАО «МРСК ЦЕНТРА» ОБСУДИЛИ ВОПРОСЫ МОДЕРНИЗАЦИИ ЭЛЕКТРО- СЕТЕВОГО КОМПЛЕКСА

В ОАО «МРСК Центра» подведены итоги работы по надежности и охране труда за 2009 г. На повышение надежности энергооборудования компания направила 3,5 млрд руб., на мероприятия по охране труда – порядка 294 млн руб.

Руководители и специалисты департамента технической инспекции и служб производственного контроля и охраны труда ОАО «МРСК Центра» и филиалов обсудили ключевые вопросы модернизации, реновации и технического перевооружения сетевого комплекса Центра России, профилактики аварийности и производственного травматизма, организации системы внутреннего технического контроля. В настоящее время на государственном уровне обсуждается программа реновации сетей, рассчитанная на ближайшие десять лет. Она предусматривает снижение уровня износа оборудования и инфраструктуры распределительного электросетевого комплекса, следовательно – повышение надежности и снижение потерь электроэнергии. МРСК Центра со своей стороны готово к выполнению целевой программы.

Для повышения автоматизации и наблюдаемости сетей энергетики МРСК Центра внедряют цифровые каналы связи, интегрируют системы информационно-технологического комплекса с системами бизнес-приложений, программных комплексов по расчету потерь, расчету режимов, ГИС в единую

систему управления. Эта работа позволяет сократить длительность плановых и аварийных отключений, оптимизировать численность оперативного персонала, обеспечивать комплексный мониторинг состояния сети, достоверный учет и анализ отключений.

Результатом уже реализованных в МРСК Центра проектов стало снижение за последние три года влияния на аварийность энергокомплекса стихийных явлений, ошибок персонала и воздействия посторонних лиц. В 2009 г. произведено 585 замен маломасляных выключателей 6–10 кВ на вакуумные, опорно-стержневой изоляции, реконструкций устройств РЗиПА, элегазовых и вакуумных выключателей 35–110 кВ. На повышение надежности оборудования в прошлом году компания направила 3,5 млрд руб.

Заместитель генерального директора по технической политике ОАО «МРСК Центра» Сергей Шумахер отметил: «Мы первыми в России внедрились систему оперативного управления электросетевым комплексом, автоматизировали процессы в SAP R/3, сформировали мобильные бригады. В ближайшей перспективе в регионах присутствия МРСК Центра будут внедрены системы OMS и DMS, которые позволят отслеживать состояние электросетевого оборудования в режиме реального времени. Работы по совершенствованию технологий производства, внедрению инноваций, снижению потерь электроэнергии в распределительных сетях будут продолжены в 2010 г.»

Сергей Шумахер представил собравшимся программу

повышения надежности ОАО «МРСК Центра», рассчитанную до 2014 г. В нее вошли мероприятия по внедрению системы управления активами, повышению наблюдаемости и автоматизации сетей, формированию мобильных бригад, автоматизации технологических процессов, целевые программы повышения надежности, перемещению трансформаторов 35–110 кВ.

Важным направлением в компании остается профилактика производственного травматизма. На мероприятия по охране труда в 2009 г. ОАО «МРСК Центра» направило порядка 294 млн руб. Советом директоров утверждена программа снижения рисков возникновения травматизма в ОАО «МРСК Центра» до 2012 г. В рамках программы особое внимание было уделено обеспечению бригад современными защитными средствами, в частности комплектами штанг КШЗ (комплект штанг для установки переносных заземлений без подъема на опору). По итогам прошлого года весь оперативно-ремонтный персонал компании оснащен летними и зимними термостойкими костюмами. Начальник Службы промышленного контроля и охраны труда ОАО «МРСК Центра» Елена Калинина отметила необходимость постоянного контроля за состоянием условий труда работников, неукоснительного соблюдения норм и правил охраны труда персоналом компании, ОАО «МРСК Центра».

Подводя итоги совещания, начальник департамента технической инспекции ОАО «МРСК Центра» Олег Рочагов подчеркнул, что в 2010 г. энергетикам предстоит большая плано-

мерная работа по повышению надежности функционирования электросетевого комплекса, стабильному и бесперебойному электроснабжению потребителей. Кроме этого, в компании обязательно будут созданы все необходимые условия для обеспечения безопасной работы каждого сотрудника, обучения и профессионального развития персонала.

energyland.info

VENTYX И СПЕЦТЕК БУДУТ ПОВЫШАТЬ ПРОМЫШЛЕННУЮ БЕЗОПАСНОСТЬ С ПОМОЩЬЮ СИСТЕМЫ eSOMS

Компания Ventyx, крупнейший в мире поставщик информационных систем и консультационных услуг предприятиям энергетики и коммунального хозяйства, нашла партнера в России, который будет поставлять энергогенерирующим предприятиям комплекс eSOMS и внедрять на его основе системы управления эксплуатацией. Партнером Ventyx стала петербургская компания НПП «СпецТек».

По условиям соглашения, НПП «СпецТек» (www.trim.ru) приобретает статус реселлера компании Ventyx (www.ventyx.com) в России, Казахстане и Украине и становится поставщиком программного комплекса eSOMS Suite на эти рынки, а также услуг по внедрению систем управления оперативной эксплуатацией производственных фондов на основе eSOMS. НПП «СпецТек» сертифицирован для продаж eSOMS, лицензирования заказчиков eSOMS, обуче-

ния и поддержки пользователей eSOMS в регионе.

Комплекс eSOMS Suite является критически важным приложением для управления деятельностью рабочих смен, которое помогает обеспечить безопасную и надежную эксплуатацию и обслуживание производственных фондов. Областью применения eSOMS Suite являются те отрасли, где высоки требования к защите окружающей среды, общественной и промышленной безопасности. Приоритетом для партнеров будет энергетика, в частности энергогенерирующие компании.

eSOMS служит для обеспечения непрерывного и комплексного подхода к тем действиям, которые влияют на конфигурацию и состояние оборудования. Он предоставляет спектр функций, ориентированных, в том числе, на возможности электронных оперативных журналов, управления режимами в информационной системе, автоматизированной регистрации обходов операторов и решений руководства, электронных сообщений для управления изменениями процессов и мобильных приложений, полную отмену бумажных записей в производственной зоне.

«Ventyx рада сотрудничать с такой опытной компанией, как НПП «СпецТек», и ожидает дальнейшего роста своей доли рынка программных решений для европейской энергетики и химической промышленности», – сказал вице-президент Ventyx в регионе EMEA, Ричард Джонс. «Как система управления эксплуатацией eSOMS является наиболее широко используемым решением на атомных электростанциях США, быстро растет и количе-

ство ее пользователей в Европе. Комплекс eSOMS имеет успех на каждом рынке, на который мы его вывели, поскольку любое предприятие может выгодно использовать eSOMS независимо от размера, формы собственности или глубины автоматизации процессов».

«Мы гордимся тем, что стали партнером Ventyx и реселлером eSOMS на этом рынке», – говорит Олег Комнюк, руководитель направления eSOMS в НПП «СпецТек». – Наше сотрудничество весьма актуально в России и СНГ в связи большим потенциалом рынка решений для управления эксплуатацией». Комплекс eSOMS может также стать полезным дополнением к внедренным на предприятиях системам управления ремонтами, образуя вместе с ними единую систему управления активами.

О компании Ventyx

Компания Ventyx является одним из ведущих в мире поставщиков бизнес-решений для управления активами предприятий, мобильными трудовыми ресурсами, управления портфелями инвестиций в производство, сбыт, закупку электроэнергии с учетом поведения потребителей и оптимизацией рисков. Клиенты компании – более тысячи предприятий энергетики, коммунального хозяйства, связи и других фондоемких отраслей. Опираясь на глубокую отраслевую экспертизу и большой профессиональный опыт, компания Ventyx предоставляет лучшие в своем классе бизнес-решения, позволяющие улучшить оперативную и финансовую деятельность компаний.

СпецТек

ДОМА ПОДЕЛЯТ ПО ПРИЗНАКУ ЭНЕРГО- ЭФФЕКТИВНОСТИ

В 2010 г. в Австралии планируется принять закон, согласно которому все дома подвергнут проверке на энергоэффективность. Каждому объекту присвоят свою категорию потребления энергии, которую будут указывать в договоре о его продаже или аренде.

Во всем мире сейчас наблюдаются схожие тенденции: так, в ЕС в ближайшее время при продаже домов необходимо будет обязательно предъявить удостоверение об общей энергоэффективности здания. В ряде стран (например, в Германии) такой документ уже стал обязательным. Называется он «паспорт энергоэффективности» и содержит полное описание системы отопления, водоснабжения, уровня теплоизоляции и иных параметров здания.

«Деление домов на «экономные» и «расточительные» приведет к тому, что покупатели начнут обращать внимание на этот фактор – никто не хочет платить за потребление ресурсов больше. В результате у владельца недвижимости появится еще один стимул вкладывать средства в энергосбережение», – считает Михаил Шапиро, генеральный директор ООО «Данфосс» в России (ведущий мировой производитель энергосберегающего оборудования для систем отопления и теплоснабжения зданий).

Более того, западные страны идут дальше и готовы не просто вводить новые рейтинги недвижимости, но и наказывать за излишнюю расточительность. Например, в Англии рассматривается возможность введения налога «на сквозняки». Владель-

цев частных домов, в которых не установлены двухкамерные стеклопакеты, могут обязать заплатить специальный муниципальный налог.

Введение системы паспортов способно заметно стимулировать экономию энергии. Это видно на примере бытовой техники. После того как в Германии на всем оборудовании появилась наклейка, обозначающая категорию энергоемкости товара, на рынке в основном остались модели класса «А»: они потребляют минимум энергии. Таким образом, покупатель «проголосовал» за самые экономичные модели.

Однако паспорт энергоэффективности необходим не только для того, чтобы появился еще один критерий при приобретении недвижимости. В первую очередь этот документ нужен для выявления энергетических «брешей» и их дальнейшей ликвидации.

Большинство российских домов имеют существенный потенциал для снижения потребления энергии. Недавно это подтвердил и руководитель департамента капитального ремонта жилого фонда Москвы А. Кескинов, рассказывая о текущем проведении капремонта в столице. «В ремонтируемых домах начата установка автоматизированных узлов управления. Проводятся модернизация системы центрального теплоснабжения, установка современных радиаторов с терморегуляторами, а также монтаж энергосберегающих светильников. В комплексе это позволяет снизить энергопотребление в жилом доме в среднем на 30%», – отметил чиновник, говоря о текущей стадии проведения капремонта.

«Снизить потери энергии можно и на еще более значи-

тельные цифры. Наш опыт показывает, что установка современной тепловой автоматики Danfoss снижает теплопотери примерно на 40%. Введение энергетической паспортизации позволило бы более точно оценивать результаты такой модернизации и информировать о текущем потреблении энергии всех заинтересованных лиц», – уточняет Михаил Шапиро.

Паспортизация может происходить не только на уровне отдельных домов, но и целых регионов. Например, в Свердловской области в настоящее время реализуется программа энергосбережения, известная как «Семь шагов к теплу и свету». В ходе ее проведения в феврале этого года в регионе был сформирован рейтинг энергоэффективности муниципальных образований.

Для этого каждый район получил паспорт муниципального образования, в котором отражены показатели эффективности использования топливно-энергетических ресурсов и иные важные сведения. По мнению министра энергетики и ЖКХ Свердловской области Юрия Шевелева, данный рейтинг будет необходим при разработке соответствующих муниципальных программ энергосбережения.

Введение паспортизации в России – одна из наиболее актуальных задач, без которых решение проблем энергосбережения будет идти «в потемках». Такой документ стал бы не только ориентиром при проведении капремонта, но и еще одним стимулом для владельцев недвижимости сделать ее более «экономичной».

**Пресс-служба компании
«Данфосс»**



Вторая Всероссийская конференция РЕКОНСТРУКЦИЯ ЭНЕРГЕТИКИ-2010

г. Москва, 8-9 июня 2010 г., ГК ИЗМАЙЛОВО

www.intecheco.ru

Иновационные технологии для реконструкции и модернизации энергетики:

- обновление инфраструктуры, модернизация технологического оборудования ТЭЦ, ГРЭС, ТЭС, ГЭС;
- повышение ресурса, эффективности и экономичности энергетического оборудования;
- реконструкция котлов и паротурбинного оборудования;
- ИТ и АСУТП энергетики;
- современные расходомеры, газоанализаторы и пылемеры;
- эффективное вспомогательное оборудование;
- насосы, компрессоры и др.

Экологический инжиниринг. Газоочистка и водоочистка, переработка отходов:

- экология энергетики;
- комплексная реконструкция установок газоочистки;
- пылеулавливание - современные российские и зарубежные электрофильтры;
- системы вентиляции;
- технологии очистки газов от диоксида серы и окислов азота;
- технологии водоподготовки;
- современные градирни;
- решения для водоочистки;
- утилизация золошлаковых отходов энергетики.

Вопросы промышленной безопасности. Антикоррозионная защита:

- ◆ обследования и экспертиза промышленной безопасности;
- ◆ системы неразрушающего контроля ТЭС;
- ◆ технологии и материалы антикоррозионной защиты;
- ◆ лучшие образцы красок и лакокрасочных материалов для защиты от коррозии;
- ◆ усиление и восстановление зданий и оборудования;
- ◆ апробированные решения для повышения безопасности эксплуатации оборудования энергетики;
- ◆ системы предупреждения пожаров и пожаротушения.

www.intecheco.ru , т.: (905) 567-8767, ф.: (495) 737-7079, admin@intecheco.ru



Губанов А.,
Energyland.info

РАВ-РЕГУЛИРОВАНИЕ. КАК ЭТО РАБОТАЕТ?

В российских сетевых компаниях вводится RAB-регулирование при расчете тарифа на передачу энергии. Придуманый западными сетевиками RAB позволил ощутимо увеличить инвестиции в отрасль. Мы же пока попробуем разобрать RAB «по винтикам» и узнать, как это работает.

Российские сетевые компании переходят на новый метод формирования тарифа – на RAB-регулирование. Цель введения нового метода – привлечь деньги в развитие сетей. Для чего в тарифе на передачу энергии, помимо фактических затрат компании, учитываются суммы, обеспечивающие возврат средств, вложенных в сети, а также некий процент дохода для инвестора, вложившего эти средства (чтобы у него был стимул вкладывать). Источником средств может быть прямой инвестор, например владелец сетей, либо другой заимодавец, например банк. В этом случае доходная часть, заложенная в тариф, пойдет на погашение процентов по кредиту. Важно, что RAB-регулирование устроено так, что на один рубль, заложенный в тариф, можно привлечь несколько рублей инвестиций. То есть при сравнительно небольшом росте тарифа сетевая компания получает возможность привлечь весьма серьезные средства на развитие.

Аббревиатура RAB расшифровывается как Regulatory Asset Base – регулируемая база капитала. Это система долгосрочного регулирования тарифов естественных монополий (в нашем случае – сетевых компаний), идущая на смену прежнего механизма тарифообразования «затраты+» (табл.). Механизм RAB-регулирования взят на вооружение в электросетевых комплексах многих стран Европы, где неплохо себя зарекомендовал: в развитие сетей были привлечены инвестиции, при этом тариф сетевиков не вырос, а даже уменьшился (с поправкой на инфляцию). Такое чудо стало возможным благодаря тому, что в RAB-регулирование встроен механизм, стимулирующий снижение издержек сетевых компаний.

В России RAB-регулирование начало вводиться полтора года назад. С сентября 2008 г. RAB в пилотном режиме работает в Астраханской области, а сегодня таких «продвинутых» областей уже 17. У нас пока не получается, как в Европе, одновременно наращивать инвестиции в сетевое хозяйство и снижать тариф. В областях, перешедших на RAB, объемы инвестиций действительно выросли, но и тариф весьма существенно подрос, значительно опередив уровень инфляции. По этому поводу неко-

ПРОБЛЕМЫ И РЕШЕНИЯ

Таблица

Сравнение методов регулирования тарифов «Затраты+» и RAB

	Затраты +	RAB
Период регулирования	1 год	5 лет (3 года)
Корректировки на объективные отклонения	Нет	Есть 6 видов ежегодных корректировок
Регулирование операционных расходов	Экономически обоснованные расходы	На основе метода сравнения аналогов
Стимулы снижать операционные расходы	Экономия 2 года (при согласовании с РЭК)	Экономия 5 лет остается в компании
Источники для оплаты инвестиций	Амортизация + прибыль текущего года	Акционерный и заемный капитал, который будет оплачен потребителями через тарифы за 35 лет
Регулирование стоимости капитала	Проценты по кредитам в фактическом объеме по фактической стоимости	Нормативный метод. Фактическая стоимость капитала может отличаться
Регулирование надежности и качества обслуживания потребителей	Нет	Инвестпрограммы и НВВ привязаны к уровням надежности

торые эксперты замечают, что RAB не такая уж «приятная штука», а его введение – скорее вынужденная мера. Без срочных финансовых вливаний, которые способно принести RAB-регулирование, сети просто развалятся. И лучше уж RAB, чем небытие.

Из чего RAB формирует тариф

Для начала разберемся, по какой методике формируется тариф в рамках RAB-регулирования. В общих чертах она представлена на рис. Основой для расчета служит ИНВЕСТИРОВАННЫЙ КАПИТАЛ, он состоит из двух частей:

1. Первоначальная база капитала – стоимость активов сетевой компании на момент введения RAB, посчитанная независимым аудитором.

2. Новый инвестированный капитал – стоимость инвестиционной программы, осуществляемой собственником (программа согласовывается с регулятором – РЭК или ФСТ).

НЕОБХОДИМАЯ ВАЛОВАЯ ВЫРУЧКА должна быть такой, чтобы акционерам и инвесторам постепенно (в срок до 35 лет) вернулся весь инвестированный капитал (новый и первоначальный). Кроме того, на инвестированный

капитал начисляется доход, средства на выплату которого также закладываются в необходимую валовую выручку. В первые годы действия RAB-регулирования на первоначальный капитал начисляется совсем небольшой доход, фактически только покрывающий амортизацию оборудования сетевой компании. Например, для межрегиональных распределительных компаний (МРСК) для «старого» капитала установлена следующая норма доходности: в 2010 г. – 6%; в 2011 г. – 9%; в 2012 г. – 12%. Для «нового» капитала (для привлеченных инвестиций) норма доходности на период 2010–2012 гг. установлена в размере 12%. В последующие периоды нормы доходности для «нового» и «старого» капиталов станут одинаковыми. Ну и, конечно, третья составляющая необходимой валовой выручки – текущие расходы – затраты компании на содержание сетей, компенсацию технологических потерь и все остальные обязательные затраты.

Таким образом, необходимая валовая выручка включает в себя три компонента: текущие расходы, доход на инвестированный капитал и возврат инвестированного капитала.

Взяв за основу необходимую валовую выручку, регулятор рассчитывает ТАРИФ на пере-

ПРОБЛЕМЫ И РЕШЕНИЯ

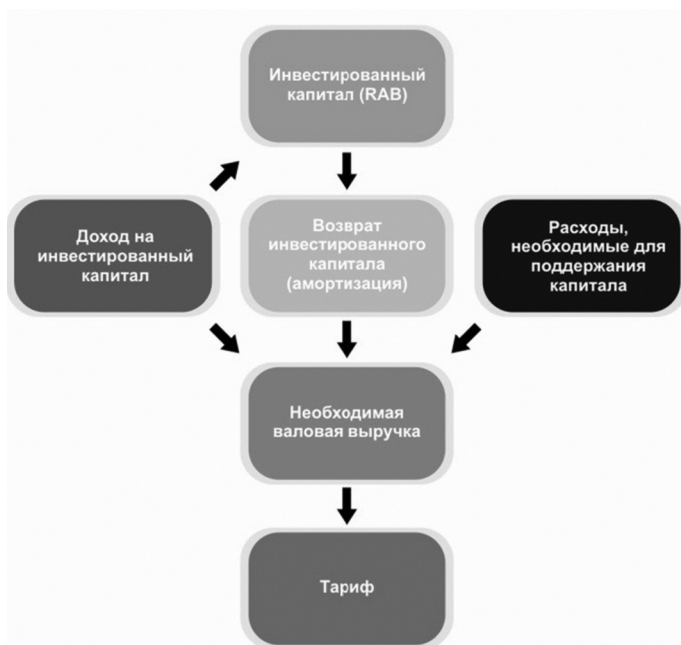


Рис. Схема установления долгосрочных тарифов по методике (RAB)

дачу электроэнергии по сетям. Тариф при RAB-регулировании, в отличие от схемы «затраты+», устанавливается не на один год, а на долгосрочный период – 3–5 лет. И это принципиальная разница. Компания в течение 1–3 лет снижает свои издержки, но продолжает работать по утвержденному тарифу. Сэкономленные средства остаются в компании и идут ей в прибыль. Это стимулирует компанию снижать операционные расходы. Как заметил генеральный директор ОАО «Холдинг МРСК» Николай Швец, система RAB предполагает, что операционные расходы должны снижаться на 1–2% ежегодно. При тарифообразовании по схеме «затраты+» такого стимула не существует.

Тем не менее не следует думать, что при RAB-регулировании на тариф ничего не может повлиять в течение 3–5 лет. Тариф может ежегодно индексироваться с учетом макроэкономических показателей (упрощенно говоря – исходя из уровня инфляции), кроме того, увеличивая или урезая тариф, власти и регулятор могут наказывать или поощрять сетевую компанию за исполнение инвестиционной программы, за надежность передачи электроэнергии и качество обслуживания потребителей.

Как в сети приходят деньги

Одно из наиболее благоприятных свойств RAB-регулирования – возможность растянуть возврат инвестированных средств на долгое

время. Это позволяет уже сегодня вложить в развитие сетей очень много денег и при этом удержать рост тарифа на приемлемом уровне. Часто такое свойство RAB сравнивают с ипотекой. Мол, можно купить сразу очень дорогую квартиру, а отдавать за нее деньги понемногу.

Особенности инвестиций через RAB можно разглядеть, сопоставив эту систему с механизмом тарифообразования «затраты+». По затратной схеме источником финансирования инвестпрограмм является тариф. В нем специально содержится инвестиционная составляющая и учитываются затраты на амортизацию. Получила, допустим, сетевая компания по этим двум статьям за год один миллион, именно столько она инвестирует в течение года в свои развитие и обновление.

При RAB-регулировании механизм работает тоньше. Здесь тоже источником финансирования инвестпрограмм служит тариф. Для формирования инвестиций можно использовать весь доход на инвестированный капитал (рис.) и ту часть возврата инвестированного капитала, которая покрывает амортизацию имущества. Но эти деньги, полученные в виде тарифа, не направляются прямо на инвестиции, а идут на обслуживание заемных средств. Например, сетевая компания получила за год миллион на инвестиционные цели. Она не вкладывает эти деньги в провода-опоры-подстанции, а берет кредит на пять миллионов и использует свой миллион, чтобы гасить этот кредит в течение года. Кредитные же деньги – 5 млн – позволяют осуществить сразу очень масштабное обновление оборудования, что, в свою очередь, снизит издержки, а значит, увеличит доход компании. То есть в следующем году на инвестиционные цели у сетевой компании будет уже не миллион, а, например, полтора. Это позволит не только гасить ранее взятый кредит, но и взять новый. Теоретически размеры инвестпрограммы могут расти с каждым годом.

Описанная схема, разумеется, не учитывает многих аспектов реальной жизни, к тому же подана с максимально возможной долей оптимизма. Тем не менее инвестиционный потенциал у RAB-регулирования достаточно велик. Обычно считают, что на каждый рубль инвестиционных средств в тарифе компания может осуществить два рубля инвестиций.

Выше мы рассмотрели два положительных качества RAB-регулирования: стимул для снижения издержек и возможность привлечения крупных инвестиций при умеренном росте тарифа. Но у RAB есть еще несколько многообещающих особенностей. Вот их краткий список:

1. Стимул для снижения издержек.
2. Крупные инвестиции при щадящем тарифе.
3. Возможность долгосрочного планирования программ развития сетевых компаний.
4. Повышение качества услуг сетевых компаний.
5. Предсказуемый тариф на передачу электроэнергии (что важно для потребителей).

Увы, реализация всех этих благоприятных свойств RAB может быть сопряжена с серьезными трудностями. Возьмем, например, третье свойство – возможность долгосрочного планирования программ развития. Мы уже неоднократно убеждались, что в условиях России экономическая целесообразность часто приносится в жертву определенным интересам. В том числе процедура формирования тарифа на услуги естественных монополий имеет большую степень субъективизма и зависимость от политических решений. Уже имеющийся опыт внедрения RAB показывает, что и в этой схеме тарифообразование не всегда основано на жестких экономических подходах, какие декларирует RAB-методика.

Так же сегодня следует достаточно осторожно говорить о предсказуемых тарифах для потребителя. Кроме сетевой составляющей стоимость электроэнергии включает цену генерации. По мнению начальника отдела энергетики министерства энергетики и ЖКХ Свердловской области Алексея Соколова, в ближайшие годы рынок не застрахован от возникновения дефицита электроэнергии. А в этом случае цена электроэнергии может начать расти экспоненциально. И хотя тариф на передачу энергии по сетям спрогнозировать можно, но, с точки зрения потребителя, в этом мало смысла, так как предсказуемый тариф плюсуется к непредсказуемой цене. Впрочем, есть надежда, что опасения резких ценовых колебаний, благодаря запуску рынка мощности и рынка срочных контрактов на электроэнергию, отойдут в прошлое...

Но продолжим препарировать приятные эффекты от внедрения RAB. Возьмем такой аспект, как повышение качества услуг сетевых

компаний. Теоретически RAB-регулирование предусматривает прямую зависимость прибыли компании от надежности энергоснабжения и уровня обслуживания потребителей. Если сетевая компания допустила нарушения и позволяет себе «грубить клиенту», то регулирующий орган вправе наказать ее путем корректировки тарифа. Проблема в том, что механизм повышения качества услуг не является автоматическим. Его работа зависит от объективности и добросовестности регулятора и региональных властей. А при такой схеме существует возможность ошибки, предвзятости и коррупционных действий.

Самые же большие вопросы вызывает такое свойство RAB-регулирования, как крупные инвестиции при щадящем тарифе. Слишком уж щадящим тариф пока не получается. Например, при переходе Федеральной сетевой компании (ОАО «ФСК ЕЭС») на RAB-регулирование ее тариф вырос на 51%. Правда, для потребителя это обернется только 2–3%-ным ростом цены за электроэнергию. Терпимо...

Ладно, не будем драматизировать, рассуждая о росте тарифов, и посмотрим на рост инвестиций. Здесь вопросов куда больше. Как уже говорилось, в тариф при RAB-регулировании закладывается норма доходности на новый инвестиционный капитал. Для межрегиональных сетевых компаний эта норма составляет 12%. Это позволяет сетевым компаниям брать кредиты под 10% годовых (около 2% съедает налог на прибыль). Если ставка по кредиту выше 10%, то сетевая компания может им пользоваться только в убыток себе. Но сегодня на рынке нет кредитов под 10% годовых. Поэтому, как заметил генеральный директор «Пермэнерго» Олег Жданов: «Сейчас мы не привлекаем дополнительный кредитный ресурс под развитие и ждем, когда банковские ставки войдут в докризисный диапазон».

Во многом проблемы внедрения RAB вызваны тем, что началось оно не в самый благоприятный период. К этому добавим неизбежные «детские болезни» любой новой технологии. Тем не менее участники рынка в большинстве своем воспринимают введение RAB как положительное явление. Это подтверждается хотя бы тем, что ввод RAB в подразделениях сетевых компаний почти всегда сопровождается ростом спроса на акции МРСК, точно так же участники фондового рынка отреагировали на введение RAB в ОАО «ФСК ЕЭС».



Кондратьев А.,
аналитик ООО «Технопульс»,
г. Екатеринбург

ОБЗОР РЫНКА ТЕПЛОВИЗОРОВ

Тепловой метод неразрушающего контроля играет все более важную роль в техническом обслуживании промышленного оборудования. Изображения, полученные в тепловом диапазоне, дают возможность, не контактируя с объектом, получить полную информацию о распределении температуры по его поверхности, что позволяет выявить температурные аномалии, нередко предшествующие отказам техники. Результаты термографической диагностики можно не только наблюдать, но и сохранять для дальнейшего анализа с помощью ИК-камер – тепловизоров.

Тепловизионный контроль до недавнего времени имел ограниченное применение ввиду большой стоимости тепловизоров. Еще пять-шесть лет назад она исчислялась десятками тысяч долларов. Однако информативность этого метода диагностики настолько велика, что это послужило дополнительным стимулом к его дальнейшему развитию. И ведущие мировые производители ИК-камер за последние несколько лет существенно снизили стоимость своего оборудования, сделали его проще в эксплуатации, компактнее, легче и удобнее.

Цена тепловизора зависит главным образом от характеристик матрицы и оптики. Матрицы делятся на две категории: охлаждаемые и неохлаждаемые. Первые – самые чувствительные, но и самые дорогие, ведь для охлаждения до температур от -210 до -170°C используются

криогенные технологии. Неохлаждаемые – на порядок дешевле и компактнее. И хотя размер изображения у них более низкий – в основном от 120×120 до 640×480 пикселей, – его достаточно для выявления дефектов и их последующего анализа. Именно этот параметр определяет универсальность камеры, т.к. не все камеры, имеющие близкие характеристики, могут быть использованы для проведения тех или иных обследований. Например, для проведения обследования крупных объектов с удаленного расстояния или, наоборот, микроскопических объектов с большой температурной неоднородностью, допустимо использование только камер с размером изображения не менее 320×240 пикселей. Кроме того, как правило, у камер с большим размером изображения есть еще и специальное программное обеспечение, которое позволяет делать склейку термограмм, необходимую при анализе состояния крупных объектов (зданий, сооружений, дымовых труб и т.д.). Это гарантирует меньшую погрешность при измерении и более четкую тепловую картину. Приведем краткий перечень рекомендуемых областей применения тепловизионных камер.

Камерой с размером изображения 160×120 пикселей наблюдаются:

- ♦ области с плавными перепадами температур на относительно большой площади (наблюдение за охлаждающими системами);
- ♦ объекты с большой разностью температур, где равномерность ее распределения не имеет

значения (перегрев контакта одной из фаз токоведущих элементов).

Камерой с размером изображения 320x240 пикселей наблюдаются:

- ◆ здания и сооружения,
- ◆ ограждающие конструкции,
- ◆ дымовые трубы,
- ◆ электрические машины,
- ◆ линии электропередач (с дополнительным узкоугольным объективом).

Камера с размером изображения 640x480 пикселей – полностью универсальная камера для наблюдения практически всех регламентированных приложением № 1 ПБ 03-372-00 объектов, а также для нестандартных технологических решений и научных изысканий.

Второй «весовой» компонент по стоимости тепловизора – это объектив. Его нельзя изготовить из стекла, т.к. этот материал не пропускает ИК-излучение. По этой причине для

Таблица

Технические характеристики тепловизоров

Характеристика тепловизора	Марка тепловизора				
	Testo 875-2, Германия	FLIR i7, США	Fluke Ti32, США	NEC Thermo Shot F30W, Япония (рис.)	SDS HotFind-V, Китай
Поле зрения / минимальное фокусное расстояние	32°x23°/0,1м	25°x25°/0,5 м	23°x17°/0,15 м	28°x21°/0,1м	20°x15°/0,1м
Спектральный диапазон	8–14 мкм	7,5–13 мкм	7,5–14 мкм	8–13 мкм	7,5–14 мкм
Температурная чувствительность (NETD)	<0,11°С при 30°С	<0,1°С при 25°С	< 0,05°С при 30 °С	<0,1°С при 25°С	<0,1°С при 30°С
Частота кадров	9 Гц	9 Гц	9 Гц	8,5 Гц	50 Гц
Размер изображения, тип детектора	160 x 120 пикселей, матрица в фокальной плоскости, неохлаждаемый микроболометр	120 x 120 пикселей, матрица в фокальной плоскости, неохлаждаемый микроболометр	320 x 240 пикселей, матрица в фокальной плоскости, неохлаждаемый микроболометр	160 x 120 пикселей, матрица в фокальной плоскости, неохлаждаемый микроболометр	160 x 120 пикселей, матрица в фокальной плоскости, неохлаждаемый микроболометр
Погрешность измерения абсолютных температур по АЧТ	±2°С, или ±2% от показаний	±2°С, или ±2% от показаний	±2°С, или ±2% от показаний	±2°С, или ±2% от показаний	±2°С, или ±2% от показаний
Вес ИК-камеры с аккумуляторами (кг)	0,9	0,34	1,05	0,3	0,7
Температурный диапазон	От -20 до +280°С	От -20 до +250°С	От -20 до +600°С	От -20 до +350°С	От -20 до +250°С
Диапазон рабочих температур (окружающей среды)	От -15 до +40°С	От 0 до +50°С	От -10 до +50°С	От -15 до +50°С	От -20 до +50°С
Цифровая камера	Да	–	Да	Да	Видеокамера
Непрерывное время работы	4 ч	5 ч	4 ч	6 ч	2,5 ч
Стоимость	209 тыс. руб.	198 тыс. руб.	407 тыс. руб.	209,5 тыс. руб.	203 тыс. руб.

Примечание: в таблице указаны усредненные (ориентировочные) цены

ОБЗОР РЫНКА

таких объективов применяются очень дорогие материалы, например чистый германий, обладающий лучшими характеристиками пропускания в диапазоне 7,5–14 мкм. Обычно объектив состоит из 2–3 линз, поэтому его стоимость колеблется, в зависимости от фокусного расстояния, от тысяч до десятков тысяч долларов. В наши дни активно ведутся поиски более дешевых материалов. От объектива зависят оптическое поле зрения тепловизора и, как следствие, размер области измерения. Широкоугольный объектив (поле зрения – 320) идеально подходит для обзора распределения температуры по большой поверхности. Для точного измерения мелких деталей (даже на большом расстоянии) рекомендуется использовать телеобъектив (поле зрения – 120).

Перед выбором тепловизора необходимо определиться, для решения каких задач он приобретается и какими будут условия измерений, т.е. какую поверхность и из какого материала необходимо наблюдать, какова температура этой поверхности, с какого расстояния будут производиться измерения, какова характеристика рабочей среды, в которой предстоит использовать тепловизор. Также немаловажными факторами при выборе производителя и модели тепловизора являются дополнительные функции: емкость аккумуляторов, способ записи изображений (жесткий диск, карта памяти SD или USB-накопитель), объем памяти и, наконец, программное обеспечение для анализа термограмм и составления отчетов.

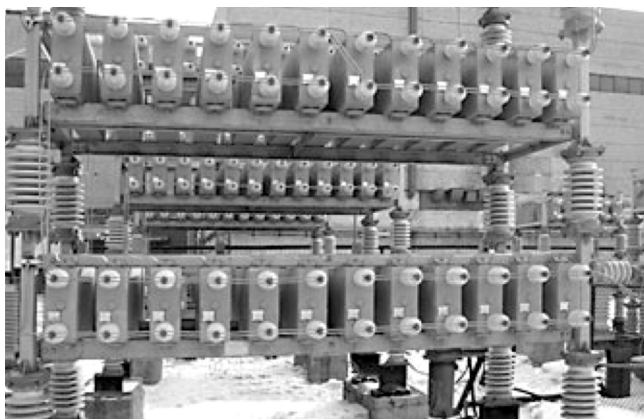


Рис. Тепловизор Testo 880-3

В настоящее время на российском рынке представлены различные модели тепловизоров производства Германии, США, Японии, Китая и др. В России выпускаются ИК-камеры с охлаждением матриц жидким азотом и практически отсутствуют производители неохлаждаемых матриц. Из предприятий, имеющих наработки в области микроболометрических тепловизионных матриц без охлаждения, можно отметить ЦНИИ «Циклон». Объединение «Циклон» выпускает неохлаждаемые портативные тепловизионные камеры полностью российской разработки и производства. Среди зарубежных производителей наиболее широко представлена продукция фирм Testo AG, NEC-Avio, FLIR Systems, Fluke Corporation и др. В таблице представлены характеристики последних моделей бюджетных тепловизоров.

Подводя итог, можно отметить, что термографическая диагностика – это не пустая и дорогостоящая забава, особенно в условиях кризиса, а, напротив, экономически оправданное, эффективное средство снижения риска аварий на производстве, сбережения средств и экономии времени.

По мнению специалистов компании «Пергам-Инжиниринг», в области тепловидения американцы обогнали всех остальных лет на пять. Самые большие измерительные матрицы – 1024x1024 – производятся в Соединенных Штатах и используются в научных приборах. Эти приборы запрещено поставлять в Россию и некоторые другие страны, но в Европу они вывозятся, хоть и под очень жестким контролем: заранее определяется, где, кем и для чего будет применяться конечный прибор. США оставляют за собой право проверять выполнение этих требований через представителя посольства. Тепловизор давно вышел за рамки исключительно военного применения, но вывезти из Америки без лицензии можно только маленькие матрицы 320x240 с частотой кадров не больше 9 Гц. Из матриц, серийно выпускаемых в других странах, самые большие имеют размер 640x512 пикселей. В тепловизорах почти всех производителей, кроме американских, используются микроболометрические матрицы французской компании ULIS. Их выпускается несколько сотен тысяч в год, и этого хватает всем вендорам.



Вареник Е.,
Каика В.,
Красников Г.,
Швецова Т.,
Аниканов А.;

УкрНИИВЭ,
Украина, г. Донецк

О НОВОЙ ЕДИНОЙ СЕРИИ НИЗКОВОЛЬТНЫХ ВЗРЫВОЗАЩИЩЕННЫХ АСИНХРОННЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ

Создание единых серий асинхронных машин является центральной задачей технической политики электромашиностроения любого государства, так как при этом устраняется многообразие электрических машин, разработанных конструкторскими бюро отдельных предприятий, облегчается задача организаций, проектирующих различные машины и механизмы, комплектуемые двигателями единых серий, создается твердая база для выбора необходимого технологического оборудования, позволяющая стандартизировать определенные части установок, которые приходится создавать в зависимости от особенностей многочисленных типов электрических машин, выпускаемых разными заводами. Не менее значительные преимущества получает потребитель: упрощается уход за однообразными двигателями в эксплуатации, сокращается парк запасных частей, появляется возможность свободного маневрирования наличными двигателями внутри отдельного предприятия и т.п. Для электромашиностроителей единые серии весьма облег-

чают снабжение, сужая и стандартизируя ассортимент поставляемых материалов.

Идея создания единых серий не является новой и имеет давнюю историю. Впервые эта проблема была поставлена в Советском Союзе в условиях социалистической системы планового ведения хозяйства в конце 1920-х гг. прошлого столетия. Во Всесоюзном техническом бюро (ВТБ) при Всесоюзном энергетическом институте (ВЭИ) под руководством инж. Ю.А. Шредера был разработан проект первой всесоюзной серии асинхронных машин АТ, которая имела на то время высокие технические характеристики. В дальнейшем эта серия на заводе «Электросила» (Ленинград) была переработана в серию АМ мощностью от 100 до 7500 кВт (в 10 габаритах – от 11-го до 20-го включительно). «Харьковским электромеханическим заводом» (ХЭМЗ) была разработана серия МА-200 в диапазоне мощности 10–100 кВт.

В дальнейшем в этом направлении в 1934–1937 гг. велась работа по реализации идеи единых серий на предприятиях Главэнергопрома

СССР. С целью накопления опыта по проектированию и исследованиям единых серий электрических машин был выпущен сборник «За единые серии электрических машин» в трех томах (ОНТИ, Главная редакция энергетической литературы, Москва, 1935–1937 гг.).

В это время были разработаны проекты единых серий синхронных двигателей, двигателей постоянного тока, асинхронных двигателей общего назначения и первая единая серия взрывобезопасных двигателей типа МА-140 мощностью 1,5–100 кВт (разработка ХЭМЗа), взамен ранее выпускавшихся взрывобезопасных асинхронных двигателей типов УТ-1, УТ-2, БАО-1, БАО-2.

В первые послевоенные годы ряд предприятий начали разрабатывать и организовывать производство своих серий взрывобезопасных асинхронных двигателей: ХЭМЗ – серии МА-140, МА-170, МА-36; «Кузбасс-электромотор» (Кемерово) – серии КО, КОФ, КОМ; Новокаховский электромашзавод НКЭМЗ – серии КОМ, «Днепр» и т.п., однако единых всесоюзных серий как двигателей общего назначения, так и взрывозащищенных асинхронных двигателей не было.

В течение 1946–1949 гг. была разработана первая всесоюзная серия А в защищенном исполнении, которая состояла из семи габаритов и охватывала диапазон мощности от 0,6 до 100 кВт. В ней впервые в отечественной практике были предусмотрены закрытые обдуваемые электродвигатели (АО) и ряд модификаций, удовлетворяющих требованиям приводов (с повышенным пусковым моментом, с повышенным скольжением для режимов с частыми пусками, с фазным ротором и т.д.). Серия А была освоена в производстве на нескольких заводах уже в 1951 г. и заменила восемь серий ранее разработанных двигателей, что дало большой экономический эффект за счет экономии материалов, электроэнергии и снижения трудоемкости изготовления. Однако к концу 1950-х гг. в связи с быстрым развитием электропривода возникла настоятельная потребность в увеличении числа ступеней шкалы мощностей серии с целью уменьшения переустановленной мощности, а также необходимость создания новых модификаций и специализированных исполнений двигателей. Следует отметить, что в 1957 г. Международная электротехническая комиссия (МЭК) приняла решение и выпустила публикации рекомендуемых рядов

мощности и установочных размеров, которым двигатели серии А не соответствовали. Передовые зарубежные фирмы начали выпускать двигатели, соответствующие рекомендациям МЭК и с лучшими показателями, чем двигатели серии А. Все эти обстоятельства привели к необходимости создания новой единой серии асинхронных двигателей общего назначения – А2, которая была разработана в 1957–1959 гг. Шкала мощностей двигателей этой серии соответствовала дополнительному ряду рекомендаций МЭК и составляла 19 ступеней в диапазоне от 0,6 до 100 кВт [1]. На базе этой серии институтом УкрНИИВЭ (в то время «Гипронисэлектрошахт») в 1961–1965 гг. разработана первая всесоюзная серия взрывозащищенных асинхронных двигателей ВАО 01-9 габаритов тех же мощностей и установочных размеров, которая должна была заменить все ранее выпускаемые взрывозащищенные двигатели – К, КО, КОМ, МА и др. (Н.Н. Волковой, В.В. Каика, 1968). Двигатели этой серии имели высокие энергетические характеристики (КПД, $\cos\phi$), но низкие механические характеристики, недостаточные для использования их в приводах машин угольной и горнорудной промышленности. Для приводов с тяжелыми условиями эксплуатации должны были быть разработаны модификации и специализированные исполнения для каждого вида привода, что составляло около 27 типов двигателей. Такое количество разных типов двигателей создавало определенные трудности как для заводов-изготовителей, так и для потребителей, поэтому их освоение затягивалось на неопределенное время. Такая же ситуация сложилась и с освоением производства двигателей общего назначения серии А2 и ее многочисленных модификаций и специализированных исполнений.

Первая всесоюзная серия асинхронных двигателей мощностью свыше 100 кВт – серия А – была разработана в 1952–1956 гг. Барачинским электромеханическим заводом (Свердловская обл.) и заводом «Электросила». Серия имела твердую шкалу мощностей и высокую степень унификации, что позволило применить типовую технологию при ее производстве. В 1959–1960 гг. эта серия была модернизирована и дополнена закрытым исполнением обдуваемых двигателей (АО). В середине 1960-х гг. она морально устарела, по массогабаритным показателям существенно уступала зарубежным сериям, по шкале мощностей не соответство-

вала рекомендациям МЭК. В связи с этим в 1964–1968 гг. ЦПКТБ КЭМ (Ленинград), Московским электромеханическим заводом им. Вл. Ильича и Бараичинским электромеханическим заводом была разработана вторая единая серия двигателей А2 мощностью свыше 100 кВт.

В начале 1960-х гг. ведущие электротехнические фирмы 14 стран Западной Европы создали Европейский комитет по координации электротехнических стандартов (CENEL), который на базе национальных стандартов ФРГ DIN 42673 и DIN 42677 в 1964 г. дал рекомендации Euro-raischen Motornormung, Dokument 28/64, устанавливающие увязку рядов мощностей и установочных размеров трехфазных низковольтных асинхронных двигателей с короткозамкнутым ротором. На основе этих стандартов западноевропейские фирмы создали несколько серий асинхронных двигателей, имеющих преимущества перед серией А2 по ряду показателей. Примерно в это же время были созданы аналогичные серии в США на основе стандартов NEMA. Подобные работы велись и социалистическими странами – членами Совета экономической взаимопомощи (СЭВ), которые закончились принятием в 1967 г. рекомендаций РС 3031 по проектированию новой серии асинхронных двигателей общего назначения, унифицированной в рамках СЭВ по шкалам мощностей и установочным размерам и их взаимной увязке. На основе этих рекомендаций в Советском Союзе и ряде стран – членов СЭВ (НРБ, ЧССР, ГДР) в 1969–1972 гг. были разработаны серии асинхронных двигателей общего назначения. В СССР эта серия мощностью до 400 кВт, напряжением до 1000 В получила название 4А. Одновременно было проведено техническое перевооружение предприятий – изготовителей двигателей [2]. Научное руководство разработкой серии 4А осуществлял ВНИПТИЭМ (Владимир).

Институтом УкрНИИВЭ с учетом рекомендаций РС 3031 и на базе собственных научных исследований была разработана новая всеюжная серия взрывозащищенных асинхронных двигателей В мощностью 0,25–110 кВт, в которой двигатели для угольной и горнорудной промышленности выделены в отдельное исполнение ВР (взрывозащищенные рудничные), имеющие универсальные механические характеристики и пригодные для использования в большинстве приводов горно-шахтного оборудования [3]. Количество модификаций и специализированных исполнений сократилось до 7–8.

За счет применения новых электротехнических материалов и рациональной конструкции мощность двигателя при данной высоте оси вращения повышена на две-три ступени, что дало большую экономию дефицитных материалов.

В это же время УкрНИИВЭ на базе серии А2 был разработан отрезок серии двигателей ВА0 мощностью 132–315 кВт, напряжением 380 и 660 В, производство которых освоил Первомайский электромеханический завод им. К. Маркса (ПЭМЗ, Луганская обл.). В начале 1980-х гг. эти двигатели были модернизированы, получили обозначение ВА02 и выпускаются по настоящее время.

В 1975 г. в рамках международной организации «Интерэлектро» была согласована программа работ по созданию унифицированной серии асинхронных двигателей общего назначения напряжением до 1000 В, получившая название АИ (асинхронные двигатели «Интерэлектро») [4].

Одновременно с разработкой серии АИ УкрНИИВЭ проведена разработка единой в рамках «Интерэлектро» серии взрывозащищенных асинхронных двигателей, получивших названия АИМ (для взрывоопасных производств химии, нефти и газа) и АИУ (для взрывоопасных производств угольной промышленности) мощностью от 0,25 до 110 кВт, напряжением 380–1140 В [5]. Двигатели выпускаются на ряде предприятий стран СНГ. С распадом СССР начали исчезать из производства и единые серии асинхронных двигателей как общего назначения, так и взрывозащищенные. Электромашиностроительные заводы стран СНГ начали разрабатывать и внедрять в производство отдельные отрезки своих серий двигателей: АИММ, АИУ90-160, – и ряд модификаций разработало ОАО «Южэлектромаш» (Новая Каховка) совместно с Отделением УкрНИИВЭ; ЗВ, ЗВР 112-250, 2В, 2ВР250, 280; ВА02-280, 315 – ОАО «Первомайский электромеханический завод им. К. Маркса»; ВА02, ВА05К – концерн «Электромеханические заводы КЛГ» (Новая Каховка); АВ, АВР, ВРП, АИМР, ЗАВ – ООО «НПО «Кузбассэлектромотор», АИУМ, АИММ – НПО «Электро-маш» (Тирасполь, Молдова) и др., т.е. практически вернулись к состоянию 1920-х гг.

Из проведенного выше анализа можно сделать вывод, что в настоящее время нет единых серий не только на Украине и России, но и во всех государствах СНГ, а технический уровень взрывозащищенных асинхронных двигателей по

основным показателям оказался ниже, чем у двигателей ведущих зарубежных фирм.

Результаты исследований

Создание единой в рамках СНГ серии асинхронных взрывозащищенных двигателей является важной народнохозяйственной задачей и требует последовательного и комплексного подхода к ее решению. Комплексность – важнейший методологический принцип, применяемый при планировании научно-технического прогресса во всех отраслях промышленности, в том числе и в электромашиностроении.

В комплекс работ по созданию новой серии взрывозащищенных асинхронных двигателей должны входить: разработка конструкции электродвигателей, прогрессивной технологии их производства, специального технологического оборудования, новых видов электротехнических материалов и комплектующих изделий, реконструкция и технологическое перевооружение действующих электромашиностроительных предприятий. Подобные комплексные программы были разработаны при создании серий электродвигателей общего применения 4А, АИ и серий взрывозащищенных двигателей В, ВР и АИМ, АИУ. Координацию всех работ по этим программам осуществляли ВНИПТИ-ЭМ (Владимир) и ВНИИВЭ. С учетом имеющегося опыта УкрНИИВЭ может разработать комплексную программу работ по созданию новой единой серии взрывозащищенных асинхронных двигателей и в дальнейшем координировать и направлять деятельность всех звеньев этой программы по проектированию и организации производства двигателей этой серии. К работе над новой серией целесообразно подключить СКВ и ОГК, имеющиеся в составе предприятий, занимающихся производством взрывозащищенных асинхронных двигателей.

Распределение отдельных видов работ в рамках программы между соисполнителями, параллельное выполнение работ по отдельным направлениям программы, четкая координация деятельности каждого исполнителя с помощью системы программно-целевого управления позволят в кратчайшие сроки реализовать проектно-исследовательскую часть комплексной программы по созданию новой серии двигателей.

Институтом УкрНИИВЭ проведены исследования для создания научного задела и разработки основных технических решений, которые могут быть использованы при разработке новой

серии. Осуществлена конструкторская подготовка к созданию новой серии: созданы прототипы двигателей будущей серии – отрезок серии взрывозащищенных асинхронных двигателей 4ВР63-132 мощностью 0,25–11 кВт, 380/660 В. Двигатели внедрены в производство на РУП «Могилевский завод «Электродвигатель» (Республика Беларусь) и успешно эксплуатируются на ряде предприятий со взрывоопасными производствами.

Разработан также отрезок серии ВА03 мощностью 132–315 кВт, на напряжение 380/660 В, изготовлены и испытаны базовые опытные образцы. Двигатели этого отрезка имеют сниженную на 5–7% массу и улучшенные энергетические характеристики по сравнению с двигателями серии ВА02 той же мощности. Внедрение их в производство предполагалось в ОАО «Первомайский электромеханический завод им. К. Маркса» (Луганская обл.), но по различным причинам было отложено на неопределенное время. Этот отрезок серии может быть использован как прототип будущей серии.

Основные параметры двигателей новой серии должны быть следующими:

- ♦ Ряд мощностей и установочных размеров должен быть выбран в соответствии с Публикацией МЭК 72, ГОСТ 12139-84 и ГОСТ 18709-73 и иметь значения 0,25; 0,37; 0,55; 0,75; 1,1; 1,5; 2,2; 3; 5,5; 7,5; 11; 15; 18,5; 22; 30; 37; 45; 55; 75; 90; 110; 132; 160; 200; 250; 315; 400 кВт.

- ♦ Напряжение и частота сети: 380, 660 и 1140 В, 50 Гц. На другие напряжения и частоту сети двигатели должны выпускаться по отдельным заказам.

- ♦ Установочно-присоединительные размеры двигателей и их увязка с мощностями должны быть аналогичными принятым в сериях АИМ, АИУ и ВА02 (т.е. по РС 3031) для внутреннего рынка и по рекомендациям СЕНЕЛЕК – для экспортного исполнения и для замены двигателей, полученных по импорту.

- ♦ Способ охлаждения ICA 01 41 – по ГОСТ 20459-76 (закрытая машина, обдуваемая наружным вентилятором, расположенным на валу машины).

- ♦ Степень защиты двигателей IP 54 – по ГОСТ 17494-72. Для некоторых модификаций и специализированных исполнений может быть дополнительно предусмотрено исполнение по защите IP 56.

- ♦ Исполнение по взрывозащите IExdIIBT4 и PB 3B (Exd1).

Основные элементы новизны конструкции двигателей должны заключаться в выполнении элементов взрывозащиты по новым стандартам, действующим на Украине и в России, в частности, по ГОСТ 24719; ГОСТ 22782.0; ГОСТ 22782.5; ГОСТ 22782.6; ГОСТ 22782.7; ГОСТ Р 51330.0; ГОСТ Р 51330.1; ГОСТ Р 51330.8; ГОСТ Р 51330.10; ГОСТ Р 51130.20, применении новых изоляционных материалов, обмоточных проводов, новых обмоток статоров и роторов, более эффективном использовании активных и конструктивных материалов.

Серия должна иметь обозначения 5В и 5ВР, оба исполнения должны быть максимально унифицированы между собой:

◆ 5В – для внутренних и наружных установок для области применения групп ИВ по ГОСТ 12.2.020;

◆ 5ВР – рудничные взрывозащищенные для приводов стационарных горных машин угольной и горнорудной промышленности. Должны быть предусмотрены модификации и специализированные исполнения:

- многоскоростные;
- с фазным ротором;
- со встроенным электромагнитным тормозом;
- для привода шахтных вентиляторов;
- для приводов угольных добычных и проходческих комбайнов;
- для приводов скребковых и ленточных конвейеров. В процессе разработки новой серии двигателей, возможно, возникнет потребность в других модификациях, которые также необходимо разработать.

Выводы

Основной задачей проектирования новой серии низковольтных взрывозащищенных асинхронных двигателей должно быть создание электродвигателей, не уступающих по массогабаритным и энергетическим показателям, а также по надежности лучшим зарубежным аналогам с учетом возможного прогресса в проектировании не позже 2010 г.

УкрНИИВЭ в состоянии разработать комплексную программу работ по созданию такой серии и в дальнейшем осуществлять как разработку серии, так и координацию работ по ее проектированию и организации производства.

Библиографический список:

1. **Бойко Е.П., Гаинцев Ю.В., Ковалев Ю.М.** и др. / Асинхронные двигатели общего назначения. / Под ред. В.М. Петрова и А.Э. Кравчика. – М.: Энергия, 1980. – 488 с.

2. **Кравчик А.Э., Шлаф М.М., Афонин В.И., Соболенская Е.А.** Асинхронные двигатели серии 4А: Справочник. – М.: Энергоиздат, 1982. – С. 504.

3. **Каика В.В., Красников Г.В.** Новые асинхронные взрывозащищенные двигатели серии В. // Промышленная энергетика. – 1980. – № 7 – С. 29–43.

4. **Радин В.И., Лондин И., Розенкоп В.Д.** и др. Унифицированная серия асинхронных двигателей «Интерэлектро» / Под ред. В.И. Радина. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – С. 416.

5. **Каика В.В., Федоренко Е.М., Ширнин И.Е.** Новая серия отечественных взрывозащищенных асинхронных двигателей. // Новини енергетики. – Київ. – 2001. – № 8. – С. 29–43.

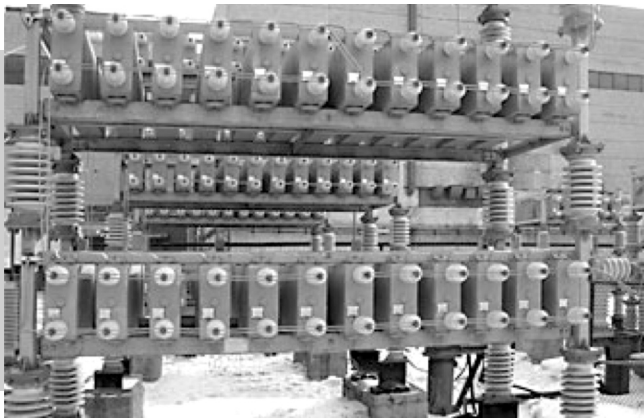
НОВОСТИ

«ФИРМА ОРГРЭС» ВЫПОЛНИЛА РАБОТЫ ПО СЕРТИФИКАЦИИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ДЛЯ ОАО «РЖД»

Специалисты центра инжиниринга электрических сетей «Фирмы ОРГРЭС» провели измерения показателей качества электрической энергии на различных объектах электроснабжения ОАО «РЖД». В результате этих измерений было подтверждено соответствие качества электроэнергии установленным требованиям (ГОСТ 13109-97 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения»). Сертификаты соответствия выданы 18 филиалам ОАО «РЖД», расположенным во всех субъектах РФ. Заказчиком работ выступил филиал ОАО «РЖД» – компания «Трансэнерго».

«Для филиала «Инженерного центра ЕЭС» «Фирмы ОРГРЭС» контракт с ОАО «РЖД» стал важным шагом в развитии перспективного направления по сертификации электрической энергии, поставляемой бытовым потребителям. Электроэнергия – это такой же товар, как и все остальные. Контроль за ее качеством, привлечение органов по сертификации электрической энергии дают энергокомпаниям дополнительные преимущества в современных условиях конкуренции на рынках электроэнергии, являются необходимыми условиями для успешной деятельности» – отметил директор филиала «Инженерного центра ЕЭС» – «Фирмы ОРГРЭС» Рустем Асхатов.

«Фирма ОРГРЭС»



Базаров Д.В., инженер,
генеральный директор
ЗАО «ЭЛТЕКО»,

г. Санкт-Петербург

ТРАНСФОРМАТОРЫ ТМГ 12 ДЛЯ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ

Увеличение энергопотребления остается одним из самых объективных индикаторов развития экономики стран. За последние 30 лет производство электроэнергии в мире выросло больше чем в 3 раза и сегодня превышает 15 000 млрд кВт·ч. Плановое развитие энергетической отрасли, несмотря на кризис, в ближайшие 10–15 лет предполагает увеличение потребления электроэнергии как минимум в 1,5 раза. Основной проблемой российской энергетики является изношенность силового электрооборудования. Эксплуатация оборудования сверх нормативных сроков приводит к повышению его аварийности в 4–5 раз и большим потерям. Суммируя потери, вызванные выходом из строя и неполноценной работой оборудования, многие компании осознали необходимость обновления парка оборудования для сокращения своих рисков в будущем.

УП «МЭТЗ им. В.И. Козлова» с начала 2009 г. освоено серийное производство силовых трансформаторов энергосберегающей серии ТМГ 12 мощностью 630 и 1000 кВ·А (в последних стадиях разработки находятся трансформаторы мощностью 400 и 1250 кВ·А).

Назначение трансформатора – преобразование электроэнергии в сетях энергосистем и потребителей электроэнергии в условиях наружной и внутренней установки умеренного климата

(от -45 до +45°C). Устройство ТМГ 12 приведено на рис. 1.

Трансформаторы серии ТМГ 12 имеют самый низкий уровень потерь холостого хода и короткого замыкания из всех серийно выпускаемых в СНГ трансформаторов подобного назначения и соответствуют европейскому стандарту CENELEC. Аналоги данной серии трансформаторов выпускаются только ведущими мировыми производителями. Низкие потери холостого хода и короткого замыкания делают трансформатор ТМГ 12 энергосберегающим, быстро окупаемым, малозумным.

Ввод нейтрали обмотки НН рассчитан на продолжительную нагрузку номинальным током, что соответствует последним требованиям МЭК и значительно повышает надежность трансформаторов при несимметричных нагрузках.

Герметичное исполнение трансформаторов в гофрированном баке в сочетании с глубокой предварительной дегазацией трансформаторного масла и его заливкой под глубоким вакуумом обеспечивают высокую электрическую прочность главной и продольной изоляции. При этом исключается необходимость обслуживания при хранении и эксплуатации трансформатора на протяжении всего срока службы, взятия проб и лабораторных испытаний трансформаторного масла, регенераций трансформаторного масла.

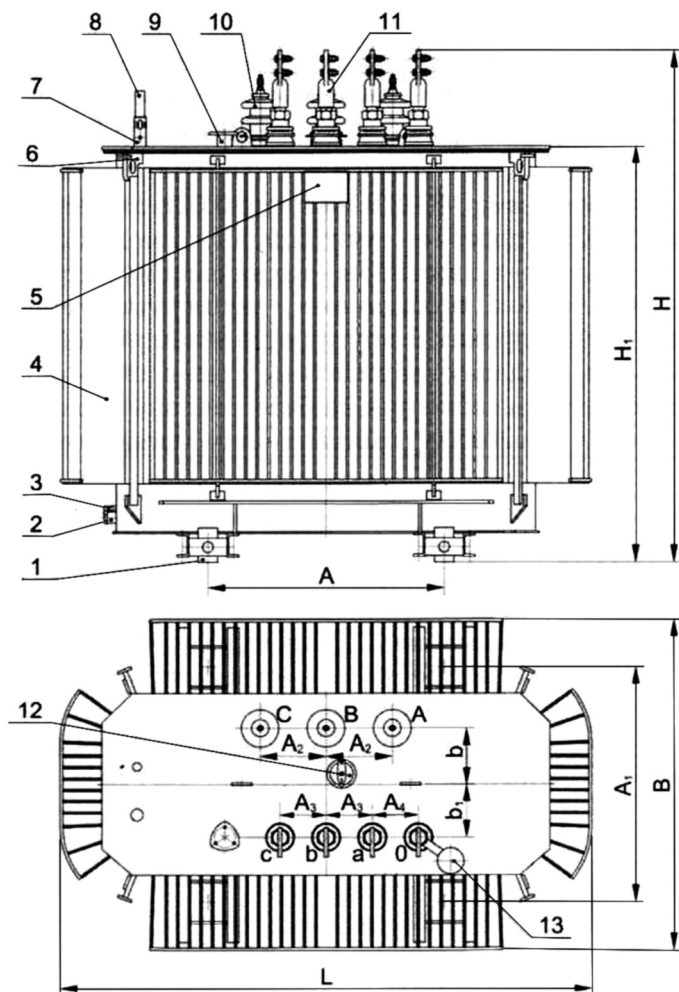


Рис. 1. Трансформаторы ТМГ 12 мощностью 630–1000 кВ·А: 1 – ролик транспортный; 2 – пробка сливная; 3 – зажим заземления; 4 – бак; 5 – табличка; 6 – серьга для подъема трансформатора; 7 – маслоуказатель; 8 – гильза для стеклянного термометра; 9 – патрубок для заливки масла; 10 – ввод ВН; 11 – ввод НН; 12 – переключатель; 13 – пробивной предохранитель (устанавливается по заказу потребителя)

В Западной Европе на тендерах по закупке трансформаторов уже давно используется подход к подсчету цены, учитывающий в цене потери за весь срок службы трансформатора – 25 лет.

Если учитывать устойчивую тенденцию к удорожанию энергоресурсов, массовость применения распределительных трансформаторов, это становится важным аргументом в пользу широкого применения серии ТМГ 12 для снижения потерь электроэнергии в энергосистеме.

Годовая экономия на потерях в трансформаторе ТМГ 12 мощностью 630 кВ·А составит 6700 кВт·ч (794 долл. США в текущих ценах), а в

трансформаторе ТМГ 12 мощностью 1000 кВ·А составит 5400 кВт·ч (615 долл. США в текущих ценах). Эффект рассчитан при сравнении потерь в трансформаторах серии ТМГ (ранее выпускавшихся заводом и составляющих большинство в энергосистеме РФ) и ТМГ 12 соответствующей мощности при самом, на наш взгляд, распространенном графике нагрузки трансформатора в энергосистеме. Необходимо отметить, что при сравнении с трансформаторами более ранних серий, а также других производителей эффект будет значительно больше. Учитывая 10%-ную разницу в сопоставимых ценах трансформаторов серий ТМГ и ТМГ 12, срок окупаемости дополнительных вложений в трансформаторы для ТМГ 12–630 кВ·А составит менее 1 года, а для ТМГ 12–1000 кВ·А – менее 2 лет. По истечении указанных сроков эксплуатация трансформаторов ТМГ 12 начинает приносить экономический эффект за счет экономии потерь электроэнергии (рис. 2).

Замена 1000 шт. обычных трансформаторов мощностью 630 и 1000 кВ·А (500 + 500 шт.) на трансформаторы серии ТМГ 12 позволила бы сэкономить 6050 тыс./кВт·ч электроэнергии в целом за год, что эквивалентно круглосуточно работающей при 100%-ной загрузке электростан-

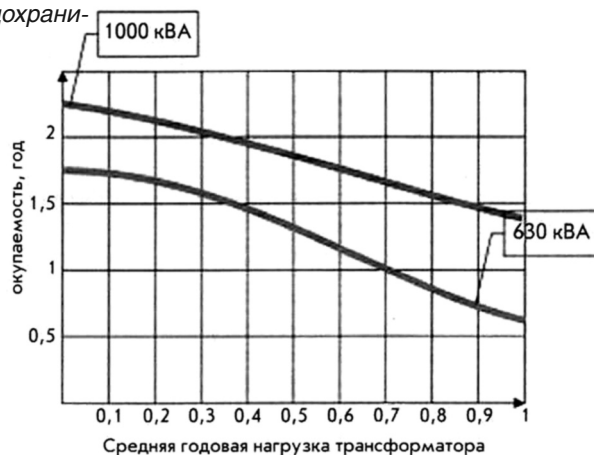


Рис. 2. Окупаемость трансформаторов ТМГ и ТМГ 12 в зависимости от средней нагрузки

Сравнение параметров трансформаторов серий ТМГ и ТМГ 12

Характеристика	Серия ТМГ	Серия ТМГ 12
Мощность, кВ·А	630	630
Потери холостого хода, кВт	1,24	0,8
Потери короткого замыкания, кВт	7,6	6,75
Уровень шума, дБ А	70	61
Мощность, кВА	1000	1000
Потери холостого хода, кВт	1,6	1,1
Потери короткого замыкания, кВт	10,8	10,5
Уровень шума, дБ А	73	64

ции мощностью 630 кВт, либо экономии 1089 т условного топлива в год, а за 25 лет (нормативный срок службы трансформаторов) это составит 27 225 т условного топлива (данные расчета экономической службы завода).

Таким образом, проведение ревизии существующего парка силовых распределительных трансформаторов и замена их на трансформаторы серии ТМГ 12 позволят обеспечить значительную экономию энергоресурсов, повысить энергетическую безопасность государства.

Сравнение параметров трансформаторов серий ТМГ и ТМГ 12 для оценки энергосберегающего и экологического эффекта приводится в табл.

Выводы

Технико-экономические расчеты эффективности внедрения трансформаторов ТМГ 12 Минского электротехнического завода показывают, что суммарный экономический эффект от замены превышает затраты предприятий, связанные с установкой энергосберегающего оборудования. При расчете следует учитывать затраты, связанные с потерями холостого хода, и затраты на капитальный ремонт оборудования, ежегодное годовое обслуживание, стоимость выполнения работ по ремонту.

Срок окупаемости затрат, связанных с заменой устаревшего оборудования, не превышает 1 года. Оставшийся период предприятия будут получать дополнительный экономический эффект от сделанных вложений.

НОВОСТИ

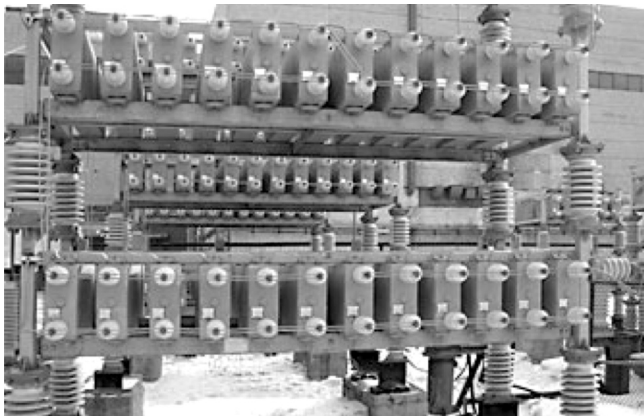
КЭС-ХОЛДИНГ ИНВЕСТИРУЕТ 251 МЛН РУБ. В МОДЕРНИЗАЦИЮ КОТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

В 2010 г. КЭС направят 251 млн руб. на целевую программу модернизации котельного оборудования. Она охватывает десять электростанций в трех генерирующих дивизионах компании: Кировскую ТЭЦ-5, Йошкар-Олинскую ТЭЦ, Пермскую ТЭЦ-14, Пермскую ТЭЦ-9, Ивановскую ТЭЦ-3, Ивановскую ТЭЦ-2, Пензенскую ТЭЦ-1, Ульяновскую ТЭЦ-2, Самарскую ГРЭС.

В программу входит большой комплекс работ по реконструкции и модернизации газового хозяйства котлоагрегатов, который позволит значительно повысить надежность оборудования и безопасность его эксплуатации. Наряду с заменой газопроводов она включает установку систем автоматического регулирования и защиты, внедрение автоматизированных систем управления мощностью котлов и т.д.

«В течение 2010 г. КЭС-Холдинг намерен реализовать целый ряд проектов в области реконструкции и технического перевооружения, которые позволят повысить экономические показатели оборудования, а также безопасность его эксплуатации», – отмечает первый вице-президент, операционный директор ЗАО «КЭС» Андрей Вагнер. Помимо модернизации котлов в числе основных направлений развития: внедрение низкотемпературной вихревой технологии сжигания твердого топлива (торф, уголь); модернизация турбоагрегатов для увеличения мощности, экономичности и маневренности; реконструкция цехов химической водоочистки с целью снижения сбросов загрязняющих веществ; повышение противопожарной защищенности предприятий.

КЭС-Холдинг



Савченко В.Г.,
Камкабель,

г. Пермь

ОСОБЕННОСТИ ПРОКЛАДКИ ВЫСОКОВОЛЬТНОГО КАБЕЛЯ С ИЗОЛЯЦИЕЙ ИЗ СШИТОГО ПОЛИЭТИЛЕНА

В энергетике существует стабильный спрос на кабели высокого напряжения. Время маслонаполненного кабеля на напряжение 100–500 кВ ушло в прошлое, появилась потребность в новой, современной продукции – высоковольтном кабеле с изоляцией из сшитого полиэтилена.

В 2009 г. один из гигантов кабельной индустрии – пермский завод «Камский кабель» – получил сертификат соответствия на кабели 110 кВ (кабели на напряжение 110 кВ сечением 1600 мм² успешно выдержали типовые испытания, проведенные на испытательном стенде ОАО «ВНИИКП»). Завод получил возможность не только выполнять заказы на поставку высоковольтного кабеля и арматуры 110 кВ, но и, при необходимости, осуществлять прокладку кабеля и монтаж муфт силами подрядных организаций.

О процессе прокладки высоковольтного кабеля с изоляцией из сшитого полиэтилена мы попросили рассказать технического директора ООО «Камский кабель» Владимира Савченко:

«Прокладку кабеля можно начинать только после окончания всех строительных работ и приема трассы, при наличии проекта производства работ, согласованного с предприятием – изготовителем кабеля и эксплуатирующей организацией.

Именно на стадии проектирования кабельной линии с учетом допустимых токовых нагрузок, а также всех факторов, влияющих на экономичность и эксплуатационную надежность кабельной системы, определяются способ прокладки, трасса кабельной линии, глубина заложения кабелей, расстояния между отдельными линиями и способ механической защиты.

Прокладка кабеля должна выполняться с учетом инструкции изготовителя продукции и требований нормативных документов. Естественно, работа должна выполняться только специализированной монтажной организацией, имеющей соответствующее оборудование, приспособления, инструменты, материалы и квалифицированных специалистов, прошедших обучение.

Кабель желательно прокладывать при положительной температуре окружающей среды.



«Камский кабель» запустил новую линию

При прокладке в условиях отрицательных температур (от -5 до -15°C) кабель необходимо предварительно прогревать. Тяжение кабеля осуществляется за токопроводящую жилу или при помощи проволочного кабельного чулка.

Если говорить непосредственно о самом процессе монтажа, то барабаны с кабелем, механизмы и приспособления для прокладки устанавливаются на трассе в соответствии с проектом производства работ. Тяговая лебедка должна быть оборудована динамометром, позволяющим контролировать усилие тяжения кабеля с записью и последующей распечаткой, и устройством, автоматически отключающим лебедку, если усилие тяжения превысит заданную величину. На сложных трассах при усилиях тяжения, превышающих допустимые, необходимо применять дополнительные синхронизированные тяговые устройства.

Оборудование должно позволять плавно регулировать скорость тяжения вплоть до остановки и измерять метраж проложенного кабеля. Скорость тяжения выбирается руководителем процесса прокладки в зависимости от сложности трассы, погодных условий, усилий тяжения, чтобы избежать повреждений кабеля и нарушения требований техники безопасности.

Перед окончанием прокладки решение о запасе кабеля принимает шеф-инженер с учетом укладки кабеля по трассе и необходимого запаса для монтажа муфт. После прокладки трех фаз кабеля в траншее нужно произвести крепление кабелей по проекту, присыпку песчано-гравийной смесью и провести электрические испытания оболочек кабелей. Затем в траншее укладываются железобетонные плиты, предусмотренные проектом, и траншея засыпается грунтом. После прокладки кабеля в кабельных сооружениях он крепится на металлокон-

струкциях. Шаг, тип конструкций и материал креплений определяются при проектировании кабельной линии в зависимости от расположения кабелей, профиля трассы и технических данных кабельной линии.

Прокладка кабеля с изоляцией из сшитого полиэтилена может быть выполнена силами специализированной монтажной организации, которая имеет соответствующий опыт и оснащена современным оборудованием для прокладки кабеля и монтажа муфт. «Камский кабель» сотрудничает с организациями, одной из которых является ООО «Техносервис-М».

Шеф-инженеры и электромонтеры нашего завода прошли обучение монтажу муфт в зарубежных фирмах, таких как Tyco Electronics, Pfisterer, CCC GmbH, G&W Electric Company, и имеют сертификаты, дающие право монтажа муфт. Сразу добавлю, что наш завод имеет возможность поставлять комплектно с кабелем 110 кВ полный набор высоковольтной арматуры всех вышеперечисленных фирм.

Если говорить о самом монтаже муфт, то он производится согласно требованиям инструкций фирмы – изготовителя муфты. На месте монтажа муфты должны быть установлены палатка или шатер для размещения деталей муфты, инструмента, приспособлений и материалов. Место монтажа должно быть оборудовано электропитанием, освещением и теплом, если монтаж выполняется в холодное время года. Для установки изоляторов концевых муфт понадобится подъемное приспособление или кран».

Кабель напряжением 110 кВ производства ООО «Камский кабель» с концевыми и соединительными муфтами четырех зарубежных фирм: Tyco Electronics, Pfisterer, CCC GmbH, G&W Electric Company – установлен в ОАО «ВНИИКП» на дополнительные ресурсные испытания согласно рекомендациям ОАО «ФСК ЕЭС».

В ближайшее время планируется провести переквалификационные испытания кабельной системы 220 кВ согласно требованиям ЕС 62067 п. 13.



Суслов А.Э., канд. техн. наук,
Фатыхов Ю.А., д-р техн. наук,
Эрлихман В.Н., д-р техн. наук,
Калининградский государственный
технический университет;

236000, Россия, г. Калининград,
Советский просп., д. 1.
Тел. (4012) 99 59 28,
e-mail: postmaster@kgtu.koenig.su

УДК 621.577: 697.34

О ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕПЛОНАСОСНЫХ УСТАНОВОК В СИСТЕМАХ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Одним из наиболее эффективных средств энергосбережения в промышленной и сельскохозяйственной сферах, общественном и жилищном строительстве является применение теплонасосных установок (ТНУ), выпуск и использование которых во всем мире неуклонно растет.

Ключевые слова: теплонасосные установки, энергосбережение, теплоснабжение.

One of the most effective means of energy saving in industrial and agricultural spheres, public and residential building is application of heat pump plants, which manufacture and usage in the whole world grow steadily.

Key words: heat pump plants, energy saving, heat supply.

Нарастающий дефицит энергии вынуждает искать альтернативные источники и пути сбережения традиционных источников энергии и топливных ресурсов, эффективно использовать вторичные энергоресурсы, в том числе природные низкотемпературные источники тепла. Одним из наиболее эффективных средств энергосбережения в промышленной и сельскохозяйственной сферах, общественном и жилищном строительстве является применение теплонасосных установок (ТНУ), выпуск и использование которых во всем мире неуклонно растет.

Однако даже при наличии экономии топлива эксплуатация ТНУ не всегда экономически

выгодна из-за уровня цен на энергоносители, который определяется экономической политикой государства.

Решением Правительства Российской Федерации от 28 мая 2007 г. № 333 установлены следующие параметры роста цен на газ (%):

2007 г. – 60;
2008 г. – 50;
1.01.2009 – 40;
1.07.2009 – 30;
1.01.2010 – 20;
1.07.2010 – 10.

В связи с повышенными темпами роста цен на газ в 2008–2010 гг. решением Правительства Российской Федерации от 30 ноября 2006 г.

№ 42 установлены следующие пределы повышения регулируемых цен на электроэнергию: в 2008 г. – 12%, в 2009 г. – до 12,5%, что обеспечивает электроэнергетике уровень рентабельности, предусмотренный сценарными условиями прогноза социально-экономического развития на 2007–2009 гг. В 2010 г. прирост регулируемых тарифов составит 13,5%, что сохраняет рентабельность на уровне 2009 г.

В рамках либерализации рынка электроэнергии определено поэтапное увеличение доли электроэнергии, реализуемой по нерегулируемым государством ценам (%):

- 1.01.2007 – 5;
- 1.07.2007 – 10;
- 1.01.2008 – 15;
- 1.07.2008 – 25;
- 1.01.2009 – 30;
- 1.07.2009 – 50;
- 1.01.2010 – 60;
- 1.07.2010 – 80;
- с 1.01.2011 – 100.

Темпы либерализации рынка определены с учетом готовности его инфраструктуры и адаптационных возможностей экономики.

В то же время цены на уголь и мазут уже сегодня являются рыночными и практически регулируются только уровнем цен на внутреннем рынке страны.

Федеральной службой по тарифам РФ для Калининградской области оптовая цена природного газа на 2011 г. установлена в размере 4563 руб/1000 м³.

В 2008 г. оптовые цены в Калининградской области на энергоресурсы составили: электроэнергия – 2,26 руб/кВт·ч, средняя цена на мазут и уголь – 8500 руб/т и 2500 руб/т соответственно. По приведенным данным можно спрогнозировать оптовую цену электроэнергии: в 2010–2011 г. – 3 руб/(кВт·ч), а соответственно, и отпускные цены на газ для потребителей (ЖКХ) региона – 6000 руб/1000 м³. Цены на мазут и рядовые марки углей, по прогнозам аналитиков, к 2010–2011 гг. достигнут 12 000 и 4500 руб. за 1 т соответственно.

Принимая решение о целесообразности применения ТНУ, необходимо учитывать как экономию первичной энергии (органического топлива), так и увеличение капложений, соотношение стоимости органического топлива (угля, мазута, газа) и электроэнергии. Следует обратить внимание на то, что при использовании ТНУ для отопления отпадают затраты на транспортиро-

вание топлива и вывоз продуктов сгорания, на склады для хранения топлива, систему водоподготовки для котельной, что в некоторых случаях может стать значимым фактором в решении об их использовании [1].

Немаловажным аспектом при выборе системы теплоснабжения для ЖКХ является экологическая безопасность. Как известно, полная очистка дымовых газов практически невозможна, а существующие, даже наиболее совершенные, методы очистки обеспечивают отделение главным образом твердых фракций и не предотвращают выделение в атмосферу сернистого газа и других вредных примесей. Кроме того, системы качественной очистки продуктов сгорания достаточно дороги и сопоставимы по стоимости с котельными небольшой мощности, расположенными, как правило, около жилых домов. Снижение выбросов сернистого газа в атмосферу в европейских странах обеспечивается стандартом на предельное содержание серы в углях, используемых для отопления. При применении ТНУ такие выбросы отсутствуют, что делает отопление экологически чистым. Это также необходимо учитывать при выборе системы теплоснабжения в конкретном регионе [2].

ТНУ потребляют электроэнергию, вырабатываемую тепловыми электростанциями, следовательно, имеет место двойное преобразование энергии: теплота сжигания топлива на электростанции – электроэнергия – теплота для теплоснабжения. Таким образом, тепловой насос совместно с тепловой электростанцией можно рассматривать как понижающий термотрансформатор. При современном состоянии теплотехники и значении коэффициента преобразования энергии $\varepsilon_{\text{ТН}} > 1,92$ ТНУ обеспечивают экономию топлива по сравнению с котельной.

Теоретический коэффициент преобразования ТНУ, используемой для теплоснабжения, при обратимом протекании всех процессов в тепловом насосе и при температуре источника низкопотенциального тепла около 0°C может достигать 16, что соответствует коэффициенту экономии топлива $k = 7,4$. Однако действительный коэффициент преобразования, учитывающий необратимые потери (при температуре источника низкопотенциального тепла около 0°C и температуре теплоносителя для отопления 50 °C), будет $\varepsilon_{\text{ТН}} = 4,2$ (соответственно $k = 2,18$) [2]. Таким образом, применение ТНУ для отопления при наличии источника низкопотенциаль-

ТЕПЛОСНАБЖЕНИЕ

Таблица

Результаты сравнительного расчета различных систем теплоснабжения по прогнозируемым ценам энергоресурсов 2011 г.

Показатель	Теплонасосная установка	Газовая котельная	Мазутная котельная	Угольная котельная
Стоимость котельной (установки) с учетом вспомогательного оборудования, тыс. руб. (К1)	8500	9000	9800	9600
Стоимость подключения к электрическим и газовым сетям и другие допрасходы, тыс. руб. (К2)	1960	800	400	400
Прогнозируемая региональная отпускная цена топлива с учетом инфляции, руб/т, руб/1000 м ³ (ОЦ)	–	6000	12 000	4500
Прогнозируемая региональная отпускная цена электроэнергии, руб/(кВ·ч) (ОЦЭ)	3,0	3,0	3,0	3,0
Расход топлива, кг/ч, м ³ /ч (РТ)	–	143	125	180
Суточный расход топлива, т/сут, тыс. м ³ /сут (СРТ = РТ · 24)	–	3,43	3,0	4,32
Коэффициент использования тепловой мощности с учетом потребления тепла на собственные нужды (К _{тм})	0,6	0,7	0,7	0,7
Годовое потребление топлива, т/год, тыс. м ³ /год (ГРТ = СРТ · К _{тм} · Д)	–	468,2	409,5	589,7
Установленная электрическая мощность, кВт (N _у)	380	20	35	30
Коэффициент использования электрооборудования, Ки	0,6	0,9	0,9	0,9
Потребляемая электрическая мощность, кВтч/сут (N _п = N _у · Ки · 24)	5472	432	756	648
Годовое потребление электроэнергии, кВт·ч (E _{год} = N _п · Д)	1 067 040	84 240	147 420	126 360
Стоимость топлива, тыс. руб/год (СТ = ГРТ · ОЦ)	–	2809	4914	2653,7
Стоимость электроэнергии, тыс. руб/год (СЕ = E _{год} · ОЦЭ)	3201	253	442,3	379
Другие дополнительные эксплуатационные расходы, тыс. руб/год (СД)	–	54	100	134
Годовая составляющая капзатрат, тыс. руб/год E _н K = [(K1 + K2)E _н]	1150	1078	1122	1100
Годовые эксплуатационные издержки производства, тыс. руб/год С = СТ + СЕ + СД	3201	3116	5456,3	3166,7
Приведенные затраты, тыс. руб/год З = E _н K + С	4351	4194	6578,3	4266,7
Затраты топлива на выработку электроэнергии, т у.т./год (T _э = E _{год} · K _э · Н)	267,6	21,1	37,0	31,7
Расход топлива, т у.т./год (T = ГРТ · K)		390 (K = 0,733)	300,2 (K = 0,733)	825 (K = 1,4)
Суммарные затраты топлива, т у.т./год (T _Σ = T _э + T)	267,6	411,1	337,2	856,7]

ного тепла с плюсовой температурой может дать существенную экономию топлива.

Как отмечено выше, базовые тарифы на энергоносители (газ, электроэнергия) устанавливаются Правительством России, цены на мазут, уголь определяются рынком и зависят от мировых цен на нефть, а также географического расположения региона. В то же время тарифы на теплоснабжение населения, дотируемые из бюджетов субъектов РФ, не отражают его реальной стоимости.

Единственным критерием эффективности применения ТНУ должен быть экономический эффект, определяемый путем сопоставления приведенных затрат базового и альтернативного вариантов. При этом оптимальное решение соответствует условию:

$$Z = E_n K + C = \min, \quad (1)$$

где: Z – приведенные затраты, руб.;

E_n – экономическая норма дисконта, 1/год;

K – капитальные затраты, руб.;

C – ежегодные издержки производства, руб/год.

Нами был проведен сравнительный анализ использования различных вариантов теплоснабжения проектируемого жилого микрорайона в Калининградской области, строящегося в рамках выполнения Федеральной целевой программы «Развитие села до 2010 г.». Были рассмотрены следующие варианты теплоснабжения.

♦ Теплонасосный отопительный стенд тепловой мощностью 1,2 МВт на базе теплонасосных агрегатов НТ-500. В качестве источника тепла используется вода реки Преголя.

♦ Модульная газовая котельная установка тепловой мощностью 1,2 МВт.

♦ Модульная мазутная котельная установка тепловой мощностью 1,2 МВт.

♦ Модульная котельная установка МКУ-В-1,2 на твердом топливе (угле) тепловой мощностью 1,2 МВт.

Стоимость оборудования и расход топлива приняты усредненными из анализа данных различных производителей.

По данным Минпромэнерго РФ, в 2007 г. доля выработки электроэнергии тепловыми электростанциями составила 66,6%, атомными – 15,7%, гидроэлектростанциями – 17,6%. Таким образом, в затратах на выработку 1 кВт·ч электроэнергии расход органического топлива составляет 66,6%. При расчете затрат условного топлива (у.т.) потребителями электроэнергии

при норме расхода у.т. для тепловых станций 0,315 кг у.т./ (кВт·ч); по данным РАО ЕЭС, норма удельного расхода топлива $H = 0,315 \cdot 0,666 = 0,209$ кг у.т./ (кВт·ч).

В представленных в таблице результатах сравнительного расчета указанных выше четырех систем теплоснабжения (по прогнозируемым ценам энергоресурсов в 2011 г.) учтено, что отпускные цены на топливо включают оптовую цену и издержки региональных поставщиков энергоресурсов (плюс 30%). За 1 т у.т. принято 0,733 т мазута, 833 м³ газа, 1,4 т угля марки ДР.

Экономическая норма дисконта принята $E_n = 0,11$ ед./год, длительность сезона отопления – $D = 195$ сут, коэффициент транспортных потерь электроэнергии в энергосетях – $K_z = 1,2$.

Анализ результатов расчета экономической эффективности применения различных систем теплоснабжения, приведенных в табл., показывает, что к 2011 г. приведенные затраты Z для ТНУ, угольной и газовой котельных будут примерно одинаковы и значительно меньше, чем для мазутной котельной.

По топливопотреблению (T_z) наиболее эффективной системой теплоснабжения является теплонасосная установка, которая также обладает такими преимуществами по сравнению с другими системами, как отсутствие вредных выбросов в атмосферу, необходимости в транспортировании топлива и использовании пожаро- и взрывоопасного топлива в жилых массивах. ТНУ не является опасным производственным объектом, подведомственным Ростехнадзору.

Вместе с тем целесообразность применения ТНУ должна быть определена в каждом конкретном случае на базе технико-экономического анализа с учетом наличия источника низкопотенциального тепла и принимая во внимание особенности региона ее использования.

Библиографический список:

1. **Фатыхов Ю.А.** Перспективы применения тепловых насосов в пищевой промышленности региона / Ю.А. Фатыхов, В.Н. Эрлихман, А.Э. Суслов // *Economics and management-2007: International scientific conference. Kaunas, 2007.*

2. **Эрлихман В.Н.** Энергосбережение в технологических процессах агропромышленного комплекса с использованием теплонасосных установок / В.Н. Эрлихман, Ю.А. Фатыхов, А.Э. Суслов. – Калининград: КГТУ, 2007.



Хисамеев И.Г., Гузельбаев Я.З.,
Макаров В.Е., Харитонов А.П.,
ЗАО «НИИтурбокомпрессор
им. В.Б. Шнеппа»;

420029, Республика Татарстан,
Казань, Сибирский тракт, 40.
Тел. +7 8432 723152,
e-mail: info@compressormash.ru

УДК 621.515

ЦЕНТРОБЕЖНЫЕ КОМПРЕССОРЫ ДЛЯ УТИЛИЗАЦИИ ПОПУТНОГО ГАЗА

В разработках ЗАО «НИИтурбокомпрессор им. В.Б. Шнеппа» (ЗАО НТК) важное место занимают работы, связанные с энергосберегающими технологиями, снижением потерь невозобновляемых энергоресурсов, улучшением экологической обстановки в районах добычи газа и нефти.

Ключевые слова: центробежные компрессоры, попутный газ, утилизация.

Important place in developments of «NII turbo compressor» ZAO named after V. B. Shneppa take works connected with energy saving technologies, reduction of losses of non renewable energy resources, improvement of ecological environment in regions of oil and gas production.

Key words: radial flow compressors, associated gas, utilization.

Участвуя в «Программе по утилизации сжигаемых в факелах попутных нефтяных газов, а также газов из газоконденсатных месторождений» с нефтяными компаниями и обществами ОАО «Газпром», ЗАО «НИИтурбокомпрессор им. В.Б. Шнеппа» разработало в 2004–2009 гг. рабочие проекты, по которым ОАО «Казанькомпрессормаш» изготовило и поставило ряд современных компрессорных установок (КУ) для утилизации попутного нефтяного газа, параметры которых представлены в табл.

К специфическим требованиям, которые необходимо учитывать при создании таких КУ, можно отнести:

♦ непостоянный состав газа по времени выработки месторождения;

♦ наличие углеводородных фракций, имеющих склонность при определенных повышенных температурах осаждаться в проточной части компрессора и газовых трубопроводах;

♦ наличие в составе газа сероводорода и других коррозионно-активных и опасных компонентов, что обусловило повышенные требования к компрессорам в части как материального исполнения, так и обеспечения безопасной и безлюдной эксплуатации;

♦ размещение КУ в удаленных и северных условиях, в том числе на морских платформах и компрессорных станциях;

♦ поставку КУ в ангарном исполнении со всеми системами жизнеобеспечения.

В 2004 г. был разработан центробежный компрессор 5ГЦ2-300/4,5-64 для Приобского место-

**Параметры компрессорных установок (КУ)
для утилизации попутного нефтяного газа**

	Производи- тельность, м³/мин	Давление, кгс/см²		Частота враще- ния ротора, об/мин	Мощность привода, МВт
		начальное	конечное		
5ГЦ2-300/4,5-64	300	4,5	64	8600	12
5ГЦ2-310/0,66-5 М3.1	310	0,66	5	7415	1,6
32ГЦ2-52/2-29 М3.1	52	2	29	14 107	2,5
3ГЦ2-46/6-35 М3.1	46	6	35	13 911	2
4ГЦ2-124/14-79 ГТУ	124	14	79	8200	8
66ГЦ-1162/1,3-38 ГТУ	1162	1,3	38	7300	16

рождения ОАО «Юганскнефтегаз». Компрессор предназначен для работы в составе ГПА-12 ДКС «Урал» с приводом от газотурбинного двигателя мощностью 12 МВт через мультипликатор.

В 2008 г. три компрессора 5ГЦ2-300/4,5-64 в составе ГПА-12 ДКС «Урал» были сданы в эксплуатацию на КС «Приобская» ОАО «Юганскнефтегаз».

В компрессоре применены самые передовые конструкторские решения в области компрессоростроения. Конструкция выполнена по безмасляной (сухой) схеме с применением магнитных подшипников фирмы S2M (Франция) и сухих газодинамических уплотнений John Crane (Англия). Применение сухой схемы снижает эксплуатационные затраты и повышает показатели надежности и долговечности работы компрессора.

5ГЦ2-300/4,5-64 – это первый российский компрессор, оснащенный магнитными подшипниками фирмы S2M.

Компрессор выполнен двухсекционным восьмиступенчатым с одним промежуточным охлаждением газа.

Рабочий диапазон частот вращения ротора компрессора – от 8600 до 10 200 об/мин.

В 2007–2008 гг. ЗАО НТК разработало и ОАО «Казанькомпрессормаш» (ОАО ККМ) изготовило и поставило два агрегата 4ГЦ2-124/14-79 ГТУ и три агрегата 66ГЦ-1162/1,3-38 ГТУ для Южно-Балыкского ГПК.

Агрегат **4ГЦ2-124/14-79 ГТУ** имеет газотурбинный привод мощностью 8 МВт и выполнен в ангарном исполнении. Корпус сжатия – 10-ступенчатый с одним промежуточным охлаждением, выполнен в сухом (без масла) исполнении и укомплектован магнитными подшипниками S2M и сухими газодинамическими уплотнениями ЗАО НТК.

Привод компрессора выполнен через сухую трансмиссию напрямую от газотурбинного двигателя.

Одним из самых перспективных направлений деятельности ЗАО НТК и ОАО ККМ является участие в поставке отечественного оборудования для морских стационарных платформ нефтяных и газовых месторождений континентального шельфа, где сейчас добывают более 34% нефти и 25% газа.

Россия располагает самым обширным морским шельфом, в котором, по самым грубым оценкам, скрыто 25% мировых углеводородных ресурсов.

Крупную нефтяную залежь нашли в Баренцевом море – месторождение «Приразломное», которое находится в 60 км от берега, глубина моря над ним – 20 м. Для него была спроектирована особая добывающая морская ледостойкая стационарная платформа (МЛСП) «Приразломная» с уникальными параметрами, позволяющими противостоять тяжелым ледовым условиям в этом районе.

Платформа была заложена для постройки на верфи ФГУП «Севмаш» в Северодвинске.

В 2004–2005 гг. ЗАО НТК и ОАО ККМ, участвуя в тендере на поставку компрессорного оборудования для МЛСП «Приразломная», предложили две центробежные компрессорные установки для сжатия попутного нефтяного газа.

Примечательно, что наряду с традиционной схемой компрессоров на подшипниках скольжения был предложен принципиально другой вариант – сухой компрессор.

В таком компрессоре полностью отсутствует система смазочного масла, исключен мультипликатор. Это достигается использованием современных передовых технологий:

- ♦ высокооборотного электропривода (при необходимости с регулируемой частотой вращения или с устройством безударного пуска);
- ♦ магнитных подвесов роторов привода и компрессора;
- ♦ сухих газодинамических концевых уплотнений компрессора;
- ♦ сухих пластинчатых муфт.

Несмотря на некоторое начальное удорожание, сухое исполнение имеет целый ряд преимуществ перед традиционными компрессорами в масляном исполнении.

Для условий морской платформы это:

- ♦ существенное уменьшение габаритов и массы компрессорного агрегата;
- ♦ упрощенный привод двигателя-компрессора (без мультипликатора);
- ♦ исключение загрязнения компримируемого газа маслом (полное отсутствие масла);
- ♦ отсутствие необходимости доставки и доливки масла;
- ♦ простота схемы;
- ♦ повышение эффективности компрессора из-за снижения потерь на трение в подшипниках;
- ♦ повышение эксплуатационной надежности и долговечности компрессорного оборудования;
- ♦ экологическая чистота;
- ♦ плавность запуска, минимальная величина пускового тока;
- ♦ самый эффективный способ регулирования основных параметров.

Возможно, благодаря такому двухвариантному предложению на заключительном этапе тендера российское компрессоростроение было представлено одним предприятием – ОАО «Казанькомпрессормаш», которое и выиграло тендер.

Результат тендера – заказ в 2005 г. от ФГУП ПО «Севмаш» на поставку центробежных компрессорных установок 5ГЦ2-310/0,66-5 М3.1 и 32ГЦ2-52/2-29 М3.1.

Согласно первоначальным требованиям проектанта платформы – английской фирмы KBR, предпочтение было отдано варианту традиционного исполнения с системой смазки.

Компрессорная установка 5ГЦ2-310/0,66-5 М3.1 предназначена для сжатия поглотительного (углеводородного) газа и подачи его в стриппинг-колонну для очистки добытой нефти в условиях морской платформы от серосодержащих примесей.

Компрессорная установка 32ГЦ2-52/2-29 М3.1 состоит из компрессоров низкого и высокого

давлений с общим приводом и объединенной маслосистемой и предназначена для сжатия, очистки и подачи попутного нефтяного газа в качестве топливного в газотурбинные установки выработки электроэнергии для всей платформы.

В связи с этим предъявляются особо повышенные требования к надежной и бесперебойной работе компрессоров.

Газовые центробежные компрессорные установки морского исполнения разрабатывались в ЗАО НТК впервые. Для выполнения заказа кроме общепромышленных нормативных документов были выполнены требования Правил классификации и постройки оборудования плавучих буровых установок и морских стационарных платформ, Правил классификации и постройки морских судов и других нормативных документов Российского морского регистра судоходства.

Установки соответствуют рекомендациям стандартов American Petroleum Institute API 613, API 614, API 617, API 671.

Проектирование, изготовление и испытание установок производилось под техническим наблюдением инспекторов Морского регистра. Рабочая документация была одобрена, предприятие-изготовитель, ОАО ККМ, было освидетельствовано, а сами компрессорные установки сертифицированы Морским регистром.

На платформе компрессорные агрегаты устанавливаются без специальных фундаментов на полу отсеков, расположенных на уровнях 36,5 м (32ГЦ2-52/2-29 М3.1) и 42 м (5ГЦ2-310/0,66-5 М3.1).

При проектировании и изготовлении учитывались специфические требования, предъявляемые заказчиком. В связи с этим установки имеют ряд отличительных особенностей по сравнению с традиционными разработками ЗАО НТК:

1. Впервые компрессорные агрегаты такой мощности и габаритов скомпонованы в единый блок: двигатель, мультипликатор, собственно компрессоры, агрегат смазки, стойки приборов, стойки управления системой уплотнений и пр.

Масса компрессорного агрегата 5ГЦ2-310/0,66-5 М3.1 – 37,5 т, а 32ГЦ2-52/2-29 М3.1 – более 40 т. При этом масса и габариты агрегатов не превысили жестко заданных значений.

2. Компоновка выполнена в строгом соответствии с заданными границами Skid, т.е. составные элементы всех систем объединены

внутри поставляемого блока с одним или двумя внешними подключениями каждой системы.

Кроме двигателя, мультипликатора и собственно компрессоров на опорной раме и внутри нее расположены:

- ◆ агрегат смазки, состоящий из маслобака и смонтированных на нем пускового насоса, маслофильтров, охладителей масла, запорной, регулирующей и предохранительной арматуры, трехходовых переключающих устройств, электрических нагревателей масла, трубопроводов;
- ◆ система смазки с местами отборов импульсов давления и температуры;
- ◆ система уплотнений;
- ◆ контрольно-измерительные панели систем сухих газодинамических уплотнений;
- ◆ система охлаждающей жидкости;
- ◆ системы подачи азота и буферного газа в уплотнения;
- ◆ система сообщения с атмосферой;
- ◆ системы сборов на свечу и факелы низкого и высокого давлений;
- ◆ система воздуха КИП;
- ◆ открытая и закрытая дренажные системы;
- ◆ стойки приборов и датчиков КИП;
- ◆ импульсная разводка;
- ◆ кабельная разводка с датчиками и клеммными коробками на границах Skid.

3. В связи с отсутствием отечественных двигателей, отвечающих предъявленным требованиям, применены двигатели серии AMDT фирмы ABB, имеющие сертификаты Морского регистра.

4. Впервые применены сухие газодинамические уплотнения на вакуумном компрессоре.

5. Впервые применены сухие пластинчатые муфты John Crane на компрессорах данного типа.

6. Для защиты палубы платформы и другого оборудования от вибрации и снижения уровня шума применены эластичные виброопоры ELASTOPLOTS FC фирмы CEF S.A. (Франция).

7. С целью уменьшения габаритов агрегат смазки расположен внутри опорной рамы, но при этом освобожден от нагрузок от двигателя, мультипликатора и компрессоров в отличие от конструкции «рама-маслобак».

8. Агрегат и система смазки изготовлены полностью из нержавеющей стали. В системе

смазки использованы гибкие металлорукава. В смотровых фонарях сливных коллекторов применены жаропрочные кварцевые стекла (по правилам Морского регистра).

9. Для смазки узлов трения применено (включено в поставку для первой заправки) масло синтетическое DACNIS SH32 фирмы TOTAL с температурой застывания -42°C , сохраняющее свои свойства при температуре до -20°C .

10. С целью уменьшения габаритов для охлаждения масла применены компактные пластинчатые теплообменные аппараты VT10 НК/CDS-16/60 Viton фирмы GEA.

11. По требованию заказчика в установках исключено применение чугунных деталей, которые заменены на стальные (в т.ч. корпуса мультипликаторов, маслонасосов, кожухов муфт, арматуры и пр.).

12. Кожухи муфт изготовлены из искробезопасного металла – бронзы.

13. Для сброса газа из газовых полостей при превышении допустимого давления применены предохранительные клапаны, объединенные в блоки с переключающими устройствами, оснащенными специальными дренажными кранами.

14. В газовой арматуре предусмотрена блокировка в закрытом или открытом положении.

15. Применяемые лакокрасочные покрытия – стойкие при использовании в условиях морского умеренно-холодного климата.

Обе установки прошли испытания в испытательном комплексе ОАО ККМ.

По требованию заказчика и Морского регистра на предприятии-изготовителе произведена полная контрольная сборка компрессорных установок.

Установки отгружены в Северодвинск в декабре 2006 г.

По результатам плодотворного сотрудничества ЗАО НТК, ОАО ККМ и ФГУП ПО «Севмаш» в конце 2007 г. был заказан еще один компрессор ЗГЦ2-46/6-35 М3.1 для морской платформы, который в 2008 г. был изготовлен, успешно испытан и отгружен в Северодвинск для монтажа на морской платформе Приразломного месторождения.

Конструктивно третий компрессор выполнен аналогично ранее поставленным компрессорам для МЛСП.



Аракелян В.Г., канд. хим. наук,
д-р техн. наук,
«Всероссийский
электротехнический
институт»;

Россия, 111250, Москва,
ул. Красноказарменная, 12.
Тел. (495) 361-95-81,
e-mail:vei@vei.ru

УДК 621.316

ДИАГНОСТИЧЕСКИЙ КОНТРОЛЬ СОСТОЯНИЯ ЭЛЕГАЗОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ

В основе систем контроля и управления лежит мониторинг – непрерывное наблюдение за рабочими и нормативными параметрами работающего оборудования. Диагностический контроль, т.е. контроль с функциями диагностики, кроме решения диагностических задач в системе мониторинга использует методы оперативной диагностики и диагностического обследования.

Ключевые слова: элегазовое оборудование, диагностический контроль, мониторинг, оперативная диагностика.

In the basis of control systems lies monitoring – constant supervision of operational and specified parameters of working equipment. Diagnostic check i. e. control with the functions of diagnostics together with solution of diagnostics tasks as a part of monitoring uses methods of operative diagnostics and diagnostic inspection.

Key words: gas-insulated equipment, diagnostics check, monitoring, operative diagnostics.

Развитие систем контроля и управления объектами электроэнергетики неизбежно. Это единственный путь к созданию необслуживаемых энергетических объектов при сохранении и расширении ресурсных возможностей оборудования, удешевлении их эксплуатации и продлении срока службы при незначительных дополнительных затратах.

В основе систем контроля и управления лежит мониторинг – непрерывное наблюдение за рабочими и нормативными параметрами

работающего оборудования. Диагностический контроль, т.е. контроль с функциями диагностики, кроме решения диагностических задач в системе мониторинга использует методы оперативной диагностики и диагностического обследования [1–6].

Идеология и общие задачи диагностического контроля

В состав элегазового электротехнического оборудования входят комплекс аппаратов,

составляющих комплектные распределительные устройства (КРУЭ), протяженные изолированные шинопроводы и отдельные аппараты: выключатели, измерительные трансформаторы, выполняющие свои функции в составе традиционных электроэнергетических предприятий.

Не всегда элегазовые аппараты целесообразно включать в систему автоматического мониторинга. Как правило, мониторинг распространяется на ремонтпригодные изделия многофазового заполнения. Например, элегазовые выключатели среднего напряжения, которые в последнее время конструируются как неремонтпригодные объекты однофазового заполнения, т.е. как полностью герметичные аппараты, заполняемые элегазом однажды в процессе производства и на весь срок службы, не подлежат охвату автоматическими системами контроля. Как правило, они оснащены только упрощенным сигнализатором потери плотности элегаза для предупреждения отказа. Таким образом, автоматическая система контроля распространяется на элегазовые электротехнические аппараты высокого напряжения, основу которых составляют элегазовые комплектные распределительные устройства (КРУЭ) и отдельностоящие выключатели (ОСВ). Тем не менее если система автоматического контроля уже существует на электроэнергетическом предприятии, создается или планируется, то целесообразно все элегазовые аппараты оснастить необходимым комплектом датчиков и включить в систему непрерывного автоматического контроля, переводя электроэнергетический объект в категорию необслуживаемых.

Рассмотрим задачи контроля параметров элегазового оборудования последовательно [7]. Общая сводка задач контроля приведена в табл. 1.

В разделах электротехнических и технических задач слежение за приведенными параметрами с указанной целью не вызывает сомнения.

Среди контролируемых параметров в разделе физических задач требует дополнительного пояснения только параметр влажности. Канал контроля влажности элегаза – очень ответственный, самый ответственный канал контроля качества элегаза для всех видов элегазовых аппаратов и для всех условий эксплуатации. Контроль этого параметра – это фактически определение производственного изъяна в системе обеспечения качества элегаза, построенной на технических требованиях на все стадии разра-

ботки и изготовления оборудования, нормативах качества и методах подготовки оборудования в соответствии с РД 16.066 [8, 9]. Если отклонений от технологии не было, то созданный канал контроля влажности элегаза весь срок службы будет работать вхолостую. Следовательно, вместо того чтобы организовывать канал информации по влажности элегаза (с датчиками на каждом отдельном отсеке), необходимо усилить контроль за соблюдением технологической дисциплины. Даже если этот канал будет создан, то через некоторое время необходимость его использования в будущих проектах должна отпасть по мере осознания справедливости требований технологии и ее реализации в производстве. Это тот самый случай, когда задача может быть и должна быть обеспечена иным образом. Тем не менее система мониторинга должна иметь этот канал информации для обеспечения возможности его реализации при необходимости и для исследований в этом направлении. Влажность воздуха в системе привода требует безусловного контроля только в случае наружной установки. Как правило, это необходимо для отдельно стоящих выключателей.

Среди электрофизических задач представляет интерес контроль частичных разрядов (ЧР) в твердой изоляции. ЧР в элегазе и на поверхности, связанные с загрязнением частичками, затухают в процессе эксплуатации за счет выгорания последних и попадания их в электростатические ловушки. А ЧР в твердой изоляции, наоборот, могут только развиваться по мере старения изоляционного материала. Тем не менее это – задача не для мониторинга. Мониторинг каждого изолятора в электротехническом объекте резко увеличил бы объем системы контроля, а необходимость этих знаний становится актуальной в конце срока службы при решении вопроса о его продлении или объеме ремонта. Поэтому этот параметр должен оставаться в зоне ответственности мероприятий диагностики. Для этого каждый изолятор должен быть оснащен очень простым устройством, позволяющим без отключения оборудования и без разгерметизации измерить уровень утечки тока (уровень ЧР) под рабочим напряжением.

Оптический метод контроля температуры (тепловидение) является методом оперативной диагностики и позволяет решать ряд важных задач в ходе диагностического контроля.

Наиболее обычным дефектом элегазовых аппаратов является их недостаточная газоплот-

ДИАГНОСТИКА И ИСПЫТАНИЯ

Таблица 1

Общая сводка задач контроля параметров элегазового оборудования

Тип задач	Контролируемый параметр	Цель контроля
Физические	Температура корпусов Давление элегаза Плотность элегаза (температура, давление) Влажность элегаза Давление воздуха в системе привода Влажность воздуха в системе привода	Перегрев токоведущих частей, оценка плотности. Предупреждение о достижении верхней границы, оценка плотности. Оценка пороговых значений плотности, расчет утечки, учет расхода элегаза. Определение соответствия нормативу, расчет нижней границы температурного интервала, расчет ресурса. Определение разрешенных операций. Определение состояния адсорбента в системе осушки, расчет нижней границы температурного интервала.
Химические	Содержание элегаза Содержание продуктов разложения (в виде кислотности) Содержание четырехфтористого углерода	Определение соответствия нормативу Определение качества поглотителя, расчет ресурса твердой изоляции. Износ фторопластового сопла, износ графитового сопла, износ графитовых контактов, расчет ресурса
Электрофизические	Частичные разряды в элегазе Частичные разряды по поверхности Частичные разряды в твердой изоляции	Определение уровня ЧР. Определение уровня ЧР. Определение старения изоляции
Электротехнические	Напряжение передаваемого тока Ток протекающий Ток отключения, включения Сопротивление главных и вторичных цепей Ток утечки наружной изоляции Сопротивление цепей прогрева Питание вспомогательных цепей ЧР в твердой изоляции	Наличие напряжения, отражение величины напряжения, отражение осциллограммы напряжения при коммутации тока, определение пропускной способности по мощности (совместно с протекающим током) Отражение величины тока, определение коэффициента использования пропускной способности по току, согласование с температурой токоведущих частей, отражение осциллограммы тока при коммутации Определение времени горения дуги, определение момента коммутации тока, счет операций, расчет коммутационного ресурса, определение износа контактов. Определение состояния контактных соединений Определение загрязнения изоляции. Определение целостности. Определение наличия напряжения. Износ изолятора

Тип задач	Контролируемый параметр	Цель контроля
Технические	Уровень жидкости в гидроприводе	Определение разрешенной операции, утечка жидкости из гидропривода.
	Положение движущихся частей выключателя, заземлителя и пр.	Определение положения для решения управленческих задач.
	Скорости перемещения движущихся частей выключателя	Определение состояния (энергозапаса) привода.
	Время работы двигателя привода	Определение ресурса двигателя.
	Количество операций привода	Определение ресурса, счет количества включений.
	Величина хода движущихся частей выключателя	Определение работоспособности привода.
	Время перемещения движущихся частей выключателя	Определение работоспособности привода.
	Синхронизация действия полюсов выключателя	Контроль рассогласования.
	Синхронизация акта отключения	Оптимизация работы выключателя
	Определение частоты включения и времени работы компрессора	Ресурс компрессора, износ компрессора, герметичность воздушной системы.
Положение блокировок	Решение управленческих задач.	
Оптические	Температура корпусов	Перегрев токоведущих частей

ность, выражающаяся в повышенной утечке элегаза, что приводит к снижению плотности элегаза (или давления при постоянной температуре) и, как следствие, снижению электрической прочности. Для устранения этой неисправности производится периодическое пополнение аппаратов элегазом.

В процессе эксплуатации происходит снижение качества элегаза, но при выполнении всех требований при производстве оборудования и подготовке его к эксплуатации качество элегаза остается на допустимом уровне в течение всего назначенного срока службы [7, 9].

Мониторинг подстанционного оборудования

Автоматическая система контроля (АСК) как часть системы контроля и управления объектами электроэнергетики строится на совокупности датчиков, источников питания, устройств формирования сигнала, линий связи и средств обработки сигналов, образующих каналы информации. Главным элементом АСК является ее интеллект – программа. Программные решения должны обеспечить максимальную интеллектуализацию системы с тем, чтобы при минимальном количестве датчиков обеспечивать максимальный уровень информирования персонала о состоянии электроэнергетического объекта. Вся информация, полученная по кана-

лам, в том или ином удобном виде представляется на экране компьютера, хранится в его памяти для обзора и представления в виде твердой копии и передается на верхний уровень иерархической системы контроля. Программа участвует в решении управленческих задач и в реализации логики запретов путем передачи информации о состоянии аппаратов и их блокировок на пульт управления.

Общие задачи АСК элегазового оборудования

Каналы информации АСК элегазового оборудования (ЭО) [6]:

- 1) температура аппарата (канал Э1);
- 2) давление элегаза (канал Э2);
- 3) положение (блокировок, контактов разъединителя, заземлителя, быстродействующего заземлителя или выключателя при отсутствии канала Э4) (канал Э3);
- 4) динамика выключателя (положение контактов, скорость и время перемещения) (канал Э4);
- 5) ток (канал Э5);
- 6) напряжение (канал Э6);
- 7) счетные функции (количество включений, интервал включений, время работы, общая наработка аппаратов или механизмов) (канал Э7);
- 8) ток утечки (на опоре, на изоляторе ввода) (канал Э8);
- 9) питание вспомогательных цепей (канал Э9);

Таблица 2

Величины нормируемых параметров элегазовых аппаратов

Контролируемый параметр	Диапазон	Размерность
Давление (избыточное)	0,1–1	МПа
Плотность элегаза	10–60	кг/м ³
Температура корпусов	-50–70	°С
Влажность воздуха (относительная)	10–100	%
Утечка элегаза в год (не более)	0,5	%
ЧР в элегазе (по ГОСТ 70074-83)	<20	пКл
Ход контактов штока выключателя	100–250	мм
Скорость движения контактов выключателя (около)	6,0–8,5	м/с
Время гашения дуги (ориентировочно)	20–25	мс

10) давление воздуха в пневмоприводе (канал Э10);

11) целостность цепей прогрева (канал Э11);

12) уровень жидкости для гидропривода (канал Э12);

13) влажность элегаза или воздуха в пневмоприводе (канал Э13);

14) рабочий и пусковой ток в электродвигателях приводов (канал Э14).

АСК ЭО работает в трех режимах: ординарный основной, ординарный дополнительный и экстраординарный.

В ординарном основном режиме все имеющиеся в системе датчики опрашиваются с заданной частотой. Ординарный основной режим действует постоянно. В ординарном дополнительном режиме, действующем в течение 10 мин от 3 ч ночи, в дополнение к основному режиму выполняется расчет годовой утечки.

Экстраординарный режим инициируется актом коммутации тока и является приоритетным. Это связано с необходимостью регистрации быстропротекающих процессов. Он может внедриться в любой из ординарных режимов. В экстраординарном режиме опрашиваются только датчики, связанные с актом дугогашения в выключателе (каналы Э4–Э6). После завершения акта коммутации работа АСК возвращается в режим, который был прерван. Потеря одной или двух точек давления и температуры существенно не повлияет на получение осредненного значения плотности и на расчет утечки, как и единичная потеря всех прочих элементов информации по другим каналам.

Диапазон величин контролируемых параметров приведен в табл. 2.

Автоматическая система контроля КРУЭ

Элегазовое комплектное распределительное устройство (КРУЭ) располагается, как правило, внутри отапливаемого помещения. АСК КРУЭ, как правило, использует первые десять, 13-й и 14-й из вышеперечисленных каналов.

Если КРУЭ предполагается разместить на открытой площадке, то АСК КРУЭ в случае необходимости должна быть дополнена каналом контроля влажности воздуха и каналом целостности цепи прогрева (эти каналы будут рассмотрены в АСК для отдельностоящих выключателей). Соответствующие изменения должны быть введены в случае использования гидроприводов.

Оценки в канале «температура» аппарата (канал Э1)

Сигнал от датчиков температуры принимается в ординарном основном и дополнительном режимах. Датчик температуры предназначен главным образом для измерения эквивалентной температуры аппарата для оценки плотности элегаза. Датчик температуры устанавливается в определенном месте на корпусе аппарата или сборки аппаратов с единым газовым объемом с тем, чтобы он в наибольшей степени отражал температуру, соответствующую обобщенной плотности элегаза в аппарате. При этом оценка максимальной температуры в какой-либо части аппарата или сборки (в дальнейшем – аппарата) условна, и для расчета возможной максимальной температуры корпуса (в верхней части) или токоведущей жилы могут быть введены поправки.

ДИАГНОСТИКА И ИСПЫТАНИЯ

Зафиксированное значение температуры аппарата используется:

1) для отражения текущего значения температуры данного аппарата на дисплее;

2) для сравнения температуры аппарата с допустимым максимумом температуры аппарата и с токовой нагрузкой в виде графика за последние полные и неполные сутки по средним ежеминутным значениям;

3) для отражения максимального суточного значения температуры данного аппарата (и времени, даты и величины тока в этот момент) за последние 10 сут.;

4) для определения превышения установленного максимального значения температуры для любого аппарата с указанием названия аппаратов, превышенного значения температуры, времени и числа превышений за последние 30 сут.;

5) для сравнения текущей температуры всех аппаратов данного типа для выявления наиболее нагретого с указанием списка шести самых «горячих» аппаратов данного типа за последние 10 сут. и максимальных суточных значений температуры, даты-времени и тока в этот момент;

6) для расчета плотности элегаза (см. «Дополнительные программные решения»).

Канал температуры может быть использован для измерения температуры любых других элементов электротехнического комплекса, если в этом возникает необходимость.

Разрешение канала: не хуже 0,1°C.

Оценки в канале «давление элегаза»

(канал Э2)

Сигнал от датчиков давления принимается в ординарном режиме (основном и дополнительном).

Датчик давления устанавливается снаружи аппарата или может быть от него удален (например, на подводящем элегаз трубопроводе). Зафиксированное значение используется:

1. Для контроля верхней границы разрешенного значения (среднее за минуту).

2. Для регистрации резкого снижения давления (в интервале 3 с в соответствии с установленными нормами падения) с целью подачи сигнала на блокировку и резервирование.

3. Для расчета средней за минуту плотности элегаза, подтвержденной в течение 10 мин как среднее за 10 мин с целью:

а) определения достижения граничного значения для сигнализации;

б) определения достижения граничного значения для блокировки или резервирования.

4. Для регистрации плотности элегаза с целью расчета годовой утечки элегаза в ординарном дополнительном режиме в течение 10 мин от 3 ч ночи (см. «Дополнительные программные решения»).

Разрешение канала: не хуже 0,1% шкалы.

Оценки в канале «положение» (блокировки, контактов разъединителя и др.) (канал Э3)

Датчик устанавливается на привод перемещаемых контактов аппаратов (кроме выключателя) или привод блокировки, а для ручной блокировки – непосредственно на блокирующий элемент. В ординарном основном режиме оцениваются состояния «включено» или «выключено» разъединителя или заземлителя. Оптические контакты отражают крайние (работоспособные) или промежуточные (неработоспособные) состояния аппаратов.

Работоспособные состояния используются для разрешения или запрета операций аппаратов в соответствии с заданной логикой. Неработоспособное состояние информирует о невозможности выполнения функций и о необходимости осмотра и ремонта.

Для быстродействующего заземлителя в этом канале дополнительно оцениваются время срабатывания контактов и средняя скорость перемещения подвижного контакта.

Оценки в канале «динамика» выключателя (канал Э4)

Положение контактов выключателя и их перемещение оценивается в ординарном основном и экстраординарном режимах. Датчик (оптическая пара «источник-приемник») устанавливается на деталях привода выключателя. Считывание «линейки» позволяет определить как положение контактов, так и направление движения и динамику их перемещения.

В ординарном основном режиме определяются:

1) включенное положение выключателя;
2) выключенное положение выключателя.

В экстраординарном режиме определяется:

1) включенное положение выключателя;
2) выключенное положение выключателя;
3) величина хода;
4) общее время перемещения;

- 5) ускорение на начальном участке;
- 6) скорость движения на среднем участке;
- 7) положение в момент размыкания контактов (при акте отключения) совместно с каналом тока;
- 8) положение в момент замыкания контактов (при акте включения) совместно с каналом тока;
- 9) скорость движения в момент замыкания или размыкания контактов;
- 10) общее число перемещений (включения, выключения) как ресурс привода.

Позиции 1–2 позволяют определить штатное положение движущихся контактов и общее число перемещений (позиция 10). Позиции 1–3 позволяют определить износ в приводной системе и системе демпфирования. Позиции 4–6 оценивают энергозапас привода. Позиции 7–8 характеризуют состояние (выгорание) контактов. Позиции 7–9 характеризуют процесс дугогашения.

Оценка в канале «ток» (канал Э5)

Сигнал снимается с клемм трансформатора тока, который используется как датчик, в обычном основном и экстраординарном режимах.

В обычном основном режиме определяются:

- 1) величина тока как усредненное значение за 10 с;
- 2) нагрузка по току (коэффициент использования оборудования по току) как отношение усредненного значения передаваемого тока к номиналу в текущий момент, за последние сутки и за все время работы от момента пуска в эксплуатацию;
- 3) нагрузка по мощности (коэффициент использования оборудования по мощности) совместно с каналом Э6 («напряжение») как отношение произведения усредненных за 10 с значений тока и напряжения к произведению номинальных значений $I_{ном} \Sigma U_{ном}$ в данный момент, за последние сутки и за весь срок службы.

В экстраординарном режиме выполняется запись процесса отключения или включения тока выключателем (осциллографирование) в виде графика тока во времени для дальнейшего определения:

- 1) тока КЗ (максимального значения);
- 2) момента прерывания тока (или замыкания) для определения согласованности момента отключения (или включения) тока в фазах А, В и С;

- 3) положения контактов выключателя в момент замыкания/размыкания (в канале Э4);
- 4) нагрузки на контакты в виде $Z(7-1)$ как фактор ресурса (или износа) контактов;
- 5) количества отключений – назначенного ресурса выключателя по техническим условиям.

Осциллограммы тока при отключении токов КЗ в диапазоне от 0,6 до 1 номинального тока отключения хранятся в течение всего срока службы.

Оценка в канале «напряжение» (канал Э6)

Сигнал снимается с клемм трансформатора напряжения, который используется как датчик, в обычном основном и экстраординарном режиме. В обычном основном режиме определяются:

- 1) наличие напряжения;
- 2) величина напряжения как усредненное значение за 10 с;
- 3) передаваемая мощность (как описано в канале тока).

В экстраординарном режиме выполняется запись процесса отключения или включения тока выключателем (осциллографирование) в виде графика напряжения во времени. График хранится в течение всего срока службы в виде осциллограммы напряжения.

Оценки в канале «счетные функции» (канал Э7)

Канал используется:

- 1) для счета времени работы (ресурса) компрессора пневматического привода или гидропривода;
- 2) для счета интервала между включениями компрессора или гидропривода и расчета утечки воздуха или жидкости;
- 3) для счета количества включений двигателя компрессора или гидропривода;
- 4) для счета количества операций привода (ресурс привода разъединителя и других, кроме выключателя, ресурс механизма электрического включения).

Выполняется в виде подсоединения к клеммам электродвигателя (есть напряжение – нет напряжения). Работает в обычном основном режиме.

По п. 2 устанавливается частота включения компрессора. По п.1 и 2 – износ компрессора или утечка в пневмосистеме и износ в системе гидропривода.

Счетная функция в канале Э4 выполняется самостоятельно по сигналу оптических пар включенного и выключенного положений.

Оценки в канале «ток утечки» (канал Э8)

Канал предназначен для определения загрязнения внешней изоляции. Используется в ординарном основном режиме. Ток утечки контролируется путем установки кольцевого электрода под нижнее ребро изолятора. Поступающий на электрод дискретный сигнал преобразуется в постоянный, доступный для анализа в ординарном режиме опроса канала.

Считанная информация усредняется до среднесуточного значения и преобразуется в средний ток утечки. Сравнение с допустимым значением позволяет вывести на экран информацию о степени загрязнения наружного изолятора в процентах, а при достижении допустимого значения – вывести внеочередной репортаж о необходимости его промывки.

Оценка в канале «питание вспомогательных цепей» (канал Э9)

Датчик подсоединяется к клеммам источника питания вспомогательных цепей. Датчик предназначен для определения наличия (да, нет) напряжения питания вспомогательных цепей. Канал работает в ординарном основном режиме.

Оценки в канале «давление воздуха» (канал Э10)

Текущее значение давления воздуха (среднее за 1 мин) в пневматическом приводе, в снабжающем трубопроводе или емкости оценивается для сравнения с минимальными допустимыми уровнями. Один уровень используется для сигнализации, другой – для блокировки операций выключателя.

Значение давления воздуха может быть использовано для запуска компрессора, если это не предусмотрено иным способом.

Разрешение канала – 1% шкалы.

Оценки в канале «влажность» элегаза (канал Э13)

Тонкопленочный датчик влажности устанавливается как парный датчику давления, но он должен размещаться как можно ближе к измеряемому объему или непосредственно в нем. Сигнал от датчиков влажности принимается в ординарном режиме (основном и дополнительном). Зафиксированное значение относительной влажности используется для сравнения с нормативным показателем, для расчета общего

влагосодержания аппарата или сборки аппаратов и для определения динамики роста влагосодержания. Для аппаратов наружной установки по данным температуры и влажности элегаза рассчитывается нижний предел рабочей температуры.

Оценки в канале «рабочий и пусковой ток» электродвигателей (канал Э14)

Контроль тока при включении и работе электродвигателей приводов позволяет оценить исправность узлов привода путем сравнения с номинальными значениями.

Дополнительные программные решения по плотности и утечке [10, 7]

Канала плотности элегаза в АСК КРУЭ физически не существует, но расчет плотности, ее отклонений от номинала, от установленных нормативных значений и оперативный расчет величины утечки представляет наибольший интерес. Расчет плотности и утечки элегаза осуществляется по сигналам двух каналов информации: температуры и давления. Использование плотномеров (в виде датчиков давления, скомпенсированных по температуре, и тем более основанных на дифференциальном принципе) для контроля плотности не позволяет быстро решать стратегическую задачу определения годовой утечки элегаза и резко снижает информативность системы из-за отсутствия отдельных каналов температуры и давления, в которых решаются и свои самостоятельные задачи, либо в противном случае приводит к неоправданному удорожанию системы, не обеспечивая никаких преимуществ. Использование плотномеров целесообразно только для примитивных замкнутых систем контроля (например, для сигнализации в выключателях среднего напряжения, не подлежащих диагностическому контролю).

Значения температуры и давления, получаемые ежесекундно в ординарном основном и дополнительном режимах, используются для расчета текущей плотности элегаза:

$$\rho = \frac{17600}{\frac{T}{p} - 10^{-7} (104,08 - 66p + 1,72 \cdot 10^{-2} p^2 + 60p^2)} / T^3,$$

где: p – в МПа,
 T – в К и ρ – в кг/м³.

Значения плотности, накопленные за 10 мин, усредняются и используются для сравнения с установленными граничными значениями для

ДИАГНОСТИКА И ИСПЫТАНИЯ

сигнализации, для блокировки или для резервирования с выдачей соответствующих сигналов и внеочередных репортажей.

В ординарном дополнительном режиме, действующем в течение 10 мин от 3 ч ночи, осредненное значение плотности элегаза, полученное из 600 пар точек давления (канал 1) и температуры (канал 2) и текущего времени (точно так же, как и в ординарном основном режиме), используется не только для расчета текущей плотности (как в основном режиме), но и для расчета годовой утечки элегаза:

$$\rho = A + B \cdot t,$$

где: ρ – плотность элегаза в $\text{кг}/\text{м}^3$,

t – время в сутках от запуска или перезапуска системы на измерение утечки.

Утечка в %/год:

$$u = - 365,243 B/A.$$

Коэффициенты A и B определяются методом наименьших квадратов по всем предыдущим парам данных «плотность-время», накопленных в ординарном дополнительном режиме (до 365 пар). Рассчитанная утечка выводится на экран по достижении повторенного трижды отклонения меньше 20% вновь получаемого результата от предыдущего (или после 3 месяцев с момента пуска) и далее обновляется на экране каждые сутки сразу после выполнения измерения вплоть до принудительного изменения плотности (дозаполнения аппарата). Получение 366-й и последующих пар «плотность-время»

приводит к одновременному удалению первой пары из банка данных для расчета коэффициентов A и B , так что на экране каждый день обновляется значение годовой утечки за прошедшие 365 суток (за прошедший год). Средняя годовая утечка в данном аппарате (на 31 декабря) как среднее значение ежедневной годовой утечки за все дни текущего года (для полного года или если в текущем году время наблюдения составило более 4 месяцев) хранится в памяти для представления сводки об утечке по годам с указанием даты запуска. В случае дозаправки аппарата элегазом осуществляется перезапуск измерения утечки для данного аппарата (до наступления 3 ч ночи). В сводке по утечке по годам появляется новая строка с указанием даты перезапуска.

Регистрируемая утечка является обобщенным параметром за истекший год и не выражает утечку элегаза из аппарата в данный момент.

По каналам температуры и давления в ординарном основном режиме производится расчет потери элегаза как за счет нормативной утечки, так и при непредвиденных обстоятельствах: аварии с разгерметизацией, несанкционированном сбросе давления, падении давления элегаза и пр. По данным каналов температуры и давления, по известному значению объема аппарата или сборки аппаратов вычисляется потерянная масса элегаза. Потерянная масса элегаза суммируется для учета общего расхода элегаза и сравнивается с текущими поставками на приобретение нового элегаза.

Продолжение в следующем номере

НОВОСТИ

ВМЗ НАМЕРЕН В 2010 г. ВЛОЖИТЬ 6 МЛН РУБ. В ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИЕ ТЕХНОЛОГИИ

«Воронежский механический завод» – филиал ФГУП «ГКНПЦ им. М.В. Хруничева» – приступил к внедрению в производство энергоэффективных технологий. На установку энергосберегающих ламп с начала этого года направлено более 500 тыс. руб., что в будущем даст возможность экономить около 200 тыс. руб. в год. В целом в 2010 г. на энергосбережение планируется направить более 6 млн руб. Экономический эффект от внедрения новых технологий составит порядка 13 млн руб. в год. Период окупаемости вложенных средств оценивается в 2,5–3 года.

Переход на энергосберегающие технологии позволит снизить объем энергопотребления на предприятии в среднем на 10–15%.

Для того чтобы внедрить эти технологии во всех цехах завода, потребуется вложить около 50 млн руб. Экономия в этом случае составит порядка 20 млн руб. в год.

«Воронежский механический завод»



Шкирмонтов А.П., канд. техн. наук,
ИД «Панорама»,

Россия, 125040, Москва,
ул. Верхняя, д. 34.
E-mail: aps@panor.ru

УДК 669.168.3:621.365.2

ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОМПЛЕКСА ПАРАМЕТРОВ ДЛЯ ПОЛУЧЕНИЯ ЭНЕРГОТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО КРИТЕРИЯ РАБОТЫ ФЕРРОСПЛАВНОЙ ЭЛЕКТРОПЕЧИ

Проведен анализ энергетических, технологических и конструктивных параметров ферросплавной печи с последующей выборкой по комплексам. В результате получена безразмерная величина, которая учитывает электрический режим, тепловую работу ванны печи, эффективность и технологические особенности выплавки ферросплавов.

Ключевые слова: ферросплавная печь, электрический КПД, коэффициент мощности, тепловой КПД, величина извлечения ведущего элемента в сплав.

An article states analysis of power, technological and constructive parameters of ferroalloy furnace with the further selection by complexes. As a result nondimensional value was determined which takes into account electrical mode, thermal operation of furnace's bath, effectiveness and technological peculiarities of ferroalloys smelting.

Key words: ferroalloy furnace, electrical efficiency, power coefficient, thermal efficiency coefficient, value of extraction of the leading element into alloy.

Современные ферросплавные рудовосстановительные печи являются весьма мощными потребителями электроэнергии. Так, в РФ единичная мощность электропечного агрегата составляет 10–40 МВ·А, в СНГ – до 63–81 МВ·А. При сравнительно невысоком рабочем напряжении (160–270 В) сила тока в электродах достигает уровня (50–160 кА). В результате имеют место большие активные и реактивные потери, величина кото-

рых пропорциональна квадрату силы тока в электродах. Электрический режим и параметры технологии выплавки ферросплавов углеродотермическим процессом тесно взаимосвязаны, и далеко не всегда повышение электрических параметров способствует улучшению технологических величин. Традиционная практика расчета общего КПД ферросплавной электропечи [1] учитывает лишь величины теплового и электрического КПД.

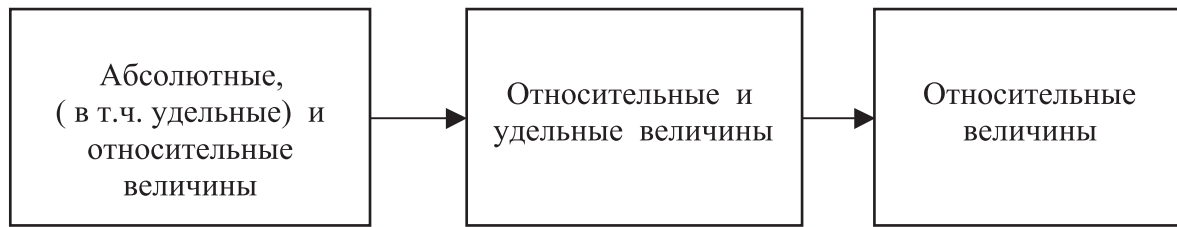


Рис. Блок-схема преобразования энерготехнологических параметров ферросплавной рудовосстановительной электропечи по комплексам

Ферросплавные печи являются не только мощными потребителями электроэнергии, но и большого количества шихтовых материалов, в том числе предварительно подготовленных рудных материалов, флюсующих, углеродистых восстановителей и др. При этом учет эффективного использования печей по энергетическим и технологическим параметрам очень актуален, а вопрос энергоресурсоэффективности печного агрегата с точки зрения бережливого производства считается основным.

Работа ферросплавной печи характеризуется большим количеством параметров при выплавке различных сплавов. Из общего спектра параметров печи были выделены три комплекса величин (рис.). Перечень параметров работы ферросплавной рудовосстановительной электропечи по комплексам приведен в табл. 1. Наряду с абсолютными величинами относительные величины – это обобщающие показатели, которые выражают меру количественных соотношений, присущих конкретным процессам и объектам [4], например коэффициент мощности, электрический КПД и извлечение ведущего элемента в сплав.

На основании анализа трех групп параметров ферросплавных печей (энергетических, технологических и конструктивных) выявлены взаимосвязи между абсолютными величинами одной группы, которые приводят к нескольким относительным величинам.

Относительные величины могут образовывать систему взаимосвязанных комплексных показателей, такие как относительная величина сравнения [5]. В результате выборки по комплексам (табл. 1) получена безразмерная величина, которая учитывает электрический режим, тепловую работу ванны печи, эффективность и технологические особенности выплавки ферросплавов. Комплексная величина (Sh), характеризующая основные факторы энергоресурсосбережения, при условии минимального

удельного расхода электроэнергии на 1 баз. т сплава, имеет следующий вид:

$$Sh = K_{ит} \cdot \cos \varphi \cdot \eta_{эл} \cdot \eta_T \cdot \eta_{изв}, \quad (1)$$

где: $K_{ит}$ – коэффициент использования мощности трансформатора;

$\cos \varphi$ – коэффициент мощности печи;

$\eta_{эл}$ – электрический КПД;

η_T – тепловой КПД;

$\eta_{изв}$ – величина извлечения ведущего ведущего элемента в сплав.

Рассматриваемая величина как комплексный параметр работы ферросплавной печи [6] может быть использована для оценки эффективности конструкции, технологии и сравнения параметров при выплавке однотипных ферросплавов.

Коэффициент использования трансформаторной мощности, из практики работы печей небольшой мощности, близок к условию $K_{ит} \approx 1$. Однако с увеличением мощности трансформатора $K_{ит} \rightarrow 0,75-0,80$, например, для печи РКЗ-33 при номинальной мощности 33 МВ·А (установленная мощность трансформаторов – 40 МВ·А), для печи РПЗ-48, номинальная мощность 48 МВ·А (мощность трансформаторов – 63 МВ·А), и для печи РКЗ-63 (мощность трансформаторов – 81 МВ·А).

С ростом мощности печных трансформаторов происходит существенное снижение естественного коэффициента мощности печи до уровня 0,46–0,60. Для этого используют установки компенсации реактивной мощности для увеличения $\cos \varphi$ электропечной установки до уровня 0,92 и выше, но при этом мощность компенсации приближается к мощности печного трансформатора, что приводит к существенному увеличению капитальных и эксплуатационных затрат.

Электрический КПД характеризует долю активных потерь тока в короткой сети и в электродах. Работа печи на повышенном напряжении

**Сводные величины параметров работы
ферросплавной рудовосстановительной электропечи**

№ п/п	Комплекс 1	Комплекс 2	Комплекс 3
1	2	3	4
I	<p>Энергетические параметры:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Установленная мощность трансформатора, $S_{уст}$, МВА 2. Используемая мощность трансформатора, $S_{исп}$, МВА 3. Рабочее напряжение, $U_{раб}$, В 4. Полезное фазное напряжение, $U_{пф}$, В 5. Коэффициент мощности, $\cos \varphi$ 6. Активная мощность печи, $P_{акт}$, МВт 7. Полезная мощность, $P_{пол}$, МВт 8. Сила тока в электроде, $I_{э}$, кА 9. Электрический КПД, $\eta_{эл}$ 10. Коэффициент использования трансформаторной мощности, $K_{ит}$ 11. Тепловые потери (кожухом ванны печи, колошником, отходящими газами, охлаждение водой и воздухом), $Q_{тп}$, МВт 12. Тепловой КПД, $\eta_{т}$ 13. Параметры короткой сети (активное – $R_{кс}$, индуктивное – $X_{кс}$ сопротивления) и ванны печи – $R_{в}$, $X_{в}$, МОм 14. Тепло на диссоциацию окислов, $Q_{восс}$ 15. Тепло сплава и шлака, $Q_{м-ш}$ 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Коэффициент использования трансформаторной мощности, $K_{ит}$ Прим. 1. Величины, используемые для выражения $K_{ит}$: $S_{уст}$, $S_{исп}$, $U_{раб}$, $I_{э}$, 2. Коэффициент мощности, $\cos \varphi$ Прим. 2. Величины, используемые для выражения $\cos \varphi$: $S_{исп}$, $P_{акт}$, $U_{раб}$, $I_{э}$, $R_{кс}$, $X_{кс}$, $R_{в}$, $X_{в}$ 3. Электрический КПД, $\eta_{эл}$ Прим. 3. Величины, используемые для выражения $\eta_{эл}$: $P_{пол}$, $P_{акт}$, $U_{пф}$, $U_{раб}$, $I_{э}$, $R_{кс}$, $R_{в}$ 4. Тепловой КПД, $\eta_{т}$ Прим. 4. Величины, используемые для выражения $\eta_{т}$: $P_{пол}$, $Q_{тп}$, $Q_{восс}$, $Q_{м-ш}$ 	<p>Выделены параметры:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Коэффициент использования трансформаторной мощности, $K_{ит}$ 2. Коэффициент мощности печи, $\cos \varphi$ 3. Электрический КПД, $\eta_{эл}$ 4. Тепловой КПД, $\eta_{т}$
II	<p>Технологические параметры:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Производительность, P, т/час, (т/сут) 2. Удельный расход электроэнергии на 1 баз. т сплава, W, кВт · ч/т 3. Удельный расход шихты на 1 баз. т сплава, $M_{ших}$, кг 4. Кратность ($K_{ршл}$), основность ($B_{шл}$), состав шлака (MeO, \dots)_{шл} 5. Отношение углерода к ведущему элементу в шихте, ($C/V.э.ших$) 6. Распределение ведущего элемента при выплавке (сплав – шлак – газовая фаза), $V.э. \rightarrow Me - (MeO)_{шл}$, – газ.фаз. 7. Извлечение ведущего элемента в сплав, $\eta_{изв.вэ}$ 8. Величина заглупления электродов в шихту, $h_{ш}$, м 9. Величина подэлектродного промежутка (электрод – подина), h, м 10. Содержание ведущего элемента в сплаве, [В.э.], % 11. Состав шихты 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Извлечение ведущего элемента в сплав, $\eta_{изв.вэ}$ <i>Прим. 1.</i> Величины, используемые для выражения $\eta_{изв.вэ}$ и влияющие на данный параметр: $M_{ших}$; $K_{ршл}$; $B_{шл}$; (MeO, \dots)_{шл}; $C/V.э.ших$; $V.э. \rightarrow Me - (MeO)_{шл}$, – газ.фаз.; [В.э.]; $h_{ш}$; состав шихты. 2. Подэлектродный промежуток, h. <i>Прим. 2.</i> При выражении h через диаметр электрода ($d_э$) в относительных величинах ($h/d_э$) отмечается, что данный параметр имеет традиционный диапазон 0,6–0,8 для выплавки большинства ферросплавов [2]. 3. Заглупление электродов в шихту, $h_{ш}$ 	<p>Выделены параметры:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Извлечение ведущего элемента в сплав, $\eta_{изв.вэ}$ <p><i>Граничные условия (min/max):</i></p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Удельный расход электроэнергии, W, кВт · ч/т – min. 2. Производительность, P, т/час – max

Продол. табл. 1

№ п/п	Комплекс 1	Комплекс 2	Комплекс 3
1	2	3	4
		<p><i>Прим. 3.</i> При выражении через диаметр электродов ($h_{ш}/d_э$) данная величина также изменяется в определенных пределах 1,0–1,2.</p> <p><i>Граничные условия (min/max):</i> 1. Удельный расход электроэнергии, W, кВт · ч/т – min. 2. Производительность, П, т/час – max</p>	
III	<p>Параметры ванны печи: 1. Размеры рабочего пространства в плане, диаметр ванны ($D_в$) или ширина и длина ($B_в \times L_в$), м 2. Глубина ванны, $h_в$, м 3. Диаметр электродов, $d_э$, м 4. Диаметр распада электродов, $D_р$, м 5. Расстояние между центрами электродов (распад электродов), $d_р$, м 6. Расстояние от электрода до стенки ванны печи, α, м</p>	<p>При выражении геометрических параметров ванны через диаметр электрода получены следующие соотношения, по данным [2]: 1. Размеры ванны в плане, $D_в/d_э$. <i>Прим. 1.</i> $D_в/d_э = 5,15 - 5,57$ (ср. 5,36). 2. Глубина ванны, $h_в/d_э$. <i>Прим. 2.</i> $h_в/d_э = 2,0 - 2,33$ (ср. 2,17). 3. Диаметр распада электродов, $D_р/d_э$. <i>Прим. 3.</i> $D_р/d_э = 2,42 - 2,58$ (ср. 2,50). 4. Расстояние между центрами электродов (распад электродов), $d_р/d_э$. <i>Прим. 4.</i> $d_р/d_э = 2,10 - 2,25$ (ср. 2,18). 5. Расстояние от электрода до стенки ванны, $\alpha/d_э$. <i>Прим. 5.</i> $\alpha/d_э = 0,86 - 1,0$ (ср. 0,93), для бесшлаковых процессов*. В большинстве ванны печей одноподобны, поэтому отклонение геометрических параметров в относительных величинах невелико н.б. 3,2–7,8%. *Для шлаковых процессов [3] расстояние от электрода до стенки ванны несколько больше и составляет 0,95–1,20 (ср. 1,08)</p>	Параметр не выделен
IV	Комплексный параметр (Sh):	Комплексная, безразмерная величина, характеризующая работу ферросплавной печи, при условии минимального удельного расхода электроэнергии на 1 баз. т сплава	$Sh = K_{ит} \cdot \cos \varphi \cdot \eta_{эл} \cdot \eta_T \cdot \eta_{изв.вэ}$

Таблица 2

Изменение энерготехнологических параметров выплавки ФС75

Параметры	Печи	
	№ 1	№ 2
Исходные данные:		
Рабочее напряжение, В	148	160
Сила тока в электродах, кА	39,0	36,2
Энерготехнологические параметры для расчета :		
Коэффициент использования мощности, $K_{ит} \approx 1$		
Коэффициент мощности печи, $\cos \varphi$	0,810	0,830
Электрический КПД, $\eta_{эл}$	0,833	0,852
Тепловой КПД, η_T	0,525	0,496
Извлечение кремния в сплав, η_{Si}	0,890	0,863
Энерготехнологический критерий работы печи, Sh	0,3153	0,3027
Условие min расхода:		
Удельный расход электроэнергии, кВт·ч/т	8725	9278

улучшает электрический КПД и коэффициент мощности. Однако чрезмерное увеличение рабочего напряжения уменьшает заглубление электродов в шихту, увеличивает долю токов шихтовой проводимости (электрод – электрод) в верхних горизонтах ванны, что приводит к перераспределению энергии, захлаживанию подины и трудностям выпуска расплава из печи. Как следствие, снижается тепловой КПД и увеличивается удельный расход электроэнергии, несмотря на улучшение электрических параметров.

Величина извлечения ведущего элемента в сплав зависит не только от технологических особенностей выплавки и состава шихтовых материалов, но и от электрических параметров, определяющих положение электрода в ванне печи. Уменьшение заглубления электрода при увели-

чении напряжения может привести к повышенному улету ведущего элемента в газовую фазу и к снижению его извлечения в сплав. В конечном итоге также повышается удельный расход электроэнергии. Например, рассмотрим два классических режима работы круглых трех электродных ферросплавных печей одинаковой мощности [7] на обычном и повышенном напряжении при выплавке 75%-ного ферросилиция. Энерготехнологические параметры выплавки ферросилиция приведены в табл. 2.

Аналогично рассмотрены параметры выплавки углеродистого феррохрома в печах одинаковой мощности в открытом и закрытом режимах по данным [8, 9]. Сравнение энерготехнологических параметров выплавки феррохрома приведено в табл. 3.

Таблица 3

Параметры выплавки углеродистого феррохрома в печах одинаковой мощности

Параметры	Печи	
	Открытая	Закрытая
Энерготехнологические параметры для расчета:		
Коэффициент использования мощности, $K_{ит} \approx 1$		
Коэффициент мощности печи, $\cos \varphi$	0,887	0,879
Электрический КПД, $\eta_{эл}$	0,916	0,906
Тепловой КПД, η_T	0,455	0,520
Извлечение хрома в сплав, η_{Cr}	0,856	0,880
Энерготехнологический критерий работы печи, Sh	0,3165	0,3644
Условие min расхода:		
Удельный расход электроэнергии, кВт·ч/т	3634	3592

Таблица 4

Сравнение параметров печей мощностью 16,5–81 МВ·А при выплавке ферросилиция с учетом энерготехнологического критерия работы ферросплавной печи

Параметры	Тип печи			
	РКЗ – 16,5	РКЗ – 22,6	РКЗ – 33	РКЗ – 63
Исходные данные:				
Установленная мощность трансформатора, МВ·А	16,5	27,0	40,0	81,0
Технология выплавки	FeSi	FeSi	FeSi	FeSi
Извлечение ведущего элемента (кремния) в сплав	0,940	0,935	0,939	0,932
Мощность УПК*, МВ·Ар	–	14,0	22,4	82,5
Естественный коэфф. мощности	0,844	0,700	0,650	0,500
Коэффициент мощности с УПК	–	0,937	0,921	0,926
Электрический КПД	0,915	0,908	0,903	0,892
Тепловой КПД	0,465	0,470	0,460	0,470
Результаты расчета:				
Коэффициент использования мощности трансформатора	0,915	0,837	0,825	0,778
Общий КПД печи	0,426	0,427	0,415	0,419
Энерготехнологический критерий работы ферросплавной печи:				
– Sh печи без УПК	0,3089	0,2338	0,2092	0,1520
– Sh печи с УПК	–	0,3129	0,2964	0,2815

*Прим.: УПК – установка продольно-емкостной компенсации реактивной мощности.

Таким образом, выплавка шлаковым процессом на примере углеродистого феррохрома в закрытой печи по сравнению с открытой печью одинаковой мощности показала более предпочтительный вариант на основе величины энерготехнологического критерия работы ферросплавной печи – 0,3644 (по сравнению с 0,3165) при условии минимального удельного расхода электроэнергии.

Представляет интерес рассмотреть изменения параметров ферросилициевых печей с увеличением мощности печей (табл. 4).

Использование УПК в конкретных условиях с учетом величины коэффициента использования мощности трансформатора позволяет эксплуатировать печи с величиной энерготехнологического критерия в диапазоне 0,2815–0,3129, и повышение мощности свыше 27 МВА не улучшает величины этого параметра.

Энерготехнологический критерий кроме энергетических параметров учитывает извлечение ведущего элемента в сплав. Для бесшлаковых процессов величина извлечения достаточно высока – до 92–95% и не оказывает существенного влияния на комплексный параметр. Для ряда шлаковых процессов степень извлечения

значительно ниже 60–75%, поэтому значения энерготехнологического критерия в этом случае будут существенно меньше. Ухудшение качества рудного сырья по ведущему элементу будет отмечено снижением комплексного параметра.

Следовательно, с учетом факторов энергоресурсосбережения для более точной оценки эксплуатационных параметров предложен энерготехнологический критерий работы ферросплавной печи, который более объективно и наглядно учитывает факторы конструкции, технологии и электрического режима.

Библиографический список

1. **Кривандин В.А., Егоров А.В.** Тепловая работа и конструкции печей черной металлургии. – М.: Металлургия. – 1989. – С. 432–433.
2. **Струнский Б.М.** Расчеты руднотермических печей. – М.: Металлургия. 1982. – 192 с.
3. **Поволоцкий Д.Я., Роцин В.Е., Рысс М.А.** и др. Электрометаллургия стали и ферросплавов. – М.: Металлургия. – 1974. – 550 с.

4. **Степанов В.Г.** Статистика. – М.: МИЭИМ. – 2007. – 172 с.

5. **Чернова Т.В.** Экономическая статистика. – Таганрог: Издательство ТРТУ. – 1999. – 140 с.

6. **Шкирмонтов А.П.** Комплексная оценка энергетических и технологических параметров ферросплавных рудовосстановительных электропечей // Главный энергетик. 2009. – № 4. – С. 76–78.

7. **Елютин В.П., Павлов Ю.А., Левин Б.Е. и др.** Производство ферросплавов. – М.: Металлургиздат. 1957. – С. 62–63.

8. **Щедровицкий Я.С.** Производство ферросплавов в закрытых печах. – М.: Металлургия. – 1975. – С. 95–100.

9. **Данцис Я.Б.** Методы электротехнических расчетов руднотермических печей. – Л.: Энергоиздат. – 1982. – С. 142–143.

НОВОСТИ

ОАО «ЭЛЕКТРОКАБЕЛЬ» КОЛЬЧУГИНСКИЙ ЗАВОД» ПРЕДУПРЕЖДАЕТ О ФАКТАХ МОШЕННИЧЕСТВА

В связи с тем что в последнее время потребители обращают все большее внимание на качество продукции, в первую очередь ориентируясь на торговую марку производителя, чаще стали отмечаться случаи мошенничества с сопроводительной документацией на кабели и провода, якобы изготовленные ОАО «Электрокабель "Кольчугинский завод"».

Недавно в адрес завода «Электрокабель» поступила претензия по качеству продукции от крупной строительной компании. В письме указывалось, что данная организация приобрела у пермской фирмы кабели марки ВВГнг-LS различных сечений в количестве 48,1 км. При этом единственным сопроводительным документом, подтверждающим завод-изготовитель, являлась копия сертификата соответствия на кабель ВВГнг-LS, выданного ОАО «Электрокабель "Кольчугинский завод"».

В ходе разбирательства было установлено, что ОАО «Электрокабель "Кольчугинский завод"» не является изготовителем поставленной в адрес пострадавшей стороны продукции, а именно:

1. Маркировка изделия не соответствует требованиям НД на изделие и маркировке нашего предприятия (отсутствует наименование или код изготовителя).

2. Сопроводительные ярлыки также не соответствуют требованиям НД и форме ярлыков ОАО «Электрокабель "Кольчугинский завод"» в части наименования производителя или товарного знака, в условном обозначении отсутствует идентификационный номер бухты и штамп ОТК, знаки обязательной сертификации в системе ГОСТ Р и в области пожарной безопасности.

3. На данную партию кабелей отсутствует сертификат качества ОАО «Электрокабель "Кольчугинский завод"», выполненный на бланке с водяными знаками и имеющий индивидуальный идентификационный номер.

Указанные нарушения и выявленные в ходе монтажа конструктивные несоответствия кабеля позволяют сделать вывод о том, что данная продукция, проданная под маркой завода «Электрокабель», вряд ли может обеспечить требования электрической, пожарной и экологической безопасности! Так что теперь все вопросы о замене продукции пострадавшая сторона будет решать с компанией-продавцом. Еще раз хотим напомнить, что бдительность при совершении покупки КПП будет совершенно не лишней. Обращайте внимание на маркировку кабеля или провода (напоминаем, что код завода «Электрокабель» – К01), проверяйте наличие ярлыков, принятых на заводе, и обязательно запрашивайте сертификат качества на продукцию.

Если вы пострадали от подобных действий или сомневаетесь в подлинности приобретенного кабеля, обращайтесь на ОАО «Электрокабель "Кольчугинский завод"» по тел.: (49245) 93685, 93588 (служба качества).



Павлюченко Д.А., канд. техн. наук,
Новосибирский
технический университет,

630049, г. Новосибирск,
ул. Д. Ковальчук, 258,
тел. (383) 3461551,
d_pavluc@mail.ru;

Могиленко А.В., канд. техн. наук,
ОАО «Новосибирскэнерго»

УДК 236.95.3

КОМПЛЕКСНАЯ ЭКСПЕРТНАЯ СИСТЕМА ОЦЕНКИ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ПРЕДПРИЯТИЙ

В работе предложена экспертная система сравнения промышленных предприятий с точки зрения энергоэффективности (в части электрической энергии), приведено описание системы и ее характерных особенностей. Представлен пример сравнения трех предприятий. Система особенно актуальна для анализа деятельности предприятий холдинговых структур и оптимизации их энергетических хозяйств, что в конечном итоге способствует снижению энергоемкости производимой предприятиями продукции.

Ключевые слова: энергоэффективность, энергосбережение, мероприятия по повышению энергоэффективности, экспертная система, сравнение предприятий, критерии оценки, весовой коэффициент, рейтинг.

An article suggests expert system of comparison of industrial enterprises from the viewpoint of energy efficiency (with regard to electrical energy), states description of the system and its peculiarities. An article states an example of comparison of three enterprises. The system is especially interesting for the analysis of the activity of enterprises of holding structure and optimization of their power facilities, that in the end favors the reduction of energy consumption of production produced by the enterprises.

Key words: energy saving, expert system, comparison of enterprises.

В настоящее время промышленные предприятия нашей страны в большей степени продолжают работать на чрезвычайно устаревшем оборудовании. Однако их модернизации, повышению энергоэффективности и широкому внедрению мероприятий по энергосбережению на сегодняшний день препятствует

ряд экономических, организационных и технических факторов, существующих на большинстве отечественных предприятий.

Тем не менее в последнее время наметился некоторый сдвиг как в совершенствовании законодательной основы решения данной проблемы (имеется в виду выход нормативных документов

[4, 5]), так и в целом в повышении внимания к проблеме энергосбережения.

Кроме во многом определяющих внешних оснований, существует совокупность внутренних причин низкой энергоэффективности предприятий, на которые персонал самих организаций может активно воздействовать с целью снижения их отрицательного влияния до минимума.

На потери энергоресурсов и энергоэффективность потребителя влияет целый ряд причин, которые условно можно разделить на две основных категории:

- ♦ технические причины – низкий уровень технического состояния электрохозяйства и несовершенство технологического оборудования и процессов предприятия;

- ♦ организационные причины – несовершенство управления электрохозяйством предприятия, низкий уровень подготовки электротехнического персонала, отсутствие заинтересованности в повышении энергоэффективности компании.

В рамках комплексного воздействия на данные факторы необходимо внедрение на предприятии системы управления энергосбережением в широком смысле. Опыт развитых стран показывает, что необходимым условием для решения задачи энергосбережения является создание системы энергоменеджмента на предприятии. Энергетический менеджмент компании как раз и представляет собой совокупность технических и организационных мероприятий, направленных на повышение эффективности использования энергоресурсов, при этом являясь частью общей штатной структуры предприятия.

В качестве одного из важных элементов энергетического менеджмента в данной работе предлагается экспертная система оценки деятельности предприятия в области энергоэффективности, идейно подобная представленной в [3]. В данном случае при создании такой системы основной акцент с точки зрения энергосбережения и повышения энергоэффективности сделан на качество управления и техническом состоянии оборудования электрохозяйства предприятия.

Данная система может использоваться как для отслеживания деятельности одного предприятия в области энергосбережения в динамике, так и для сравнения разных компаний по критерию эффективности. Результаты такого сравнения целесообразно учитывать в текущей

работе (к примеру, для выработки взвешенного подхода по стимулированию персонала), а также при работе на перспективу (для разработки и уточнения программ мероприятий, для планирования показателей, для выполнения требований новых нормативных документов и др.).

Особенно актуальным является сравнение эффективности промышленных предприятий, входящих в единую холдинговую структуру.

При этом одним из основных и сложных вопросов является формирование совокупности критериев для наиболее полной оценки деятельности предприятия. Анализ всего комплекса нормативных документов по энергосбережению, а также ПУЭ, ПТЭЭП и другим позволяет выделить множество факторов, в числе которых, например:

- ♦ техническое состояние и степень износа электроустановок энергетического хозяйства предприятия;

- ♦ наличие и состояние приборного учета электроэнергии;

- ♦ оснащение средствами автоматизации управления электроснабжением (АСУЭ), автоматизированного учета электроэнергии (АИИС КУЭ), автоматизированными системами управления технологическими процессами (АСУ ТП);

- ♦ ввод и степень использования средств компенсации реактивной мощности;

- ♦ уровень качества электроэнергии и оснащение средствами регулирования напряжения;

- ♦ состояние и уровень планирования режимов электропотребления;

- ♦ проведение мероприятий по оптимизации схемы электрической сети, а также по оптимизации загрузки трансформаторов подстанций;

- ♦ проведение мероприятий по энергосбережению в технологическом и вспомогательном (системы освещения, вентиляции) оборудовании производства;

- ♦ соответствие квалификации персонала требованиям должностных инструкций;

- ♦ периодическое проведение мероприятий по повышению квалификации электротехнического персонала.

Предлагаемая экспертная система учитывает многие из упомянутых факторов и состоит из десяти критериев (табл. 1). Все критерии можно условно разделить на три группы: критерии первой группы (№ 1–4) характеризуют техническое состояние и оснащенность соответствующим оборудованием электрохозяйства предприятия, критерии второй группы (№ 5–7) учитывают эко-

номический эффект от проведенных мероприятий по энергосбережению, а третья группа критериев (№ 8–10) позволяет учесть подготовленность персонала данного предприятия.

Каждый из представленных критериев со своим весовым коэффициентом входит в суммарный рейтинг энергоэффективности (R_3) рассматриваемого предприятия.

$$R_3 = \sum_{i=1}^n \alpha_i \cdot k_i, \quad (1)$$

где: α_i – весовой коэффициент i -го критерия;
 k_i – значение i -го критерия энергоэффективности;
 n – количество критериев.

Значения весовых коэффициентов определяются с помощью метода экспертных оценок и могут изменяться в зависимости от специфики сравниваемых объектов.

Каждый из привлеченных экспертов (главных энергетиков предприятий, ведущих специалистов эксплуатационных организаций, научных работников профильных исследовательских

организаций, специалистов – энергоаудиторов) выставляет каждому критерию оценку (по шкале от 10 до 1 с шагом 1) в зависимости от его значимости для энергоэффективности предприятия. Затем оценки экспертов по каждому критерию усредняются, задавая тем самым весовые коэффициенты (α_i).

Числовое значение критерия, независимо от природы его происхождения, определяется в относительном выражении как безразмерная величина. Причем значения отдельных критериев (в рассматриваемой системе это критерии 9 и 10) определяются путем вычитания из единицы – это обусловлено тем фактом, что для указанных критериев желателен рост удельного значения. В табл. 1 эти величины кратко охарактеризованы.

Предложенная система работает по принципу: чем меньше значение итогового рейтинга, тем лучше (так как значения всех критериев, кроме 9-го и 10-го, в идеале должны стремиться к нулю), поэтому максимальный коэффициент значимости критерия может быть равен 1, а минимальный – 10. При выборе других критериев

Таблица 1

Критерии оценки энергоэффективности

№	Название	Описание
1	Энергоемкость производства	Доля электроэнергии в себестоимости продукции предприятия
2	Техническое состояние электроустановок	Доля электрооборудования со сроком службы свыше нормативного
3	Оснащение средствами учета электроэнергии	Доля электроэнергии, определяемой не по приборам учета, в общем балансе энергопотребления
4	Оснащение автоматизированными системами	Доля затрат на электроэнергию, сэкономленных вследствие оснащения АИИС КУЭ, за текущий отчетный период к предыдущему
5	Проведение оптимизационных мероприятий в электрических сетях	Отношение потерь электроэнергии в электрической сети в текущем отчетном периоде к предыдущему
6	Проведение мероприятий по энергосбережению в технологическом оборудовании	Отношение расхода электроэнергии на технологические нужды в текущем отчетном периоде к предыдущему
7	Проведение мероприятий по энергосбережению во вспомогательных (общезаводских) системах	Отношение расхода электроэнергии во вспомогательных системах в текущем отчетном периоде к предыдущему
8	Уровень квалификации персонала	Доля сотрудников без необходимого профильного образования в общем количестве
9	Повышение квалификации персонала	Доля сотрудников, направленных на повышение квалификации в отчетный период, в общей численности персонала подразделений, участвующих в данной работе
10	Стимулирование энергосбережения	Доля средств, направляемых на стимулирование персонала, в общем объеме средств, получаемых в результате экономии

система может работать и по более распространенной схеме: чем больше рейтинг, тем лучше.

Некоторые из критериев имеет смысл рассмотреть более подробно.

В качестве первого критерия выбрана энергоемкость производства. Сегодня этот показатель у всех на слуху. Определение значений данного критерия целесообразно проводить в соответствии с ГОСТ Р 51750 [1], а сравнивать с нормативными величинами можно при помощи ГОСТ Р 51749 [2], в котором приведены значения показателей энергетической эффективности энергопотребляющих объектов различных отраслей промышленности.

Другим важным показателем является оснащенность предприятия средствами учета энергоресурсов (в данном случае имеются в виду измерительные комплексы учета электроэнергии, состоящие из счетчиков, трансформаторов тока и напряжения), ведь без учета невозможно получение достоверного баланса и, как следствие, определение эффекта от реализации энергосберегающих мероприятий.

К проведению оптимизационных мероприятий в электрических сетях предприятия относятся все те меры, которые позволяют снизить потери электроэнергии и улучшить ее качество, в том числе компенсация реактивной мощности, отключение трансформаторов в периоды минимума нагрузок и др.

Критерии третьей группы позволяют учесть в экспертной системе роль так называемого человеческого фактора, которую нельзя недооценивать. Ведь от того, насколько квалифицированный, обученный (в том числе современным подходам и методикам) и мотивированный персонал вовлечен в решение задачи энергосбережения на предприятии, в очень высокой степени зависит конечный результат.

В качестве примера использования экспертной системы рассмотрим сравнение трех предприятий.

Представленные в примере компании входят в единый холдинг, включающий в себя предприятия по производству материалов для строительной отрасли. Данное производство характеризуется высоким уровнем энергоемкости – до 40–45% в себестоимости продукции составляют затраты на топливо и электроэнергию.

Предприятие № 1

Доля затрат на электроэнергию в себестоимости продукции предприятия составляет около

четвертой части всей стоимости (23%). В то же время предприятие характеризуется высоким износом как основных производственных мощностей, так и электрических сетей (около 70%). Оснащенность приборами учета электроэнергии полная (100%), в отчетном периоде введена в строй система АИИС КУЭ, что позволило сократить затраты на электроэнергию на 22% за счет более точного учета и прогнозирования уровня электропотребления. Проведение мероприятий по мониторингу состояния имеющихся низковольтных конденсаторных установок, а также размещение дополнительных, позволило снизить потери электроэнергии в электрических сетях на 19%. На предприятии за текущий период реализованы мероприятия по оптимизации загрузки электродвигателей, что привело к снижению расхода электроэнергии на 9%. В целях снижения затрат на освещение проведена очистка оконных проемов и светильников во всех помещениях предприятия, что дало снижение потребления электроэнергии на 5%. По результатам аттестации персонала выявлено, что 12% сотрудников не имеют соответствующего образования, требуемого должностной инструкцией. При этом за текущий период повышение квалификации прошло всего 4% сотрудников.

Предприятия № 2 и № 3

На данных предприятиях вопросам энергосбережения и повышения энергоэффективности уделяется существенно меньшее внимание со стороны руководства. Доля затрат на электроэнергию на предприятиях в себестоимости продукции составляет порядка 18–21%. Предприятия также характеризуется высоким износом как производственных мощностей, так и оборудования электрических сетей (не менее 60%). Предприятия не оснащены на текущий момент автоматизированными системами учета электроэнергии. Снижение потерь в электрических сетях (5–7%) обусловлено использованием имеющихся на балансе предприятия низковольтных конденсаторных установок. Мероприятия по экономии расхода электроэнергии в основном технологическом оборудовании не проводились. С уровнем подготовки персонала положение на данных объектах разное. На предприятии № 3 всего 3% сотрудников не соответствуют требуемой квалификации. На предприятии № 2 доля таких сотрудников составляет 15%. При этом здесь за текущий период повышение квалификации не проводилось.

Таблица 2

Пример оценки энергоэффективности предприятий

№	Название	Значение критерия к			Весовой коэффициент, α
		П1	П2	П3	
1	Энергоемкость производства	0,23	0,18	0,21	1
2	Техническое состояние электроустановок	0,71	0,66	0,60	2
3	Оснащение средствами учета электроэнергии	0,00	0,19	0,10	2
4	Оснащение автоматизированными системами	0,78	1,00	1,00	2
5	Проведение оптимизационных мероприятий в электрических сетях	0,81	0,95	0,93	2
6	Проведение мероприятий по энергосбережению в технологическом оборудовании	0,91	1,00	1,00	3
7	Проведение мероприятий по энергосбережению во вспомогательных (общезаводских) системах	0,95	1,00	0,98	4
8	Уровень квалификации персонала	0,12	0,15	0,03	3
9	Повышение квалификации персонала	0,04	0,00	0,02	5
10	Стимулирование энергосбережения	0,07	0,05	0,05	3
Суммарный рейтинг R _э		19,31	21,08	20,23	

В табл. 2 представлены значения критериев и коэффициенты значимости для рассматриваемого примера.

Таким образом, несложно определить рейтинги для каждого предприятия (систему легко реализовать в табличном процессоре Microsoft Excel). Например, для предприятия № 1 рейтинг вычисляется по следующей формуле:

$$R_{э1} = 1 \cdot 0,23 + 2 \cdot 0,71 + 2 \cdot 0 + 2 \cdot 0,78 + 2 \cdot 0,81 + 3 \cdot 0,91 + 4 \cdot 0,95 + 3 \cdot 0,12 + 5 \cdot (1 - 0,04) + 3 \cdot (1 - 0,07) = 19,31. \quad (2)$$

Для второго предприятия итоговый рейтинг равен 21,08, а для третьего – 20,23. Таким образом, в предложенной системе сравнения наилучшим по энергоэффективности является предприятие № 1, а наихудшим – предприятие № 2.

Предприятие № 1, несмотря на наибольшую энергоемкость продукции, одержало победу благодаря приборному учету электроэнергии, внедрению автоматизации, проведению оптимизационных мероприятий, повышению квалификации персонала и большому вниманию мотивационному аспекту.

Рассмотренная в данной статье система ориентирована на оценку энергоэффективности промышленных предприятий с точки зрения электрической энергии. Представляется целесообразной разработка аналогичных систем и для

других топливно-энергетических ресурсов (тепловая энергия, водоснабжение и др.). Кроме того, системы можно расширить путем увеличения числа критериев. Можно также усложнить процесс определения рейтинга, например, с использованием более сложного математического аппарата (что не всегда оправданно).

Наличие подобных систем позволит руководству компаний выстраивать деятельность в области энергосбережения и добиваться реальных результатов этой работы.

Библиографический список:

1. ГОСТ Р 51749-2001. Энергопотребляющее оборудование общепромышленного применения.
2. ГОСТ Р 51750-2001. Методика определения энергоемкости при производстве продукции и оказании услуг в технологических энергетических системах.
3. Могиленко А.В. Эффективность электросетевых компаний. Экспертная система сравнения. // *Новости электротехники*, 2008. № 2. – 162–164 с.
4. Федеральный закон от 23.11.2009 № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации».
5. Энергетическая стратегия России на период до 2030 г., утвержденная Распоряжением Правительства РФ от 13.11.2009 № 1715-р.



КАК ПРЕДПРИЯТИЮ ВЫБРАТЬ ЭНЕРГОСНАБЖАЮЩУЮ ОРГАНИЗАЦИЮ

Сейчас, в условиях кризиса, перед многими энергоемкими производствами встает альтернатива – сократить численность работающих или снизить затраты на электроэнергию. Рассмотрим один из аспектов возможного снижения затрат на электроэнергию.

Перед любым предприятием или иным потребителем электроэнергии стоит вопрос выбора между двумя основными субъектами на поле энергорынка: гарантирующим поставщиком (ГП) и конкурентной энергосбытовой компанией (КСК).

Гарантирующий поставщик – энергосбытовая компания, которая обязана заключить договор купли-продажи с любым обратившимся к ней потребителем, расположенным в зоне ее деятельности. **Конкурентная энергосбытовая компания** – это субъект оптового рынка энергии, осуществляющий вывод потребителей розничного рынка электроэнергии (РРЭ) на оптовый рынок электроэнергии (ОРЭ) в целях оптимизации затрат на электроэнергию.

Основное различие между ними заключается, во-первых, в том, что деятельность ГП подлежит регулированию, а во-вторых, при его выборе в качестве энергоснабжающей организации у потребителя нет необходимости в орга-

низации почасового коммерческого учета в соответствии с требованиями ОРЭ. Строго говоря, действующее законодательство предусматривает необходимость осуществления коммерческого учета для всех потребителей с присоединенной мощностью свыше 750 кВт, но на практике это требование часто не выполняется.

В случае КСК функционирует иная модель: между потребителем и КСК существуют договорные взаимоотношения и имеется необходимость установки и сертификации системы коммерческого учета АСКУЭ строго в соответствии с требованиями НП АТС. ГП и КСК принципиально различаются и механизмами формирования цены. У ГП она формируется на базе объема электроэнергии, покупаемой на регулируемом рынке и продаваемой потребителю по тарифу, и электроэнергии, покупаемой на рынке на сутки вперед / балансирующем рынке и продаваемой по нерегулируемым ценам.

Нерегулируемая цена складывается из цены электроэнергии на рынке на сутки вперед / балансирующем рынке, услуг по передаче электроэнергии, инфраструктурных услуг и сбытовой надбавки. У КСК цена складывается из затрат на оптовом рынке, оплаты услуг инфраструктурных организаций, услуг РСК, а также сбытовой

надбавки (операционные издержки КСК плюс норма рентабельности). При этом камнем преткновения каждый раз является вопрос о перекрестном субсидировании, который по-прежнему не решен. Основными факторами, влияющими на выбор поставщика электроэнергии (мощности), являются: объем потребления электроэнергии (эффект от выхода на ОРЭ при низком потреблении может не перекрывать затраты по выходу на ОРЭ), профиль потребления потребителя (более сглажен в пиковые часы по сравнению с профилем ГП или более волатилен), возможность содержать высококвалифицированных специалистов в области работы на ОРЭ, величина затрат на аттестацию системы коммерческого учета и приведения ее в соответствие требованиям ОРЭ.

Поиск альтернативных условий энергоснабжения (не от территориального ГП) является экономически целесообразным в следующих случаях:

1) стоимость электроэнергии у ГП больше, чем у конкурентной сбытовой компании, или затраты на создание собственной службы работы на ОРЭ ниже, чем общая величина сбытовой надбавки КСК;

2) профиль потребления предприятия более или менее сглажен в пиковые часы по сравнению с профилем ГП;

3) благодаря наличию квалифицированного персонала профиль потребления предприятия может планироваться с высокой точностью, без отклонений по факту;

4) график нагрузки потребителя может быть изменен с целью снижения потребления в часы максимума потребления энергосистемы;

5) объем полезного отпуска потребителя достаточно велик, чтобы:

- в разумные сроки окупить затраты на аттестацию системы коммерческого учета и приведение ее в соответствие требованиям ОРЭ;
- эффект от реализации мероприятий по выходу на ОРЭ перекрывал капитальные и переменные затраты для выхода на ОРЭ.

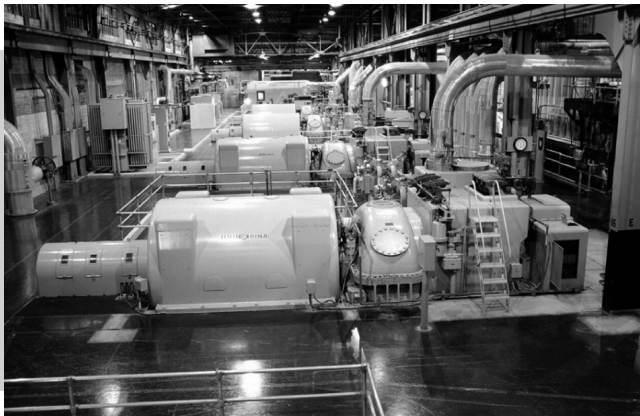
На основе укрупненной оценки групп основных потребителей можно сделать вывод, что вопрос перехода от ГП к КСК может быть наиболее актуальным у предприятий газовой, нефтедобывающей, нефтеперерабатывающей, химической и нефтехимической отраслей. В зависимости от профиля потребления и его волатильности данный вопрос с определенной

степенью вероятности может встать и у предприятий цветной металлургии, угольной, пищевой, деревообрабатывающей и целлюлозно-бумажной промышленности.

При выборе потребителем энергоснабжающей компании (ЭСК) также необходимо учитывать такие факторы, как надежность компании, комфортность работы, спектр предоставляемых дополнительных услуг, стоимостные параметры, наличие урегулированных взаимоотношений с другими субъектами энергетической сферы. Под надежностью здесь понимаются: наличие многолетней истории, опыта работы, квалифицированных кадров, выстроенность взаимоотношений с регулирующими органами, финансовая устойчивость компании, известность бренда. Комфортность работы предполагает персонализированный подход к клиенту (выстраивание взаимоотношений «исполнитель клиента – исполнитель ЭСК»), наличие режима одного окна (работа со всеми субъектами рынка электроэнергии осуществляется через единый центр – ЭСК), прозрачность ценообразования и гибкость графика платежей.

Наличие урегулированных взаимоотношений с другими субъектами энергетической сферы подразумевает, что ЭСК в отношениях с конечным потребителем является представителем всего субъектного состава отрасли. ЭСК выполняет функции единого плательщика (одно окно) для всей инфраструктуры электроэнергетики, от эффективной работы которого зависит стабильность функционирования всех субъектов рынка. Дополнительные услуги могут включать в себя: гибкие способы работы с клиентом, в частности взимание оплаты, работу с РЭК по формированию тарифного меню, распределению перекрестного субсидирования, взаимодействие с сетевыми компаниями, услуги учета и АСКУЭ, юридические услуги в сфере энергоснабжения, энергоаудит (экспертиза, модернизация, внедрение новых технологий), установку, обслуживание, ремонт средств учета, оптимизацию энергопотребления, выполнение агентских функций по подключению к сетевым компаниям и установлению тарифов на передачу, наличие единого call-центра.

Статья подготовлена по материалам выступления директора по работе на оптовом рынке электрической энергии Д.И. ГОТЛИБА (Мосэнерго) на 4-й Практической бизнес-конференции «Инвестиции в развитие конкуренции в электроэнергетике 2008–2009», Москва, 2008 г.



Тележко Г.М., канд. техн. наук,
заместитель директора
ООО «Информаналитика»;

Ягов Г.В., канд. физ.-мат. наук,
ООО «Информаналитика»,

г. Санкт-Петербург

СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ РЕСУРСОЭНЕРГО- СБЕРЕЖЕНИЯ В ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКЕ И ТЕПЛОСНАБЖЕНИИ

Основной объем вредных выбросов в атмосферу техногенного характера составляют продукты сжигания топлива на предприятиях энергетики, ЖКХ, промышленного производства, а также в двигателях внутреннего сгорания транспортных средств. С другой стороны, у теплоснабжающих предприятий затраты на топливо составляют заметную часть бюджета, особенно в зонах с умеренным и холодным климатом. Поэтому не удивительно, что в условиях роста цен на энергоносители и обострения экологических проблем вопросы ресурсоэнергосбережения становятся особенно актуальными.

К задачам, решаемым в сфере энергетики, могут быть отнесены:

- ♦ внедрение наиболее эффективных методов использования имеющихся ресурсов для производства электрической и тепловой энергии;
- ♦ снижение потерь топлива, электрической и тепловой энергии в процессе транспортировки потребителю;

♦ снижение энергопотребления за счет использования новых технических и технологических решений со стороны потребителей;

♦ поиск и целесообразное использование альтернативных источников энергии.

В данной статье мы рассмотрим некоторые аспекты, способствующие решению первой задачи – эффективного использования топлива в топливосжигающих установках. Решение этой задачи позволяет, помимо экономии топлива, получить дополнительную выгоду за счет уменьшения платежей за выброс вредных веществ в атмосферу.

В настоящее время используются три основных способа регулирования процессов сгорания топлива:

♦ поддержание соотношения давления топлива и воздуха в соответствии с заранее разработанной режимной картой;

♦ автоматическое регулирование процесса горения, основанное на поддержании заданного остаточного содержания кислорода в отходящих газах;

◆ автоматическое регулирование процесса горения, основанное на поддержании заданного содержания оксида углерода в отходящих газах.

Регулирование по режимной карте является относительно грубым и недостаточно эффективным способом, не учитывающим влияние изменений температуры и влажности воздуха, теплотворной способности и температуры газа и ряда других внешних факторов. В связи с этим при составлении режимных карт допускают наличие значительного избытка воздуха, чтобы ни при каких условиях не допустить возникновения химнедожога. В результате в некоторых режимах количество воздуха превышает оптимальное в 1,5–2 раза, что увеличивает расход электроэнергии на дутье и, кроме того, приводит к необходимости нагрева избыточно подаваемого воздуха, т.е. к дополнительному расходу топлива.

Автоматизированные системы регулирования процесса сгорания топлива на основе контроля содержания кислорода строятся так, чтобы вблизи точки оптимального режима сгорания топлива содержание кислорода в отходящих газах поддерживалось на некотором минимальном, заранее заданном уровне. В свое время этот метод воспринимался как совершенный – достаточно упомянуть, что на некоторых типах котлов подобные системы регулирования в обязательном порядке предусматриваются проектной документацией. Однако большие надежды, возлагавшиеся на этот метод, не вполне себя оправдали, что обусловлено следующими причинами:

◆ концентрация кислорода в дымовых газах зависит не только от интенсивности дутья, но от других условий эксплуатации (неконтролируемый подсос воздуха, изменение характеристик горелок, неидентичность горелок в многогорелочных котлах, изменение теплотворной способности и вида топлива, колебания влажности воздуха), а это снижает эффективность работы системы с регулированием по величине содержания кислорода;

◆ экстрактивные системы, используемые для отбора и последующего охлаждения пробы с выполнением измерений концентрации по поглощению света в ИК-области спектра либо с выполнением измерений электрохимическим методом, требуют значительных затрат времени, сложны в эксплуатации, требуют постоянного удаления конденсата и пыли;

◆ попытки использования неравновесных электрохимических методов оказались неудачными вследствие нестабильности характеристик датчиков и влияния параметров анализируемой среды (температуры, влажности, состава газа) на результаты измерений;

◆ контроллеры, работающие с газоанализаторами и имеющие устойчивые (надежные) алгоритмы, работающие с учетом переходных процессов в топке при изменении ее мощности, не получили пока широкого распространения.

В итоге газоанализаторы, смонтированные на котлах, обычно используются в мониторинговом режиме, а не задействованы в системе автоматического регулирования.

Изучение процесса горения показывает, что в условиях недостатка кислорода в отходящих газах резко нарастает концентрация CO. Соответственно, система регулирования процесса горения, основанная на измерении концентрации CO, очень чувствительна к изменению характеристик горения. Рассмотренный в [2] вариант регулирования с использованием газоанализаторов, оснащенных оптическими датчиками содержания CO, свободен от ряда недостатков, присущих ранее рассмотренным системам, несовершенство же рассматриваемого алгоритма состоит в том, что он предполагает поддержание определенного уровня химнедожога, обеспечивающего содержание в отходящих газах 5–10 ppm оксида углерода (CO). Такой алгоритм предполагает непроизводительные потери топлива и, кроме того, при некоторых условиях становится неустойчивым, что создает сложности в регулировании и поддержании установленного режима горения.

В статье [1] представлены результаты, полученные в ходе выполнения испытаний первой отечественной системы, реализующей принципиально новый алгоритм регулирования режимов горения. Система [3] состоит из газоанализатора «АНГОР-С», управляющего контроллера и программного обеспечения, специально разработанного для реализации управления режимом котла по результатам измерения не только остаточного количества кислорода, а сразу по двум параметрам – по содержанию CO (основной канал регулирования) и по содержанию O₂ (вспомогательный канал регулирования). В этом алгоритме регулирования не требуется заранее устанавливать какие-либо количественные характеристики контролируемой газовой среды, управление режимом горения носит итерацион-

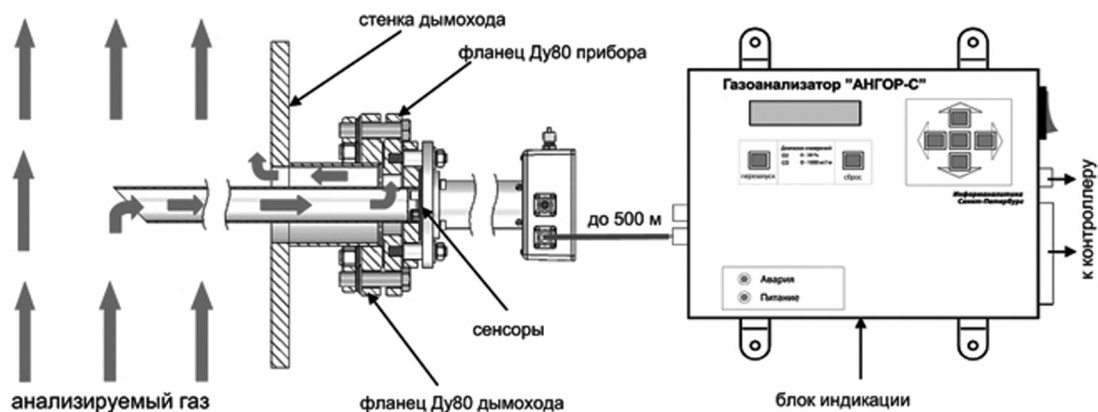


Рис. 1. Газоанализатор «АНГОР-С» и схема динамического отбора пробы

ный характер и обладает свойством самонастраиваться на оптимальный режим горения. Рассмотрим техническое оснащение, необходимое для реализации самонастраивающегося алгоритма.

Несколько лет назад на рынке появились приборы, использующие твердотельные датчики, которые способны быстро и воспроизводимо измерять содержание CO в дымовых газах и печной атмосфере. Это прежде всего газоанализаторы LT2 в комплекте с зондом KS1 (фирма Lamtec GmbH) и COMTEC 6000 (фирма ENOTEC GmbH). Аналогичное решение положено в основу работы отечественного газоанализатора «АНГОР-С», выпускаемого компанией «Информаналитика», и мы остановимся на описании этого прибора подробнее.

В этом газоанализаторе использованы твердотельные (керамические) сенсоры, определяющие содержание CO и O₂ при температурах анализируемого газа до 1000°C, что позволяет использовать схему динамического отбора пробы (рис. 1): за счет набегающего потока отходящих газов в скошенном оголовке трубы пробоотборного устройства возникает избыточное давление, направляющее часть анализируемого потока к сенсорам; после прохождения вблизи

сенсоров эта часть потока возвращается в общий поток отходящих газов.

Использование метода динамического отбора пробы позволяет существенно упростить и снизить стоимость системы, что делает эффективным ее использование даже для энергетических установок невысокой мощности. Ограничение в использовании метода динамического отбора пробы – скорость потока, при которой обеспечивается надежная подача пробы к сенсорам. Как показал опыт, достаточной является скорость газового потока 3 м/с. Сочетание динамического отбора пробы и использование высокотемпературных сенсоров позволяют избавиться от проблем, связанных с конденсацией продуктов горения в системе отбора пробы и, кроме того, существенно увеличивают быстродействие системы в целом.

Передача данных от первичного преобразователя к блоку индикации осуществляется при помощи интерфейса RS-485, что позволяет установить управляющее устройство в удобном месте. Блок индикации позволяет считывать текущие значения концентрации CO и O₂, кроме этого, он служит для формирования управляющих токовых сигналов 4–20 мА. Расстояние, на которое может быть отнесен блок индикации от

Таблица

Метрологические характеристики

Определяемый компонент	Диапазон измерений	Предел допускаемой основной погрешности	
		абсолютной	относительной
Оксид углерода (CO)	0–100 ppm	±15 ppm	–
	100–1000 ppm	–	±15%
Кислород (O ₂)	0–2%	±0,3%	–
	2–25%	–	±15%

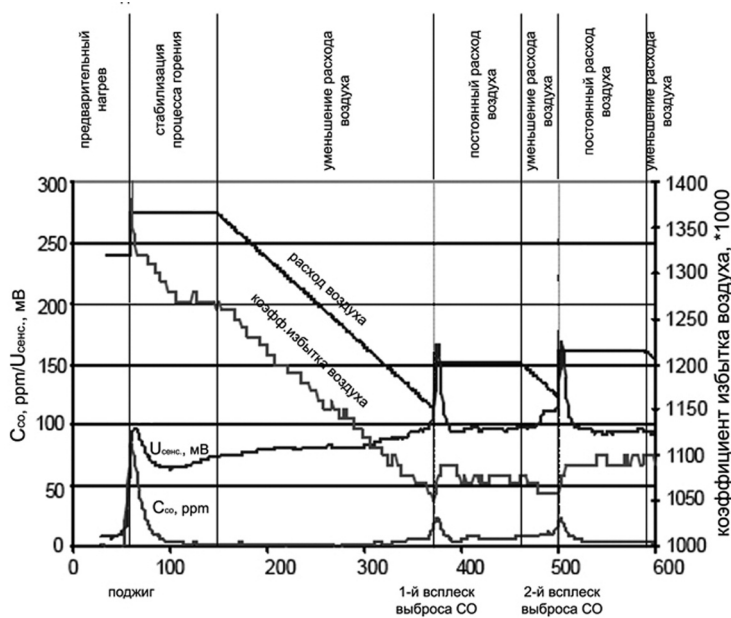


Рис. 2. Зависимость концентрации CO и O₂ от соотношения газ-воздух

места монтажа пробоотборного устройства и первичного преобразователя, достигает 500 м, а при необходимости – и более, хотя такой случай представляется маловероятным. Диапазоны измерения и погрешности измерения газоанализатора «АНГОР-С» приведены в табл.

Измерение оксида углерода быстродействующим твердотельным датчиком является наиболее удобным методом определения химнедожога (высокое быстродействие, отсутствие необходимости обслуживания и т.п.). На графике (рис. 2) приведены результаты измерений концентрации CO и O₂ при изменениях давления воздуха на постоянной нагрузке. Исследования проводились на котле ДКВР-20/13 с использованием серийно выпускаемого газоанализатора «АНГОР-С», являющегося развитием ранее выпускавшегося газоанализатора «ОПТИМА» [4], также предназначенного для определения нескольких компонентов отходящих газов топливосжигающих установок.

Из графика видно, что на грани появления химнедожога малейшее возможное для регулятора данного котла уменьшение расхода воздуха приводит к резкому скачку концентрации оксида углерода. При этом содержание кислорода в отходящих газах меняется незначительно. Колебания значений концентрации CO на грани химнедожога имеют очень ярко выраженный характер и связаны как с динамикой процесса горения, так и с невозможностью тонкой регули-

ровки подачи воздуха и нестабильностью его потока.

В связи с тем что появление химнедожога характеризуется резким скачком концентрации оксида углерода, к контроллеру и алгоритму регулирования предъявляются особые требования. Чтобы эффективно вести процесс регулирования с различными типами регуляторов и исполнительных механизмов, контроллер должен быть настроен не на поддержание заранее заданной концентрации CO в дымоходе, а на обеспечение режима горения на грани появления химнедожога. В качестве примера реализации такого алгоритма можно привести результаты, полученные в работе [5].

Предложенный алгоритм регулирования состоит из следующих этапов: после выхода котла на рабочий режим и стабилизации его характеристик в

соответствии с режимными картами управляющий контроллер задает определенную скорость снижения расхода воздуха (рис. 3); в некоторый момент проявляется недостаток кислорода, возникает химнедожог, при этом резко возрастает сигнал от сенсора CO; при появлении этого сигнала система скачкообразно увеличивает расход воздуха, явление химнедожога исчезает; затем в течение установленного промежутка времени расход воздуха поддерживается постоянным, потом расход воздуха вновь снижается вплоть до появления сигнала от сенсора CO. Обычно весь цикл «снижение-отскок-поддержание» составляет от 2 до 5 мин и определяется пользовательскими настройками в зависимости от типа топливосжигающего агрегата. Такой подход позволяет вести процесс оптимальным образом на всех режимах, при практически любых изменениях условий эксплуатации и с любыми регуляторами и исполнительными механизмами. Это обусловлено тем обстоятельством, что данный процесс является самоадаптивным, т.е. система регулирования самостоятельно в процессе работы корректирует режимную карту.

Дополнительно необходимо отметить, что достижение тонкой регулировки режимов подачи воздуха невозможно без предъявления жестких требований к точности исполнительных механизмов – это следует, например, из сопоставления графиков на рис. 2 (грубая регули-

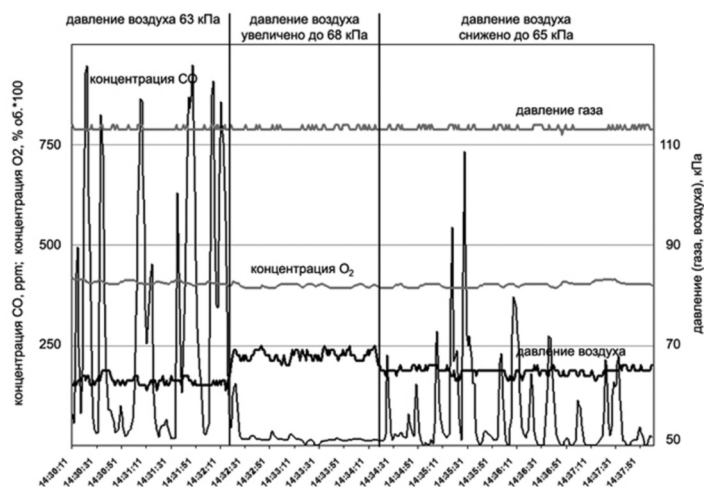


Рис. 3. Типичный цикл регулирования процесса горения по содержанию CO [5]

ровка подачи воздуха) и рис. 3 (плавная регулировка подачи воздуха).

Отечественные производители осваивают выпуск контроллеров со встроенным алгоритмом регулирования по содержанию оксида углерода. В частности, в контроллере «СПЕКОН СК2» («НПФ Теплоком», Санкт-Петербург) реализован алгоритм использования газоанализатора для коррекции соотношения «топливо-воздух» с учетом содержания в отходящих газах не только CO, но и O₂, также предусмотрен учет влияния переходных процессов в топке при изменении мощности. Дополнительно контроллер определяет соотношение давления воздуха перед горелкой и давления топлива, величина этого соотношения должна находиться в заданных границах. При выходе давления воздуха за пределы установленных границ корректирующий сигнал от газоанализатора не должен учитываться при регулировании. Таким образом, осуществляется защита всей системы в целом в случае аварийных сбоев в регулирующей системе. Аналогичными характеристиками обладает контроллер «КОНТАР», выпускаемый Московским заводом тепловой автоматики («МЗТА», Москва). В настоящее время проводятся эксплуатационные испытания этих типов контроллеров в комплекте с газоанализатором «АНГОР-С» на предмет использования в качестве базового элемента автоматики котла ДКВР-20/13.

В заключение необходимо упомянуть, что описанный метод регулирования пригоден для использования на различных типах котлов (как водогрейных, так и энергетических), а также применим для регулирования режимов работы парогазовых и газотурбинных установок. Разумеется, в каждом отдельном случае необходимо

выполнение наладочных работ с целью выбора режимов регулирования, обеспечивающих максимальный экономический эффект.

Выводы

Метод регулирования режимов горения топлива с использованием двух каналов контроля (по CO и O₂), оказывается более эффективным, чем метод регулирования, основанный на измерении и поддержании в отходящих газах количественных характеристик только одного из этих компонентов.

Использование информации, поступающей от двух датчиков, позволяет разработать такой алгоритм регулирования режима горения, который самостоятельно устанавливает и поддерживает оптимальный режим горения топлива при любых изменениях внешних условий (самоадаптивный алгоритм).

К настоящему времени разработаны как техническое обеспечение, так и алгоритмы управления для использования в автоматических системах регулирования сразу двух каналов контроля – по CO (основной канал регулирования) и по O₂ (контрольный канал соответствия режимной карте). Освоено производство сертифицированных отечественных газоаналитических систем и управляющих контроллеров, реализующих самоадаптивный алгоритм регулирования режима горения.

Библиографический список:

1. Новый подход к оптимизации режимов горения топлива, Г.М. Тележко, Е.В. Хойна, Г.В. Ягов, – Энергонадзор-Информ, № 1, 2008, – с. 26–28.
2. Устройства отбора проб приборов химического контроля. Проблемы и решения, Х.Ф. Хакимов, – Энергетика Татарстана, № 2, 2008, – с. 59–64.
3. Газоанализаторы для современных ресурсоэнергосберегающих систем теплоснабжения, Г.М. Тележко, Г.В. Ягов, – Энергонадзор-Информ, № 4, 2008, – с. 62–64.
4. Газоанализаторы многокомпонентные «ОПТИМА». Руководство по эксплуатации, ЛШЮГ.413411.014 РЭ, Санкт-Петербург, 2004 г.
5. Sensorgesteuerte CO-Regelung zur Optimierung des Verbrennungsprozesses für Feuerungsanlagen kleiner und mittlerer Leistung. – Dr.-Ing. Frank Hammer, Ing. (FH) Harald Weber, LAMTEC Me - und Regeltechnik für Feuerungen GmbH & Co KG, D-69190 Walldorf, Druckschrift Nr. DLT 5014.06



Дарьян Л.А., ОАО «ФСК ЕЭС»
ldarian@fsk-ees.ru
Дементьев Ю.А., ОАО «ФСК ЕЭС»
Ефремов В.П.,
Полищук В.П., Институт высоких температур РАН
Шурупов А.В., Шатурский филиал Института
высоких температур РАН
shurupov@fsk-ees.ru.

117630, г. Москва, ул. Академика Челомея, 5а.
Тел: (495) 710-93-33

УДК 621.3.05.

АЛЬТЕРНАТИВНЫЙ МЕТОД ОЦЕНКИ ВЗРЫВОБЕЗОПАСНОСТИ И ВЗРЫВОЗАЩИЩЕННОСТИ ВЫСОКО- ВОЛЬТНОГО МАСЛОНАПОЛНЕННОГО ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

Предложен альтернативный метод испытаний высоковольтного маслонаполненного оборудования, основанный на инициировании ударно-волнового воздействия внутри оборудования без образования электрической дуги с использованием химической энергии взрывчатых веществ. Применение этого метода позволяет отказаться от дорогостоящих испытательных установок.

Ключевые слова: маслонаполненное электрооборудование, высокое напряжение, взрывобезопасность, взрывозащищенность, методы испытаний.

An article suggests alternative method of testing of high voltage oil-filled equipment based on initiation of shock action inside equipment without formation of electrical arc with the usage of chemical energy of explosive substances. Application of this method allows refusing from expensive testing installations.

Key words: oil-filled electrical equipment, high voltage, explosion safety, methods of testing.

Череда масштабных аварий на энергетических объектах, сопровождающихся взрывами высоковольтного маслонаполненного электротехнического оборудования (ВМЭО), свидетельствует о существовании серьезной проблемы в обеспечении взрывобезопасности и взрывозащищенности оборудования. Необходимость повышения взрывобезо-

пасности и взрывозащищенности ВМЭО отражена в проекте «Основные положения (Концепция) технической политики в электроэнергетике России на период до 2030 г.» и в «Положении о технической политике ОАО «ФСК ЕЭС».

В основу стандартной методики испытаний ВМЭО на взрывобезопасность заложен метод инициирования электрической дуги во внутрен-

нем объеме ВМЭО. Требования к этому методу представлены в стандарте МЭК 61869 «Измерительные трансформаторы» (редакция 2007 г.). Кроме этого, существуют стандартизованные методы испытаний на взрывобезопасность для других видов основного оборудования:

- «Типовая методика испытаний вентильных разрядников и ОПН на соответствие условиям безопасности»;

- публикация МЭК 298 «Комплектные распределительные устройства переменного тока в металлической оболочке на номинальные напряжения от 1 до 72,5 кВ включительно».

В России и в странах СНГ за последние годы отраслевые испытательные стенды и лаборатории по разным причинам практически утратили возможность проведения испытаний ВМЭО на взрывобезопасность и взрывозащищенность по стандартизованной методике, основанной на инициировании электрической дуги. Восстановление и модернизация этих стендов, требующая замены значительной части оборудования, связана с существенными финансовыми затратами. В то же время нельзя решить проблему создания взрывобезопасных конструкций ВМЭО без проведения полномасштабных испытаний и при отсутствии расчетных методик.

При повреждении внутренней изоляции в ВМЭО либо при появлении высоковольтного импульса происходит инициирование электрического разряда с образованием парогазовой смеси. Возникающий при этом фронт давления приводит к взрывному разрушению корпуса ВМЭО. Нередко при попадании воздуха в парогазовую смесь происходит ее самовоспламенение, при этом ущерб от возникшего пожара, как правило, в несколько раз превышает стоимость вышедшего из строя ВМЭО.

В представленной работе рассматривается применение альтернативного метода испытаний ВМЭО на взрывобезопасность, основанного на инициировании ударно-волнового воздействия внутри оборудования без образования электрической дуги. При этом используется химическая энергия взрывчатых материалов (ВМ). В этом случае можно отказаться от дорогостоящих испытательных установок. Основным условием достоверности результатов, получаемых при применении альтернативного метода испытаний, является соблюдение подобия ударно-волновых процессов, развивающихся в ВМЭО при возникновении электрического разряда и при альтернативном методе испытаний.

ОАО «ФСК ЕЭС» совместно с институтами Российской академии наук проводит работы по созданию альтернативного метода испытания на взрывобезопасность ВМЭО в рамках целевой научно-исследовательской программы «Взрывобезопасность». Предварительная оценка технико-экономических показателей позволяет рассчитывать на значительное снижение затрат при проведении испытаний на взрывобезопасность ВМЭО по новой методике. Более того, если удастся установить гидравлическое подобие между ударно-волновыми процессами в трансформаторном масле (ТМ) и в воде, то испытания на взрывобезопасность можно будет проводить при заполнении конструкций ВМЭО водой. Это позволит еще более удешевить стоимость испытаний за счет обеспечения их пожаробезопасности.

Для создания новой методики испытания необходимо решить комплекс задач:

- ♦ провести экспериментальные исследования нестационарного дугового разряда (ДР) в ТМ и в воде при различных начальных условиях;

- ♦ разработать модели расчета ударно-волновых процессов в жидкости (ТМ и воде), развивающихся под действием электрического разряда и энергии ВМ с учетом реакции корпуса ВМЭО и реальной геометрии течения;

- ♦ установить область гидравлического подобия течений, порождаемых электрическим разрядом и энергией взрывчатых материалов.

В настоящей работе приведены предварительные результаты, полученные при решении поставленных задач.

Интенсивность ударно-волновых процессов при возникновении электрического разряда, в частности ДР, определяется зависимостью мощности разряда от времени ее существования и суммарной величиной выделившейся энергии. Диапазон значений токов короткого замыкания (КЗ) при внутреннем повреждении ВМЭО составляет примерно (20–50) кА. С учетом времени срабатывания защитных устройств длительность горения ДР составляет десятки миллисекунд, а выделяющаяся при этом энергия – порядка 10 МДж. При более тяжелых авариях время горения ДР может достигать сотен миллисекунд, а энергия – порядка 100 МДж.

Характер зависимости мощности ДР от времени отслеживает изменение тока ДР при КЗ и напряжении промышленной частоты. Максимум развиваемой мощности наблюдается через 1–5 мс после возникновения КЗ. Через 5–10 мс

ток ДР обращается в ноль, после чего опять достигает максимального значения, зависящего от геометрии разрядного промежутка и характеристик внешней цепи. Поэтому воздействие ДР на ВМЭО носит, строго говоря, импульсно-периодический характер.

Увеличение давления в ВМЭО при возникновении ДР происходит вследствие расширения образовавшегося парогазового пузыря. Поэтому важнейшей величиной, определяющей интенсивность ударно-волновых процессов в ТМ, является коэффициент газообразования V_g , представляющий собой отношение объема образовавшихся газообразных продуктов разложения изоляции (ГПРИ) к величине энергии, выделившейся в результате электрического разряда. По данным [1], представленным на рис. 1, коэффициент газообразования логарифмически зависит от величины энергии и при энергии 1 МДж составляет около $2,2 \text{ м}^3$, т.е. коэффициент газообразования составляет 2200 л/МДж . В то же время есть основания считать, что эти значения V_g сильно завышены. Действительно, подобная величина газообразования означает, что для образования одной молекулы газа требуется энергия около $0,05 \text{ эВ}$, что примерно на порядок меньше теплоты испарения молекул ТМ ($0,6 \text{ эВ}$) и на два порядка меньше характерных значений энергии связи в молекулах ТМ ($4\text{--}5 \text{ эВ}$).

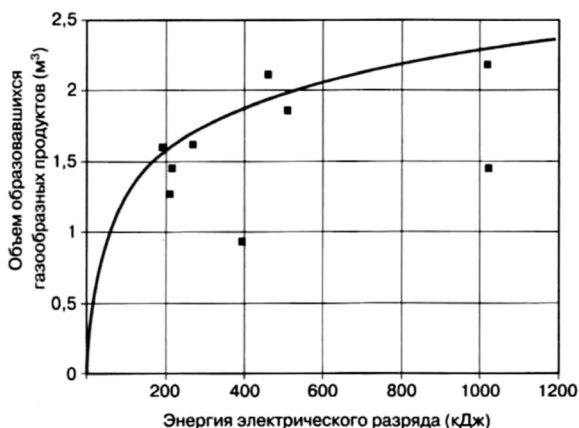


Рис. 1. Газообразование в трансформаторном масле под действием дугового разряда [1]

Ранее проведенные исследования разложения трансформаторного масла по действием частичных разрядов (ч.р.) [2] показали, что в зависимости от условий развития ч.р. значение V_g может отличаться примерно на два порядка – от 1 до 100 л/МДж . Интересно отметить, что, сог-

ласно полученным в этой работе экспериментальным данным, увеличение мощности ч.р. приводит к уменьшению значения коэффициента газообразования. Особенностью проведенных в [2] исследований является то обстоятельство, что суммарные значения энергии ч.р. составляли от десятых долей единицы до нескольких сотен Дж при мощности ч.р. от нескольких единиц до нескольких сотен мВт. В связи с этим были выполнены исследования [3], направленные на получение экспериментальных значений коэффициента газообразования в трансформаторном масле в области относительно высоких энергий, характерных для дугового разряда.

Эксперименты проводились в разрядной камере, показанной на рис. 2.

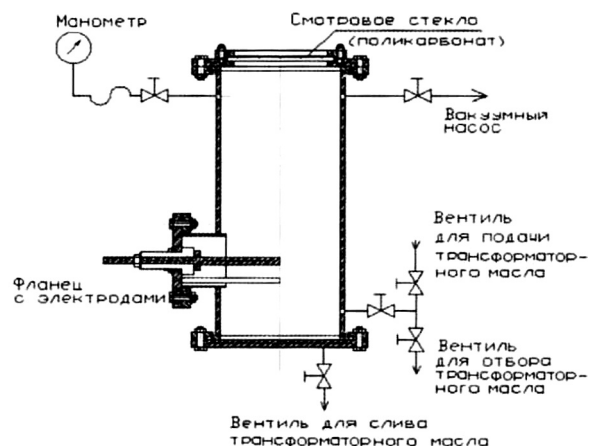


Рис. 2. Эскиз разрядной камеры [3]

Для отбора проб масла и его закачки предусмотрены шаровые вентили. Они исключали контакт масла с воздухом. Масло марки ГК закачивалось с помощью вакуумного насоса через вентиль в нижней части разрядной камеры. Объем масла составлял 8 л. Электроды располагались горизонтально на глубине 50 мм от поверхности масла. Высота воздушной подушки над маслом была 296 мм, что соответствовало объему воздуха 10 л. Во время экспериментов воздух из камеры откачивался, и она заполнялась азотом при атмосферном давлении.

Катодом дуги служил стальной цилиндр диаметром 15,5 мм, анодом – латунный цилиндр диаметром 23,5 мм. Расстояние между электродами – 17 мм, длина рабочей части электродов – 105 мм. Расстояние от электродов до верхнего уровня масла было 50–60 мм. Для инициации разряда электроды соединялись

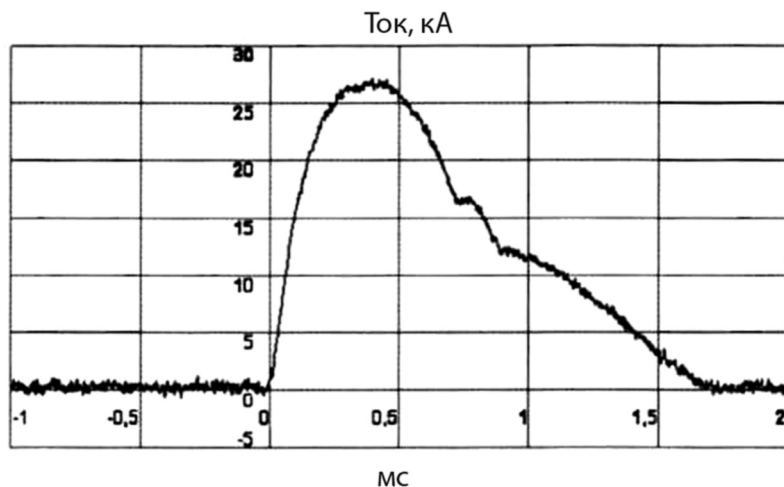


Рис. 3. Осциллограмма тока при энергии дуги 51 кДж



Рис. 4. Осциллограмма напряжения при энергии дуги 51 кДж

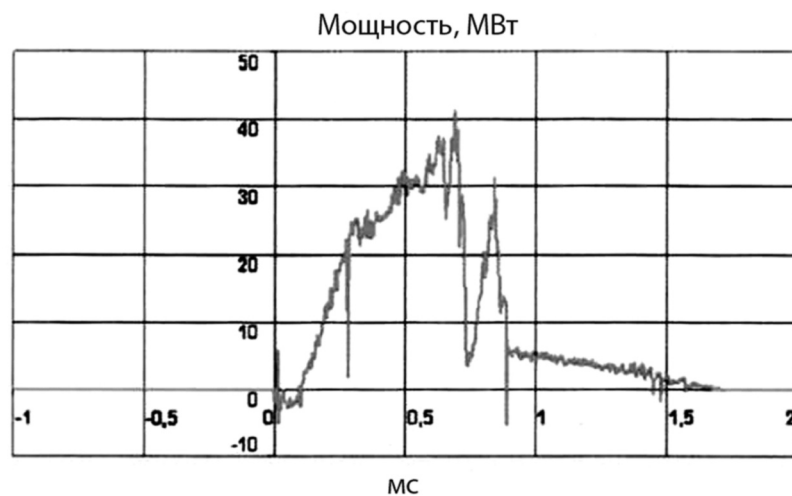


Рис. 5. Осциллограмма мощности при энергии дуги 51 кДж

медной проволокой диаметром 0,1 мм и длиной 10 мм.

магнитного поля.

Как показывают оценки, характерное значе-

В качестве источника энергии использовался емкостный накопитель с номинальной энергией 800 кДж при напряжении 5 кВ и повышающий трансформатор. В экспериментах записывались осциллограммы тока и напряжения, фиксировалось динамическое давление в ТМ и установившееся давление в газовой «подушке», из которого определялся объем выделившегося в дуге газа.

Максимальное значение тока в дуге достигало 50 кА, длительность разряда – 3–5 мс. В некоторых экспериментах ток прекращался, несмотря на то что напряжение на разряде превышало 1 кВ.

Осциллограммы тока и напряжения в опыте, в котором было достигнуто суммарное тепловыделение в дуге 51 кДж, приведены на рис. 3 и 4, рассчитанная осциллограмма мощности для этого же эксперимента показана на рис. 5. В этом опыте объем образовавшихся газов составил 5,6 л.

Из данных, представленных на рис. 3 и рис. 4, видно, что примерно через 0,7 с после начала разряда на осциллограммах тока и напряжения наблюдаются особенности.

Подобные особенности наблюдались во всех экспериментах, причем в одном из опытов ток дуги после достижения минимального падения напряжения начинал возрастать. Как показывает анализ, это связано с тем, что под действием пондеромоторных сил дуга «сносится» на край электродов. После чего она вытягивалась, и напряжение на промежутке возрастало до тех пор, пока не возникал шунтирующий пробой. Эти эксперименты показывают важность учета движения дуги под действием собственного

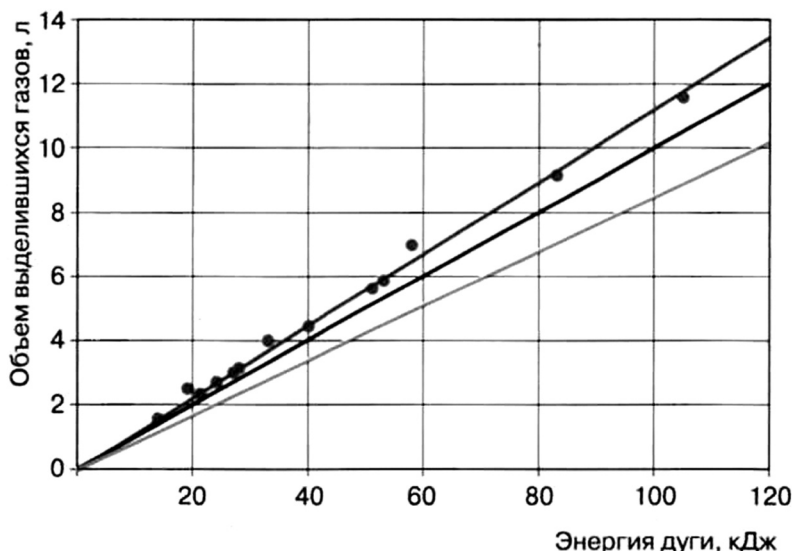


Рис. 6. Коэффициент газообразования по результатам [3]

ние напряженности электрического поля в дуге составляло порядка 300 В/см. По измерениям величина импульсного давления в ТМ превышала 1 МПа.

На рис. 6 приведены результаты измерения объема выделившегося газа в зависимости от тепловыделения в дуге, полученные в описанных экспериментах [3]. Из этого рисунка следует, что коэффициент газообразования составляет 110 л/МДж. Также на рис. 6 приведены данные о скорости газообразования, полученные N.P. Guk ($V_g = 85$ л/МДж) и O.R. Hansen ($V_g = 100$ л/МДж). Как видно, результаты [3] хорошо согласуются с результатами этих авторов, а также с данными [2], но почти на два порядка отличаются от результатов, приведенных в [1]. Можно отметить, что в пользу надежности данных, представленных на рис. 6, говорит тот факт, что при $V_d = 100$ л/МДж для образования одной молекулы газа требуется примерно 2 эВ, что примерно вдвое меньше энергии связи в молекулах ТМ и сопоставимо с энергией испарения этих молекул.

Экспериментальные результаты, полученные в [3], использовались для апробации численной модели ударно-волнового течения в ТМ, описанной в [4]. В этой модели использовалось двумерное приближение, воздействие ДР на трансформаторное масло определялось увеличением объема парогазовой смеси при коэффициенте газообразования $V_g = 110$ л/МДж, электрическая мощность ДР задавалась из эксперимента (см. рис. 5). Так как необходимые для расчета характеристики ТМ (уравнение состоя-

ния, ударная адиабата и откольная прочность) неизвестны, то в [4] использовались соответствующие величины для воды. Модель позволила рассчитать силовое воздействие расширяющегося рабочего тела на стенки камеры. Сопоставление результатов расчетов и экспериментов позволяет говорить как минимум о качественном совпадении.

В [4] также проведены расчеты течения парогазовой смеси под действием химической энергии ВМ (тринитротолуола). Показано, что при надлежащем выборе вида ВМ и величины его заряда можно обеспечить гидравлическое подобие ударно-волновых процессов, возникающих в жидкости под действием дуги и под действием энергии взрыва.

Развитие представленных исследований позволит создать в достаточно близкой перспективе не только сравнительно недорогие методики определения взрывобезопасности реальных конструкций ВМЭО, но и более дешевые и в то же время достаточно надежные расчетные методики.

Библиографический список:

1. S. Muller, R. Brady, G. de Bressy, P. Magnier, G. Perigaud, *Prevention of Transformer Tank explosion. Part 1: Experimental Tests on Large Transformers // Proceedings of PVP2008, 2008 ASME Pressure Vessels and Piping Division Conference, July 27–31, 2008, Chicago, Illinois, USA.*
2. Дарьян Л.А., Аракелян В.Г. Особенности разрушения изоляционных жидкостей под действием частичных разрядов // *Электротехника. 1997. № 5. – С. 58–61.*
3. L.A. Darian, A.V. Kozlov, S.N. Luzganov, M.N. Povareshkin, V.P. Polistchook, A.N. Uchvatov, N.E. Tsyba, A.V. Shurupov, *Study of Gas Formation in the Transformer Oil in the Pulse Arc Discharge // Physics of Extreme States of Matter-2009. Chernogolovka. 2009. – P. 244.*
4. V.P. Efremov, A.V. Shurupov, V.P. Polishchuk, V.E. Fortov, M.F. Ivanov, A.D. Kiverin, E.M. Apfelbaum, V.S. Iorish, K.V. Khishchenko, Dementiev Ya.A., L.A. Darian, *Physical and Numerical Modeling of Processes on the Large Power Objects Explosion // Physics of Extreme States of Matter-2009. Chernogolovka. 2009. – P. 69.*



Продолжение,
начало в № 3, № 4 2010 г.

23 ноября 2009 г. № 261-ФЗ

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ

ФЕДЕРАЛЬНЫЙ ЗАКОН

**ОБ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИИ И О ПОВЫШЕНИИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ
ЭФФЕКТИВНОСТИ И О ВНЕСЕНИИ ИЗМЕНЕНИЙ В ОТДЕЛЬНЫЕ
ЗАКОНОДАТЕЛЬНЫЕ АКТЫ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**

3. В целях выявления лиц, указанных в части 1 настоящей статьи, федеральный орган исполнительной власти, уполномоченный на осуществление государственного контроля за соблюдением требования о проведении обязательного энергетического обследования в установленные сроки, вправе запрашивать в соответствии со своей компетенцией и безвозмездно получать у:

1) организаций, осуществляющих продажу, поставки энергетических ресурсов, данные об объеме и о стоимости поставляемых ими энергетических ресурсов организациям, которые являются потребителями этих поставляемых энергетических ресурсов;

2) органов государственной власти, органов местного самоуправления, организаций сведения и материалы, необходимые для осуществления государственного контроля за соблюдением требования о проведении обязательного энергетического обследования в установленные сроки.

Статья 17. Сбор и анализ данных энергетических паспортов, составленных по результатам энергетических обследований

1. Уполномоченный федеральный орган исполнительной власти осуществляет сбор, обработку, систематизацию, анализ, использование данных энергетических паспортов, составленных по результатам обязательных энергетических обследований, а также данных энергетических паспортов, составленных по результатам добровольных энергетических обследований, в соответствии с требованиями, определенными Правительством Российской Федерации.

2. Каждая саморегулируемая организация в области энергетического обследования один раз в три месяца обязана направлять заверенные ею копии энергетических паспортов, составленных членами такой саморегулируемой организации по результатам проведенных ими за указанный период обязательных энергетических обследований, в уполномоченный федеральный орган исполнительной власти.

3. Уполномоченный федеральный орган исполнительной власти вправе запрашивать и получать у саморегулируемых организаций в области энергетического обследования данные о проведенных в добровольном порядке энергетических обследованиях, а также данные составленных по результатам таких обследований энергетических паспортов в соответствии с перечнем информации, указанной в части 7 статьи 15 настоящего Федерального закона, с учетом требований законодательства Российской Федерации о коммерческой тайне.

4. Уполномоченный федеральный орган исполнительной власти должен обеспечить прием копий энергетических паспортов, составленных по результатам обязательных энергетических обследований, а также информации, запрошенной в соответствии с частью 3 настоящей статьи, в форме электронного документа.

5. Информация, полученная при обработке, систематизации и анализе данных энергетических паспортов, составленных по результатам обязательных и добровольных энергетических обследований, используется в целях получения объективных данных об уровне использования органами и организациями энергетических ресурсов, о потенциале их энергосбережения и повышения энергетической эффективности, о лицах, достигших наилучших результатов при проведении энергетических обследований, об органах и организациях, имеющих наилучшие показатели в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности, об иных получаемых в результате энергетического обследования показателях.

Статья 18. Требования к саморегулируемым организациям в области энергетического обследования

1. Статус саморегулируемой организации в области энергетического обследования может приобрести некоммерческая организация, основанная на членстве, при условии ее соответствия требованиям, установленным частью 3 настоящей статьи.

2. Для внесения в государственный реестр саморегулируемых организаций в области энергетического обследования сведений о некоммерческой организации ею представляются в уполномоченный федеральный орган исполнительной власти документы, предусмотренные Федеральным законом «О саморегулируемых организациях», а также документы, подтверждающие соблюдение установленных частью 3 настоящей статьи требований.

3. Некоммерческая организация вправе приобрести статус саморегулируемой организации в области энергетического обследования при условии ее соответствия следующим требованиям:

1) объединение в составе некоммерческой организации в качестве ее членов не менее чем двадцать пять субъектов предпринимательской деятельности (индивидуальных предпринимателей и (или) юридических лиц) или не менее чем сорок субъектов профессиональной деятельности (физических лиц, осуществляющих деятельность в области энергетического обследования самостоятельно, занимаясь частной практикой, а также на основании трудового договора, заключенного с работодателем – юридическим лицом или индивидуальным предпринимателем) либо объединение в составе некоммерческой организации в качестве ее членов не менее чем пятнадцать субъектов предпринимательской деятельности и не менее чем десять субъектов профессиональной деятельности;

2) наличие указанных в части 4 настоящей статьи документов, в том числе стандартов и правил, обязательных для выполнения всеми членами саморегулируемой организации в области энергетического обследования;

3) наличие компенсационного фонда, сформированного за счет взносов членов саморегулируемой организации в области энергетического обследования, как способа обеспечения имущественной ответственности членов саморегулируемой организации в области энергетического обследования перед потребителями услуг, которая может возникнуть в результате причинения им вреда вследствие недостатков оказанных услуг по энергетическому обследованию.

4. Саморегулируемая организация в области энергетического обследования обязана разработать и утвердить следующие документы:

1) порядок приема в члены саморегулируемой организации в области энергетического обследования и прекращения членства в такой саморегулируемой организации;

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

2) стандарты и правила, регламентирующие порядок проведения энергетических обследований членами саморегулируемой организации в области энергетического обследования, в том числе стандарты и правила оформления энергетического паспорта, составленного по результатам энергетического обследования, стандарты и правила определения перечня мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности, стандарты и правила расчета потенциала энергосбережения (далее – стандарты и правила);

3) перечень мер дисциплинарного воздействия, которые могут быть применены в отношении членов саморегулируемой организации в области энергетического обследования за нарушение требований стандартов и правил;

4) стандарты раскрытия информации о деятельности саморегулируемой организации в области энергетического обследования и о деятельности ее членов.

5. Саморегулируемая организация в области энергетического обследования вправе утверждать иные стандарты и правила по вопросам, относящимся к деятельности ее членов по проведению энергетического обследования.

6. В члены саморегулируемой организации в области энергетического обследования могут быть приняты юридическое лицо, в том числе иностранное юридическое лицо, индивидуальный предприниматель, физическое лицо, соответствующие требованиям, установленным настоящим Федеральным законом, дополнительным требованиям, установленным в соответствии с настоящим Федеральным законом саморегулируемой организацией в области энергетического обследования. Квалификационным требованием для приема в члены саморегулируемой организации в области энергетического обследования является требование к индивидуальному предпринимателю и (или) к лицу, заключившему с ним трудовой или гражданско-правовой договор, к работникам юридического лица, а равно и к физическому лицу – субъекту профессиональной деятельности, о наличии знаний в области деятельности по проведению энергетических обследований в соответствии с образовательными программами высшего профессионального образования, дополнительного профессионального образования или программами профессиональной переподготовки специалистов в области деятельности по проведению энергетических обследований. Членами саморегулируемой организации в области энергетического обследования могут стать:

1) юридическое лицо при условии наличия не менее чем четырех работников, заключивших с ним трудовой договор и получивших знания в указанной области;

2) индивидуальный предприниматель при условии наличия у него знаний в указанной области и (или) наличия знаний в указанной области не менее чем у одного физического лица, заключившего с таким индивидуальным предпринимателем трудовой или гражданско-правовой договор;

3) физическое лицо при условии наличия у него знаний в указанной области.

7. Саморегулируемая организация в области энергетического обследования вправе установить дополнительные связанные с осуществлением деятельности по проведению энергетических обследований требования к членству в такой саморегулируемой организации, которые не должны противоречить настоящему Федеральному закону и иным нормативным правовым актам Российской Федерации.

8. Члены саморегулируемой организации в области энергетического обследования наряду с осуществлением деятельности по проведению энергетических обследований вправе осуществлять иную предпринимательскую или профессиональную деятельность. Члены саморегулируемой организации в области энергетического обследования – юридические лица и индивидуальные предприниматели вправе проводить энергетические обследования в отношении самих себя и принадлежащих им объектов. Члены саморегулируемой организации в области энергетического обследования – физические лица, осуществляющие деятельность в области энергетического обследования на основании трудового договора, заключенного с работодателем, вправе проводить энергетические обследования в отношении работодателя и принадлежащих ему объектов. Конфиденциальная информация, полученная членами саморегулируемой организации в области энергетического обследования в ходе проведения энергетического обследования, не подлежит разглашению, за исключением случаев, установленных законодательством Российской Федерации.

9. Государственный контроль за деятельностью саморегулируемых организаций в области энергетического обследования осуществляется уполномоченным федеральным органом исполнитель-

ной власти (далее – орган государственного контроля) путем проведения плановых и внеплановых проверок. Порядок проведения плановых и внеплановых проверок устанавливается органом государственного контроля в соответствии с законодательством Российской Федерации и требованиями настоящей статьи. Предметом государственного контроля является соблюдение саморегулируемыми организациями в области энергетического обследования требований к таким организациям и их деятельности, а также требований к проведению энергетических обследований, установленных настоящим Федеральным законом, другими федеральными законами и принимаемыми в соответствии с ними иными нормативными правовыми актами Российской Федерации. Плановая проверка саморегулируемой организации в области энергетического обследования осуществляется не чаще чем один раз в три года в соответствии с планом проверок, утвержденным органом государственного контроля. Внеплановая проверка деятельности саморегулируемой организации в области энергетического обследования проводится в целях контроля за исполнением предписаний об устранении нарушений, выявленных в ходе плановых проверок, на основании заявлений физических лиц, юридических лиц, органов государственной власти, органов местного самоуправления о нарушении саморегулируемой организацией в области энергетического обследования или ее членами требований к саморегулируемым организациям в области энергетического обследования и их деятельности, установленных настоящим Федеральным законом, другими федеральными законами и принимаемыми в соответствии с ними иными нормативными правовыми актами Российской Федерации, а также имеющихся несоответствий таким требованиям в представленных в орган государственного контроля документах саморегулируемой организации в области энергетического обследования. В случае выявления нарушений саморегулируемой организацией в области энергетического обследования установленных требований орган государственного контроля направляет в эту саморегулируемую организацию одновременно с актом о выявленных нарушениях предписание об их устранении в разумные сроки. Указанное предписание может быть обжаловано саморегулируемой организацией в области энергетического обследования в арбитражный суд. Саморегулируемая организация в области энергетического обследования обязана представлять в орган государственного контроля по его запросу информацию, необходимую для осуществления им своих функций. В случае несоответствия саморегулируемой организации в области энергетического обследования требованиям, установленным частью 3 настоящей статьи, и в иных предусмотренных федеральными законами случаях орган государственного контроля вправе обратиться в арбитражный суд с требованием об исключении сведений о некоммерческой организации из единого государственного реестра саморегулируемых организаций в области энергетического обследования. В течение года после даты исключения сведений о некоммерческой организации из единого государственного реестра саморегулируемых организаций в области энергетического обследования этой организации не предоставляется статус саморегулируемой организации в области энергетического обследования.

Глава 5. ЭНЕРГОСЕРВИСНЫЕ ДОГОВОРЫ (КОНТРАКТЫ) И ДОГОВОРЫ КУПЛИ-ПРОДАЖИ, ПОСТАВКИ, ПЕРЕДАЧИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ, ВКЛЮЧАЮЩИЕ В СЕБЯ УСЛОВИЯ ЭНЕРГОСЕРВИСНЫХ ДОГОВОРОВ (КОНТРАКТОВ)

Статья 19. Энергосервисный договор (контракт)

1. Предметом энергосервисного договора (контракта) является осуществление исполнителем действий, направленных на энергосбережение и повышение энергетической эффективности использования энергетических ресурсов заказчиком.

2. Энергосервисный договор (контракт) должен содержать:

- 1) условие о величине экономии энергетических ресурсов, которая должна быть обеспечена исполнителем в результате исполнения энергосервисного договора (контракта);
- 2) условие о сроке действия энергосервисного договора (контракта), который должен быть не менее чем срок, необходимый для достижения установленной энергосервисным договором (контрактом) величины экономии энергетических ресурсов;

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

3) иные обязательные условия энергосервисных договоров (контрактов), установленные законодательством Российской Федерации.

3. Энергосервисный договор (контракт) может содержать:

1) условие об обязанности исполнителя обеспечивать при исполнении энергосервисного договора (контракта) согласованные сторонами режимы, условия использования энергетических ресурсов (включая температурный режим, уровень освещенности, другие характеристики, соответствующие требованиям в области организации труда, содержания зданий, строений, сооружений) и иные согласованные при заключении энергосервисного договора (контракта) условия;

2) условие об обязанности исполнителя по установке и вводу в эксплуатацию приборов учета используемых энергетических ресурсов;

3) условие об определении цены в энергосервисном договоре (контракте) исходя из показателей, достигнутых или планируемых для достижения в результате реализации энергосервисного договора (контракта), в том числе исходя из стоимости сэкономленных энергетических ресурсов;

4) иные определенные соглашением сторон условия.

4. В случае заключения энергосервисного договора (контракта) с лицом, которое ответственно за содержание многоквартирного дома и которому собственниками помещений в многоквартирном доме переданы полномочия на заключение и исполнение энергосервисного договора (контракта), такое лицо вправе принимать на себя по энергосервисному договору (контракту) обязательства, для надлежащего исполнения которых собственникам помещений в многоквартирном доме необходимо совершать действия только при наличии в письменной форме согласия на их совершение каждого собственника помещения в многоквартирном доме, которому эти действия необходимо совершить. В противном случае такое условие энергосервисного договора (контракта) является ничтожным.

Статья 20. Договоры купли-продажи, поставки, передачи энергетических ресурсов, включающие в себя условия энергосервисного договора (контракта)

1. По согласованию между покупателем энергетических ресурсов и лицом, имеющим в соответствии с законодательством Российской Федерации право на осуществление продажи, поставок, передачи соответствующих энергетических ресурсов такому покупателю, условия энергосервисного договора (контракта) могут включаться в договоры купли-продажи, поставки, передачи энергетических ресурсов (за исключением природного газа) при условии соблюдения требований, установленных частями 1 и 2 статьи 19 настоящего Федерального закона. Цена в договорах купли-продажи, поставки, передачи энергетических ресурсов, включающих в себя условия энергосервисного договора (контракта), в части условий энергосервисного договора (контракта) определяется сторонами.

2. Договоры купли-продажи, поставки, передачи энергетических ресурсов, включающие в себя условия энергосервисного договора (контракта), могут содержать:

1) условие о количественном значении энергетических ресурсов, которое применяется сторонами при определении обязательств по договору и может быть определено, в частности, исходя из объема потребления соответствующих энергетических ресурсов, зафиксированного на момент начала исполнения такого договора, или другим способом, в том числе расчетным способом, и отличаться от фактического объема потребления энергетических ресурсов;

2) условие о проведении расчетов по такому договору исходя из показателей, достигнутых или запланированных для достижения в результате реализации условий энергосервисного договора (контракта), в том числе исходя из стоимости сэкономленных энергетических ресурсов;

3) условие о предоставлении отсрочки по уплате платежей по такому договору полностью или частично до момента получения результатов реализации условий энергосервисного договора (контракта), в том числе до фиксации экономии энергетических ресурсов;

4) иные условия, определенные сторонами в соответствии с настоящим Федеральным законом и законодательством Российской Федерации, регулирующим условия договоров купли-продажи, поставки, передачи энергетических ресурсов.

3. Примерные условия договоров купли-продажи, поставки, передачи энергетических ресурсов (за исключением природного газа), включающих в себя условия энергосервисного договора (контракта), устанавливаются уполномоченным федеральным органом исполнительной власти.

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

Статья 21. Государственные или муниципальные энергосервисные договоры (контракты), заключаемые для обеспечения государственных или муниципальных нужд

1. В целях обеспечения государственных или муниципальных нужд государственные или муниципальные заказчики вправе заключать государственные или муниципальные энергосервисные договоры (контракты).

2. Государственные или муниципальные энергосервисные договоры (контракты) заключаются и оплачиваются в соответствии с бюджетным законодательством Российской Федерации и законодательством Российской Федерации о размещении заказов.

Глава 6. ИНФОРМАЦИОННОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЮ И ПОВЫШЕНИЮ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ

Статья 22. Информационное обеспечение мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности

1. Информационное обеспечение мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности должно осуществляться регулярно посредством:

1) создания государственной информационной системы в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности;

2) опубликования органами государственной власти, органами местного самоуправления в средствах массовой информации региональных, муниципальных программ в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности;

3) организации органами государственной власти, органами местного самоуправления распространения в средствах массовой информации тематических теле- и радиопередач, информационно-просветительских программ о мероприятиях и способах энергосбережения и повышения энергетической эффективности, о выдающихся достижениях, в том числе зарубежных, в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности и иной актуальной информации в данной области;

4) информирования потребителей об энергетической эффективности бытовых энергопотребляющих устройств и других товаров, в отношении которых настоящим Федеральным законом установлены требования к их обороту на территории Российской Федерации, а также зданий, строений, сооружений и иных объектов, связанных с процессами использования энергетических ресурсов;

5) распространения информации о потенциале энергосбережения относительно систем коммунальной инфраструктуры и мерах по повышению их энергетической эффективности;

6) организации выставок объектов и технологий, имеющих высокую энергетическую эффективность;

7) выполнения иных действий в соответствии с законодательством об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности.

2. В целях соблюдения интересов государства и достижения общественно полезных целей в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности, а также осуществления информационного обеспечения мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности органы государственной власти, органы местного самоуправления обязаны обеспечить регулярное распространение:

1) информации об установленных настоящим Федеральным законом правах и обязанностях физических лиц, о требованиях, предъявляемых к собственникам жилых домов, собственникам помещений в многоквартирных домах, лицам, ответственным за содержание многоквартирных домов, и об иных требованиях настоящего Федерального закона;

2) социальной рекламы в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности в порядке, установленном законодательством Российской Федерации.

Продолжение в следующем номере

ПРАВИЛА ПРЕДОСТАВЛЕНИЯ СТАТЕЙ ДЛЯ ПУБЛИКАЦИИ В НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКОМ ЖУРНАЛЕ «ГЛАВНЫЙ ЭНЕРГЕТИК»

В Редакцию журнала предоставляются:

1. Авторский оригинал статьи (на русском языке) – в распечатанном виде (с датой и подписью автора) и в электронной форме (первый отдельный файл на CD-диске / по электронной почте), содержащей текст в формате Word (версия 1997–2003).

2. Весь текст набирается шрифтом Times New Roman Cyr, кеглем 12 pt, с полуторным междустрочным интервалом. Отступы в начале абзаца – 0,7 см, абзацы четко обозначены. Поля (в см): слева и сверху – 2, справа и снизу – 1,5. Нумерация – «от центра» с первой страницы. Объем статьи – не более 15–16 тыс. знаков с пробелами (с учетом аннотаций, ключевых слов, примечаний, списков источников).

Структура текста:

- **Сведения об авторе / авторах:** имя, отчество, фамилия, должность, место работы, ученое звание, ученая степень, домашний адрес (с индексом), контактные телефоны (раб., дом.), адрес электронной почты – размещаются перед названием статьи в указанной выше последовательности (с выравниванием по правому краю).

- **Название статьи и УДК.**

- **Аннотация** статьи (3–10 строк) об актуальности и новизне темы, главных содержательных аспектах, размещается после названия статьи (курсивом).

- **Ключевые слова** по содержанию статьи (8–10 слов) размещаются после аннотации.

- **Основной текст статьи** желательно разбить на подразделы (с подзаголовками).

Инициалы в тексте набираются через неразрывный пробел с фамилией (одновременное нажатие клавиш «Ctrl» + «Shift» + «пробел». Между инициалами пробелов нет).

Сокращения типа **т. е.**, **т. к.** и подобные набираются через неразрывный пробел.

В тексте используются кавычки «...», если встречаются внутренние и внешние кавычки, то внешними выступают «елочки», внутренними «лапки» – «...“...”».

В тексте используется длинное тире (–), получаемое путем одновременного нажатия клавиш «Ctrl» + «Alt» + «-», а также дефис (-).

Таблицы, схемы, рисунки и формулы в тексте должны нумероваться; схемы и таблицы должны иметь заголовки, размещенные над схемой или полем таблицы, а каждый рисунок – подрисуночную подпись.

- **Список использованной литературы / использованных источников** (если в список включены электронные ресурсы) оформляется в соответствии с принятыми стандартами, выносится в конец статьи. Источники даются в алфавитном порядке (русский, другие языки). Отсылки к списку в основном тексте даются в квадратных скобках [номер источника в списке, страница].

- **Примечания** нумеруются арабскими цифрами (с использованием кнопки меню текстового редактора «надстрочный знак» – x²). При оформлении библиографических источников, примечаний и ссылок автоматические сноски текстового редактора не используются. Сноска дается в подстрочнике на одной странице в случае указания на продолжение статьи и/или на источник публикации.

- **Подрисуночные подписи** оформляются по схеме: название/номер файла иллюстрации – пояснения к ней (что/кто изображен, где; для изображений обложек книг и их содержимого – библиографическое описание; и т. п.). Номера файлов в списке должны соответствовать названиям/номерам предоставляемых фотоматериалов.

3. Материалы на английском языке – информация об авторе/авторах, название статьи, аннотация, ключевые слова – в распечатанном виде и в электронной форме (второй отдельный файл на CD / по электронной почте), содержащей текст в формате Word (версия 1997–2003).

4. Иллюстративные материалы – в электронной форме (фотография автора обязательна, иллюстрации) – отдельными файлами в форматах TIFF/JPG разрешением не менее 300 dpi.

Не допускается предоставление иллюстраций, импортированных в Word, а также их ксерокопий.

Ко всем изображениям автором предоставляются подрисуночные подписи (включаются в файл с авторским текстом).

5. Заполненный в электронной форме Договор авторского заказа (высылается дополнительно).

6. Рекомендательное письмо научного руководителя – желательно для публикации статей аспирантов и соискателей.

Авторы статей несут ответственность за содержание статей и за сам факт их публикации.

Редакция не всегда разделяет мнения авторов и не несет ответственности за недостоверность публикуемых данных.

Редакция журнала не несет никакой ответственности перед авторами и/или третьими лицами и организациями за возможный ущерб, вызванный публикацией статьи.

Редакция вправе изъять уже опубликованную статью, если выяснится, что в процессе публикации статьи были нарушены чьи-либо права или общепринятые нормы научной этики.

О факте изъятия статьи редакция сообщает автору, который представил статью, рецензенту и организации, где работа выполнялась.

Плата с аспирантов за публикацию рукописей не взимается.

Статьи и предоставленные CD-диски, другие материалы не возвращаются.

Статьи, оформленные без учета вышеизложенных Правил, к публикации не принимаются.

Правила составлены с учетом требований, изложенных в Информационном письме Высшей аттестационной комиссии Министерства образования и науки РФ от 14.10.2008 № 45.1–132 (<http://vak.ed.gov.ru/ru/list/inflatter-14-10-2008/>).

Профессиональные праздники и памятные даты

1 мая



Праздник труда (День труда). В этот день 1886 г. социалистические организации США и Канады устроили ряд митингов и демонстраций, вызвавших столкновения с полицией и жертвы. Три года спустя в память об этом Парижский конгресс II Интернационала объявил 1 мая Днем солидарности рабочих всего мира. В Российской империи день впервые отметили в 1890 г. В Советском Союзе праздник именовался Днем солидарности трудящихся, а в Российской Федерации — Днем Весны и Труда.

3 мая



Всемирный день свободной печати. Провозглашен Генеральной Ассамблеей ООН 20 декабря 1993 г. по инициативе ЮНЕСКО. Тематика праздника связана со свободным доступом информации, безопасностью журналистов, расширением прав и возможностей СМИ.



День Солнца. Дата зародилась в 1994 г. с подачи Европейского отделения Международного общества солнечной энергии (МОСЭ). День посвящен нашему небесному светилу и экологии в целом. Энтузиасты и общественные организации Европы организуют мероприятия, связанные с демонстрацией возможностей солнечной энергии.

5 мая



Международный день борьбы за права инвалидов. В этот день 1992 г. люди с ограниченными возможностями из семнадцати стран одновременно провели первый общеевропейский день борьбы за равные права. В России сегодня проживают около 13 млн инвалидов, нуждающихся в особом внимании и развитии соответствующей инфраструктуры.



День водолаза. 5 мая 1882 г. указом императора Александра III в Кронштадте была основана первая в мире водолазная школа. В 2002 г. по ходатайству представителей водолазных организаций различных министерств и ведомств указом Президента России В. Путина этот день официально объявлен Днем водолаза.

7 мая



День радио. Согласно официальной отечественной версии, 7 мая 1895 г. русский физик Александр Попов сконструировал первый радиоприемник и осуществил сеанс связи. Впервые эта дата была торжественно отмечена в СССР в 1925 г., а спустя 20 лет, согласно Постановлению Совнаркома, работники всех отраслей связи стали отмечать праздник ежегодно.

8 мая



Международный день Красного Креста и Красного Полумесяца. Дата отмечается в день рождения швейцарского гуманиста Анри Дюнан. В 1863 г. по его инициативе была созвана конференция, положившая начало международному обществу Красного Креста. Официальное название организации было утверждено в 1928 г. и видоизменено в 1986 г. Задачи МККК — помощь раненым, больным, военнопленным и жертвам стихийных бедствий. Сегодня Красный Крест работает в 176 странах мира.

9 мая



День Победы. 9 мая в 0:43 по московскому времени представители немецкого командования подписали Акт о безоговорочной капитуляции фашистской Германии. Утром того же дня на Центральный аэродром имени Фрунзе приземлился самолет «Ли-2» с экипажем А.И. Семенкова, доставивший в Москву исторический документ. День Победы Советского Союза в Великой Отечественной войне был и остается одним из самых почитаемых праздников во многих странах.

12 мая



Всемирный день медицинской сестры. Дата отмечается с 1965 г. под эгидой Международного совета медсестер (ICN). 12 мая — день рождения Флоренс Найтингейл, основательницы службы сестер милосердия и общественного деятеля Великобритании.

13 мая



День Черноморского флота. В этот день 1783 г., спустя два месяца после присоединения Крыма к России, в Ахтиарскую бухту Черного моря вошли 11 кораблей Азовской флотилии под командованием адмирала Федота Клокачева. Вскоре на берегах бухты началось строительство города и порта Севастополь. В календаре современной России дата получила праздничный статус в 1996 г.

15 мая



Международный день семьи. Дата учреждена Генеральной Ассамблеей ООН в 1993 г. Цель проводимых по миру мероприятий — защитить права семьи как основного элемента общества и хранительницы человеческих ценностей.

17 мая



Всемирный день информационного общества. Профессиональный праздник программистов, системных администраторов и всех работников сферы информационных технологий учрежден на Генеральной Ассамблее ООН в 2006 г. Но исторические корни бывшего Международного дня электросвязи уходят к 17 мая 1865 г., когда в Париже был основан Международный телеграфный союз.

Поздравим друзей и нужных людей!

18 мая



Международный день музеев. Праздник появился в 1977 г., когда на заседании Международного совета музеев (ICOM) было принято предложение российской организации об учреждении этой даты. Цель праздника — пропаганда научно-просветительной и образовательно-воспитательной работы музеев мира.



День Балтийского флота. В этот день 1703 г. флотилия с солдатами Преображенского и Семёновского полков под командованием Петра I одержала первую боевую победу, захватив в устье Невы два шведских военных судна. Сегодня в состав старейшего флота России входят более 100 боевых кораблей.

20 мая



Всемирный день метролога. Праздник учрежден Международным комитетом мер и весов в октябре 1999 г. Дата выбрана в ознаменование подписания в 1875 г. знаменитой «Метрической конвенции». Одним из ее инициаторов и разработчиков был выдающийся русский ученый Д.И. Менделеев. В России Всемирный день метрологии начали отмечать с 2004 г.

21 мая



День Тихоокеанского флота. 21 мая 1731 г. «Для защиты земель, морских торговых путей и промыслов» Сенатом России был учрежден Охотский военный порт. Он стал первой постоянно действующей военно-морской единицей страны на Дальнем Востоке. Сегодня Тихоокеанский флот служит обеспечению безопасности РФ во всем Азиатско-Тихоокеанском регионе.

24 мая



День славянской письменности и культуры. В 1863 г. Российский Святейший Синод определил день празднования тысячелетия Моравской миссии святых Кирилла и Мефодия — 11 мая (24 по новому стилю). В IX веке византиец Константин (Кирилл) создал основы нашей письменности. В богоугодном деле образования славянских народов ему помогал старший брат Мефодий.



День кадровика. В этот день 1835 г. в царской России вышло постановление «Об отношении между хозяевами фабричных заведений и рабочими людьми, поступающими на оные по найму». Дата считается началом формирования отношений между работодателями и наемными работниками в нашей стране. Профессиональный праздник отмечается с 2005 г. по инициативе Всероссийского кадрового конгресса.

25 мая



День филолога. Праздник отмечается в России и ряде стран. Это день выпускников филологических факультетов, преподавателей профильных вузов, библиотекарей, учителей русского языка и литературы и всех любителей словесности.

26 мая



День российского предпринимательства. Новый профессиональный праздник введен в 2007 г. указом Президента России В. Путина. Основополагающий российский Закон «О предприятиях и предпринимательской деятельности» появился в 1991 г. Он закрепил право граждан вести предпринимательскую деятельность как индивидуально, так и с привлечением наемных работников.

27 мая



Всероссийский день библиотек. В этот день 1795 г. была основана первая государственная общедоступная библиотека России — Императорская публичная библиотека. Спустя ровно два века, указ Президента РФ Б. Ельцина придал празднику отечественного библиотекаря официальный статус.

28 мая



День пограничника. 28 мая 1918 г. Декретом Совнаркома была учреждена Пограничная охрана РСФСР. Правопреемником этой структуры стала Федеральная пограничная служба России, созданная Указом Президента России в декабре 1993 г. Праздник защитников границ Отечества в этот день отмечают и в ряде республик бывшего СССР.

29 мая



День военного автомобилиста. 29 мая 1910 г. в Санкт-Петербурге была образована первая учебная автомобильная рота. Она стала центром автотехнического обеспечения войск и явилась прообразом автомобильной службы Вооруженных сил. Праздник военных автомобилистов был учрежден приказом министра обороны РФ в 2000 г.

31 мая



Всемирный день без табака. Дата выбрана Всемирной организацией здравоохранения в 1988 г. Перед мировым сообществом поставлена задача — добиться того, чтобы в XXI веке проблема табакокурения исчезла.



День российской адвокатуры. 31 мая 2002 г. Президент России В. Путин подписал новый Федеральный закон «Об адвокатской деятельности и адвокатуре в Российской Федерации». Профессиональный праздник учрежден 8 апреля 2005 г. на Втором всероссийском съезде адвокатов.

Стоимость подписки на журнал указана в каталоге
Агентства «Роспечать»

ф. СП-1

АБОНЕМЕНТ на ~~газету~~ журнал **82717**
(индекс издания)

Главный энергетик
(наименование издания) Количество комплектов.

на 20 10 год по месяцам:

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12

Куда (почтовый индекс) (адрес)

Кому (фамилия, инициалы)

ДОСТАВочная КАРточка

ПВ место литер ~~газету~~ журнал **82717**
(индекс издания)

Главный энергетик
(наименование издания)

Стоимость подписки руб. коп. Количество комплектов
переадресовки руб. коп.

на 20 10 год по месяцам:

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12

Куда (почтовый индекс) (адрес)

Кому (фамилия, инициалы)

Стоимость подписки на журнал указана в каталоге
«Почта России»

ф. СП-1

АБОНЕМЕНТ на ~~газету~~ журнал **16579**
(индекс издания)

Главный энергетик
(наименование издания) Количество комплектов.

на 20 10 год по месяцам:

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12

Куда (почтовый индекс) (адрес)

Кому (фамилия, инициалы)

ДОСТАВочная КАРточка

ПВ место литер ~~газету~~ журнал **16579**
(индекс издания)

Главный энергетик
(наименование издания)

Стоимость подписки руб. коп. Количество комплектов
переадресовки руб. коп.

на 20 10 год по месяцам:

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12

Куда (почтовый индекс) (адрес)

Кому (фамилия, инициалы)

**ПРОВЕРЬТЕ ПРАВИЛЬНОСТЬ
ОФОРМЛЕНИЯ АБОНЕМЕНТА!**

На абонементе должен быть проставлен оттиск кассовой машины.

При оформлении подписки (передрессовки)
без кассовой машины на абонементе проставляется оттиск
календарного иттемпеля отделения связи.

В этом случае абонемент выдается подписчику с квитанцией
об оплате стоимости подписки (передрессовки).

**ПРОВЕРЬТЕ ПРАВИЛЬНОСТЬ
ОФОРМЛЕНИЯ АБОНЕМЕНТА!**

На абонементе должен быть проставлен оттиск кассовой машины.

При оформлении подписки (передрессовки)
без кассовой машины на абонементе проставляется оттиск
календарного иттемпеля отделения связи.

В этом случае абонемент выдается подписчику с квитанцией
об оплате стоимости подписки (передрессовки).

Для оформления подписки на газету или журнал,
а также для передрессования издания бланк абонемента
с доставочной карточкой заполняется подписчиком чернилами,
разборчиво, без сокращений, в соответствии с условиями,
изложенными в подписных каталогах.

Заполнение месячных клеток при передрессовании
издания, а также клетки «ПВ-МЕСТО» производится
работниками предпритий связи и подписных агентств.

Для оформления подписки на газету или журнал,
а также для передрессования издания бланк абонемента
с доставочной карточкой заполняется подписчиком чернилами,
разборчиво, без сокращений, в соответствии с условиями,
изложенными в подписных каталогах.

Заполнение месячных клеток при передрессовании
издания, а также клетки «ПВ-МЕСТО» производится
работниками предпритий связи и подписных агентств.

Выгодное предложение!

Подписка на 2-е полугодие по льготной цене – 3120 руб. (подписка по каталогам – 3900 руб.)
 Оплатив этот счет, **вы сэкономите на подписке около 20%** ваших средств.

Почтовый адрес: 125040, Москва, а/я 1

По всем вопросам, связанным с подпиской, обращайтесь по тел.:

(495) 211-5418, 749-2164, 749-4273, тел./факс (495) 250-7524 или по e-mail: podpiska@panor.ru

ПОЛУЧАТЕЛЬ:

ООО Издательство «Профессиональная Литература»

ИНН 7718766370	КПП 771801001	р/сч. № 40702810438180001886	Вернадское ОСБ №7970, г. Москва
----------------	---------------	------------------------------	---------------------------------

БАНК ПОЛУЧАТЕЛЯ:

БИК 044525225	к/сч. № 30101810400000000225	Сбербанк России ОАО, г. Москва
---------------	------------------------------	--------------------------------

СЧЕТ № 2ЖК2010 от « ____ » _____ 2010

Покупатель:

Расчетный счет №:

Адрес:

№№ п/п	Предмет счета (наименование издания)	Кол-во экз.	Цена за 1 экз.	Сумма	НДС 0%	Всего
1	Главный энергетик (подписка на II полугодие 2010 г.)	6	520	3120	Не обл.	3120
2						
3						
ИТОГО:						
ВСЕГО К ОПЛАТЕ:						

Генеральный директор



Дельсколенко

К.А. Москаленко

Главный бухгалтер

Москаленко

Л.В. Москаленко

ВНИМАНИЮ БУХГАЛТЕРИИ!

В ГРАФЕ «НАЗНАЧЕНИЕ ПЛАТЕЖА» ОБЯЗАТЕЛЬНО УКАЗЫВАТЬ ТОЧНЫЙ АДРЕС ДОСТАВКИ ЛИТЕРАТУРЫ (С ИНДЕКСОМ) И ПЕРЕЧЕНЬ ЗАКАЗЫВАЕМЫХ ЖУРНАЛОВ.

НДС НЕ ВЗИМАЕТСЯ (УПРОЩЕННАЯ СИСТЕМА НАЛОГООБЛОЖЕНИЯ).

ОПЛАТА ДОСТАВКИ ЖУРНАЛОВ ОСУЩЕСТВЛЯЕТСЯ ИЗДАТЕЛЬСТВОМ. ДОСТАВКА ИЗДАНИЙ ОСУЩЕСТВЛЯЕТСЯ ПО ПОЧТЕ ЦЕННЫМИ БАНДЕРОЛЯМИ ЗА СЧЕТ РЕДАКЦИИ. В СЛУЧАЕ ВОЗВРАТА ЖУРНАЛОВ ОТПРАВИТЕЛЮ, ПОЛУЧАТЕЛЬ ОПЛАЧИВАЕТ СТОИМОСТЬ ПОЧТОВОЙ УСЛУГИ ПО ВОЗВРАТУ И ДОСЫЛУ ИЗДАНИЙ ПО ИСТЕЧЕНИИ 15 ДНЕЙ.

ДАННЫЙ СЧЕТ ЯВЛЯЕТСЯ ОСНОВАНИЕМ ДЛЯ ОПЛАТЫ ПОДПИСКИ НА ИЗДАНИЯ ЧЕРЕЗ РЕДАКЦИЮ И ЗАПОЛНЯЕТСЯ ПОДПИСЧИКОМ. СЧЕТ НЕ ОТПРАВЛЯТЬ В АДРЕС ИЗДАТЕЛЬСТВА.

ОПЛАТА ДАННОГО СЧЕТА-ОФЕРТЫ (СТ. 432 ГК РФ) СВИДЕТЕЛЬСТВУЕТ О ЗАКЛЮЧЕНИИ СДЕЛКИ КУПИ-ПРОДАЖИ В ПИСЬМЕННОЙ ФОРМЕ (П. 3 СТ. 434 И П. 3 СТ. 438 ГК РФ).

ОБРАЗЕЦ ЗАПОЛНЕНИЯ ПЛАТЕЖНОГО ПОРУЧЕНИЯ

Поступ. в банк плат.	Списано со сч. плат.	
ПЛАТЕЖНОЕ ПОРУЧЕНИЕ №		[]
	Дата	Вид платежа
Сумма прописью		
ИНН	КПП	Сумма
Плательщик		Сч.№
Банк Плательщика		БИК
Сбербанк России ОАО, г. Москва		Сч.№
Банк Получателя		БИК
ИНН 7718766370 КПП 771801001		Сч.№
ООО Издательство «Профессиональная Литература» Вернадское ОСБ 7970 г. Москва		Сч.№
Получатель		Вид оп.
		Срок плат.
		Наз.пл.
		Очер. плат.
		Код
		Рез. поле
Оплата за подписку на журнал Главный энергетик (___ экз.) на 6 месяцев, без налога НДС (0%). ФИО получателя _____ Адрес доставки: индекс _____, город _____, ул. _____, дом _____, корп. _____, офис _____ телефон _____, e-mail: _____		
Назначение платежа		
Подписи		Отметки банка
М.П.	_____	



При оплате данного счета в платежном поручении в графе «**Назначение платежа**» обязательно укажите:

- 1 **Название издания и номер данного счета**
- 2 **Точный адрес доставки (с индексом)**
- 3 **ФИО получателя**
- 4 **Телефон (с кодом города)**

По всем вопросам, связанным с подпиской, обращайтесь по тел.:

(495) 211-5418, 749-2164, 749-4273
 тел./факс **(495) 250-7524**
 или по **e-mail: podpiska@panor.ru**