

ГЛАВНЫЙ ЭНЕРГЕТИК

ПРОИЗВОДСТВЕННО-ТЕХНИЧЕСКИЙ
ЖУРНАЛ



ИЮНЬ
2004

СОДЕРЖАНИЕ



НОВОСТИ ЭНЕРГЕТИКИ

4

ПРОБЛЕМЫ И РЕШЕНИЯ

11

СОБСТВЕННЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

КАК СПОСОБ СНИЖЕНИЯ ИЗДЕРЖЕК ПРЕДПРИЯТИЙ

11

ЭЛЕКТРОХОЗЯЙСТВО

15

УСТРОЙСТВА ЗАЩИТНОГО ОТКЛЮЧЕНИЯ –

ДОМЫСЛЫ И РЕАЛЬНОСТЬ

15

ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ

СИСТЕМ ЦЕХОВОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

23

ИЗМЕРЕНИЕ ПОЛНОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ

ЦЕПИ «ФАЗА – НУЛЬ»

33

АНАЛИЗ СИСТЕМ ДЛЯ ВНУТРЕННЕГО ОСВЕЩЕНИЯ

ЗДАНИЙ И СООРУЖЕНИЙ

40

ТЕПЛОСНАБЖЕНИЕ

42

ЭНЕРГОУСТАНОВКИ НА БАЗЕ ТЕПЛОВЫХ НАСОСОВ.

АСПЕКТЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ

42

ГОРЕЛКА С ПОДОГРЕВОМ ТОПЛИВА. ЗА И ПРОТИВ?

46

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ

ПО ПРИМЕНЕНИЮ КОМПЛЕКСОННЫХ ПРЕПАРАТОВ

ДЛЯ ВЕДЕНИЯ ВОДНО-ХИМИЧЕСКОГО РЕЖИМА

ТЕПЛОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

48

ВОЗДУХОСНАБЖЕНИЕ

54

ВЕНТИЛЯЦИЯ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ЗДАНИЙ И ПОМЕЩЕНИЙ

ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

54

ЭНЕРГОАУДИТ

56

МЕТОДОЛОГИЯ ПРОВЕДЕНИЯ ЭНЕРГОАУДИТА

ПРОМЫШЛЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ С ПРИМЕНЕНИЕМ СИСТЕМЫ

ИЗ ДВУХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ

56

ЭНЕРГОАУДИТ. ПРОБЛЕМЫ СТАНДАРТИЗАЦИИ

62

ГЛАВНЫЙ ЭНЕРГЕТИК № 6/2004



ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ

69

НЕТРАДИЦИОННЫЕ ВАРИАНТЫ
ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ

69

ОБМЕН ОПЫТОМ

72

СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ
НОРМИРОВАНИЯ РАСХОДОВ
ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И ТОПЛИВА

72

ОХРАНА ТРУДА

75

ТИПОВАЯ ИНСТРУКЦИЯ
ПО ОХРАНЕ ТРУДА
ДЛЯ ЭЛЕКТРОМОНТЕРОВ ПО РЕМОНТУ
И ОБСЛУЖИВАНИЮ
ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ
ГРУЗОПОДЪЕМНЫХ МАШИН

75

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

79

ПОСТАНОВЛЕНИЕ ПРАВИТЕЛЬСТВА
«О ПРАВИЛАХ ОПТОВОГО РЫНКА
ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ
(МОЩНОСТИ) ПЕРЕХОДНОГО ПЕРИОДА»
«О ЦЕНООБРАЗОВАНИИ
В ОТНОШЕНИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ
И ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ
В РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ»
ПРАВИЛА

79

96

ГОСУДАРСТВЕННОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ
И ПРИМЕНЕНИЯ ТАРИФОВ
НА ЭЛЕКТРИЧЕСКУЮ
И ТЕПЛОВУЮ ЭНЕРГИЮ
В РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

108

КРОССВОРД

112

НЕ ВСЕМ ДАНО

Глава группы ЕСН Григорий Березкин освоил новый вид бизнеса. Его структуры стали снабжать некоторые подразделения «Газпрома» и «Российских железных дорог» электроэнергией с оптового рынка (ФОРЭМ). С прошлого октября от сотрудничества с региональными энергосистемами в пользу структур ЕСН отказались «Астраханьгазпром» и «Оренбурггазпром». А в этом месяце к ним присоединилось Тверское отделение Октябрьской железной дороги. На подходе контракты с еще несколькими подразделениями РЖД. Бегству крупных клиентов на ФОРЭМ энергетики всячески препятству-

ют – ведь именно на них лежит груз перекрестного субсидирования. Те же железнодорожники не первый год тщательно стремятся покупать электричество по оптовым ценам. Зато вмешательство ЕСН мигмом меняет ситуацию. Крупные предприятия давно стремятся на ФОРЭМ, поскольку электричество там заметно дешевле, чем у АО-энерго. К примеру, Лебединский ГОК благодаря выходу на оптовый рынок снизил на четверть свои издержки по закупке электричества. Вот только у монополий этот эффект получается намного скромнее.

Экономия газпромовских дочерних предприятий от сотрудни-

чества с ЕСН оказалась минимальной.

РЖД тоже может рассчитывать на снижение тарифа менее чем на 10%. Такому феномену может быть два объяснения. С одной стороны, ЕСН, как близкая к РАО «ЕЭС России» структура, вполне может находить разумный баланс между интересами энергетиков и крупных потребителей. Но с другой – российские монополии по-прежнему остаются крайне непрозрачными. Никто не может поручиться, что ради галочки они не дают избранным компаниям делать отличный бизнес на удовлетворении потребности в электроэнергии.

ПРАВИТЕЛЬСТВО УТВЕРДИЛО ФУНКЦИИ ФЕДЕРАЛЬНОЙ СЛУЖБЫ ПО ТАРИФАМ

Премьер-министр РФ Михаил Фрадков подписал постановление о Федеральной службе по тарифам (ФСТ).

Как говорится в сообщении Департамента правительственной информации, «Федеральная служба по тарифам является федеральным органом исполнительной власти по регулированию естественных монополий, осуществляющим государственное регулирование цен в электроэнергетике, нефтегазовом комплексе, на железнодорожном и ином транспорте на услуги транспортных терминалов, портов, аэропортов, услуги общедоступной электрической и почтовой связи, а также на иные виды товаров, подлежащих государственному регулированию».

Федеральная служба по тарифам находится в ведении Минэкономразвития РФ.

Основными функциями ФСТ являются:

1. Определение (установление) цен (тарифов) и осу-

ществление контроля по вопросам, связанным с определением (установлением) и применением цен (тарифов):

в электроэнергетике;

в газовой отрасли;

в сфере транспортировки нефти и нефтепродуктов по магистральным трубопроводам;

на железнодорожном транспорте;

в сфере услуг транспортных терминалов, портов, аэропортов;

в сфере услуг общедоступной электрической и почтовой связи;

в отношении продукции ядерно-топливного цикла;

в отношении продукции оборонного назначения;

в отношении водки, ликероводочной и другой алкогольной продукции крепостью

свыше 28 процентов, производимой на территории РФ или ввозимой на таможенную территорию РФ;

в отношении этилового спирта из пищевого сырья,

производимого на территории РФ.

2. Рассмотрение разногласий, возникающих между органами исполнительной власти субъектов РФ в области государственного регулирования тарифов, организациями, осуществляющими регулируемые виды деятельности, и потребителями.

Постановление предусматривает, что ФСТ будет иметь до четырех заместителей руководителя, а также до девяти управлений по основным направлениям деятельности.

Порядок принятия решений по определению (установлению) цен (тарифов) определяется Правительством РФ на основе федеральных законов и актов Президента РФ.

Центральный аппарат ФСТ будет размещаться по адресам в г. Москве: Китайгородский проезд, д. 7 и ул. Варварка, д. 14.

Главой ФСТ назначен Сергей Новиков.

РАО «ЕЭС РОССИИ» ЗАВЕРШИЛО РАБОТУ НАД СОЗДАНИЕМ ЦЕНТРАЛЬНОГО ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ ЕДИНОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ РОССИИ

РАО «ЕЭС России» завершило работу над созданием ОАО «Системный оператор – Центральное диспетчерское управление ЕЭС России». Об этом сообщил член правления энергохолдинга Вячеслав Синюгин.

«С созданием системного оператора мы завершаем фор-

мирование единой вертикальной диспетчерской системы, которая будет являться гарантом бесперебойной работы российской электроэнергетики при переходе ее к рынку», – сказал Синюгин. Он особо подчеркнул, что «жесткая вертикализация системного оператора позволит

избежать масштабных сбоев в электроэнергетике, которые мы, к примеру, недавно наблюдали в США, Италии и Северной Европе». Синюгин также сообщил, что в рамках реформы электроэнергетики из РАО уже выделены все сервисные организации.

В РАО НАДЕЮТСЯ, ЧТО ПРАВИТЕЛЬСТВО ДО ИЮЛЯ ПРИМЕТ ВСЕ НЕОБХОДИМЫЕ НОРМАТИВНЫЕ АКТЫ В РАМКАХ РЕФОРМЫ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

Руководство РАО «ЕЭС России» надеется, что правительство до июля текущего года примет все необходимые нормативные акты в рамках реформы электроэнергетики. Об этом на пресс-конференции в РИА «Новости» заявил член правления РАО «ЕЭС России» Юрий Удальцов. «Мы рассчитываем, что с завершением административной реформы правительство возоб-

новит работу над постановлениями в энергетической сфере с той же скоростью, что и до марта 2004 года», — заметил Удальцов. Он напомнил, что Кабинету министров необходимо принять постановление о недискриминационном доступе, в котором должны быть прописаны ключевые права потребителей электроэнергии по доступу к сетям. Кроме того, правитель-

ство должно обсудить и принять положения об оперативно-диспетчерском управлении, о лицензировании энергосбытовых компаний и о межсистемных связях. «Также необходимо принять постановление о правилах розничной торговли, которое регламентирует взаимоотношения между продавцами и потребителями электроэнергии», – добавил Удальцов.

В РАО «ЕЭС РОССИИ» УТВЕРДИЛИ СОСТАВ ДВУХ БИЗНЕС-ЕДИНИЦ, ВОЗГЛАВЛЯЕМЫХ АБЫЗОВЫМ И АВЕТИСЯНОМ

Глава РАО «ЕЭС России» Анатолий Чубайс утвердил состав бизнес-единиц № 3 и 4, которые создаются в рамках внутренней реорганизации компании и руководителями которых являются члены правления энергохолдинга Владимир Аветисян и Михаил Абызов.

Как сообщили «Интерфаксу» в РАО «ЕЭС России», бизнес-единица № 3 будет отвечать за создание и деятельность оптовых генерирующих компаний № 1, 2 и 4, сформированных на базе теплоэлектростанций в соответствии с распоряжением Правительства РФ. Кроме того, эта бизнес-единица будет отвечать за деятельность ОАО «Алтайэнерго», «Владимирэнерго», «Ивэнерго», «Красноярскэнерго», «Кузбассэнерго», «Курганэнерго», «Мордовэнерго», «Нижегородэнерго», «Омскэнерго»,

«Оренбургэнерго», «Пензаэнерго», «Самараэнерго», «Саратовэнерго», «Томскэнерго», «Тываэнерго», «Тюменьэнерго», «Ульяновскэнерго», «Хакасэнерго», «Челябэнерго» и за создание на базе их генерирующих активов территориальных генерирующих компаний (ТГК).

Бизнес-единица № 4 будет отвечать за создание и деятельность ОГК № 3, 5 и 6, также сформированных на базе теплоэлектростанций. Помимо этого бизнес-единица №4 будет ответственна за деятельность ОАО «Амурэнерго», «Архэнерго», «Астраханьэнерго», «Белгородэнерго», «Брянскэнерго», «Бурятэнерго», «Волгоградэнерго», «Вологдаэнерго», «Воронежэнерго», «Дагэнерго», «Дальэнерго», «Калугаэнерго», «Кировэнерго», «Комиэнерго», «Костромаэнерго», «Кубаньэнерго»,

«Курскэнерго», «Ленэнерго», «Липецкэнерго», «Мариэнерго», «Мосэнерго», «Новгородэнерго», «Орелэнерго», «Пермьэнерго», «Псковэнерго», «Ростовэнерго», «Рязаньэнерго», «Свердловэнерго», «Смоленскэнерго», «Ставропольэнерго», «Тверьэнерго», «Тамбовэнерго», «Тулэнерго», «Удмуртэнерго», «Хабаровскэнерго», «Читаэнерго», «Чувашэнерго», «Ярэнерго» и за создание на базе их генерирующих активов ТГК. В эту бизнес-единицу также войдут ОАО «Янтарьэнерго», ЗАО «ЛутЭК» и ОАО «Калмэнерго», вхождение которых в состав ТГК не предусматривается.

«Это первый шаг к разграничению полномочий в рамках новой организационной структуры исполнительного аппарата компании», – отметили в РАО «ЕЭС России».

НА ЮЖНОМ УРАЛЕ БУДЕТ РАЗРАБОТАНА ПРОГРАММА РАЗВИТИЯ МАЛОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

Губернатор Челябинской области Петр Сумин дал поручение разработать областную программу развития малой энергетики. Как сообщили «УралПолит.Ру» в областной администрации, будет создана рабочая группа, которая проанализирует возможности и пути развития малой энергетики, изучит опыт других регионов, сделает необходимые экономические расчеты и технические

обоснования. Рабочую группу по подготовке программы возглавит первый заместитель губернатора Владимир Дятлов.

Сегодня Челябинская область потребляет в год 24 млрд. кВт·ч электроэнергии. Из них только 7 млрд. кВт·ч производится внутри региона.

Реализация задач по дальнейшему развитию промышленности, удвоению валового внут-

реннего продукта, обеспечению энергобезопасности и энергонезависимости Челябинской области в условиях реформирования РАО «ЕЭС России», а также по модернизации жилищно-коммунальной сферы невозможна без расширения энергетической базы, удешевления стоимости электрической и тепловой энергии, считают в администрации Челябинской области.

«МОСЭНЕРГО» ПРЕОБРАЗУЮТ В ТГК-3

Совет директоров РАО «ЕЭС России» назвал датой закрытия реестра акционеров РАО ЕЭС 12 мая и утвердил конфигурацию 14 территориальных генерирующих компаний (ТГК), подготовленную менеджментом РАО. В качестве базового варианта создания ТГК совет директоров предложил их формирование в виде операционных компаний уже в этом году и передачу им в аренду генерирующих активов тех АО-энерго, которые должны войти в их состав (в случае согласия с таким решением представителей миноритарных акционеров каждого АО-энерго). Такой вариант может быть реализован и путем соучреждения ТГК несколькими АО-энерго. Совет

директоров особо подчеркнул, что разделение компании «Мосэнерго» в процессе создания ТГК признано нецелесообразным. «Мосэнерго» будет преобразовано в ТГК-3. Кроме того, директорат РАО ЕЭС одобрил конфигурацию межрегиональных распределительных сетевых компаний (МРСК). Совет директоров постановил, что будет создано четыре МРСК (на базе объединенных энергосистем Центра и Юга России, Северо-Запада, Урала и Средней Волги, а также Сибири). Решение о создании МРСК на Дальнем Востоке будет принято с учетом перспективы реформирования региональной энергетики в целом. Особо отмечалось, что на первом этапе ак-

ции МРСК будут переданы в доверительное управление Федеральной сетевой компании. Совет директоров также одобрил механизм обособления электростанций, ориентированных на снабжение монопотребителя: со станцией может быть образовано простое товарищество, она может быть передана в аренду или в доверительное управление, с ней может быть заключен долгосрочный договор на поставку энергии либо она может быть продана. Совет директоров определил критерии для продажи таких станций (моностанциями признаны восемь станций), а также принял к сведению информацию об инвестиционной программе РАО на 2005 год.

КОМИССИЯ СФ НЕ ПОДДЕРЖАЛА ЗАКОНОПРОЕКТ, ПРЕДУСМАТРИВАЮЩИЙ ПРЕДСТАВЛЕНИЕ В ГОСДУМУ В СОСТАВЕ ПРОЕКТА БЮДЖЕТА ПРЕДЕЛЬНЫХ УРОВНЕЙ ТАРИФОВ НА ТЕПЛО- И ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЮ

Комиссия Совета Федерации по естественным монополиям на заседании не поддержала проект Федерального закона «О внесении изменений в ФЗ «О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию в РФ», внесенный в Госдуму депутатом Г. Куликом.

Напомним, что на данный момент предельный уровень тарифов на электрическую и тепловую энергию, поставляемую

энергоснабжающими организациями потребителям, включая предельные уровни тарифов для населения, устанавливаются Правительством РФ ежегодно до принятия Госдумой в первом чтении проекта ФЗ о бюджете на очередной финансовый год.

Предлагаемая редакция законопроекта не противоречит порядку представления Правительством РФ в Госдуму предельных уровней тарифов, но устанавливает регламентный принцип:

«указанные предельные уровни тарифов представляются в Госдуму в составе материалов к проекту ФЗ о федеральном бюджете на очередной финансовый год». А данное положение является предметом регулирования Бюджетного кодекса, отмечается в материалах комиссии.

За принятие отрицательного заключения по данному законопроекту выступили и Минэкономразвития, и РАО «ЕЭС России».

ГОСДУМА: ОПТОВЫЙ РЫНОК ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НЕОБХОДИМО РАСШИРЯТЬ НА УРАЛ И В СИБИРЬ

Вопросы реформирования электроэнергетики РФ обсуждались в Государственной думе РФ в рамках правительственного часа. Как сообщили в пресс-службе комитета Госдумы РФ по энергетике, транспорту и связи, на заседании выступил заместитель председателя комитета Юрий Липатов.

В Комитете энергетике отмечают, что, несмотря на проделанную Правительством РФ работу, есть ряд проблем, которые могут привести к снижению набранного темпа реформы. В частности, отмечается отставание в темпах подготовки необходимой нормативно-правовой базы, Правительством РФ до сих пор не приняты важнейшие для нормального функционирования рынка документы, определяющие порядок оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.

Кроме того, в комитете считают, что срочно необходимо постановление Правитель-

ства РФ о правилах недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии, оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике и к услугам администратора торговой системы. Правительству РФ необходимо ускорить принятие решений, касающихся структуры и статуса основных участников оптового рынка электроэнергии. Необходимы дальнейшее совершенствование модели оптового рынка электроэнергии переходного периода, облегчение на нем конкуренции, вывод независимых производителей и потребителей. Только при расширении оптового рынка на нем в полной мере смогут работать рыночные механизмы установления цены и балансировки спроса и предложения.

Важным вопросом переходного периода является расширение зоны рынка. В Комитете энергетике Госдумы подчеркивают, что нынешний сектор рынка «5—15%» уже при-

близился к насыщению и необходимы подготовительные мероприятия по распространению свободного оптового рынка «5—15%» на территории Урала и Сибири и по его возможному расширению. Это позволит вывести на оптовый рынок значительные генерирующие мощности и новых потребителей и приведет к повышению его устойчивости.

Кроме того отмечается, что формирование оптовых территориальных генерирующих компаний тесно связано с реформированием нынешних независимых от РАО «ЕЭС России» энергетических систем («Татэнерго», «Башэнерго», «Новосибирскэнерго» и др.). Их реформирование также должно пройти в соответствии с принятым законодательством, с выделением и передачей магистральных линий и диспетчирования в Федеральную сетевую компанию и системный оператор, созданием оптового, а затем и розничного рынка.

А. ЧУБАЙС: «ФОРЭМ НЕ РЫНОК, А ИЗВРАЩЕНИЕ ВСЕХ ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПРОПОРЦИЙ»

На прошедшем в Санкт-Петербурге Всероссийском совещании энергетиков, где подвели итоги осенне-зимнего сезона, глава РАО «ЕЭС России» Анатолий Чубайс в очередной раз заявил, что реформа энергетического комплекса России стала необратима.

В прошлом году платежи РАО ЕЭС в бюджеты всех уровней составили 96 млрд. руб., что сопоставимо с расходами на армию. В будущем, надо полагать, эти платежи возрастут еще больше, поскольку в этом году рост тарифов на электроэнергию составит 12,1 при 10%-ном прогнозе инфляции. В 2005 году та-

риффы вырастут еще на 9,5, а в 2006 году на 7,5%. То есть темпы роста тарифов, утверждает Чубайс, будут внутри инфляции, а не извне.

Минувший год, утверждает глава РАО ЕЭС, был прожит незря.

— Я 500 или 800 раз бывал в Думе, — вспомнил Чубайс о своем последнем визите на Охотный Ряд, где обсуждалась реформа РАО ЕЭС, — но на днях испытал шок. Все так спокойно, так умиротворенно. Это значит, что наша концепция принята всеми слоями общества. Думаю, что в 2006—2007 годах эта работа может быть завершена.

В то же время нерешенных вопросов еще достаточно. Так, глава РАО ЕЭС предлагает законодательно разбить потребителей на субсидируемых (население, которое должно получать адресные льготы) и субсидируемых (предприятия). Ныне действующий ФОРЭМ (Федеральный оптовый рынок электроэнергии (мощности), по словам Чубайса, это не рынок, а извращение всех экономических пропорций, приводящее к перекрестному субсидированию. Подобную ситуацию, заявил глава РАО ЕЭС, далее терпеть просто невозможно.

КОНКУРЕНТНЫЙ РЫНОК ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ДОКАЗАЛ СВОЮ ЖИЗНЕСПОСОБНОСТЬ И ЭФФЕКТИВНОСТЬ

Конкурентный рынок электроэнергии доказал свою жизнеспособность и эффективность. Такое мнение высказал в беседе с журналистами министр промышленности и энергетики Виктор Христенко по окончании правительственного часа в Госдуме.

По словам Христенко, на сегодняшний день можно констатировать, что запуск реформы электроэнергетики осуществлен.

«Несмотря на происходящие организационные и административные преобразования система устойчиво работает», – подчеркнул он.

По его словам, первые полгода работы конкурентного рынка электроэнергии показали, что правила, установленные для функционирования этого рынка, оказались «абсолютно жизнеспособными и эффективными».

«На сегодняшний день уже 7% всей электроэнергии в стране реализуется на свободном рынке», – отметил министр.

Российский рынок электроэнергии вошел в десятку крупнейших в мире конкурентных торговых площадок по продаже электроэнергии.

«Значительно возросло с начала функционирования этого

рынка и количество его участников», – отметил министр. Если в ноябре 2003 года число участников сектора свободной торговли электроэнергией составляло всего 14, то уже в декабре оно выросло до 27, в январе 2004 года – до 58, в феврале – до 73, а на сегодняшний день составляет 75.

По словам Христенко, в следующем полугодии основной задачей правительства станет отработка «всех основных требований и норм по дальнейшему укреплению и развитию свободного конкурентного рынка электроэнергии».

ТАРИФ ИНФЛЯЦИЮ НЕ ОБГОНИТ

В ближайшие три года рост тарифов на электроэнергию не будет опережать инфляцию – такое заявление сделал министр промышленности и энергетики РФ Виктор Христенко, выступая перед депутатами Государственной Думы в рамках правительственного часа. На Охотный Ряд Виктор Христенко и глава РАО «ЕЭС России» Анатолий Чубайс пришли, чтобы отчитаться за полгода преобразований, происходящих в российской энергетике.

«Запуск реформы осуществлен, система работает надежно, система обеспечивает всех по потребности достаточным количеством электроэнергии и тепла», – рапортовал Виктор Христенко. Наверное, с таким же чувством сообщают о запуске космического корабля. Но космические запуски стали у нас делом привычным. А нынешняя реформа энергетики сравнима, пожалуй, лишь с планом ГОЭЛРО. Полгода работы на экспериментальной площадке позволили Виктору Христенко сделать вывод: «Правила и основы, которые были заложены, абсолютно работоспособны, абсолютно эффективны».

«Реформа перешла в практи-

ческую плоскость, – сообщил министр депутатам, – с формированием конкурентной среды электроэнергетики». В 2004 году Правительство будет работать по ряду направлений, включая присоединение Сибири к конкурентному рынку. Будут решаться вопросы выхода потребителя на оптовый рынок. Остается реорганизовать 37 компаний АО-энерго, начать реорганизацию независимых компаний и претворить в жизнь принудительную реорганизацию компаний, не осуществивших разделение генерации, сбыта и передачи электроэнергии. Христенко напомнил, что предельные тарифы на электроэнергию, согласно решению правительства, в этом году в среднем по стране должны составить 84,6 коп. за кВт·ч. Сейчас они ниже этого уровня – в среднем 82,2 коп. за кВт·ч. Цены на электроэнергию в конкурентном секторе ниже, чем в регулируемом. Это была «целевая установка» при формировании свободного рынка электроэнергии. Но она имеет и отрицательные стороны.

«Надо учесть, что рынок построен таким образом, что все ценовые риски с потребителя полностью сняты и их несут исключительно энергетические компании»,

– отметил Христенко. Такой рынок может функционировать в рамках переходного периода, однако в перспективе он окажется нетрудоспособным.

Реформа познается в сравнении – в прошлом году потребителям отпущено 636 млрд. кВт·ч электроэнергии, в 2002 году – 617 млрд. С 10 до 0 сократилось количество убыточных электростанций. Уровень оплаты электроэнергии достиг 101% – такое перевыполнение стало возможным за счет погашения ранее возникших задолженностей. Проблем с энергообеспечением в России нет, сообщил депутатам Анатолий Чубайс, «у нас устойчивое энергоснабжение по всем регионам, включая Дальний Восток», из 11 кризисных энергосистем в настоящее время осталось всего 2. Однако многие депутаты привычно не поверили Чубайсу и стали допытывать его вопросами – об отключениях от электричества добросовестных плательщиков, о верности слову по тарифам. В конце концов и журналисты спросили традиционно – что Чубайс думает о постоянных слухах о его увольнении. «Что они постоянны», – ответил глава РАО «ЕЭС России».

РАО «ЕЭС РОССИИ» ЗАВЕРШИТ ФОРМИРОВАНИЕ ОПТОВЫХ ГЕНЕРИРУЮЩИХ КОМПАНИЙ И НАЧНЕТ СОЗДАНИЕ ТЕРРИТОРИАЛЬНЫХ ГЕНЕРИРУЮЩИХ КОМПАНИЙ В ЭТОМ ГОДУ

РАО «ЕЭС России» завершит формирование оптовых генерирующих компаний (ОГК) в этом году. «Эти структуры будут становым хребтом оптового рынка электроэнергии, и мы планируем закончить их создание к концу года», — заявил руководитель Центра управления реформы холдинга Юрий Удальцов. По его словам, «первые аукционы по ОГК пройдут также в эти сроки». «Окончательное решение по данному вопросу, возможно, будет принято на ближайшем совете директоров РАО, но все будет зависеть от

позиции государства», — отметил он. Также он подчеркнул, что в ближайшие 2—3 месяца РАО утвердит концепцию создания территориальных генерирующих компаний (ТГК). Он признал, что процесс их создания идет с некоторым отставанием от графика. По его словам, «первые ТГК начнут создаваться уже в конце года, но в основном эта работа перейдет на 2005 год». Согласно распоряжению Правительства РФ от 1 сентября 2003 года, в процессе реформирования электроэнергетики будет создано шесть ОГК на

базе тепловых электростанций и еще четыре — на основе гидроэлектростанций. На первом этапе это будут на 100 процентов дочерние компании РАО «ЕЭС России», но в процессе преобразования они будут обособлены. Механизмы и конфигурация ТГК, разработанная РАО, сейчас обсуждаются в Правительстве РФ. После одобрения в Кабинете министров все документы будут утверждены и в энергохолдинге. В РАО надеются, что это произойдет в конце первого полугодия.

«ГАЗПРОМ» ПЛАНИРУЕТ ЭКСПАНСИЮ В СФЕРУ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ



ОАО «Газпром» намерено расширить деятельность за счет энергогенерации и производства сжиженного газа, ставя целью сформировать одну из ведущих мировых вертикально-интегрированных компаний, сообщил Financial Times глава компании Алексей Миллер.

«Мы видим себя как интегрированную, диверсифицированную энергетическую — подчеркиваю, энергетическую — компанию и — одну из ведущих в мире», — сказал он в одном из интервью.

А. Миллер не стал отвечать на вопрос о размере пакета ак-

ций «Газпрома» в РАО «ЕЭС России». Считается, что эта доля может достигать 10%.

«Газпром», по словам А. Миллера, планирует экспансию также в сфере производства сжиженного газа, что обеспечит компании доступ на американский рынок.

Он исключил возможность раздела или приватизации «Газпрома». «Об этом нет споров, — сказал А. Миллер. — «Газпром» был создан как единый комплекс, охватывающий разведку, добычу и транспортировку газа.»

Он считает, что доля государства в компании должна быть увеличена с нынешних 38%. «Роль государства должна расти», — сказал А. Миллер.

По его словам, усилия компании направлены сейчас на укрепление позиций на мировом рынке; на внутреннем же рынке «Газпром» надеется увеличить в течение двух лет цены с нынешних 28 за кубометр до 40 долл., чтобы приблизить их к рыночному уровню.

А. Миллер считает, что пол-

ная либерализация газового рынка не является неизбежной. «У России есть явное конкурентное преимущество — огромные газовые запасы, и внутренние цены всегда будут ниже мировых», — заметил он.

По словам А. Миллера, если независимые производители газа захотят принять участие в реконструкции, модернизации и строительстве новых транспортных систем, то это будет приветствоваться.

«У нас есть значительные объемы газа, и мы должны вместе решать проблемы транспортировки. Почему мы просто должны освободить мощности для их газа в наших трубопроводах?» — сказал А. Миллер.

В течение следующих трех лет компания должна сконцентрироваться на улучшении финансовых показателей и продаже непрофильных активов.

По словам А. Миллера, компания ожидает также либерализации рынка своих акций, которая позволит увеличить капитализацию компании.

«ТОЛЬКО НА АУКЦИОНЕ» МОЖНО БУДЕТ КУПИТЬ АКЦИИ ОГК



Министр промышленности и энергетики Виктор Христенко объявил об отказе правительства от пропорционального распределения долей в оптовых генерирующих компаниях (ОГК) между акционерами РАО «ЕЭС России». Акции ОГК будут продаваться сам энергохолдинг на аукционах за собственные акции и деньги. Акции РАО ЕЭС упали от этой новости более чем на 6%, тогда как весь рынок снизился менее чем на 3%.

В ходе реформы электроэнергетики из крупнейших станций РАО ЕЭС будут сформированы десять ОГК. Четыре будут состоять из гидростанций; над ними государство намерено сохранить контроль, а шесть тепловых – продать. Изначально планировалось выделять их с сохранением пропорционального распределения между акционерами РАО. Но в стратегии РАО «ЕЭС России», принятой в мае

прошлого года, говорится о возможности обменять акции будущих ОГК на бумаги РАО ЕЭС на аукционах. Позднее Минэкономразвития предложило проводить спецденежные аукционы по ОГК, платежным средством на которых могли стать как акции РАО, так и деньги. А недавно Минэкономразвития объявило, во сколько государство оценивает ОГК. По словам чиновника этого ведомства, стартовая цена продажи первой выставленной на аукцион ОГК может составить около 900 млн. долл. Предполагается, что это будет ОГК № 5: ее проще всего сформировать, так как в нее входят лишь принадлежащие РАО ЕЭС станции – Невинномысская, Рефтинская, Средне-Уральская и Конаковская ГРЭС.

Способ продажи должен утвердить совет директоров РАО, в котором большинство мест занимают госчиновники. Этот вопрос неоднократно выносился на заседание совета, но ни разу не рассматривался, потому что правительство не выбрало способ продажи. После кадровых изменений в правительстве премьер-министр Михаил Фрадков объявил, что хочет сам разобраться в проблеме, и пообещал сделать это до конца июня.

В. Христенко заявил, что правительство отказалось от идеи пропорционального распределения акций ОГК среди акционеров РАО и рассматривает только один вариант их продажи – аукцион. «Реализация актива должна происходить на открытых публичных торгах, на аукционах, при этом в качестве платежных средств должны быть и деньги, и акции РАО. В первую очередь – деньги», – сказал Христенко. По его словам, это – «базовая конструкция», которая составляет основу для доработки директив. «А осталь-

ное – детали и техника», – добавил министр. Он подчеркнул, что на аукционы планируется выставлять именно пакеты РАО в ОГК, и вновь пообещал, что правительство примет окончательное решение до конца июня.

Чиновник Минэкономразвития дал понять, что Христенко озвучил позицию премьер-министра. По его словам, для отказа от схемы пропорционального распределения в принятые год назад законы об энергореформе не придется. «Надо поменять лишь одно из постановлений правительства», – отмечает он. Но источник, близкий к Михаилу Фрадкову, утверждает, что пока точку в дискуссии ставить рано и консультации еще продолжаются.

Акционеры РАО по-разному отреагировали на планы правительства. Руководитель управления общественных связей «Комплексные энергетические системы» Ольга Киселева заявила, что их компания одобряет такой способ продажи ОГК: «Мы всегда поддерживали идею смешанных (деньги и акции РАО) аукционов». А президент «ЕвразХолдинга» Александр Абрамов в интервью «Ведомостям» предположил, что, «если будет принято (такое) решение... мы будем сдавать акции. И не только мы. Будет действовать принцип – чем позже, тем дешевле». Представитель компании заверил, что позиция «ЕвразХолдинга» осталась неизменной. Недавно акции РАО ЕЭС подешевели в РТС на 6,14% до 0,3135 долл., в то время как индекс РТС снизился почти на 3%. По мнению аналитика «Атона» Александра Корнеева, снижение котировок энергохолдинга связано с общим негативным настроением на рынке, но в большей степени – с заявлением Христенко.



СОБСТВЕННЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ КАК СПОСОБ СНИЖЕНИЯ ИЗДЕРЖЕК ПРЕДПРИЯТИЙ

Все уже, кажется, согласны с тем, что рынок электроэнергии нужно демонополизировать, хотя бы в области генерации. Однако реструктуризация РАО «ЕЭС России», предназначенная в том числе и для этого, еще только начинается. Между тем демонополизация энергетического рынка идет в стране стихийно. В разных городах, в том числе и в Петербурге, крупные предприятия строят, собираются построить или уже построили собственные электростанции.

ДЕШЕВЛЕ И НАДЕЖНЕЕ

Практически все директора, проявляющие подобную инициативу, уверены, что при собственном производстве электроэнергии им обойдется дешевле по сравнению с тарифами монополиста. И, в общем, это подтверждается на практике. Например, в ОАО «Звезда» свое электричество стоит примерно на 30—40% ниже тарифов «Ленэнерго», а себестоимость производства энергии на Кировском заводе, по словам генерального директора предприятия Петра Семененко, ниже в 3,5 раза.

Относительная дороговизна электроэнергии «Ленэнерго» объясняется, по-видимому, сохраняющимся в компании внутренним перекрестным субсидированием — огромные затраты на содержание тепловых сетей частично перекладываются на производство электроэнергии. Что касается огромного (почти в два раза!) различия между показателями «Звезды» и Кировского завода, то оно объясняется использованием собственного тепла, вы-

деляющегося в сталеплавильном производстве. Раньше на этом тепле работала котельная, которая обогревала помещения завода. При этом большая часть тепла «уходила в трубу».

Теперь на заводе используют тепло для производства электроэнергии с помощью турбогенераторной установки. Поскольку доля топлива в структуре себестоимости электроэнергии составляет 50—70% (в зависимости от типа энергоустановки), то и экономия получается значительная. Для производства электроэнергии котельную переделали: перевели котлы с мазута на газ, встроили турбогенератор и установили котлы-утилизаторы для повышения КПД энергоустановки. Как утверждают заводские экономисты, с учетом всех затрат на проект было вложено около 400 тыс. долл. Окупилась эта средства за 1,5 года.

«Стоимость строительства установленного киловатта у нас — 200—250 долл., что в несколько раз меньше, чем если бы мы строили станцию «с нуля». Именно за счет того, что генератор встроен

в котельную и работает на принципе перепада давления, вся установка обошлась дешевле», – говорит Петр Семенов. При общем потреблении завода 45–55 МВт своя электростанция вырабатывает 2,5 МВт электроэнергии. Оставшуюся часть энергии Кировский завод покупает у «Ленэнерго».

Между тем свои электростанции заводят и те предприятия, у которых нет собственного избыточного тепла и подходящего оборудования. Среди них – ОАО «Пивоваренная компания «Балтика»». Ее вице-президент Адам Тлехурай говорит: «Оборудование ТЭК и «Ленэнерго» устарело. А у нас современное предприятие, и мы не можем ставить его в зависимость от устаревших энерго мощностей. Поэтому исходим не из экономической целесообразности, а из соображений безопасности и надежности снабжения теплом и электроэнергией.»

В 2002 году на комбинате двумя очередями запустили собственную комбинированную ТЭЦ, в которую инвестировано около 10 млн. долл. Ее установленная мощность по производству электроэнергии составляет примерно 7,5 МВт. Станция обеспечит комбинат электричеством почти на 50%, а теплом – на все 100%.

УДЕЛ НЕМНОГИХ

Большинству предприятий, однако, свое энергохозяйство не потянуть. Даже имеющуюся котельную переоборудовать в автономную электростанцию могут себе позволить далеко не все, в том числе и крупные предприятия. («Стоимость строительства установленного киловатта на паровом генераторе обойдется минимум в 300 долл., не говоря уж о других более дорогих способах производства электричества», – утверждает главный инженер «Ленэнерго» Сергей Лапутько). Например, по словам генерального директора Балтийского завода Олега Шуляковского, поскольку на заводе реализуется программа реконструкции основных мощностей, то переоборудование котельной остается пока лишь на уровне проекта. И у многих подобная ситуация.

Строительство собственных электростанций «с нуля» наталкивается на еще большие проблемы. Цена установленного киловатта, по словам начальника лаборатории НИИ постоянного тока Михаила Мазурова, обходится в 600–1000 долл., а за всю парогазовую установку мощностью 100 МВт надо выложить примерно 50–60 млн. долл. К тому же окупаемость проекта сильно зависит от разницы в ценах собственного энергопроизводства и тарифов монополиста, а эта разница может непредсказуемо сокращаться из-за политики властей. Повышение цен на газ сразу увеличивает себестоимость собственного производства, тогда как тарифы РАО ЕЭС и его энергокомпаний власти меняют с уче-

том политических интересов, зачастую медленнее роста себестоимости энергопроизводства.

С учетом всех этих причин даже реальный негативный опыт отключений пока не может побудить промышленников искать способы энергетической независимости. «Ни одно пекарное производство не может обзавестись электростанцией», – уверен директор ОАО «Хлебный дом» Николай Федоренко. С ним согласен и генеральный директор ОАО «Пекарь» Юрий Селезнев: «Строить ТЭЦ невыгодно». На случай перебоев с энергоснабжением заводы имеют дизельные генераторы. «Но использовать такой источник постоянно невозможно, – утверждает Федоренко. – У него киловатт золотой.»

По мнению Михаила Мазурова, при нынешних условиях строить электростанции будут за редчайшими исключениями лишь те предприятия, индустриальный и «тепловой» потенциалы которых позволяют им это делать. Большинство же пойдет по пути энергосбережения – снижать энергозатраты будет не созданием собственного энергопроизводства, а внедрением энергосберегающих технологий в основном производстве.

ПОПРОБУЙ ПРОДАЙ

По данным «Эксперта С-3», в Петербурге сейчас едва ли наберется два десятка предприятий, производящих собственную электроэнергию. Большинство использует ее для внутренних нужд (да и то не хватает). Когда же кто-то пытается продать свою энергию, то сталкивается с большими трудностями.

Наше законодательство строго регламентирует торговлю электроэнергией. Для этого нужно получить статус энергоснабжающей организации, создать технические условия, договориться с энергосбытовой компанией, урегулировать вопрос о ценах с Региональной энергетической комиссией (РЭК).

Если у вас нет конкретных покупателей, нет средств на собственные сети или вы просто не хотите лишней головной боли, то проще всего продать свою энергию «Ленэнерго». Но для этого нужно выполнить жесткие условия Госэнергонадзора: установка обязана полностью соответствовать техническим и организационным требованиям монополиста, иметь стабильные параметры энергии (частота, напряжение), поставки энергии должны быть стабильными.

При малейшем несоблюдении этих требований «Ленэнерго» вправе отказать предприятию войти в сеть (чтобы избежать угрозы аварий). Есть и чисто технические препятствия. Так, напряжение вырабатываемой энергии должно соответствовать стандартам «Ленэнерго». Кроме того, энергетики требуют заранее указывать точные объемы поста-

вок электроэнергетики в сети (чтобы соответственно отрегулировать собственную генерацию – нельзя допускать перегрузки сетей, ибо это порождает убытки и угрозу аварии).

Выполнить все эти требования трудно, так что отдельные смельчаки изрядно мучаются. Так, «Звезда» никак не может договориться с «Ленэнерго» о продаже через нее излишков своей электроэнергии. «Мы не можем посчитать объем собственного потребления с точностью до десятка киловатт, – говорит главный энергетик «Звезды» Сергей Касьянов, – и, чтобы удовлетворить требования «Ленэнерго», должны то недогружать свою электростанцию, то перегружать. В итоге мы всю энергию расходует на себя».

По словам Сергея Лапутько, случай со «Звездой» типичен для независимых продавцов электроэнергии и показывает особую сложность вхождения в рынок тех производителей, которые намерены продавать излишки (у профессионалов, производящих электроэнергию только на продажу, такой проблемы не возникает).

УДАЧЛИВЫЕ ТОРГОВЦЫ

Тем не менее отдельные предприятия занимают этим уже много лет. Главным образом это те, которые в советские времена проектировались и строились в комплексе с ТЭЦ, изначально предназначенными для обеспечения теплом и электричеством не только собственных производств, но и близлежащих жилых кварталов или других городских объектов.

Особых проблем с производством и сбытом энергии они сейчас не испытывают по двум причинам. Во-первых, еще с советских времен у них сложилась необходимая инфраструктура производства и реализации энергии. Во-вторых, они изначально имели достаточную мощность, чтобы стабильно продавать значительное количество энергии, а в новые времена с падением у предприятий объемов основного производства (что снизило собственное энергопотребление) количество продаваемой энергии еще больше увеличилось.

Типичен в этом смысле пример ОАО «НПО Центральный котлотурбинный институт» (ЦКТИ). Более 70 лет оно работает в области создания энергетического оборудования для тепловых, атомных, гидравлических электростанций, вообще объектов промышленной энергетики. Установленная электрическая мощность теплоэлектростанции ЦКТИ, построенной 95 лет назад специально для обеспечения электричеством петербургских трамваев, составляет 18 МВт, тепловая мощность – 350 Гкал/час.

Почти 90% электроэнергии институт сейчас продает «Ленэнерго» (по цене, согласованной с

РЭК, – по 52 коп. за 1 кВт·ч), оставшейся – полностью обеспечивает собственные потребности. «Продавать электричество напрямую каким-либо заводам мы не имеем возможности – нет ни своих сетей, ни статуса энергетической компании. Если бы мы взялись содержать сети монополиста (то есть работать еще и как перепродавец. – «Эксперт С-3»), то себестоимость нашей электроэнергии выросла бы на 20–30%. А так у нас она в 1,5 раза ниже, чем у «Ленэнерго», – говорит директор ТЭЦ Владимир Долинин.

Помимо ЦКТИ, значительную часть своей электроэнергии продают также «Красный треугольник», завод «Сланцы», «Пикалевский глинозем». Впрочем, выйти на свободный рынок такие производители пока не способны – они прикреплены к определенным потребителям и продавать энергию на сторону на практике не могут.

Немного лучше ситуация с теплом. Его избыток производит гораздо большее количество предприятий, и торговля здесь развита сильнее. Так, например, в качестве крупного поставщика тепла можно назвать ТЭЦ Ижорского завода (построена в 1951 году). 42% собственного тепла используется на заводе, 38% – поставляется для обогрева 70% жилого фонда Колпина, а почти 20% покупают другие потребители (турбогенератор мощностью 25 000 кВт обеспечивает только потребности завода в электроэнергии, причем всего на 22,2%. Остальное поставляет «Ленэнерго»). Тот же ЦКТИ 70% своего тепла продает «Ленэнерго», 25% – забирает ОЖД и лишь 5% тепла уходит на отопление самого института. Большое количество тепла продает для обогрева Череповца и «Северсталь».

В ОЖИДАНИИ ДЕФИЦИТА

Появление альтернативного рынка электроэнергии актуально еще по одной причине. Расчеты показывают, что рост энергопотребления в стране к 2012 году составит примерно 23–30% за счет увеличения у граждан количества бытовых приборов, расширения старых и появления новых производств. Это, по мнению специалистов, может вызвать дефицит электроэнергии, в том числе и в нашем регионе.

Обеспокоенность энергетиков вызвана тем, что новые мощности за десять лет почти не вводились (за исключением Северо-Западной ТЭЦ и реконструкции еще двух-трех станций), мощности «Ленэнерго» изношены на 55%, а энергоблоки ЛАЭС вырабатывают свой ресурс, и ничто не предвещает их замены. «Сегодня главная наша задача – запустить программу реконструкции действующих мощностей, и в 2002 году на эти цели мы направили около 1 млрд. рублей», – говорит Лапутько. При этом ввод промышленными предприятиями

новых генерирующих мощностей остается пока для «Ленэнерго» незаметным. «Мы даже не можем сказать, какой объем электричества заводы производят самостоятельно», – утверждает он.

Грозящий дефицит электроэнергии – еще одна причина, побуждающая некоторых промышленников заводить собственное энергопроизводство. Во всяком случае такой подход актуален для предприятий типа «Балтики», которые не поспешат на инвестиции, чтобы обеспечить долговременную стабильность своего бизнеса.

ЗАКРУТИЛИСЬ СМЕЖНЫЕ РЫНКИ

Стремление питерских предприятий создавать свои энергетические мощности подтолкнуло к действию производителей энергетического оборудования. Тем более что для появления электростанций новых поколений есть все предпосылки. В Санкт-Петербурге давно работают предприятия и институты, производящие или конструирующие небольшие электростанции (завод «Звезда», ЦКТИ и другие).

Складывается и рынок турбогенераторов. Их планирует запустить в серийное производство Кировский завод, обкатавший один из образцов на своей ТЭЦ. (Впрочем, ОАО «Калужский турбинный завод» за последние годы ввело в действие уже несколько десятков таких комплексов.) По мнению главного конструктора ЗАО «Киров-Энергомаш» Леонида Белова, только на предприятиях Санкт-Петербурга есть около 400 котельных, где не используется достаточное для работы турбогенераторов количество собственного пара. Стоимость таких энергоустановок – около 350 тыс. долл. при мощности в 2,5 МВт и в пределах 550 тыс. долл. при мощности в 3,5 МВт.

Турбогенераторами Кировского завода уже заинтересовались в ГУП «ТЭК Санкт-Петербурга», основные мощности которого, согласно Концепции развития энергетики Санкт-Петербурга, предполагается перевести на комбинированную выработку электроэнергии. По данным «Эксперта С-3», представители ТЭКа и Кировского завода завершают переговоры о производстве турбогенераторных установок для переоснащения городских котельных (три – по 2,5 МВт, три – по 3,5 МВт).

ВСЕ ВПЕРЕДИ

Серьезно потеснить РАО ЕЭС и его региональные энергокомпании на рынке в ближайшем будущем вряд ли удастся. «Натуральное энергохозяйство» могут позволить себе далеко не все, а те, кто его все-таки заводит, пока не обеспечивают даже собственных потребностей. Сохранившихся же со времен советской власти ведомственных тепло-

электростанций очень мало, и, как говорится, погоды они тоже не делают.

Настоящий рынок, по-видимому, возникнет лишь после предусмотренного реформой РАО ЕЭС выделения из него крупных энергопроизводящих компаний. Только тогда возникнут реальная конкуренция, рыночное ценообразование и возможность всем потребителям снижать свои энергозатраты. А пока такая возможность есть лишь у отдельных промышленных предприятий – самостоятельных энергопроизводителей.

САНКТ-ПЕТЕРБУРГ

МЕТАЛЛУРГИЯ – ОПТИМАЛЬНАЯ ОТРАСЛЬ ДЛЯ ЭНЕРГОПРОИЗВОДСТВА

В металлургической отрасли избытки тепла особенно велики. В Челябинской области, где сконцентрированы крупнейшие металлургические заводы, комбинаты строят свои электростанции или увеличивают мощности на существующих ТЭЦ. Осенью прошлого года руководители нескольких комбинатов заявили, что откажутся от услуг ОАО «Челябэнерго» и сами предприятия будут снабжать себя электричеством.

Металлургов не устраивает тариф «Челябэнерго», завышенный, по их мнению, в несколько раз, при том что доля электроэнергии в себестоимости их продукции составляет 15–70%. Комбинаты уверены, что собственная энергия обойдется им гораздо дешевле. Так, на одном из предприятий отпускная цена электроэнергии составит, по расчетам, 15 коп. за 1 кВт·ч, в то время как у «Челябэнерго» она стоит 60 коп. Впрочем, монополист заявил, что в течение полугода создаст условия для появления рынка электроэнергии.

ОАО «Северсталь» также давно производит электроэнергию из выделяемого в металлургии тепла. При общем потреблении комбинатом более 1400 МВт электроэнергии, 41% металлургии производят собственными силами (теплом, понятно, обеспечивают себя на 100%). Помимо тепла, почти 120 МВт электроэнергии предприятие продает в Череповец. Не называя точных сумм, на комбинате сообщили, что себестоимость производства своей электротеплоэнергии в два раза ниже тарифов монополиста.

Производство электроэнергии из выбросов тепла составляет в «Северстали» важнейший аспект программы энергосбережения. Сейчас внедрение соответствующих технологий сокращает энергопотребление на 7–8%, перспектива оценивается в 30–35%.



УСТРОЙСТВА ЗАЩИТНОГО ОТКЛЮЧЕНИЯ – ДОМЫСЛЫ И РЕАЛЬНОСТЬ

Исполняется 10 лет, как в жилищном строительстве России начали широко применять устройства защитного отключения. За это время появились современные нормативные требования к УЗО и к электроустановкам зданий, изложенные в стандартах МЭК, в государственных стандартах РФ, в ПУЭ 7-го издания, в нормативных документах Главгосэнергонадзора России. Рынок УЗО в России заполнился различными исполнениями УЗО отечественного и зарубежного производства, имеющими самые различные параметры и характеристики. Опубликовано большое количество работ, посвященных вопросам безопасности электроустановок зданий с использованием УЗО, выбора и эксплуатации УЗО, исследований характеристик УЗО, рационального выполнения УЗО с учетом российских особенностей. Идет конкурентная борьба между изготовителями и перепродавцами УЗО за рынки сбыта.

В 1997 году Главгосэнергонадзором России совместно с Госстандартом России принят документ «Временные указания по применению устройств защитного отключения в электроустановках зданий», позднее положенный в основу главы 7.1 ПУЭ (изд. 7-е). Этот документ завершил дискуссию о допустимости или недопустимости применения электронных УЗО в электроустановках зданий России, вызванной стремлением ограничить использование электронных УЗО по примеру Западной Европы, в которой допускалось использование в электроустановках зданий только электро-механических УЗО. Начиная с 1997 года, в России

отсутствуют какие-либо нормативные документы, запрещающие или ограничивающие использование УЗО, различающихся по способу действия.

Однако не все специалисты, занимающиеся проектированием электроустановок с УЗО, их монтажом и испытаниями, эксплуатацией, имеют достаточно ясное представление о характеристиках, достоинствах и недостатках различных УЗО. Этому способствуют, к сожалению, некоторые публикации последних лет, в которых содержатся не совсем, мягко говоря, достоверные сведения, вызванные нынешними реалиями конкурентной борьбы. Ниже сделана попытка дать ответы на некоторые вопросы, наиболее часто возникающие при выборе УЗО.

ОСОБЕННОСТИ ЭЛЕКТРОННЫХ УЗО

Прежде всего, отметим, что термины «электронные УЗО» и «электро-механические УЗО» не отражают сути этих устройств и не используются в нормативных документах. Согласно ГОСТ Р 50807-95 любое УЗО – это «механический коммутационный аппарат или совокупность элементов, которые при достижении (превышении) дифференциальным током заданного значения при определенных условиях эксплуатации должны вызвать размыкание контактов». В любом УЗО имеется по крайней мере два электронных элемента: измерительный дифференциальный трансформатор, осуществляющий обнаружение дифференциального тока, и резистор в устройстве эксплуатационного контроля, по-



зволяющий моделировать аварийный дифференциальный ток для проверки работоспособности УЗО. Таким образом, чисто «электронных УЗО» и чисто «электромеханических УЗО» нет и быть не может. Эти термины используют вместо более правильных терминов «УЗО, функционально зависящие от напряжения сети» (УЗО со вспомогательным источником питания) и «УЗО, функционально независящие от напряжения сети» (УЗО без вспомогательного источника питания), приведенных в ряде стандартов. Хотелось бы обратить внимание на то, что еще более 35 лет назад при рассмотрении вопросов о повышении безопасности электроустановок с помощью УЗО, предлагалось различать «УЗО с усилением сигнала» от «УЗО с прямым действием сигнала на цепь управления». При этом отмечались высокая чувствительность устройств защитного отключения с усилением сигнала, выполненных на электронных элементах, и перспективность их широкого применения. Учитывая недостаточную в последние годы проработку терминологии, что отмечается во многих публикациях, и использование технической общественностью терминов «электронные УЗО» и «электромеханические УЗО», ниже будем их использовать как наиболее короткие синонимы стандартных терминов.

Рассмотрим также основные особенности электронных УЗО по сравнению с электромеханическими – это наиболее простая конструкция механизма. Фактически механизм отечественных электронных УЗО состоит из механизма автоматических выключателей, конструкция которых достаточно хорошо отработана, имеет высокую надежность и низкую стоимость. Механизм управляемого дифференциальным током расцепителя, позволяющего производить автоматическое размыкание контактов УЗО, в большинстве случаев встроен в выключатель, хотя иногда его размещают вместе с измерительным дифференциальным трансформатором в устройстве дифференциального тока и механически связывают с выключателем. Электронные элементы установлены на печатных платах, технология производства которых обеспечивает высокую надежность УЗО при работе в самых суровых климатических условиях. В электромеханических УЗО

к механизму выключателя, порой имеющему специальное исполнение, вместо печатной платы имеются реле с постоянным магнитом, воздействующим на механизм выключателя, и механизм взвода этого реле. В некоторых электромеханических УЗО имеются также электронные элементы, защищающие реле от воздействия сверхтоков или допускающие осуществление выдержки времени отключения.

К особенностям электронных УЗО также относятся:

- высокая чувствительность к дифференциальному току, простота регулировки и стабильность тока срабатывания. Это обусловлено электронной схемой усиления сигнала, поступающего со вторичной обмотки измерительного дифференциального трансформатора, и сравнения его с эталонным сигналом, имеющим высокую стабильность. В связи с этим электронные УЗО могут быть выполнены с любым требуемым значением номинального отключающего дифференциального тока и иметь при этом практически одинаковую стоимость. В электромеханических УЗО функцию измерения и сравнения дифференциального тока выполняет реле, повышение чувствительности которого, например, до 10 мА, значительно повышает стоимость УЗО. К тому же ток срабатывания электромеханических УЗО имеет большой разброс от одного образца к другому, существенно изменяется по мере износа, зависит от воздействия магнитных полей в месте размещения УЗО, от температуры окружающего воздуха;

- получение любых требуемых характеристик. Возможности электроники безграничны, в связи с чем электронные УЗО практически без увеличения стоимости могут иметь тип А по условиям функционирования при наличии постоянной составляющей в дифференциальном токе, а при умеренном увеличении стоимости могут иметь исполнение с выдержкой времени – тип S для обеспечения селективности, а также выполняющий целый ряд дополнительных функций – защиту от временных перенапряжений, защиту от грозовых импульсных напряжений, защиту от повышенной температуры, световую сигнализацию о включенном состоянии и о наличии напряжения в питающей сети, дистанционное управление отключением и т.п. В электромеханических УЗО выполнение требований, предъявляемых к УЗО типа А и типа S, приводит к значительному увеличению их стоимости, а дополнительные функции, как правило, отсутствуют, что связано с усложнением конструкции (в одном устройстве определенного габарита сложно установить узлы элементы как электромеханических УЗО, так и электронных УЗО), с чрезмерным удорожанием УЗО и с дальнейшим снижением их надежности.

Единственным недостатком электронных УЗО является зависимость их работы от напряжения сети, понижающегося или вообще пропадающего при некоторых авариях в защищаемой электросети. Однако это свойство электронных УЗО, чрезмерно преувеличенное и наиболее часто используемое в конкурентной борьбе, не оказывает существенного влияния на электробезопасность электроустановок, в которых используют УЗО.

ЗАЩИТА ОТ ПРЯМОГО ПРИКОСНОВЕНИЯ

Известно, что УЗО со вспомогательным источником питания, в качестве которого используют защищаемую цепь (электронные УЗО), являются функционально зависящими от напряжения сети, так как они становятся неработоспособными при обрыве нулевого рабочего проводника со стороны источника питания (до УЗО), что дает возможность сомневаться в эффективности их применения. Противники электронных УЗО утверждают что при отсутствии напряжения на входных зажимах такого устройства (например, при обрыве нулевого проводника до УЗО по направлению к источнику питания), во-первых, из-за отсутствия питания не функционирует электронный усилитель, во-вторых, отсутствует энергия, необходимая для срабатывания автоматического выключателя. Таким образом, в случае обрыва нулевого проводника в питающей сети устройство неработоспособно и не защищает контролируруемую цепь. При этом в данном аварийном режиме (при обрыве нулевого проводника) опасность поражения человека электрическим током усугубляется, так как по фазному проводнику через неразомкнутые контакты автоматического выключателя в электроустановку выносятся потенциал. Пользователь, полагая, что в сети напряжения нет, теряет обычную бдительность по отношению к электрическому напряжению и часто предпринимает попытки устранить неисправность и восстановить электропитание – открывает электрический щит, проверяет контакты, подвергаясь тем самым смертельной опасности.

Такое наивное объяснение повышенной вероятности электропоражения при обрыве нулевого рабочего проводника в электроустановках, в которых установлены электронные УЗО, не выдерживает никакой критики.

Во-первых, потребитель не знает причины прекращения электроснабжения и его возможной длительности. Поэтому сомнительно, что он будет зачищать подгоревшие контакты, заменять неисправный выключатель или ремонтировать утюг, радуясь тому, что это можно делать без отключения от питающей сети.

Во-вторых, ремонт находящегося под напря-

жением электрического щита и другого электрооборудования, да еще при отсутствии электрического освещения, большинством потребителей — неквалифицированными лицами — не производится, а для тех лиц, которые все-таки пытаются восстановить электропитание, это все-таки не совсем обычные действия, выполнение которых, наоборот, повышает бдительность.

В-третьих, непонятно, чем обрыв в щитке нулевого проводника до УЗО опаснее обрыва фазного проводника до УЗО. И в том, и в другом случае ремонт щитка связан с поиском находящегося под напряжением неисправного контакта, не входящего в контролируемую УЗО цепь, и с устранением выявленной неисправности. Эти работы должны выполняться квалифицированным персоналом, тем более что место повреждения питающей сети может находиться за пределами квартиры или жилого дома.

В-четвертых, на вводе в квартиру или в коттедж все чаще устанавливают УЗО с номинальным отключающим дифференциальным током 100 мА и более, к тому же срабатывающие с выдержкой времени (УЗО типа S). В ПУЭ (изд. 7-е, пункт 1.7.50) указано, что для защиты от поражения электрическим током в нормальном режиме работы должны быть применены по отдельности или в сочетании определенные меры защиты от прямого прикосновения. Здесь же указано, что «для дополнительной защиты от прямого прикосновения в электроустановках напряжением до 1 кВ при наличии требований других глав ПУЭ следует применять устройства защитного отключения (УЗО) с номинальным отключающим дифференциальным током не более 30 мА». Так как УЗО с номинальным отключающим дифференциальным током более 100 мА не обеспечивают защиту человека от прямого прикосновения, то попытки необученных лиц самостоятельно устранить неисправность в щитке и восстановить электропитание могут окончиться трагически.

В-пятых, стремление создать мнение, что нарушение Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей при использовании электромеханических УЗО менее опасно, чем при применении электронных УЗО, несостоятельно и лишено всяких оснований. Если нулевой рабочий проводник оборван со стороны источника питания (до УЗО), то при одновременном прикосновении к дефектному соединению со стороны УЗО и к заземленному корпусу щитка или к нулевому рабочему проводнику со стороны источника питания, ток, поражающий человека, пойдет по обоим главным цепям УЗО. В связи с этим отсутствует дифференциальный ток и, естественно, УЗО, реагирующее на дифференциальный ток, в том числе и электромеханическое, не будет производить защитное отключение.

Расчет оценки уровня опасности электропоражения человека при обрыве нулевого проводника до входных зажимов электронного УЗО и при прямом прикосновении человека к токоведущим частям был выполнен еще на начальном этапе применения УЗО в российском жилищном строительстве. Было показано, что при расчетном годовом числе электропоражений $M_{\text{эп}}=3000$ (при отсутствии УЗО в жилых и общественных зданиях), общее число поражений за год, обусловленное обрывом нулевого проводника при условии установки электронных УЗО во всех жилых и общественных домах России, составит не более 1,4. Необходимо также отметить, что применение любого УЗО (электронного, электромеханического) повышает электробезопасность, но не может предотвратить все электропоражения. В наиболее развитых странах Европы, в которых повышенные меры электробезопасности, в том числе УЗО, используются уже не одно десятилетие, частота смертельного электротравматизма (ЧСЭТ) снизилась в несколько раз и не превышает 2,85 · 10⁻⁶. В результате массового применения УЗО и тщательного выполнения современных требований к электроустановкам зданий, приведенных в новом (7-м) издании ПУЭ, значение ЧСЭТ в России, по всей видимости, приблизится к достигнутому в Западной Европе. Предположим, что после этого в России от поражения электрическим током может ежегодно погибать около 400 человек, при этом общее число поражений за год, обусловленное обрывом нулевого проводника при условии установки электронных УЗО во всех жилых и общественных домах России, составит не более 0,2.

ЗАЩИТА ПРИ КОСВЕННОМ ПРИКОСНОВЕНИИ

Рекомендация МЭК 60364-5-53-94 разрешает применение в электроустановках жилых зданий УЗО с вспомогательным источником питания только тогда, когда защита при косвенном прикосновении обеспечивается даже в случае отказа вспомогательного источника. Это условие связано с тем, что при определенных условиях (в частности в сис-



теме ТТ, неразрешенной в России для электроустановок жилых и общественных зданий) возникающий при повреждении изоляции ток замыкания на землю может быть недостаточным для срабатывания аппаратов защиты от сверхтока, установленных в защищаемой цепи. Однако в ряде документов МЭК, рассматриваемых в последние годы, наметилась определенная тенденция по смягчению требований к электронным УЗО, даже если их применяют в системе ТТ для защиты при косвенном прикосновении. Такое изменение отношения к этим УЗО вызвано более детальным анализом аварийных ситуаций, возникающих в питающей сети и в защищаемой электроустановке, а также с учетом реальных характеристик УЗО. Понижение (провал) напряжения, питающего УЗО, зависит от места повреждения изоляции на землю, от величины тока замыкания и от типа системы заземления. Считается, что наиболее тяжелые условия создаются в системе TN – C – S при удаленном размещении УЗО от источника питания и при повреждении изоляции на землю вблизи зажимов УЗО, к которым подключается защищаемая электроустановка (рис.1).

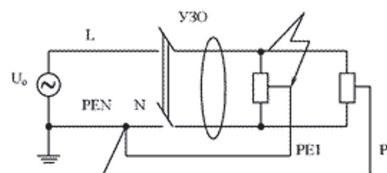


Рис.1

В электроустановках жилых и общественных зданий напряжение прикосновения при его длительности более 0,4 с не должно превышать 50 В при одновременном прикосновении человека к проводящим частям электрооборудования, в котором повреждена изоляция, и к проводящим частям неповрежденного электрооборудования, то есть падение напряжения на РЕ-проводнике от тока замыкания на землю не должно быть более 50 В. В однофазных цепях сечение РЕ-проводника равно сечению фазного проводника, а разделение PEN-проводника на проводники N и PE производят на этажном или квартирном щитке, где размещается и УЗО. В связи с этим напряжение на зажимах УЗО, равное сумме падений напряжения на фазном и на нулевом рабочем проводниках, будет не ниже 100 В при напряжении прикосновения выше 50 В. Фактически наименьшее напряжение на зажимах УЗО будет равно 116—130 В даже в тех случаях, когда напряжение прикосновения составляет 50 В, так как при токе короткого замыкания на землю в месте повреждения изоляции обычно появляется электрическая дуга, напряжение которой составляет

16—30 В. Если же напряжение прикосновения превышает 50 В, то напряжение на зажимах УЗО будет еще выше.

В системе TN – S (рис. 2), даже если место появления тока замыкания на землю находится вблизи УЗО, напряжение на зажимах устройства не будет ниже 50% напряжения питающей сети.

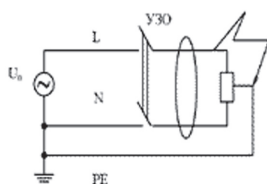


Рис. 2

Это может быть объяснено тем, что при повреждении изоляции образуется ток замыкания между фазным и нулевым защитным проводниками, причем этот ток не протекает через нулевой рабочий проводник. В связи с этим к УЗО будет приложено напряжение, падающее на нулевом защитном проводнике и равное, по крайней мере, половине напряжения питающей сети, так как падение напряжения на нулевом рабочем проводнике от тока нагрузки является незначительным.

Обрыв нулевого рабочего N-проводника в защищаемой цепи (после УЗО) не влияет на работоспособность устройства. Если при этом в питающей сети произойдет повреждение изоляции защищаемой электроустановки и появится ток замыкания на землю, то электронные (функционально зависящие от напряжения) УЗО сохраняют свою работоспособность. Обрыв N-проводника в цепи питания (до УЗО) может повлиять на работоспособность электронного УЗО, хотя при обрыве N-проводника в трехфазной питающей сети УЗО может оставаться работоспособным при наличии трехфазной нагрузки в аварийном участке сети. Однако вероятность обрыва N-проводника в питающей сети низка, продолжительность этой аварийной ситуации невелика (отсутствие электроснабжения при обрыве фазного или нулевого рабочего проводников требует быстрого устранения этой аварии), вероятность повреждения изоляции от перенапряжений в питающей сети систем TN в течение этого времени незначительна. Но даже при чрезвычайно редком стечении всех этих обстоятельств безопасность при косвенном прикосновении в электроустановках будет обеспечена аппаратами защиты от сверхтоков, в том числе встроенных в УЗО или установленных последовательно с ними, и системами уравнивания потенциалов. Все это делает возможность поражения электрическим током при обрыве N-проводника до УЗО нереальной, в связи с чем такая авария не учитывается.

Необходимо также учитывать и то, что отечественные электронные УЗО, преимущественно имеющие встроенную защиту от сверхтоков, при использовании в системах TN могут считаться частично зависящими от напряжения. В них предусмотрено резервирование защит при токе замыкания на землю: если УЗО не сработает от дифференциального тока, например, при чрезмерно понизившемся напряжении в месте размещения УЗО из-за большой величины тока замыкания, то они сработают от токов короткого замыкания, которые в системах TN значительно превышают номинальный ток.

Таким образом, если электронные УЗО отвечают указанным в пункте 7.1.77 ПУЭ требованиям о работоспособности при снижении напряжения до 50% номинального значения, а электроустановка отвечает требованиям стандартов и ПУЭ, в том числе по выполнению основной и дополнительной систем уравнивания потенциалов, по обеспечению защиты от сверхтоков, то такие УЗО могут быть использованы не только для защиты от прямого прикосновения, но и, наряду с электромеханическими УЗО, для защиты при косвенном прикосновении. Именно поэтому ограничения в рекомендациях МЭК на применение электронных УЗО в жилых зданиях полностью сняты.

НАДЕЖНОСТЬ

Иногда заявляют, что «применение устройств, функционально зависящих от напряжения питания, несмотря на их относительную дешевизну, более ограничено в силу их меньшей надежности (вероятность выхода из строя какого-либо из большого количества электронных компонентов довольно высока), большей подверженности электронных схем воздействию внешних факторов и др».

Однако это не совсем так, точнее, совсем не так. В функционально независимых от напряжения питания (электромеханических) УЗО «источником энергии, необходимой для функционирования – выполнения защитных функций, включая операцию отключения, является для устройства сам сигнал – дифференциальный ток, на который оно реагирует». Ничтожно малая величина мощности, получаемая от дифференциального трансформатора (не более 0,001 Вт), налагает очень жесткие требования к основным элементам электромеханических УЗО – к измерительному дифференциальному трансформатору, к реле с постоянным магнитом и обмоткой, подключенной к вторичной обмотке трансформатора, к механизму расцепителя главных контактов, к качеству изготовления и к точности настройки УЗО. Износ элементов электромеханических УЗО в процессе эксплуатации, влияние внешних магнитных полей и воздействующих меха-

нических факторов, появление на подвижных частях электромагнитного реле загрязнений, отложенных паров и солей веществ, находящихся в воздухе, приводят к изменению характеристик УЗО и даже к нарушению их работоспособности. На основании опыта эксплуатации электромеханических УЗО в Западной Европе была выявлена необходимость их замены после 10 лет работы, проведения в процессе эксплуатации ежемесячной тренировки срабатывания УЗО, но и при этом вероятность их неисправности даже в европейских условиях составляет от 3 до 5% в течение 10 лет.

В электронных УЗО, функционально зависящих от напряжения питания, «механизм для выполнения операции отключения нуждается в энергии, получаемой либо от контролируемой сети, либо от внешнего источника». Необходимо обратить внимание на неточность, сделанную в цитируемом фрагменте. Действующими нормативными документами не разрешается применение в бытовых электроустановках зданий УЗО со встроенными источниками питания или требующих дополнительных внешних источников питания. Электронные УЗО отечественного и зарубежного производства, применяемые в России, энергию, необходимую для своего срабатывания, получают от защищаемой цепи (от контролируемой сети). В этих УЗО маломощный сигнал от дифференциального трансформатора поступает на электронный усилитель, который подает на механизм расцепителя главных контактов УЗО мощный импульс (десятки и даже сотни ватт), достаточный для срабатывания простого и надежного расцепителя. Надежность электронной платы, обычно содержащей 2–3 десятка широко применяемых электронных элементов, защищенных на плате от неблагоприятных внешних воздействующих климатических и механических факторов, значительно выше надежности реле, используемых в электромеханических УЗО. Эти реле содержат постоянный магнит, магнитопровод, подвижный якорь, катушку, пружину и другие детали, требующие для своего производства высокопрецизионной технологии, и весьма чувствительны к условиям эксплуатации.

Необходимо отметить, что некоторые зарубежные изготовители (наряду с производством электромеханических УЗО) уже начали выпуск УЗО, в которых не применяют магнитоэлектрические реле, а используют электронные элементы и мощный расцепитель главных контактов. Это позволило, в частности, ведущей фирме в области разработки и производства УЗО – «FELTEN & GUILLEAUME», снизить вероятность неисправности на порядок и отказаться от ежемесячной проверки исправности УЗО. О надежности электронных УЗО свидетельствует и то, что некоторые ведущие отечественные изготовители (в частности концерн «Энергомера») для выпускаемых ими устройств защитного

отключения установили гарантийный срок эксплуатации в течение 10 лет. Однако следует помнить, что надежность электронных, как и электромеханических УЗО зависит от стабильности технологии и культуры их производства и что не всякий изготовитель может гарантировать высокое качество даже относительно простых электронных УЗО.

ФАЗИРОВКА

Многие отечественные УЗО со встроенной защитой от сверхтоков выполнены, как правило, на основе автоматических выключателей с нейтральным полюсом, в котором отсутствует защита от сверхтоков. Это сделано с учетом следующих обстоятельств:

- производство и применение УЗО, которые в цепи нулевого рабочего проводника имеют полюс, не защищенный от сверхтоков, допускаются международными и российскими стандартами, а в пункте 7.1.86 ПУЭ прямо сказано, что «защита от сверхтока в нулевом рабочем проводнике не требуется»;
- исключение в нейтральном полюсе УЗО расцепителя сверхтоков существенно повышает надежность и снижает стоимость УЗО без ухудшения эксплуатационных характеристик. Показательно, что ведущие западно-европейские изготовители электромеханических УЗО имеют в своей номенклатуре исполнения УЗО с незащищенным нейтральным полюсом.

Однако противники электронных УЗО утверждают, что «при применении таких устройств важно соблюдать фазировку входных цепей, чтобы оставшаяся в одном полюсе токовая отсечка автоматического выключателя была включена в цепь фазного, а не нулевого проводника», искажая тем самым сущность вопроса. Во-первых, в любых электроустановках зданий необходимо соблюдать фазировку цепей, для чего должно выполняться цветовое обозначение проводников, обеспечивающее различие между фазными, нулевыми рабочими и защитными проводниками. Во-вторых, выводы УЗО, предназначенные исключительно для присоединения нейтрали, легко идентифицируются, так как они имеют маркировку буквой N. В-третьих, даже если не будет соблюдена правильная фазировка проводников питающей сети и расцепитель сверхтока окажется включенным в цепь нулевого проводника, то УЗО и в этом случае будет обеспечивать защиту от сверхтоков. При неправильном подключении расцепителя сверхтока, когда при повреждении изоляции на землю через него не будет проходить ток, УЗО все равно сработает от дифференциального тока и отключит ток поврежденной любой величины, так как коммутационная способность нейтрального полюса такая же, как и у фазных полюсов.

ИНВАРИАНТНОСТЬ ПОДСОЕДИНЕНИЯ

В пункте 3.1.6 ПУЭ указано, что при одностороннем питании присоединение питающего проводника (кабеля или провода) к аппарату защиты должно выполняться, как правило, к неподвижным контактам. Такое требование вызвано стремлением повысить безопасность электроустановок при отключенном положении контактов аппарата. Если подвижные токоведущие части аппарата в отключенном состоянии находились бы под напряжением, то при неисправности аппарата они могли бы замкнуть цепь самопроизвольно, под действием силы тяжести. Возможно, это требование ПУЭ уже устарело и в 7-м издании оно будет пересмотрено, но совершенно естественно, что УЗО, как и другие защитные аппараты, предназначенные для применения в России, должны соответствовать действующим отечественным нормативным документам.

Еще одним обстоятельством, определяющим необходимость четкого указания выводов для подключения УЗО к питающей сети, является то, что в устройствах дифференциального тока УЗО со встроенной защитой от сверхтоков измерительный дифференциальный трансформатор и устройство эксплуатационного контроля с кнопкой ТЕСТ должны находиться со стороны нагрузки. Это связано с тем, что существует определенная, хотя и очень низкая, вероятность повреждения изоляции между главными цепями внутри УЗО, возникающий при этом повреждении ток должен быть отключен автоматическим выключателем, встроенным в УЗО со стороны питания. Именно этим объясняется и требование пункта 7.1.76 ПУЭ, чтобы УЗО без встроенной защиты от сверхтоков имели вышестоящий аппарат, обеспечивающий защиту от сверхтока. Однако это требование ПУЭ в ряде случаев игнорируется не совсем компетентными рекомендациями устанавливать автоматические выключатели после УЗО без встроенной защиты от сверхтоков.

В соответствии с вышеизложенным в УЗО отечественного производства, а также во многих УЗО, в том числе электромеханических, зарубежного производства имеется маркировка входных и выходных выводов, позволяющая правильно подключить УЗО. В связи с этим выглядит более чем странным утверждение, что «еще одним серьезным недостатком этих устройств является их неинвариантность по стороне подключения питающей сети и нагрузки, в отличие от электромеханических УЗО, к которым сеть и нагрузка могут быть подключены с любой стороны. Это вызывает большие неудобства при монтаже щитов».

Десятилетний опыт использования устройств типа УЗО 20, серии УЗО-ВАД «Энергомера» и других типов, нашедших самое массовое применение в России, не выявил острой необходимости произ-

водства УЗО с инвариантным подключением. Возможно, что особые неудобства при монтаже щитков с отечественными УЗО отсутствуют, или проектировщики и монтажники понимают необходимость выполнения требований безопасности, создающих в большинстве случаев «большие неудобства» при производстве изделий и при их монтаже.

РАБОТОСПОСОБНОСТЬ ПРИ ПОСТОЯННОЙ СОСТАВЛЯЮЩЕЙ В ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНОМ ТОКЕ

Электронные УЗО отечественного производства, как правило, имеют тип А и срабатывают при нормированном отключающем дифференциальном токе, который может быть синусоидальным, пульсирующим постоянным, а также может содержать постоянную составляющую. В нормальном режиме работы электрооборудование, даже если в нем имеются выпрямители, не создает тока утечки с заметной постоянной составляющей, что может быть объяснено следующим:

- из бытовых электроприборов наибольший ток утечки (до 10 мА) допускают для электроплит, в связи с чем установлена ежегодная проверка их изоляции. Сопротивление изоляции электроплиты производят при помощи мегомметра напряжением 1000 В, при этом сопротивление изоляции должно быть не менее 1 МОм. Это значит, что постоянная составляющая тока утечки электроплиты, содержащей выпрямители, при номинальном напряжении 220 В не может быть более 0,3 мА;

- если электроустановка содержит несколько различных электроприборов с выпрямителями, то в суммарном токе утечки постоянная составляющая не может быть значительной, так как она является алгебраической суммой постоянных составляющих тока утечки различных приборов, а поларность этих токов навряд ли будет одинаковой.

Поэтому УЗО типа АС допустимо использовать в электроустановках зданий для защиты от токов утечки и от токов замыкания на землю, имеющих синусоидальную форму. УЗО типа А целесообразно использовать для защиты оборудования, при повреждении изоляции которого может появиться ток замыкания на землю, содержащий составляющую постоянного тока (телевизоры, персональные компьютеры и другие электроприборы с выпрямителями). Применение в этих цепях УЗО типа АС, реагирующих только на синусоидальный ток, не обеспечивает такой же степени безопасности электроустановок.

Обоснованность применения в электроустановках жилых, общественных и других зданий УЗО типа А признана всеми, предусмотрена нормативными документами, вопросы использования УЗО типа А

достаточно подробно описаны в технической литературе. Однако кое-кем выражаются и энергично распространяются сомнения, как это ни странно, в согласованности характеристик УЗО типа А, в правильности формулировок ПУЭ, касающихся их применения. В пункте 7.1.83 ПУЭ задают допустимое соотношение между суммарным током утечки сети с учетом присоединенных стационарных и переносных электроприемников в нормальном режиме работы и между номинальным отключающим дифференциальным током УЗО. В пункте 7.1.78 ПУЭ отмечают, что «в зданиях могут применяться УЗО типа А, реагирующие как на переменные, так и на пульсирующие токи повреждения», допуская тем самым срабатывание УЗО при любой форме и при любом значении тока замыкания на землю, установленном в стандартах на УЗО. Однако при рассмотрении отключающих и неотключающих дифференциальных токов УЗО типа А заявляют, что «максимальное значение неотключающего синусоидального дифференциального тока почти равно номинальному отключающему дифференциальному току УЗО». Возможно, в цитируемом фрагменте допущена какая-то неточность, но утверждение, что «эту особенность УЗО типа А следует учитывать при проектировании, монтаже и эксплуатации электроустановок зданий» прослеживается и в других публикациях, как более ранних, так и в более поздних (Новости электротехники. 2003, № 3(21), раздел «Вопрос—ответ»).

Это утверждение абсурдно, так как:

– УЗО типа А используют во многих странах мира более 10 лет и в России более 7 лет, но никаких несогласованностей в их характеристиках не было замечено;

– максимальное значение неотключающего синусоидального дифференциального тока не может быть больше номинального неотключающего дифференциального тока, обычно равного половине значения номинального отключающего дифференциального тока УЗО любого типа. Следовательно, утверждение о равенстве этих токов неправомерно, если рассматривать качественные, соответствующие стандартам установки. Видимо, авторы имели в виду соотношение между нижним пределом отключающего дифференциального тока, имеющего постоянную составляющую, и номинальным неотключающим дифференциальным током. Но это совершенно различные характеристики;

– нельзя сравнивать несопоставимые функциональные характеристики. Общеизвестно, что дифференциальные токи, на которые реагируют УЗО, могут создаваться токами утечки (ток в землю или на сторонние проводящие части в электрически неповрежденной цепи) или токами замыкания на землю (ток, проходящий в землю при повреждении изоляции). Номинальный неотключающий дифференциальный ток и номинальный отключающий

дифференциальный ток УЗО любого типа (АС и А) характеризуют величину синусоидального тока утечки, при которой УЗО не срабатывают или, соответственно, срабатывают при заданных условиях. Когда говорят о специфических характеристиках УЗО типа А, то речь идет о функционировании при пульсирующих постоянных токах замыкания на землю, что недвусмысленно указано в стандартах на УЗО и в ПУЭ. Это связано с тем, что УЗО типа А реагируют не только на действующее значение дифференциального тока, но и на форму этого тока. Поэтому неудивительно, что УЗО типа А с номинальным отключающим дифференциальным током, например, 30 мА, не срабатывают при токе утечки, имеющем синусоидальную форму, величиной 10 мА, но могут сработать при токе 10 мА и даже при меньшем дифференциальном токе (до 3,3 мА), если при повреждении изоляции электроприемника с встроенным выпрямителем ток замыкания на землю будет пульсирующим постоянным.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Дискуссия об ограничении применения электронных УЗО в электроустановках зданий, о характеристиках электронных и электромеханических УЗО оказалась, в конечном результате, полезной. Она позволила технической общественности, соприкасающейся с вопросами о проектировании электроустановок зданий, их монтаже и эксплуатации, ознакомиться с новыми для России защитными аппаратами, привела к выработке дополнительных требований к УЗО, повышающих безопасность при их использовании и нашедших отражение в новом издании ПУЭ, способствовала более быстрому и широкому распространению УЗО в жилищном строительстве.

В настоящее время актуальной является другая проблема – проблема качества УЗО. Это вызвано тем, что рынок России заполонила масса УЗО (электронных, электромеханических) недостаточного качества, но с относительно низкой ценой. Это УЗО некоторых отечественных фирм, привлекающих покупателей преимуществами новых исполнений, противоречащих действующим нормативным документам. Это исполнения УЗО, неприменяемые и даже запрещенные для применения в некоторых странах Западной Европы, но выпускаемые европейскими фирмами для стран третьего мира. Это дешевые УЗО сомнительного происхождения, которые не соответствуют стандартам или выходят из строя вскоре после приобретения. Проблема качества УЗО и защиты отечественного потребителя от низкокачественных изделий – это тема следующей дискуссии, которая началась одновременно с обсуждением вопросов о применении электронных УЗО.



ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ СИСТЕМ ЦЕХОВОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Надежность – это свойство электрооборудования, системы электроснабжения сохранять во времени в установленных пределах все параметры, характеризующие способность выполнять требуемые функции в заданных режимах и условиях применения, технического обслуживания, ремонтов, хранения и транспортирования.

Надежность электрооборудования, системы электроснабжения определяется безотказностью, долговечностью, ремонтпригодностью, сохраняемостью.

Безотказность – непрерывное сохранение работоспособного состояния в течение некоторого времени или некоторой наработки.

Долговечность – сохранение работоспособного состояния до наступления предельного состояния при установленной системе технического обслуживания и ремонта.

Ремонтпригодность – приспособленность к предупреждению и обнаружению причин возникновения отказов и повреждений, а также к под-



держанию и восстановлению работоспособного состояния путем проведения технического обслуживания и ремонта.

Сохраняемость – сохранение показателей безотказности, долговечности и ремонтпригодности в течение и после хранения и (или) транспортирования.

Нарушение работоспособного состояния электрооборудования или системы электроснабжения называют отказом (нарушение изоляции токоведущих частей, приводящие к КЗ и последующему автоматическому отключению этого элемента защитой; обрыв проводников, опасный перегрев и др.). После отказа элементов системы электроснабжения могут потребоваться их наладка, ремонт, осмотр, замена защитных устройств и другие меры восстановления работоспособного состояния.

Важнейшими показателями надежности таких восстанавливаемых элементов являются:

- 1) средняя наработка между отказами (T_0);
- 2) среднее время восстановления работоспособного состояния (T_B);
- 3) параметр потока отказов за заданный промежуток времени (λ):

$$\omega(t) = \frac{m}{nt},$$

где n – общее число элементов; m – число отказавших элементов за время t .

Таблица 1

Усредненные значения ω и T_v элементов систем электроснабжения.

| Элемент | ω , 1/год | T_v , ч |
|--|------------------|-----------|
| Разъединитель | 0,01 | 2 |
| Короткозамыкатель | 0,02 | 10 |
| Отделитель | 0,03 | 10 |
| Автоматический выключатель НН | 0,05 | 4 |
| Плавкий предохранитель ВН | 0,1 | 2 |
| Сборные шины напряжением до 10кВ (на одно присоединение) | 0,03 | 2 |
| Кабельная линия ВН до 10 кВ (на 1 км), проложенная: | | |
| в траншее | 0,03 | 44 |
| в блоках | 0,005 | 18 |
| Кабельная линия НН, проложенная в траншее (на 1 км) | 0,1 | 24 |
| Воздушная линия НН (на 1 км) | 0,02 | 5 |
| Синхронный генератор | 1 | 100 |
| Асинхронный электродвигатель: | | |
| НН | 0,1 | 50 |
| ВН | 0,1 | 160 |

Считают, что в системах электроснабжения, где оборудование характеризуется большим сроком службы (20 лет и более), $\omega(t) \approx \omega \approx \text{const}$:

$$\omega \approx \frac{1}{T_0};$$

4) коэффициент готовности:

$$k_r = \frac{T_0}{T_0 + T_v};$$

5) коэффициент вынужденного простоя:

$$k_{в.п} = \frac{T_v}{T_0 + T_v} = 1 - k_r;$$

6) вероятность безотказной работы в течение заданного времени:

$$P(t) = e^{-\omega t} \approx e^{-t/T_0}$$

Относительно малые значения параметров потока отказов элементов системы электроснабжения приводят к тому, что применение уже двух

взаиморезервирующих элементов или цепей настолько существенно повышает надежность системы, что кратность резервирования $q > 2$ встречается очень редко.

В табл. 1 приведены усредненные параметры потока отказов и время восстановления работоспособного состояния T_v некоторых элементов систем электроснабжения.

Пример 1. Крупный нерегулируемой асинхронный короткозамкнутый электродвигатель (АД) питается по отдельной кабельной линии длиной 30 м от двухтрансформаторной цеховой подстанции 10/0,4 кВ. Включение и отключение АД осуществляются с помощью автоматического выключателя, установленного в начале линии в РУ НН подстанции. Подстанция имеет два ввода ВН (кабельные линии, соединенные непосредственно с вводами ВН трансформаторов), параметр потока отказов которых составляет 0,7 1/год, а среднее время восстановления работоспособного состояния – 10 ч. В цепях НН трансформаторов соединены 15 отходящих линий. Параметр потока отказов трансформатора принять равным 0,008 1/год, а среднее время восстановления работоспособного состояния – 60 ч. Нужно определить основные показатели надежности электропитания АД, а также надежность получения механической энергии от двигателя (рис. 1)

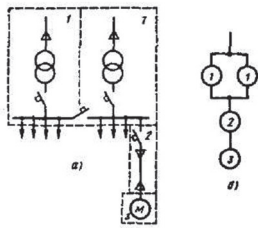


Рис. 1.

Электрическая схема (а) и схема для расчета надежности (б):

- 1 – взаиморезервирующие ветви;
2, 3 – последовательно включенные звенья

Решение. Схема для расчета надежности состоит из двух взаиморезервирующих ветвей 1 и двух одинарных последовательных звеньев 2 и 3.

1. Находим для ветви 1 (вход, трансформатор, автоматический выключатель, шины НН с 17 присоединениями) параметр потока отказов:

$$\omega_1 = \sum_{i=1}^k \omega_i = 0,7 + 0,008 + 0,05 + 17 \cdot 0,03 = 1,27 \text{ 1/год.}$$

2. Средние наработки между отказами элементов этой ветви (рис. 1) соответственно равны: 1,42; 125; 20; 1,96 года, а их коэффициенты готовности (рис. 2) составят 0,9992; 1,0000; 1,0000; 0,9999. Тогда K_r всей ветви будет равен:

$$k_{r1} = 0,9992 \cdot 1 \cdot 0,9999 = 0,9991.$$

3. Находим коэффициент вынужденного простоя (рис. 3):

$$k_{в.п1} = 1 - k_{r1} = 1 - 0,9991 = 0,0009.$$

4. Определяем среднее время восстановления работоспособного состояния с пересчетом на часы:

$$T_{в1} = (1/k_{r1} - 1)T_0 = (1/\omega_1)(1/k_{r1} - 1) = (8760/1,27)(1/0,9991 - 1) = 6,2 \text{ ч.}$$

5. Благодаря взаимному резервированию ветвей получаем для звена 1:

$$k'_{в.п1} = k_{в.п1}^2 = 8,1 \cdot 10^{-7};$$

$$T'_{в1} = T_{в1} / 2 = 6,2 / 2 = 3,1 \text{ ч;}$$

$$\omega'_1 = \frac{8760}{\left(\frac{1}{8,1 \cdot 10^{-7}} - 1\right) 3,1} = 2,3 \cdot 10^{-3} \text{ 1/год.}$$

6. Находим для звена 2 (автоматический выключатель и кабельная линия) параметр потока отказов:

$$\omega_2 = 0,05 + 0,03 \cdot 0,1 = 0,053 \text{ 1/год,}$$

где 0,03 – длина кабельной линии, км.

7. Определяем средние наработки между отказами двух элементов этого звена; они составят 20 и 330 лет, а их коэффициенты готовности – соответственно равны $K_{r2}^1 = 0,99998$ и $K_{r2}^{11} = 0,99999$.

8. Находим результирующий коэффициент K_r звеньев 1 и 2, характеризующий надежность электроснабжения электродвигателя:

$$k_r = \prod_{i=1}^k k_{ri} = k_{r1}^1 k_{r2}^1 k_{r2}^{11} = (1 - 8,1 \cdot 10^{-7}) \cdot 0,99998 \cdot 0,99999 = 0,99997,$$

$$\text{где } k_{r1}^1 = 1 - k'_{в.п1}.$$

9. Определяем результирующий параметр потока отказов:

$$\omega = \omega'_1 + \omega_2 = 2,3 \cdot 10^{-3} + 0,053 \approx 0,055 \text{ 1/год.}$$

10. Определяем результирующее среднее время восстановления питания:

$$T_{в} = (8760/\omega)(1/k_r - 1) = (8760/0,055)(1/0,99997 - 1) \approx 4,8 \text{ ч.}$$

Надежность электропитания в данном случае определяется почти исключительно показателями линии. Надежность электропитания двигателя намного выше надежности самого двигателя, для которого имеем:

$$\omega_3 = 0,1 \text{ 1/год; } T_{в3} = 50 \text{ ч;}$$

$$T_{03} = 10 \text{ лет; } k_{r3} = 0,99943.$$

11. Показатели надежности работы на валу двигателя равны:

$$\omega_{\Sigma} = \omega'_1 + \omega_2 + \omega_3 = 2,3 \cdot 10^{-3} + 0,053 + 0,1 = 0,15 \text{ 1/год;}$$

$$k_{r\Sigma} = k_r k_{r3} = 0,99997 \cdot 0,99943 = 0,9994;$$

$$T_{в\Sigma} = (8760/\omega_{\Sigma})(1/k_{r\Sigma} - 1) = (8760/0,15)(1/0,9994 - 1) = 35 \text{ ч.}$$

Такие показатели надежности работы электродвигателя (один отказ за каждые 6,7 года с вынужденным простоем 35 ч) считают высокими.

РЕЖИМЫ РАБОТЫ ЦЕХОВЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Режим работы цеховых электрических сетей определяется токовой нагрузкой линий, частотой тока, уровнем напряжения у подключенных к сети

приемников электроэнергии и источников питания, напряжением линий сети относительно земли, режимом нейтрали, симметричностью многофазной системы напряжения, синусоидальностью напряжения, сопротивлением изоляции линий между собой и относительно земли.

Режимы работы цеховых электрических сетей подразделяют на четыре вида:

1) нормальные режимы, при которых отклонения приведенных выше параметров от их номинальных (нормируемых) значений не превышают длительно допустимые;

2) временно допустимые режимы, при которых отклонения приведенных выше параметров допустимы на определенное ограниченное время без существенного ущерба для сети и питаемых от нее приемников (например систематические перегрузки силовых трансформаторов);

3) аварийные режимы, характеризующиеся опасными для элементов сети сверхтоками или другими недопустимыми явлениями (например КЗ, обрывы проводов); они имеют, как правило, переходный (неустановившийся) характер;

4) послеаварийные режимы, в которые входят как переходные процессы (например, вызванные одновременным самозапуском большого числа двигателей), так и установившиеся режимы в новых условиях питания, часто ограниченных по мощности.

Для того чтобы обеспечить надежную работу электроприемников, в различных режимах необходимо правильно определить их категорию.

Согласно ПУЭ все электроприемники подразделяют на три категории с выделением в I категории особой группы электроприемников, бесперебойная работа которых необходима для безаварийного останова производства с целью предотвращения угрозы для жизни людей, взрывов, пожаров и повреждения дорогостоящего основного оборудования.

К электроприемникам I категории относят те, перерыв в электроснабжении которых может повлечь за собой опасность для жизни людей, значительный ущерб народному хозяйству, повреждение дорогостоящего основного оборудования, массовый брак продукции, расстройство сложного технологического процесса, нарушение особо важных элементов коммунального хозяйства.

К электроприемникам II категории относят те, перерыв в электроснабжении которых приводит к массовому недоотпуску продукции, массовым простоям рабочих, механизмов и промышленного транспорта, нарушению нормальной деятельности городских и сельских жителей.

К электроприемникам III категории относят все остальные, не попадающие под определение I и II категорий.

Для электроприемников I категории перерыв в электроснабжении может быть допущен лишь на время автоматического ввода резерва (АВР); для особых непрерывных производств предусматривают технологическое резервирование или специальные устройства безаварийного останова технологического процесса, действующие при нарушении электроснабжения.

Для электроприемников II категории допустимы перерывы в электроснабжении на время, необходимое для включения резервного питания действиями дежурного персонала или выездной оперативной бригадой (десятки минут, единицы часов).

Для электроприемников III категории допустимы перерывы в электроснабжении до одних суток.

Следует заметить, что частота перерывов в явном виде ни для одной категории электроприемников не нормируется.

В отношении числа независимых источников питания для различных категорий электроприемников ПУЭ рекомендует следующее: потребители I категории должны иметь не менее двух независимых источников питания; потребители II категории могут иметь один-два независимых источника питания (решается конкретно для каждого промышленного предприятия); потребители III категории, как правило, могут иметь один источник питания; если есть возможность обеспечить питание без существенных затрат и от второго источника, то применяют резервирование питания и для этой категории электроприемников.

В зависимости от длительности нагрузки электроприемники подразделяют на три характерные группы:

1) работающие в режиме с продолжительно неизменной или мало меняющейся нагрузкой; в этом режиме электрооборудование может работать продолжительное время без превышения температуры отдельных частей оборудования выше допустимой (например электродвигатели компрессоров, насосов, вентиляторов);

2) работающие в режиме повторно-кратковременной нагрузки; в этом режиме кратковременные рабочие периоды электрооборудования чередуются с кратковременными периодами отключения; кроме того, в этом режиме электрооборудование может работать с допустимой для него относительной продолжительностью включения неограниченное время (например электродвигатели кранов, сварочные аппараты);

3) работающие в режиме кратковременной нагрузки; в этом режиме электрооборудование может работать длительно, так как период останова электрооборудования настолько длителен, что оно практически успевает охладиться до тем-

пературы окружающей среды (например электродвигатели электроприводов вспомогательных механизмов металлорежущих станков, гидравлических затворов).

Для обеспечения надежного питания электроприемников при эксплуатации систем цехового электроснабжения необходимо учитывать режимы кратковременных перегрузок электрооборудования на период от нескольких часов до нескольких суток. Эти режимы имеют место в результате повреждения или отключения электрооборудования (линий, трансформаторов, секций шин и др.) и должны предусматриваться заранее, еще при проектировании; тогда в условиях эксплуатации надежность питания будет значительно повышена. Необходимость перегрузки электрооборудования возникает не только в послеаварийных ситуациях, но и для обеспечения постоянно увеличивающейся электрической нагрузки промышленного предприятия и в частности отдельных цехов. В среднем для воздушных и кабельных линий допускают перегрузку на 30–35%; для силовых трансформаторов, согласно ПУЭ, систематическая перегрузка может составлять 30%, а аварийная – 40% и более в зависимости от ее продолжительности.

Для того чтобы выбранное по номинальным параметрам электрооборудование надежно работало в системах цехового электроснабжения, его проверяют на термическую и электродинамическую стойкость к токам КЗ.

Расчет токов КЗ выполняют как при проектировании, так и при анализе работы систем цехового электроснабжения в условиях эксплуатации. Этот расчет преследует две цели:

- выбор мер по ограничению токов КЗ или времени их действия;
- определение минимально возможных токов КЗ для проверки чувствительности защиты, правильного выбора параметров срабатывания и максимально возможного времени срабатывания защиты.

ВЛИЯНИЕ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА НАДЕЖНОСТЬ СИСТЕМ ЦЕХОВОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Одним из главных условий обеспечения нормальной работы электроприемников является питание их электроэнергией, параметры которой соответствуют определенным требованиям к ее качеству.

Основные показатели качества электроэнергии (ПКЭ) связаны с такими параметрами, как отклонения частоты и напряжения, колебание на-

пряжения, несинусоидальность и несимметрия напряжения. Во избежание длительного нарушения нормальной работы электроприемников основные ПКЭ не должны выходить за пределы своих нормальных значений, а в послеаварийных режимах – за пределы определенных максимальных значений.

Кроме того, на зажимах электроприемников, являющихся источниками электромагнитных помех, допускают изменения ПКЭ в более широких пределах, если это не приводит к нарушению нормированного качества электроэнергии у других электроприемников. В аварийных режимах допускают кратковременный выход ПКЭ за установленные пределы (например, снижение напряжения вплоть до нулевого уровня, отклонения частоты до ± 5 Гц и др.) с последующим их восстановлением до уровня, требуемого в послеаварийном режиме.

На надежность и долговечность работы электрооборудования в значительной степени влияет их тепловой режим. Так, для асинхронных и синхронных двигателей влияние отклонения напряжения на их тепловой режим зависит и от загрузки двигателей. Работа электродвигателей при пониженном напряжении приводит к перегреву изоляции и может явиться причиной выхода их из строя. Дело в том, что при снижении напряжения в пределах нормы ($\pm 10\%$) токи ротора и статора увеличиваются в среднем соответственно на 14 и 10%.

При значительной загрузке АД отклонения напряжения приводят к существенному уменьшению его срока службы. При увеличении тока двигателя происходит более интенсивный износ изоляции. При отрицательных отклонениях напряжения на зажимах двигателя в 10% и номинальной загрузке АД срок его службы сокращается вдвое.

Опыт эксплуатации показал, что работа АД целесообразна при $U_{ном}$ или при $U > U_{ном}$.

При отклонениях напряжения сети изменяется реактивная мощность СД, что имеет важное значение при использовании СД для компенсации реактивной мощности. Это относится в полной мере и к конденсаторным установкам. При недостаточной реактивной мощности, генерируемой в сеть синхронными двигателями, приходится дополнительно использовать батареи конденсаторов, что снижает надежность системы электроснабжения за счет увеличения числа элементов системы.

Отклонения напряжения оказывают заметное влияние на тепловое состояние не только наиболее нагретых узлов аппарата, но и на коммутационный аппарат в целом, а также на электрическую прочность изоляции, а следовательно, на надежность и срок службы этих аппаратов. Повы-

шение напряжения в сети приводит к росту нагрузок и мощности КЗ, что вызывает ускоренный износ коммутационных аппаратов и может сказаться на их коммутационной способности.

Что касается электротермических установок, то отклонение напряжения, а точнее, его снижение приводит к увеличению продолжительности технологического процесса и при определенных значениях снижения напряжения может сделать его невозможным. При снижении напряжения на 8 – 10% технологический процесс в печах сопротивления и индукционных печах нельзя довести до конца. Таким образом, качество электроэнергии напрямую влияет на надежность технологического процесса. Повышение напряжения приводит к увеличению реактивной мощности сварочного агрегата в среднем на 3–5%.

Отклонения напряжения существенно влияют на работу осветительных приборов. Так, для ламп накаливания, которые особенно чувствительны к изменениям напряжения, повышение напряжения на 1% приводит к сокращению срока службы на 14%, при повышении напряжения на 3% срок службы снижается на 30%, а увеличение напряжения на 5% приводит к сокращению срока службы ламп в 2 раза. Для люминесцентных ламп повышение напряжения на 10% сокращает срок их службы на 30%.

Отклонения, колебания и провалы напряжения могут приводить к сбоям в работе вычислительной техники, в частности персональных компьютеров, а также к ложным срабатываниям защиты и автоматики.

Колебания напряжения так же, как и его отклонения, оказывают отрицательное влияние на работу электроприемников. При питании печей сопротивления от тиристорных преобразователей колебания напряжения приводят к колебаниям тока нагрузки, что может явиться причиной неустойчивого режима системы автоматического регулирования температуры, а следовательно, привести к снижению надежности протекания технологического процесса. Весьма чувствителен к отклонениям напряжения питающей сети вентиляционный электропривод, так как изменение выпрямленного напряжения приводит к изменению частоты вращения двигателей.

На предприятиях, имеющих собственные ТЭЦ, колебания амплитуды и фазы напряжения, возникающие при колебаниях напряжения, приводят к колебаниям электромагнитного момента, активной и реактивной мощностей генераторов, что отрицательно сказывается на устойчивости работы станции в целом, а значит, на ее функциональной надежности.

Несинусоидальные режимы оказывают ощутимое влияние на надежность работы электро-

оборудования. Это объясняется тем, что при наличии высших гармоник в кривой напряжения более интенсивно протекает процесс износа изоляции, чем в случае работы электрооборудования при синусоидальном напряжении. Так, например, при коэффициенте несинусоидальности 5%, через два года эксплуатации тангенс угла диэлектрических потерь конденсаторов увеличивается в 2 раза.

Ускоренный износ изоляции имеет место и в силовых кабелях. За счет высших гармоник тока довольно часто однофазные КЗ переходят в двухфазные в месте первого пробоя вследствие прожигания кабеля. Следовательно, высшие гармоники в кривой напряжения питающей сети приводят к сокращению срока службы силовых кабелей, повышению аварийности в кабельных сетях, увеличению числа необходимых ремонтов.

Высшие гармоники тока и напряжения до 10% увеличивают погрешность индукционных счетчиков электроэнергии, ухудшают работу телемеханических устройств, вызывая сбои в их работе, если в качестве каналов связи для передачи информации используют силовые кабели. Кроме того, высшие гармоники вызывают ложную работу релейной защиты и автоматики при использовании фильтров токов обратной последовательности.

Эксплуатация систем электроснабжения отечественных и зарубежных промышленных предприятий показала, что батареи конденсаторов, работающие при несинусоидальных режимах, часто выходят из строя в результате вспучивания или взрыва. Причиной разрушения конденсаторов является перегрузка их токами высших гармоник, обуславливающих возникновение в системе электроснабжения резонансного режима на частоте одной из гармоник.

Несимметрия напряжения неблагоприятно сказывается на работе и сроке службы АД. Так, несимметрия напряжения в 1% вызывает значительную несимметрию токов в обмотках (до 9%). Токи обратной последовательности накладываются на токи прямой последовательности и вызывают дополнительный нагрев статора и ротора, что приводит к ускоренному износу изоляции и уменьшению располагаемой мощности двигателя. Известно, что при несимметрии напряжения в 4% срок службы АД, работающего с номинальной нагрузкой, сокращается примерно в 2 раза; при несимметрии напряжения в 5% располагаемая мощность АД уменьшается на 5–10%.

Магнитное поле токов обратной последовательности статора синхронных машин индуцирует в массивных металлических частях ротора значительные вихревые токи, вызывающие повышенный нагрев ротора и вибрацию вращающейся ча-

сти машины. При значительной несимметрии вибрация может оказаться опасной для конструкции машины.

Нагрев обмотки возбуждения СД за счет дополнительных потерь от несимметрии напряжения приводит к необходимости снижать ток возбуждения, при этом уменьшается реактивная мощность, выдаваемая СД в сеть.

Несимметрия напряжения не оказывает заметного влияния на работу кабельных и воздушных линий, однако для трансформаторов наблюдается значительное сокращение срока службы.

Токи нулевой последовательности постоянно проходят через заземлители и отрицательно сказываются на их работе, вызывая высыхивание грунта и увеличение сопротивления растеканию, что значительно уменьшает надежность работы заземлителей.

ПРАКТИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ПОВЫШЕНИЮ НАДЕЖНОСТИ СИСТЕМ ЦЕХОВОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Повышение надежности систем цехового электроснабжения, как правило, связано с дополнительными затратами; однако не всегда более дорогостоящая система электроснабжения обладает более высокой надежностью.

Основные пути повышения надежности систем цехового электроснабжения:

1. *Использование перегрузочной способности цехового электрооборудования* имеет важное значение при повреждениях или отключениях линий, трансформаторов, секций шин или отдельных аппаратов. Так, для воздушных линий перегрузка возможна практически всегда (при сохранении нормального габарита до земли) и составляет 30–35%. Перегрузка кабельных линий зависит от значения и длительности максимума нагрузки в нормальном режиме и от способа прокладки линий (табл. 2.).

Цеховые трансформаторы допускают систематическую перегрузку до 30%, аварийную – до 40 и даже до 60% в зависимости от конкретных условий. В ПУЭ приведены более конкретные сведения по перегрузочной способности силовых трансформаторов.

2. *Применение рационального резервирования в цеховых сетях по ВН или НН за счет использования разных независимых источников питания* осуществляется с помощью перемычек, двойных «сквозных» магистралей и т.д. На рис. 2 и 3 приведены примеры возможных схем резервирования в цеховых сетях.

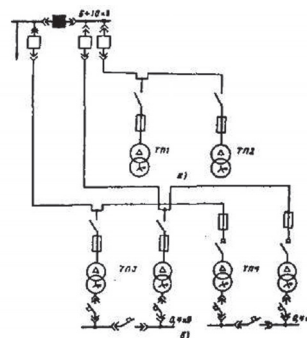


Рис. 2.

Принципиальная схема резервирования цеховых сетей по ВН за счет применения двойных «сквозных» магистралей:

- а – простая магистраль;
- б – двойная «сквозная» магистраль

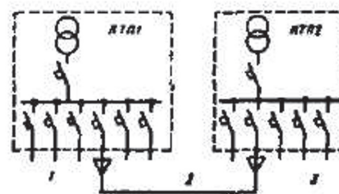


Рис. 3.

Принципиальная схема резервирования цеховых сетей по НН за счет применения перемычки из АВР:

- 1, 3 – потребители;
- 2 – резервирующая перемычка

В цехах с непрерывным процессом производства применяют магистральные схемы с взаимным резервированием питания отдельных магистралей. На рис. 4 приведена схема, которая позволяет вывести в ремонт один из трансформаторов, используя перегрузочную способность других, или обеспечить питание нескольких магистралей от одного трансформатора.

Резервирование можно осуществить также за счет раздельной или параллельной работы линий и трансформаторов.

3. *Сокращение времени и повышение качества всех видов ремонтных работ* достигается за счет оптимизации периодичности проведения плановых профилактических ремонтов электрооборудования, повышения квалификации обслуживающего персонала, рациональной организации труда и совершенствования технического обслуживания. Для того чтобы выбрать научно обоснован-

ные сроки проведения и объем профилактических ремонтов электрооборудования, необходимо собрать статистические данные о работе всех типов электрооборудования; эти данные должны содержать в себе информацию, достаточную для анализа причин повреждений (отказов) электрооборудования, а также сведения о числе повреждений (отказов) и продолжительности ремонтов этого оборудования. Такая работа должна проводиться службой главного энергетика промышленного предприятия систематически. Более подробные сведения о сборе и обработке статистических данных в энергетике можно найти в специальной литературе по надежности.

4. *Применение нового, современного и модернизация действующего электрооборудования*, а также его рациональная компоновка в цехах, отделениях и предприятию в целом.

5. *Правильный технически и экономически обоснованный выбор электрооборудования и схем электроснабжения* осуществляется при реконструкции систем цехового электроснабжения. Так, например, при выборе выключателей следует помнить, что их важнейшими параметрами, кроме номинальных токов, напряжений, отключающей способности к нагрузочным токам и токам КЗ, являются также время отключения, коммутационный ресурс, пожаро- и взрывобезопасность.

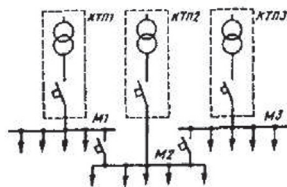


Рис. 4.

Взаимное резервирование питающих магистралей:

КТП – комплексные трансформаторные подстанции;

М – магистрали

При выборе цеховых трансформаторов исходят из следующих указаний:

- сухие трансформаторы мощностью 630–1000 кВА используют в административных и общественных зданиях, где возможны большие скопления людей, а также на испытательных станциях, в лабораториях;

- сухие трансформаторы меньшей мощности с успехом применяют, например, для питания освещения при системе раздельного питания силовых и осветительных нагрузок.

Практика эксплуатации показала, что число

типов и исполнений трансформаторов на одном предприятии должно быть ограничено, в противном случае усложняется резервирование и взаимозаменяемость.

При определении числа трансформаторов необходимо учитывать то обстоятельство, что однотрансформаторные цеховые подстанции можно использовать для питания электроприемников I категории, если мощность последних не превышает 15–20% мощности трансформатора и возможно резервирование подстанций на НН перемычками с АВР (см. рис. 3).

Известно, что радиальные схемы питания по сравнению с магистральными обладают более высокой надежностью, но стоимость их выше стоимости магистральных схем. Радиальные схемы применяют для мощных электроприемников (компрессоров, насосов), а также в тех случаях, когда среда помещений не позволяет прокладывать шинопроводы (взрывоопасные, пожароопасные цехи и цехи с химически активной средой).

6. *Внедрение автоматизации и телемеханизации* позволяет повысить не только надежность, но и безопасность систем цехового электроснабжения, избежать ошибочных действий оперативного персонала. Последнее значительно сокращает аварийные ситуации в цеховых сетях.

Для систем электроснабжения, питающих электроприемники, критичные к времени действия устройств АВР, можно рекомендовать быстродействующие АВР, обеспечивающие устойчивость синхронной нагрузки. Так, например, Истринский ВНИЦ ВЭИ разработал и внедрил быстродействующие АВР, у которых суммарное время переключения аварийной секции на резервную не превышает 0,12 с при всех видах нарушения электроснабжения на подстанциях с синхронными двигателями напряжением 6–10 кВ.

7. *Применение самозапуска электродвигателей ответственных механизмов* повышает устойчивость и надежность электроснабжения этих приемников электроэнергии при кратковременных снижениях или исчезновении напряжения на источнике питания.

При этом следует иметь в виду, что в режиме самозапуска остаточное напряжение на шинах, от которых питаются электродвигатели, должно быть таким, чтобы вращающий момент электродвигателей был больше статического момента сопротивления механизмов.

Поэтому в режиме самозапуска оставляют только двигатели ответственных механизмов. Электродвигатели, самозапуск которых недопустим по технике безопасности, отключаются защитой минимального напряжения.

В режиме самозапуска могут быть как асинхронные, так и синхронные электродвигатели. Са-

Таблица 2

Допустимая перегрузка кабельных линий напряжением до 10 кВ

| Коэффициент загрузки в нормальном режиме | Вид прокладки | Коэффициент допустимой перегрузки в зависимости от длительности максимума нагрузки, ч | | |
|--|------------------|---|------|------|
| | | 1 | 2 | 6 |
| 0,6 | В земле | 1,5 | 1,35 | 1,25 |
| | В воздухе | 1,35 | 1,25 | 1,25 |
| | В трубах в земле | 1,3 | 1,2 | 1,15 |
| 0,8 | В земле | 1,35 | 1,25 | 1,2 |
| | В воздухе | 1,3 | 1,25 | 1,25 |
| | В трубах в земле | 1,2 | 1,15 | 1,1 |

мозапуск этих электродвигателей необходим для обеспечения устойчивости технологических процессов непрерывных производств при аварийных ситуациях в системе электроснабжения, вызванных КЗ, отключением выключателя в цепи питания узла нагрузки и др. Двигатели, участвующие в самозапуске, при кратковременных перерывах питания от сети не отключаются.

Длительность перерыва в электроснабжении в зависимости от конкретных условий составляет от десятых долей секунды до 1–2 с, и большинство двигателей не успевает затормозиться до полной остановки. Поэтому после автоматического восстановления электроснабжения разгон их начинается с некоторой остаточной частоты вращения.

8. *Повышение надежности функционирования защиты и автоматики* осуществляется за счет применения:

а) простых схем, резервных защит, качественного монтажа и правильной эксплуатации (для аналоговых устройств на электромеханической и микроэлектронной базе);

б) микропроцессорных устройств и систем при условии выполнения требований для их нормальной работы (надлежащая система эксплуатации и технического обслуживания).

Опыт эксплуатации микропроцессорных устройств различного назначения, накопленный за рубежом, показывает следующие их преимущества перед традиционными устройствами:

а) значительно меньшие трудозатраты на техобслуживание;

б) лучшие показатели надежности;

в) лучшие параметры срабатывания измерительных органов защиты и автоматики;

г) меньшее потребление по цепям постоянного и переменного оперативного тока;

д) повышенная надежность функционирования;

е) меньшие трудозатраты на наладку и техобслуживание за счет высокой аппаратной надежности и автоматического контроля и диагностики;

ж) меньшие габариты и др.

Высокая надежность микропроцессорных устройств и систем защиты и автоматики обеспечивается на основании:

- резервирования аппаратных средств, функций защиты и программного обеспечения;
- применения отказоустойчивых структур;
- непрерывной диагностики аппаратных средств и программного обеспечения;
- хранения информации, констант и программ в энергонезависимой памяти;
- анализа работы защиты и автоматики, возможного благодаря получению данных о месте КЗ, характере повреждения и параметрах аварийного режима.

При эксплуатации газовой защиты масляных трансформаторов возможны ее ложные срабатывания, которые могут иметь место, например, при попадании воздуха в бак трансформатора во время долива масла после ремонта системы охлаждения; при неправильной установке силового трансформатора и др.

9. *Выбор наиболее целесообразного времени вывода электрооборудования в ремонт*, а именно – совмещение ремонта электрооборудования с ремонтом технологического оборудования; заблаговременный перевод электроснабжения на временное питание от резервных источников и др.

Например, плановый ремонт одного из двух трансформаторов двухтрансформаторной подстанции целесообразнее проводить в период работы со сниженной нагрузкой потребителя.

10. *Обеспечение пожарной безопасности электротехнических сооружений* (подстанций, кабельных туннелей и др.), внедрение устройств телесигнализации и локализации пожаров.

11. *Использование в качестве независимых га-*



рантированных источников питания (дизель-генераторов, аккумуляторных батарей и др.).

12. *Снижение насыщения сетей автоматической коммутационной аппаратурой*, так как сами аппараты могут стать источником аварий.

13. *Применение компенсации реактивной мощности (КРМ)*. За счет КРМ по НН можно разгрузить цеховой трансформатор по реактивной мощности и загрузить его дополнительно активной мощностью. Если бы не было КРМ, то для присоединения дополнительной активной мощности потребовался бы еще один трансформатор, что снизило бы экономичность и надежность цеховой сети.

14. *Повышение статической и динамической устойчивости системы электроснабжения*. Наиболее приемлемым средством достижения этой цели является уменьшение времени действия устройств защиты и автоматики (применение быстродействующих устройств АВР, микропроцессорной защиты и др.).

15. *Повышение качества электроэнергии*.

Снижение несимметрии напряжения в системах электроснабжения можно достичь следующими мерами:

- рациональным пофазным распределением однофазных нагрузок;
- применением симметрирующих устройств.

Для снижения несинусоидальности напряжений (уменьшения высших гармоник) применяют следующие средства:

- увеличивают число фаз выпрямления; так, переход от 6-фазной к 12-фазной схеме выпрямления обеспечивает снижение несинусоидальности напряжения примерно в 1,4 раза;
- используют раздельное питание приемников электроэнергии с нелинейной и линейной вольт-амперной характеристикой, которое осуществляют от разных секций шин подстанций;
- применяют фильтры высших гармоник, которые одновременно могут использоваться и для КРМ.

Говоря о средствах повышения качества электроэнергии, следует подчеркнуть, что электроприемники по-разному реагируют на изменение показателей качества электроэнергии (ПКЭ), и это

в первую очередь относится к синхронным машинам. Речь идет о таких ПКЭ, как несинусоидальность и колебания напряжения.

Так, синхронные машины малочувствительны к изменению несинусоидальности напряжения, поэтому могут использоваться в качестве источника реактивной мощности в электрических сетях, питающих мощные вентильные преобразователи.

Колебания напряжения вызывают у синхронных машин изменение реактивной мощности, которое находится в противофазе с изменением реактивной мощности таких потребителей. В результате синхронные машины сглаживают трафик реактивной мощности и способствуют уменьшению колебаний напряжения.

Поэтому можно рекомендовать, где это возможно, вместо асинхронных машин применять синхронные.

16. *Применение специальной защиты КРУ 6–10 кВ*. Широкое применение в цеховых сетях получили комплектные распределительные устройства (КРУ) напряжением 6–10 кВ. Как показал опыт эксплуатации КРУ, практически любое двухфазное КЗ внутри КРУ перерастает в трехфазное и даже может привести к повреждению соседних шкафов.

Решением проблемы взрывопожаробезопасности шкафов КРУ, находящихся в эксплуатации, является оснащение их быстродействующими дуговыми защитами. В настоящее время идет интенсивная разработка устройств дуговой защиты, выполненной на микроэлектронной и микропроцессорной элементной базе. Совершенствование таких защит значительно повысит надежность систем цехового электроснабжения.

17. *Целесообразная компоновка электрооборудования, их размещение в цехах предприятий, обоснованная прокладка проводников*. Так, например, для обеспечения надежной работы электроустановок необходимо выполнять прокладку проводников таким образом, чтобы повреждение в цепях одного агрегата не вызвало остановки других, работающих независимо. Поэтому в одной трубе или коробе, одном замкнутом канале строительной конструкции или одном лотке запрещается прокладывать цепи разных технологических агрегатов, не связанных единым технологическим процессом. Из этих же соображений запрещается совместная прокладка взаиморезервирующих цепей, цепей аварийного и рабочего освещения.

Кабели в неметаллической оболочке можно применять в помещениях всех видов и наружных установках в металлических гибких рукавах, стальных трубах (за исключением сырых и особо сырых помещений) и в неметаллических трубах и коробах, в замкнутых каналах строительных конструкций.

**В.А. Щербаков,
главный энергетик
ОАО УЗЭМИК**



ИЗМЕРЕНИЕ ПОЛНОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ ЦЕПИ «ФАЗА–НУЛЬ»

1. Назначение и область применения

1.1. Документ «Измерение полного сопротивления цепи «фаза–нуль» устанавливает методику выполнения измерения полного сопротивления цепи «фаза–нуль» в электроустановках напряжением до 1000 В с глухозаземленной нейтралью.

1.2. Документ разработан для применения при проведении приемосдаточных, периодических и эксплуатационных испытаний в электроустановках напряжением до 1000 В с глухозаземленной нейтралью.

1.3. Цель измерения – проверка эффективности мер защиты от косвенного прикосновения посредством автоматического отключения источника питания (измерение полного сопротивления цепи «фаза–нуль»).

1.4. Проверка проводится в соответствии с требованиями ПУЭ п. 1.7.79, 1.8.36 (п. 4), ПТЭ-ЭП, Приложение 1 п. 28.4, ГОСТ Р 50571.3-94 и ГОСТ Р 50571.16-99 п. 612.6.3.

2. Нормативные ссылки

В данной методике использованы ссылки на следующие нормативные документы:

2.1. Правила эксплуатации электроустановок потребителей М.: Энергоатомиздат, 1992.

2.2. Правила устройства электроустановок (ПУЭ). 6-е изд. с изм. и доп.

2.3. Правила устройства электроустановок (ПУЭ). 7-е изд., разд.1; 6; 7, гл. 7.1; 7.2.

2.4. Межотраслевые правила по охране тру-

да (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок: ПОТ Р М-016-2001. РД 153-34.0-03.150-00.

2.5. Электроустановки зданий. ГОСТ Р 50571.16-99. Ч. 6: Испытания. Приемосдаточные испытания.

2.6. Электроустановки зданий. Основные положения: ГОСТ Р 50571.1-93.

2.7. Электроустановки зданий. ГОСТ Р 50571.3-94. Ч. 4: Требования по обеспечению безопасности. Защита от поражения электрическим током.

2.8. Электроустановки зданий. ГОСТ Р 50571.16-99. Ч. 6: Испытания. Приемосдаточные испытания.

2.9. Методики выполнения измерений: ГОСТ Р 8.563-96.

2.10. Прибор для контроля сопротивления цепи «фаза–нуль» М 417: Пасп. ТУ-25-04-627-73.

3. Термины и определения

В настоящем стандарте используются термины и определения, принятые согласно ПУЭ и комплекс стандартов ГОСТ Р 50571.

3.1. Электрооборудование – любое оборудование, предназначенное для производства, преобразования, передачи, распределения или потребления электрической энергии. Например: машины, трансформаторы, аппараты, измерительные приборы, устройства защиты, кабельная продукция, электроприемники.

3.2. Электроустановка – любое сочетание взаимосвязанного электрооборудования в пределах данного пространства или помещения.

3.3. Электрическая цепь – совокупность электрооборудования, соединенного проводами и кабелями, через которое может проходить электрический ток.

3.4. Токоведущая часть – электропроводящая часть электроустановки, находящаяся в процессе ее работы под рабочим напряжением.

3.5. Защитный проводник (РЕ) – проводник, применяемый для каких-либо защитных мер от поражения электрическим током в случае повреждения и для соединения открытых проводящих частей:

- с другими открытыми проводящими частями;
- со сторонними проводящими частями;
- с заземлителями, заземляющим проводником или заземленной токоведущей частью.

3.6. Нулевой защитный проводник (РЕ) – проводник в электроустановках напряжением до 1 кВ, соединяющий зануляемые части с глухозаземленной нейтралью генератора или трансформатора в сетях трехфазного тока, с глухозаземленным выводом источника однофазного тока, с глухозаземленной средней точкой источника в сетях постоянного тока.

3.7. Нулевой рабочий проводник (N) – проводник, используемый для питания приемников электрической энергии и соединения одного из их выводов с заземленной нейтралью электроустановки.

3.8. Совмещенный нулевой рабочий и защитный проводник (PEN-проводник) – проводник, сочетающий функции защитного и нулевого рабочего проводников.

3.9. Защита от косвенного прикосновения (защита от косвенного контакта) – защита, исключающая опасность соприкосновения с открытыми проводящими частями, сторонними проводящими частями, которые могут оказаться под напряжением в случае повреждения.

3.10. Ток короткого замыкания – сверхток, обусловленный повреждением с пренебрежимо

малым полным сопротивлением между точками, находящимися под разными потенциалами в нормальных рабочих условиях.

3.11. Ток повреждения – ток, появившийся в результате повреждения или перекрытия изоляции.

3.12. Ток замыкания на землю – ток, проходящий в землю через место замыкания.

3.13. Глухозаземленной нейтралью называется нейтраль трансформатора или генератора, присоединенная к заземляющему устройству непосредственно или через малое сопротивление (например через трансформатор тока).

3.14. Сопротивлением цепи «фаза–нуль» называется сопротивление участка электрической цепи от источника питания (трансформатор и т.д.) до места установки электрооборудования. Значение сопротивления цепи «фаза–нуль» определяется суммой сопротивлений фазного проводника, переходных сопротивлений в рубильниках, контакторах и т.д. и сопротивлением заземляющего проводника данной электроустановки.

4. Характеристики измеряемой величины, нормативные значения измеряемой величины

Объектом измерений являются цепь «фаза–нуль» в электроустановках напряжением до 1000 В с глухозаземленной нейтралью. Измеряемой величиной является полное сопротивление цепи «фаза–нуль».

4.1. Проверка мер защиты от косвенного прикосновения выполняется при приемосдаточных испытаниях в соответствии с требованиями ПУЭ п.п. 1.7.78, 1.7.79:

При выполнении автоматического отключения питания в электроустановках напряжением до 1 кВ все открытые проводящие части должны быть присоединены к глухозаземленной нейтрали источника питания, если применена система TN, и заземлены, если применены системы IT или TT. При этом характеристики защитных аппаратов и параметры защитных проводников должны быть согласованы, чтобы обеспечивалось нормирован-

Таблица 1
Наибольшее допустимое время защитного автоматического отключения для системы TN

| Номинальное фазное напряжение U_0 , В | Время отключения, с |
|--|---------------------|
| 127 | 0,8 |
| 220 | 0,4 |
| 380 | 0,2 |
| Более 380 | 0,1 |

ное время отключения поврежденной цепи защитно-коммутационным аппаратом в соответствии с номинальным фазным напряжением питающей сети.

В электроустановках, в которых в качестве защитной меры применено автоматическое отключение питания, должно быть выполнено уравнивание потенциалов.

Для автоматического отключения питания могут быть применены защитно-коммутационные аппараты, реагирующие на сверхтоки или на дифференциальный ток.

В системе TN время автоматического отключения питания не должно превышать значений, указанных в табл. 1.

Приведенные значения времени отключения считаются достаточными для обеспечения электробезопасности, в том числе в групповых цепях, питающих передвижные и переносные электроприемники и ручной электроинструмент класса 1.

В цепях, питающих распределительные, групповые, этажные и другие щиты и щитки, время отключения не должно превышать 5 с.

Допускаются значения времени отключения не более 5 с в цепях, питающих только стационарные электроприемники от распределительных щитов или щитков при выполнении одного из следующих условий:

1) полное сопротивление защитного проводника между главной заземляющей шиной и распределительным щитом или щитком не превышает значения, Ом:

$$50 \cdot Z_{\text{ц}}/U_0,$$

где $Z_{\text{ц}}$ – полное сопротивление цепи «фаза–нуль», Ом;

U_0 – номинальное фазное напряжение цепи, В;

50 – падение напряжения на участке защитного проводника между главной заземляющей шиной и распределительным щитом или щитком, В;

2) к шине PE распределительного щита или щитка присоединена дополнительная система уравнивания потенциалов, охватывающая те же сторонние проводящие части, что и основная система уравнивания потенциалов.

Допускается применение УЗО, реагирующих на дифференциальный ток.

4.2. В соответствии с требованиями ПТЭЭП, Приложения 1 п.п 28.4 проводятся эксплуатационные испытания:

5. Условия измерения

5.1. При выполнении измерений в соответствии с паспортом на прибор М 417 соблюдаются следующие условия:

– измерения проводят в светлое время суток при естественном или искусственном освещении, в сухом помещении при температуре от минус 30 до 40 °С, при относительной влажности воздуха до 90% при температуре 30 °С;

– при проведении измерений прибор М 417 должен быть установлен в горизонтальном положении.

5.2. Питание электроустановки при проведении испытаний осуществляется по постоянной схеме: все заземлители и заземляющие проводники (искусственные и естественные), а также повторные заземлители должны быть подключены.

6. Метод измерения

6.1. Проверка цепи фаза–нуль производится измерением полного сопротивления цепи «фаза–нуль» с последующим вычислением тока однофазного короткого замыкания. Величина тока короткого замыкания должна иметь определенную кратность по отношению к номинальному току плавкой вставки или расцепителя автомата защиты (ПТЭЭП). В соответствии с ПУЭ по типовым времятоковым характеристикам плавких предохранителей и автоматических выключателей проверяется время автоматического отключения.

6.2. Метод измерения сопротивления цепи «фаза–нуль» основан на измерении падения напряжения на известном сопротивлении; шкала прибора отградуирована непосредственно в значениях сопротивления.

7. Средства измерения, вспомогательные устройства, материалы

7.1. При выполнении измерений применяют средства измерения и другие технические средства.

8. Требования к погрешности измерений

8.1. Погрешность измерения полного сопротивления цепи «фаза–нуль» определяется классом применяемых приборов.

8.2. Пределы допускаемой основной относительной погрешности прибора М417 составляют $\pm 10\%$ от длины шкалы.

9. Подготовка к выполнению измерений

При подготовке к выполнению измерений проводят следующие работы:

9.1. Подготовить рабочее место в соответствии с требованиями МПОТ (ТБ).

9.2. Установить прибор на горизонтальную по-

Нормы при проведении эксплуатационных испытаний и измерений.

| Наименование испытания | Вид испытаний | Нормы испытания | Указания |
|---|---------------|---|---|
| 28.4. Проверка срабатывания защиты при системе питания с заземленной нейтралью (TN-C, TN-C-S, TN-S) | К, Т, М | При замыкании на корпус или нулевой рабочий проводник ток однофазного короткого замыкания должен составлять не менее: трехкратного значения номинального тока плавкой вставки предохранителя; трехкратного значения номинального тока перегоримого расцепителя автоматического выключателя обратной зависимости от тока характеристикой; трехкратного значения уставки по току срабатывания регулируемого расцепителя автоматического выключателя обратной зависимости от тока характеристикой; значения $I_{1, I_{ном}^N}$ для автоматических выключателей с мгновенным расцепителем, где N равно 5; 10; 20 при характеристиках расцепления соответственно "В", "С" и "D", $I_{ном}$ - номинальный ток автоматического выключателя | Проверяется непосредственным измерением тока однофазного короткого замыкания с помощью специальных приборов или измерением полного сопротивления петли фаза-нуль с последующим определением тока короткого замыкания. В электроустановках, присоединенных к одному шитку и находящихся в пределах одного помещения, допускается производить измерения только на одной, самой удаленной от точки питания установке У светильников общего освещения. Проверяется срабатывание защиты только на самых дальних светильниках каждой линии. Проверку срабатывания защиты групповых линий различных приемников допускается производить на штепсельных розетках с защитным контактом. |

верхность, открыть крышку и вынуть соединительные провода.

9.2. Ручку «Калибровка» установить в левое крайнее положение.

9.3. Присоединить соединительные проводники к зажимам прибора.

9.4. Один проводник подсоединить к корпусу контролируемого объекта, обеспечив в месте соединения надежный контакт, а второй проводник к одной из фаз питающей сети электроприемника согласно рис. 1 (Приложение 1).

10. Последовательность и порядок выполнения измерения

При выполнении измерений выполняют следующие операции:

10.1. Подать напряжение на измеряемый участок сети. На приборе загорится лампа «Z-8».

10.2. Нажать кнопку «Проверка калибровки» и ручкой «Калибровка» установить стрелку прибора на отметку «0».

10.3. Нажать кнопку «Измерение» и отсчитать показания по шкале прибора. Время измерения не должно превышать 7 с с интервалом между измерениями не менее 0,5 мин.

10.4. Загорание сигнальной лампы « Z > 2 Ом» при нажатой кнопке «Измерение» свидетельствует о том, что сопротивление цепи «фаза-нуль» контролируемого объекта больше 2 Ом.

10.5. Повторные измерения должны производиться только после проверки калибровки.

11. Обработка результатов измерений

По полученному значению сопротивления цепи «фаза-нуль» рассчитывается ток однофазного короткого замыкания с учетом погрешности измерения:

$$I_{к.з.} = U_{\phi} / (Z_{и} + Z_{и} \cdot \Delta i / 100) = U_{\phi} / (1,1 \cdot Z_{и}),$$

где

U_{ϕ} – фазное напряжение сети;

$Z_{и}$ – измеренное значение сопротивления цепи «фаза-нуль»;

Δi – основная погрешность измерения;

$\Delta i = 10\%$.

После определения тока короткого замыкания рассчитывается кратность тока однофазного короткого замыкания по отношению к току уставки защитного аппарата:

$$K = I_{к.з.} / I_{н.},$$

где

$I_{к.з.}$ – расчетный ток однофазного короткого замыкания;

$I_{н.}$ – номинальный ток уставки защитного аппарата.

Кратность тока должна быть не менее значений указанных в табл. 2.

По типовым времятоковым характеристикам защитного элемента (плавкой вставки или автоматического выключателя) определяется время отключения этого элемента при рассчитанной кратности тока однофазного короткого замыкания по отношению к току уставки защитного аппарата.

Время защитного отключения должно быть не более значений, приведенных в табл. 1.

12. Контроль точности результатов измерений

12.1. Контроль точности результатов измерений обеспечивается ежегодной поверкой приборов в органах Госстандарта РФ. Приборы должны иметь действующие свидетельства о госпроверке. Выполнение измерений прибором с просроченным сроком поверки не допускается.

13. Оформление результатов измерений

13.1. Результаты проверки отражаются в протоколе соответствующей формы (форма протокола прилагается в Приложении 2).

13.2. При заполнении протокола в графе «Вывод на соответствие требованиям» напротив каждого пункта вносить запись: «соответствует» или «не соответствует».

13.3. Перечень замеченных недостатков должен предъявляться заказчику для принятия мер по их устранению.

13.4. В протокол вносятся значения величин, рассчитанные с учетом погрешности измерений в соответствии с разделом 11 данной методики.

13.5. Протокол испытаний и измерений оформляется в виде электронного документа и хранится в соответствующей базе данных. Второй экземпляр протокола распечатывается и хранится в архиве ЭТЛ.

13.6. Копии протоколов испытаний и измерений подлежат хранению в архиве электролаборатории не менее 6 лет.

14. Требования к квалификации персонала

К выполнению измерений и испытаний допускают лиц, прошедших специальное обучение и аттестацию с присвоением группы по электробезопасности не ниже III при работе в электроустановках до 1000 В, имеющих запись о допуске к испытаниям и измерениям в электроустановках до 1000 В.

Измерения полного сопротивления цепи «фаза–ноль» должен проводить только квалифицированный персонал в составе бригады, в количестве не менее 2 человек. Производитель работ должен иметь 5-й разряд, члены бригады – не ниже 4-го разряда.

15. Требования к обеспечению безопасности при выполнении измерений и экологической безопасности

15.1. При проведении измерений необходимо руководствоваться требованиями Межотраслевых правил по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок потребителей.

15.2. Измерения производятся по распоряжению.

15.3. Перед началом работы в зоне измерений должны быть выполнены все организационные и технические мероприятия по технике безопасности, а именно:

- отключена проверяемая электроустановка;
- вывешены предупреждающие плакаты;
- проверено отсутствие напряжения и остаточного заряда на корпусе испытуемого оборудования указателем напряжения до 1000 В.

15.4. Если по условиям эксплуатации невозможно отключить питающее напряжение, допус-

кается подключать прибор без снятия напряжения. В этом случае прибор необходимо одним зажимом надежно соединить с корпусом контролируемого объекта, после чего второй зажим прибора подключить к фазному проводу. Подсоединение необходимо производить в диэлектрических перчатках.

15.5. Проверка сопротивления цепи «фаза–ноль» не наносит вреда для окружающей среды.

Разработал
начальник ЭТЛ В. Хованский

Приложение 1

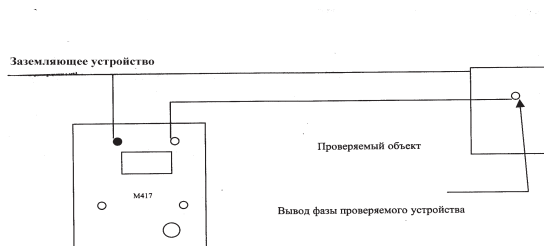


Рис. 1.
Схема проведения измерений

Приложение 2

Протокол испытаний распространяется только на электроустановку

Электротехническая лаборатория
ОАО УЗЭМИК
450006, г.Уфа, ул. Пархоменко, 156
тел.: 24-09-77

Заказчик _____
(Ф.И.О. руководителя, адрес)

Утверждаю:
Начальник ЭТЛ _____
« _____ » _____ 200__ г.

ПРОТОКОЛ №

Измерения полного сопротивления цепи «фаза–ноль»

1. Дата получения заявки на испытания (номер договора) _____
2. Полное наимен. электроустановки её элементный состав _____
3. Наименование и адрес монтажной организации _____
4. Сведения о проектной документации _____
5. Сведения об актах скрытых работ _____
(организация, номер, дата)

6. Информация о дополнительном протоколе испытаний выполненных на условии субподряда (при его наличии) _____
7. Код ОКП _____
8. Место проведения испытаний и измерений _____
9. Цель испытаний и измерений _____
(приёмно-сдаточные, периодические, эксплуатационные, определительные, стендовые)
10. Климатические условия при проведении испытаний:
11. температура _____
12. влажность _____
13. давление _____
14. Измерение полного сопротивления цепи «фаза-нуль» выполнены в соответствии с методикой №6 «Методика измерения полного сопротивления цепи «фаза-нуль»».
15. Результаты измерения приведены на странице №2 настоящего протокола.
16. Перечень применяемого испытательного оборудования (ИО) и средств измерений (СИ) приведен на странице №3 настоящего протокола. Дополнительные сведения приведены на странице №3.
17. Нормативная документация и допуск по НД

Результаты

проверки цепи «фаза-нуль» в электроустановке _____

Перечень

применяемого испытательного оборудования (ИО) и средств измерений (СИ)

Дополнительные сведения

Заключение: _____

Исполнители: _____ М.П.

Руководитель бригады испытаний: _____
(должность) (роспись) (ФИО)

Члены бригады: _____
(должность) (роспись) (ФИО)

_____ (должность) (роспись) (ФИО)

Руководитель электролаборатории _____
(роспись) (ФИО)

Дата проведения испытаний: « _____ » _____ 20 ____ г.



**А. Качанов,
Т. Королева,
Р. Куликов,
Орловский государственный
технический университет**

АНАЛИЗ СИСТЕМ ДЛЯ ВНУТРЕННЕГО ОСВЕЩЕНИЯ ЗДАНИЙ И СООРУЖЕНИЙ

Условия труда персонала различных предприятий зависят от многих факторов. Это и температура окружающей воздушной среды, ее влажность, наличие правильного освещения рабочих мест и многие другие. Персоналу учебных заведений, больниц, офисов, многих предприятий ЖКХ приходится трудиться в основном в помещениях, где одну из главных ролей в создании комфортных условий труда играет правильное освещение рабочих помещений, коридоров, лестниц и т.д.

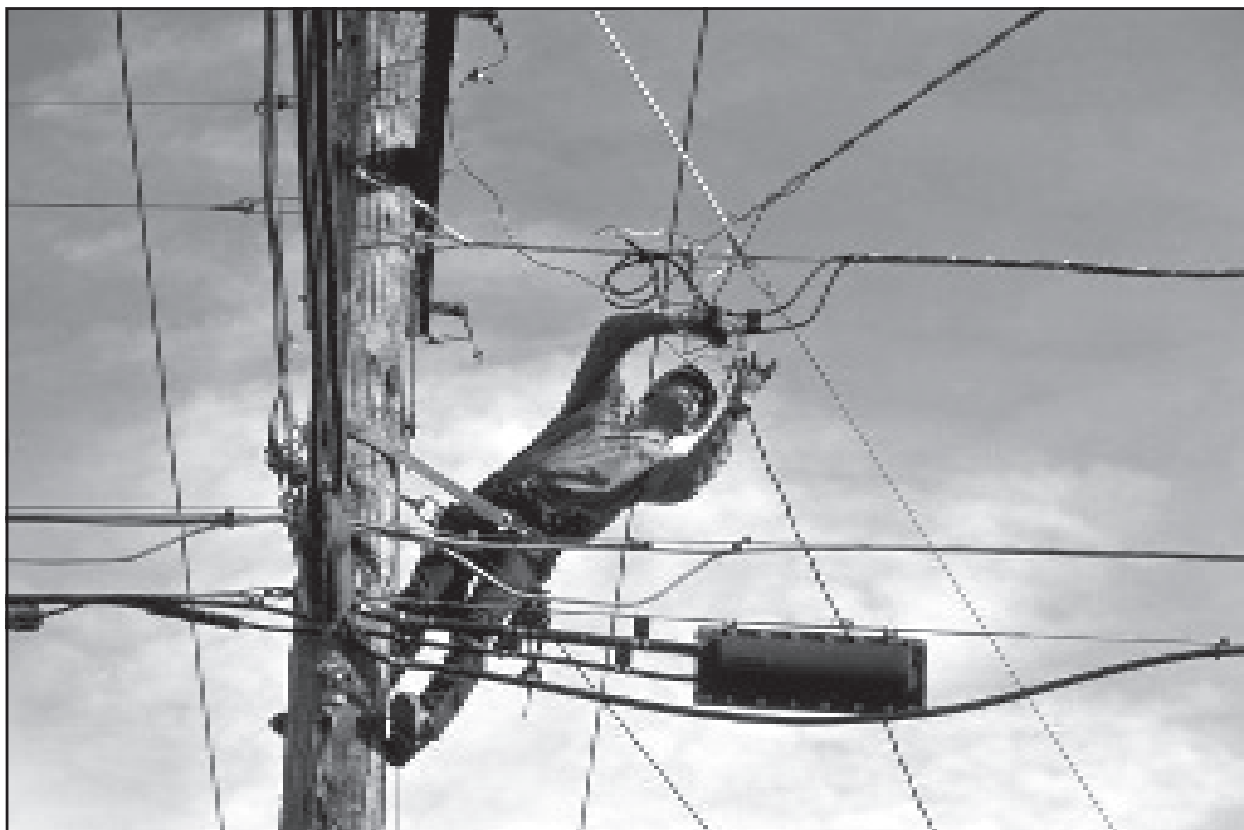
В настоящее время большинство систем внутреннего освещения зданий, укомплектованных как светильниками с лампами накаливания, так и люминесцентными светильниками, оснащенными электромагнитными пускорегулирующими аппаратами (ПРА), уже выработало свой ресурс или непосредственно подошло к нему. При этом с учетом износа ламп, ПРА, проводки ухудшается качество освещения, повышается частота аварийных и профилактических ремонтных работ, что отрицательно сказывается на условиях работы. Еще одним немаловажным фактором является (особенно для светильников с лампами накаливания) спектр излучаемого света.

В числе перспективных мероприятий, направленных на энергосбережение в осветительных ус-

тановках, является использование в системах внутреннего освещения светильников с электронными ПРА.

Использование высокочастотного напряжения для питания люминесцентных ламп светильников данного типа позволяет, по сравнению с традиционными лампами освещения, получить повышенную светоотдачу при увеличении срока службы ламп в 1,5–2 раза больше за счет использования режима плавного подогрева нитей накала, а также стабилизации питающего тока. Бесшумная работа светильника (отсутствие низкочастотных





шумов), отсутствие пульсаций светового потока и стробоскопического эффекта, гарантированное время включения 0,5–1 с, позволяет соблюдать требования санитарных норм по качеству освещения. Как показали проведенные сравнительные исследования у светильников оснащенных зеркальной растровой решеткой рассеивателя, удается получить наиболее эффективное распределение светового потока в пространстве, что способствует повышению КПД по сравнению со светильниками, оснащенными призматическими рассеивателями. Кроме того, такое техническое решение позволяет сконцентрировать световой поток лампы в одном направлении, увеличив на 20–25% (по сравнению с другими видами рассеивателей) освещенность рабочей поверхности. Концентрация светового потока в определенном месте рабочего пространства дает возможность уменьшить количество светильников в помещении. Одновременно решается задача, направленная на выполнение современных международных требований, а именно – исключение нежелательного отражения на блестящих поверхностях (блики на экранах мониторов и т.п.).

К техническим преимуществам светильников с электронными ПРА относятся: пригодность к эксплуатации с сетью постоянного напряжения 200–

250 В в резервных (аварийных) системах освещения, автоматическое отключение ЭПРА в светильнике при дезактивированной лампе, автоматическое отключение ЭПРА в режиме холостого хода (в светильнике без ламп отсутствует напряжение на зажимах лампы), защита от коротких замыканий в цепи лампы и меньший по сравнению со светильником, оснащенным электромагнитным ПРА, вес.

Из анализа отечественных и зарубежных источников, описывающих различные системы освещения, следует, что системы с электронными ПРА позволяют экономить от 10 (для светильников с электромагнитными ПРА) до 50% (для светильников с лампами накаливания) электроэнергии. При этом установленная мощность системы освещения уменьшается в среднем на 10–20%, а потери электроэнергии на 10–15% по сравнению со светильниками, где используются обычные электромагнитные ПРА.

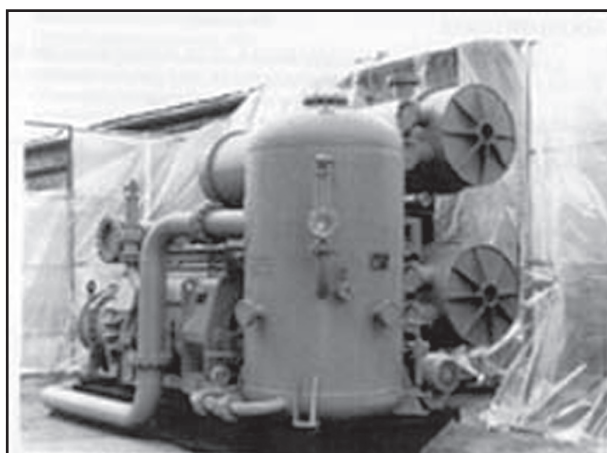
В настоящее время ведущие производители светильников в Европе переходят на использование электронных ПРА, которые являются более энергоэффективными и комфортными при сохранении относительно невысокой стоимости по сравнению с другими типами светильников.



*О. Попель,
К.Т.Н.
зав. лабораторией
нетрадиционных
возобновляемых
источников энергии
ОИВТ РАН*

ЭНЕРГОУСТАНОВКИ НА БАЗЕ ТЕПЛОВЫХ НАСОСОВ. АСПЕКТЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ

Теплоснабжение в условиях России с ее продолжительными и достаточно суровыми зимами требует весьма больших затрат топлива, которые почти в два раза превосходят затраты на электроснабжение. Основными недостатками традиционных источников теплоснабжения являются низкая энергетическая (особенно на малых котельных), экономическая и экологическая эффективность (традиционное теплоснабжение является одним из основных источников загрязнения крупных городов). Кроме того, высокие транспортные тарифы на доставку энергоносителей усугубляют негативные факторы, присущие традиционному теплоснабжению.



Нельзя не учитывать и такой серьезный термодинамический недостаток, как низкий энергетический КПД использования химической энергии топлива для систем теплоснабжения, который в системах отопления составляет 6—10%.

Чрезвычайно велики затраты на тепловые сети, которые являются, вероятно, самым ненадежным элементом в системах централизованного теплоснабжения. Удельная аварийность для трубопроводов диаметром 1400 мм составляет одну аварию в год на 1 км длины, а для труб меньшего диаметра – около шести аварий. Если учесть, что общая протяженность тепловых сетей в России составляет 650 тыс. км, а в полной замене нуждаются 300 тыс. км, становится очевидно, что строительство и поддержание тепловых сетей в рабочем состоянии требуют затрат, соизмеримых со стоимостью ТЭЦ или районных котельных.

Все перечисленные негативные факторы традиционного теплоснабжения настоятельно требуют интенсивного использования нетрадиционных методов.

Одним из таких методов является полезное использование рассеянного низкотемпературного (5—30 °С) природного тепла или сбросного промышленного тепла для теплоснабжения с помощью тепловых насосов.

Тепловые насосы в силу того, что они избавлены от большинства перечисленных недостатков централизованного теплоснабжения, на-

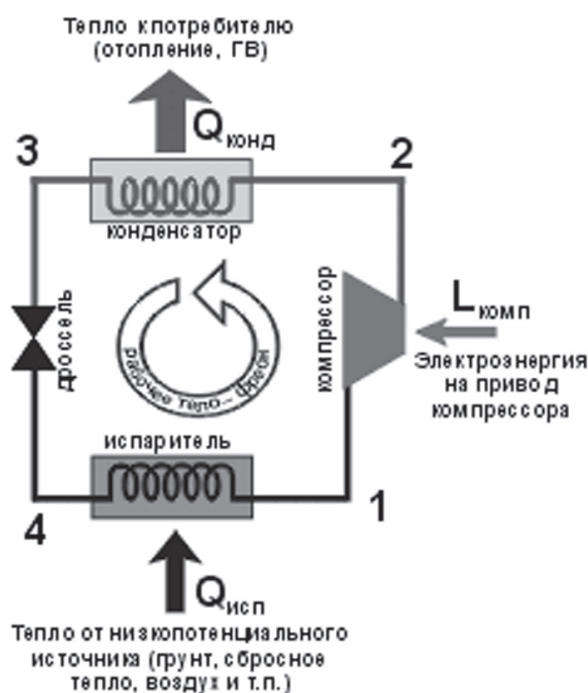


Рис. 1.

Принципиальная схема работы компрессионного теплового насоса

шли широкое применение за рубежом. В 1980 году в США работало около 3 млн. теплонасосных установок, в Японии — 0,5 млн., в Западной Европе — 0,15 млн. В 1993 году общее количество работающих теплонасосных установок (ТНУ) в развитых странах превысило 12 млн., а ежегодный выпуск составлял более 1 млн. Массовое производство тепловых насосов налажено практически во всех развитых странах. По прогнозу Мирового энергетического комитета, к 2020 году в передовых странах доля отопления и горячего водоснабжения с помощью тепловых насосов составит 75%.

Суть работы компрессорного теплового насоса (рис. 1) состоит в следующем. В испарителе теплового насоса тепло невысокого температурного потенциала отбирается от некоего источника низкопотенциального тепла и передается низкокипящему рабочему телу теплового насоса. Полученный пар сжимается компрессором. При этом температура пара повышается и тепло на нужном температурном уровне в конденсаторе передается в систему отопления и горячего водоснабжения.

Для того чтобы замкнуть цикл, совершаемый рабочим телом, после конденсатора оно дросселируется до начального давления, охлаждаясь

до температуры ниже источника низкопотенциального тепла, и снова подается в испаритель. Таким образом, тепловой насос осуществляет трансформацию тепловой энергии с низкого температурного уровня на более высокий, необходимый потребителю. При этом на привод компрессора затрачивается механическая (электрическая) энергия. При наличии источника низкопотенциального тепла с более или менее высокой температурой количество тепла, поставляемого потребителю, в несколько раз превышает затраты энергии на привод компрессора. Отношение полезного тепла к работе, затрачиваемой на привод компрессора, называют коэффициентом преобразования теплового насоса, и в наиболее распространенных теплонасосных системах он достигает 3 и более. Типичные зависимости идеального и реального коэффициентов преобразования теплового насоса от температуры конденсатора и испарителя приведены на рис. 2.

Видно, что, например, при температуре испарителя на уровне 0 °С и температуре конденсатора на уровне 60 °С коэффициент преобразования реальной установки достигает 3. С увеличением температуры источника низкопотенциального тепла и/или с уменьшением температуры, необходимой потребителю, коэффициент преобразования возрастает и может достигать 4; 5 и больших значений.

Очевидно, что применение тепловых насосов особенно эффективно в случае использования воздушных систем и/или напольных систем водяного отопления, для которых температура конденсатора не превышает 35–40 °С. Все более широкое применение в последнее время находят системы отопления с современными теплообменниками типа фанкойлов, характеризующимися высокими коэффициентами теплопередачи и, соответственно, допускающими использование теплоносителя с пониженными температурами.

Ключевым, от которого в значительной степени зависит эффективность применения тепловых насосов, является вопрос об источнике низкопотенциального тепла. Где найти этот источник? Таким источником мог бы быть атмосферный воздух. Однако в зимнее время, когда тепловая нагрузка возрастает, его температура в наших природно-климатических условиях становится слишком низкой, чтобы обеспечить эффективную работу теплового насоса. Идеальный вариант для тепловых насосов – наличие вблизи от потребителя источника сбросного тепла промышленного или коммунального предприятия. В наших условиях хозяйствования такие случаи не-

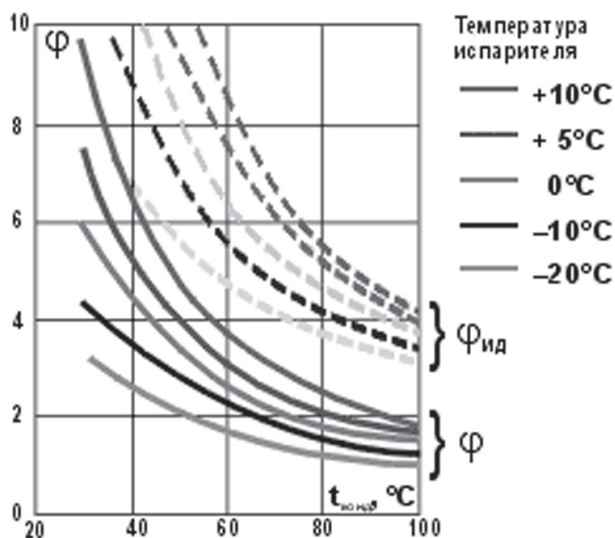


Рис.2.

Идеальный и действительный коэффициент преобразования ТН с поршневым компрессором

редки. Тем не менее эти случаи следует рассматривать как частные.

В качестве довольно универсального источника низкопотенциального тепла можно использовать теплоту грунта. Известно, что на глубине 4–5 м и более температура грунта в течение года практически постоянна и соответствует среднегодовой температуре атмосферного воздуха. В климатических условиях средней полосы России эта температура составляет $+5...-8^\circ\text{C}$., что неплохо для использования в тепловых насосах. Большой опыт практического применения тепловых насосов с грунтовыми теплообменниками накоплен в США и Канаде. Значительные успехи в освоении этой технологии достигнуты компанией «ИНСОЛАР-ИНВЕСТ» в России.

Поверхностные слои грунта (до 50–60 м), как отмечалось выше, являются достаточно универсальным и повсеместно доступным источником низкопотенциального тепла. Скважины-теплообменники могут сооружаться под фундаментом здания или в непосредственной близости от него. При этом такие системы не требуют заметного отчуждения земли.

Тепловые режимы работы грунтовых теплообменников могут быть существенно улучшены при использовании, наряду с теплом грунта, утилизируемого тепла вентвыбросов, тепла жидких стоков, а в ряде случаев и солнечной энергии.

В конструкциях новых зданий выполнение требований по повышению теплоизоляции ограж-

дающих конструкций (стены, окна) приводит к тому, что основным источником тепловых потерь, как правило, оказываются теперь вентиляционные выбросы, причем повышение герметичности зданий в связи с применением стеклопакетов требует внедрения новых технических решений по организации контролируемого воздухообмена в помещениях. А это значит, что все более широкое применение будут находить системы приточно-вытяжной вентиляции и, следовательно, будут созданы технические возможности для организации утилизации тепловых выбросов. По сравнению с широко известными воздушными теплообменниками-утилизаторами теплонасосные установки позволяют обеспечить более глубокую и, что особенно важно, круглогодичную утилизацию тепла, выходящего из здания воздуха, т.к. утилизация тепла, в этом случае осуществляется теплоносителем с более низкой температурой.

Утилизируемое тепло вентвыбросов, жидких стоков и тепло, получаемое в простейших солнечных коллекторах, целесообразно направлять в грунт для восполнения теплоты, интенсивно «выкачиваемой» из грунта в зимнее время, тем самым восстанавливая или даже повышая его температурный потенциал.

Стоимость теплонасосной станции (ТНС) мощностью от 100 до 10000 кВт в странах Западной Европы составляет 600–700 долл./кВт, в то время как стоимость теплонасосов АО «Энергия» в том же диапазоне мощностей при приблизительно равной энергетической эффективности и сдаче объекта под ключ составляет 600–700 тыс. руб./кВт. Снижение себестоимости тепла, производимого на ТНС, по сравнению с традиционным теплоснабжением составило от 1,5 до 2,5 раза в зависимости от температуры низкопотенциального источника, а общая экономия топлива от всех запущенных в эксплуатацию ТНС составила около 32 тыс. т. у. т. Срок окупаемости у большинства ТНС не превышает двух лет.

Опыт эксплуатации ТНС в России показал, что из-за большей продолжительности отопительного периода по сравнению, например, с Западной Европой, а также из-за значительно более острой проблемы транспорта топлива экономическая эффективность применения ТНС в России больше, чем в других странах.

Доказана возможность применения озонобезопасных фреонов, в частности фреона R-142 (R-142 в). Так, в Каунасе работает ТНС с винтовым компрессором единичной мощностью 2 МВт с рабочим телом R-142, хотя термодинамические свойства этого фреона потребовали неординар-

Таблица 1.

| Вид вредного выброса, т/год | Котельная на угле | Электрообогрев | ТН, со среднегодовым КОП = 3,6 |
|-----------------------------|-------------------|----------------|--------------------------------|
| SO _x | 21,77 | 38,02 | 10,56 |
| NO _x | 7,62 | 13,31 | 3,70 |
| Твёрдые частицы | 5,8 | 8,89 | 2,46 |
| Фтористые соединения | 0,182 | 0,313 | 0,087 |
| Всего | 34,65 | 60,53 | 16,81 |

ных решений при создании ТНС с винтовым компрессором.

Принимая удельный расход на выработку 1 кВт·ч электроэнергии равным 300 т. у.т., нетрудно дать сравнительную оценку вредных выбросов за отопительный сезон (5448 ч) от различных теплоисточников тепловой мощностью 1,16 МВт (табл. 1)..

Вредные выбросы при использовании теплового насоса – это выбросы в месте производства электроэнергии (за источник электроэнергии принята ТЭС); непосредственно же на месте установки тепловых насосов вредных выбросов нет. Такая ситуация наиболее благоприятна для рекреационных зон. Так, котельная на угле тепловой мощностью 1,16 МВт (1 Гкал/ч), работающая в курортной зоне Алтая – Белокурихе, за отопительный сезон (4880 ч) выбрасывает не менее 31 т вредных веществ. Тепловые насосы общей тепловой мощностью 1,2 МВт, установленные в радонолечебнице на сбросном тепле использованных радоновых вод с температурой 32 °С, имеют среднегодовой коэффициент преобразования 7,2 и в самой Белокурихе вредных выбросов не производят. На ТЭС, расположенной в 70 км от курорта, вредные выбросы при производстве необходимой для этой ТНС электроэнергии в пересчете на 4,18ГДж (1 Гкал) вырабатываемого ею тепла, составят за отопительный сезон всего 4,31 т.

Ниже приведены среднегодовые коэффициенты преобразования теплонасосных установок для Западно-Сибирского региона (отопительный период – 5448 ч) в зависимости от

температуры низкопотенциального источника: температура низкопотенциального источника, С.....5; 10; 15; 20; 25; 30; 35; 40 КОП среднегодовой.... 3,6;4,1;4,6;5,3;5,9;6,6;7,2;7,9

При одинаковой теплопроизводительности, например 1 Гкал/ч (1,16 МВт), удельная экономия топлива при использовании ТНС составит по сравнению: с электроотоплением 0,277 – 0,335 т.у.т.; с котельной на каменном угле (КПД = 0,65) 0,113 – 0,121 т.у.т.; с котельной на природном газе (КПД= 0,8) 0,072—0,130 т. у.т., где первое значение относится к использованию в теплонасосе низкопотенциального источника тепла с температурой 5 °С, второе – с температурой 40 °С.

Накопленный многолетний опыт проектирования, создания и практической эксплуатации теплонасосных систем теплоснабжения, технико-экономические и проектно-конструкторские обоснования их внедрения в реальные малые и крупные объекты строительства, расположенные как в условиях плотной городской застройки, так и в сельской местности, свидетельствуют о широких возможностях эффективного применения теплонасосных систем и обеспечения с их помощью заметного экономического, энергосберегающего и экологического эффекта. Дополнительный потенциал повышения эффективности использования тепловых насосов кроется также в возможности их внедрения не только для целей отопления и горячего водоснабжения, но и для кондиционирования воздуха, включая контроль и управление влажностью воздуха в помещениях и в ряде технологических процессов.



**В. Васильев,
руководитель проектов
отдела развития
«РЭИНБОУ»**

ГОРЕЛКА С ПОДОГРЕВОМ ТОПЛИВА. «ЗА» И «ПРОТИВ»?

Когда в поисках качественного топлива вы остановились на дизельном топливе и уже выбрали или выбираете горелку, то часто из-за отсутствия информации упускается один, достаточно важный момент. И вина в этом не ваша, а скорее тех, кто делает вам предложение, с кем происходит общение по вопросу комплектации котельной.

Вопрос звучит примерно так: «Лучше приобрести дизельную горелку со встроенным подогревом топлива или без него?». Если коротко, то «встроенный подогрев топлива» это – электрический нагреватель. Нагреватель обеспечивает первичный нагрев и постоянство температуры дизельного топлива.

Двухступенчатые горелки типа К имеют связанное ступенчатое регулирование подачи первичного и вторичного воздуха (подпорная шайба автоматически при переходе с одной ступени на другую меняет свое положение).

В 9 случаях из 10 вам сразу предложат горелку без подогрева. Почему? Вариантов ответа два: или не знают о другом варианте (хотя опция горелки с подогревом топлива есть практически у любого производителя), или на складе есть только горелки без подогрева (это тоже достаточно традиционно).

Если взять потребности рынка в горелках небольшой мощности (до 120 кВт) и оценить долю, приходящуюся на дизельные горелки с подогревом топлива и без него, то соотношение горелок с подогревом топлива и без будет составлять 1 к 10, а то и менее.

В чем причины такой разницы? Это – значительное увеличение стоимости горелок (за исполнение с подогревом топлива производители предлагают горелки на 20–30% дороже, например

горелка Weishaupt с подогревом WL5 дороже такой же, но без подогрева — на 26%) и усложнение конструкции (и, как следствие, необходимость наличия дополнительных запасных частей).

Это две основные причины, которые сейчас мы более подробно обсудим.

Итак, первая причина – *цена*.

С горелками Кертинг (фото 1) этот вопрос решен – в производственной программе присутствуют дизельные горелки только с подогревом топлива (до 350 кВт), с учетом конкурентной цены в сравнении с существующими аналогами горе-

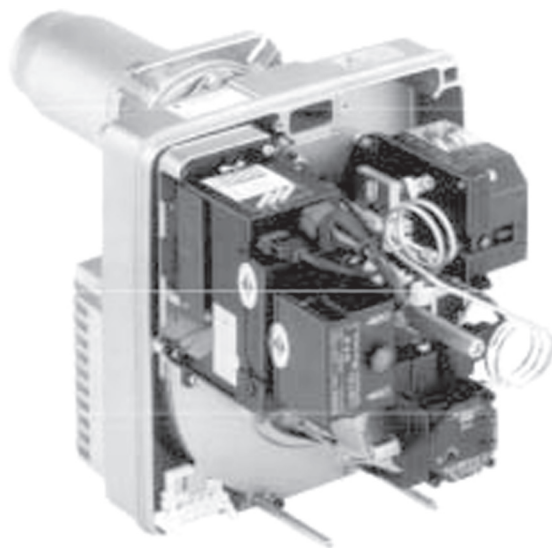


Фото 1. Дизельная горелка Кертинг типа К2И (со снятым кожухом), двухступенчатая со встроенным подогревом топлива



Фото 2. Дизельная горелка Кертинг типа К 1 (6.5), одноступенчатая со встроенным подогревом топлива. С дополнительной насадкой для снижения выбросов Nox

лок (но без подогрева топлива) других производителей. Более того, в рамках специального предложения любая дизельная горелка комплектовалась в 2003 году бесплатным набором Oventrop из двухтрубного топливного фильтра и воздухоотделителя.

Вторая причина – сложность.

Это – миф. Сложность только на один элемент – подогреватель топлива. Даже, если он вышел из строя и вдруг вы не нашли ему замены, требуется несколько минут для специалиста, чтобы электрически обойти его и включить горелку в режим работы без подогрева топлива.

Мы определили, что в случае с горелками Кертинг аргументов, ограничивающих использование горелок со встроенным подогревом топлива, практически нет

Теперь обратимся к достоинствам подогрева топлива.

ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

1. Подогрев топлива обеспечивает оптимальные условия сжигания вне зависимости от внешних факторов – зима на улице или лето, с какой температурой поступает топливо в котельную и пр.

2. Обеспечивает практически 100%-ную гарантию старта на холодном оборудовании. Старт горелки после большой паузы, когда котел и газодход уже остыли и имеют большое сопротивление, – испытание для любой горелки, наличие подогрева топлива значительным образом сглаживает это испытание.

3. Сразу после старта в период не более 10 с, вы получаете качественное сжигание (если количественно оценить в принятых единицах измерения, то это CN меньше 30 ppm) – уменьшение количества сажи при каждом старте.

ЭКОНОМИЧНОСТЬ

4. Большая терпимость горелки к изменению

качества топлива (поставщики дизельного топлива могут быть разные и может отличаться также качество топлива)

5. Увеличивается срок эксплуатации форсунки, уменьшается опасность ее загрязнения. Форсунка – один из важнейших элементов, который обеспечивает заданный расход и распыление топлива. Но она же и самый чувствительный к изменению качества топлива элемент и рассматривается как расходная часть горелки, требующая периодической замены. Из-за малости форм и отверстий промыть ее и восстановить практически нельзя, возможно лишь заменить.

6. Одна из проблем эксплуатации дизельных горелок – возникновение сажи об оседания ее на стенках котла. Сажа возникает в период пуска холодного оборудования и при неоптимальной настройке горелки. Если горелка имеет подогрев топлива, то возникновение сажи при старте практически отсутствует. В то время как наличие сажи на стенках котла ведет к уменьшению коэффициента теплопередачи, тепловым потерям и, как следствие, возрастанию расхода топлива (диаграмма ниже).

Приведенные аргументы доказывают целесообразность использования подогрева топлива, тем более это доказывает более чем 130-летний опыт фирмы “Кертинг”, старейшего мирового производителя горелок.

Что мы теряем, когда горелка

- находится не в руках специалиста;
- неправильно подобрана;
- не имеет подогрева топлива?

При мощности котла 100 кВт максимальный расход топлива при чистой топке котла – ок. 11 кг/ч (264 кг/сутки). При наличии 1 мм сажи на стенках котла 11,5 кг/ч (275 кг/сутки) – за день лишними сгорают до 11 кг топлива.

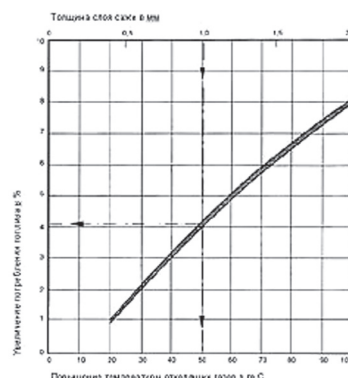


Диаграмма потерь в зависимости от толщины слоя сажи на внутренней поверхности топки котла

Утверждены ректором Удмуртского государственного университета
профессором В.А. Журавлевым

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ПРИМЕНЕНИЮ КОМПЛЕКСОННЫХ ПРЕПАРАТОВ ДЛЯ ВЕДЕНИЯ ВОДНО-ХИМИЧЕСКОГО РЕЖИМА ТЕПЛОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

1. Общие сведения

Комплексонный водно-химический режим применяется в теплоэнергетических системах с температурой теплоносителя до 200 °С и давлением до 16 кгс/см² – паровых котлах, тепловых сетях с водогрейными котлами и сетевыми подогревателями, включая системы с открытым водоразбором, и тепловых пунктах с независимыми системами теплоснабжения и горячего водоснабжения.

Комплексонный водно-химический режим полностью заменяет другие технологические процессы химической водоподготовки и может быть использован как вместо других систем водоподготовки (Na-катионирования, магнитной или ультразвуковой обработки воды), так и в дополнение к ним. Использование комплексонного водно-химического режима взамен Na-катионирования исключает необходимость регенерации фильтров солью и предотвращает образование засоленных сточных вод.

Комплексонный водно-химический режим основан на введении в воду небольших количеств органических производных фосфоновых кислот – комплексонов.

2. Свойства комплексонов и их влияние на процессы накипеобразования и коррозии

Важным свойством производных фосфоновых кислот является их способность ингибировать (то есть тормозить) рост кристаллов минеральных солей при дозировке в субстехиометрическом (1:100, 1:500) соотношении к солям жесткости. Механизм субстехиометрического ингибирования основан на образовании устойчивых комплексов фосфоновых кислот со щелочноземельными металлами (главным образом, кальцием и магнием), способных сорбироваться (то есть образовывать тонкую пленку) на атомных плоскостях зародышей кристаллизации и блокировать центры кристаллизации минеральных солей. При этом блокируются центры роста кристаллов, в результате чего рост зародышей кристаллов становится

невозможным и накипь не образуется. Таким образом, производные фосфоновых кислот препятствуют кристаллизации солей жесткости: магнетита (тригонального карбоната магния) и доломита (тригонального двойного карбоната кальция и магния). В результате карбонаты остаются в истинно растворенном состоянии или образуют сверхтонкую, не осаждающуюся взвесь. По опыту эксплуатации паровых котлов в Республике Татарстан, в присутствии производных фосфоновых кислот отложения солей жесткости в виде накипи не происходит даже при питании паровых котлов сырой водой с жесткостью порядка 20 мг-экв/дм³ и более.

Другим свойством производных фосфоновых кислот является их способность ингибировать коррозию металлов, в частности сплавов железа, в водной среде. Замедление коррозии объясняется способностью ингибиторов сорбироваться на поверхности металла и пассивировать металл (то есть образовывать защитную пленку). Основным фактором влияния на скорость процесса коррозии является образование поверхностных адсорбционных комплексов с железом (химическое закрепление комплексонов на поверхности металла), а также полиядерных гетерометаллических поверхностных комплексов, включающих, помимо ионов железа, ионы кальция, магния и другие присутствующие в воде ионы. В результате на поверхности металла создается защитная пленка, препятствующая коррозии металла. Скорость коррозии углеродистой стали обыкновенного качества в присутствии комплексонов, по различным данным, снижается в 5–20 раз, причем даже при отсутствии деаэрации, то есть при наличии в воде кислорода.

Кроме того, комплексонные препараты обладают способностью разрушать застарелые отложения накипи и продуктов коррозии. Это дает возможность проводить очистку систем от отложений накипи и продуктов коррозии в процессе их эксплуатации, что позволяет не проводить специальных мероприятий по промывке и не отключать системы ГВС на плановую промывку. В зави-

симости от концентрации комплексона, температуры, состава воды и структуры отложений, последние переходят в форму коллоидного раствора, взвеси или рыхлого осадка. При этом практика показала следующее: во-первых, чем выше температура и концентрация комплексона, тем быстрее идет разрушение отложений; и, во-вторых, чем быстрее идет разрушение отложений, тем более грубая взвесь получается. Из паровых котлов образующаяся взвесь удаляется при непрерывной и периодической продувке. Из тепловых сетей взвесь удаляется с утечками, которые восполняются подпиткой. При очистке тепловых сетей от накипи и продуктов коррозии объем подпитки должен соответствовать нормативу по СНиП 2.04.07-86, что соответствует объему подпитки в час 0,75% от водного объема системы. Если фактический объем подпитки ниже нормативного, то для удаления взвеси следует 1—2 раза в сутки спускать загрязненную воду из грязевиков и из нижних точек тепловой сети. Из тепловых сетей с открытым водоразбором взвесь удаляется с отбираемой водой.

Таким образом, введение в воду малых количеств производных фосфоновой кислоты позволяет предотвратить образование отложений минеральных солей, защитить металл от коррозии и удалить существующие отложения накипи и продуктов коррозии.

3. Выбор препаратов для ведения комплексонного водно-химического режима

Препараты, применяемые для ведения комплексонного водно-химического режима, и основные области их применения приведены в табл. 1.

При выборе комплексонного препарата для обработки воды в теплоэнергетической системе следует, как правило, руководствоваться указаниями данной таблицы. Отступление от нее возможно в случаях, обоснованных дополнительно проведенными исследованиями.

4. Дозирующие устройства для комплексонных препаратов

Для комплексонной обработки воды следует применять, как правило, дозирующие устройства, действие которых основано на отборе части динамического напора потока воды в трубопроводе подпитки, так как такие устройства не требуют внешнего источника питания и нечувствительны к перебоям в подаче электроэнергии. Отступление от данного требования, в частности, применение для подачи комплексона дозирующих насосов, должно быть технико-экономически обоснованным.

Устройство «Иж-25» (рис.1), разработанное Удмуртским государственным университетом и выпускаемое региональным технопарком «Удмуртия», предназначено для дозирования жидких реагентов в поток воды и поддержания постоянной пропорции дозирования при изменении расхода воды в широком диапазоне – от 2м³/час и более.

Оно состоит из узла отбора 2, контейнера 1 с раствором комплексона и калиброванным жиклером, соединенных гибкими рукавами 3 и 4. Принцип действия устройства «Иж-25» основан на том, что при обтекании узла отбора давления магистральным потоком между двумя отверстиями

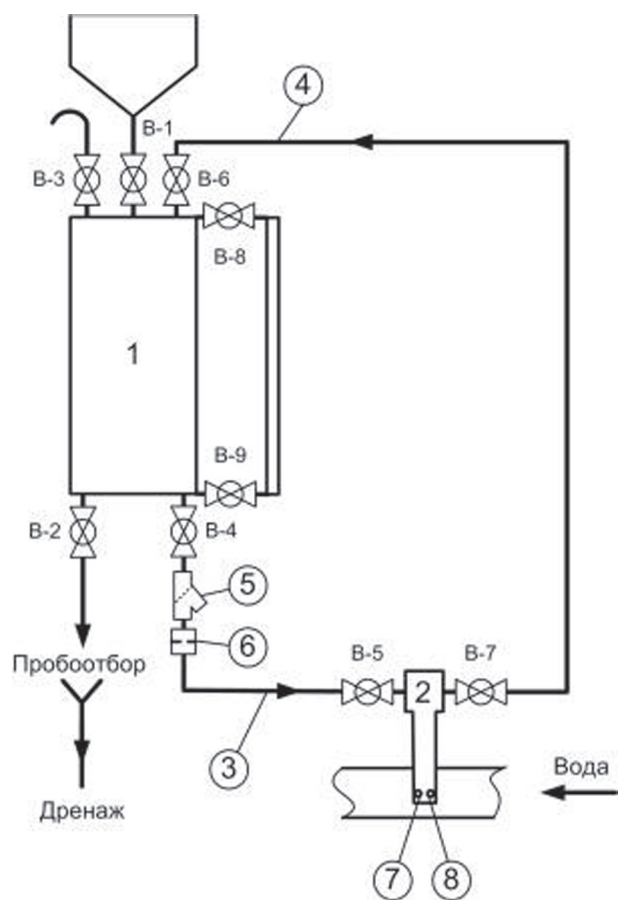


Рис. 1 Схема дозирующего устройства «ИЖ-25»:

- 1 – резервуар раствора комплексона;
- 2 – узел отбора;
- 3 и 4 – гибкие соединительные рукава;
- 5 – фильтр;
- 6 – калиброванный жиклер;
- 7 – выходное отверстие;
- 8 – входное отверстие;
- В-1 В-9 – краны шаровые

Выбор комплексонных препаратов для ведения комплексонного водно-химического режима теплоэнергетических систем

| Характеристика теплоэнергетических систем | Препараты (торговые марки) | | | | | | |
|---|----------------------------|---------------|--------------|-----|---------|-------|--------------------|
| | ОЭДФМА, ОЭДФК | Аминат ОД, ОД | Zn-ОЭДФ, ККФ | НТФ | Корилат | ИОМСГ | Аминат А, Аминат К |
| Закрытые системы теплоснабжения с водогрейными котлами и сетевыми подогревателями при щелочности воды до 2 мг-экв/дм ³ и температуре воды на выходе из котла или сетевого подогревателя: до 120 °С включительно 121 ... 180 °С | - | - | + | ± | ± | + | + |
| | - | - | + | ± | ± | + | + |
| То же при щелочности воды свыше 2 мг-экв/дм ³ и температуре воды на выходе из котла или сетевого подогревателя: до 120 °С включительно 121 – 180 °С | + | + | + | ± | ± | + | + |
| | - | - | + | ± | ± | + | + |
| Открытые системы теплоснабжения и системы ГВС с водогрейными котлами и сетевыми подогревателями при щелочности воды до 2 мг-экв/дм ³ и температуре воды на выходе из котла или сетевого подогревателя: до 120 °С включительно 121 ... 180 °С | - | - | + | - | - | + | + |
| | - | - | + | - | - | + | + |
| То же при щелочности воды свыше 2 мг-экв/дм ³ и температуре воды на выходе из котла или сетевого подогревателя: до 120 °С включительно 121 – 180 °С | - | + | + | - | - | + | + |
| | - | - | + | - | - | + | + |
| Паровые котлы при щелочности воды до 2 мг-экв/дм ³ и давлении пара: до 0,6 МПа включительно 0,6 ... 1,6 МПа | - | - | + | + | ± | ± | ± |
| | - | - | + | + | ± | ± | ± |
| То же при щелочности воды свыше 2 мг-экв/дм ³ и давлении пара: до 0,6 МПа включительно 0,6 ... 1,6 МПа | ± | ± | + | + | ± | ± | ± |
| | - | - | + | + | ± | ± | ± |

Условные обозначения:

«+» – применение препарата допустимо;

«±» – применение препарата допустимо, но нецелесообразно;

«-» – применение препарата недопустимо

Технические характеристики устройства дозирования реагентов «ИЖ-25»

| Наименование характеристик | Значение |
|---|------------|
| Условный проход магистрального трубопровода, мм, не менее | 50 |
| Давление в магистрали, кПа (кгс/см ²), не более | 599 (6) |
| Пропорция дозирования (по объему), % | 0 ... 0,01 |
| (плавно в пределах каждого диапазона) | 0 ... 0,1 |
| Объем однократной заправки, м ³ | 0,05 |
| Габаритные размеры, мм, не более | |
| Контейнера: | |
| диаметр | 260 |
| высота | 1700 |
| Узла отбора давления: | |
| диаметр | 90 |
| высота | 165 |
| Масса, кг, не более: | |
| без реагента | 40 |
| с полной заправкой | 110 |

(входным и выходным) на его поверхности возникает перепад давления, который пропорционален квадрату расхода воды и синусу двойного угла поворота узла отбора. Этот перепад давления передается на жиклер, через который раствор комплексона из контейнера поступает в поток воды, причем расход раствора пропорционален корню квадратному из перепада давления на жиклере. В результате расход жидкого реагента прямо пропорционален расходу среды в магистральном потоке и корню квадратному из синуса двойного угла поворота узла отбора. Пропорция дозирования раствора комплексона по отношению к объему воды регулируется вращением узла отбора (технические характеристики дозирующего устройства «ИЖ-25» приведены в табл. 2).

Дозирующее устройство «Импульс-2» (рис. 2), разработанное Удмуртским государственным университетом и выпускаемое региональным технопарком «Удмуртия», предназначено для дозирования жидких реагентов в поток воды и поддержания постоянной пропорции дозирования при изменении расхода воды в широком диапазоне. Принцип действия устройства «ИЖ-25» основан на том, что при движении магистрального потока через трубопровод 1 с сужающим устройством 3 между двумя сечениями канала возникает перепад давления, который пропорционален квадрату расхода воды. Под действием этого перепада давления раствор комплексона из контейнера 6 поступает в поток воды, причем расход раствора пропорционален корню квадратному из перепада

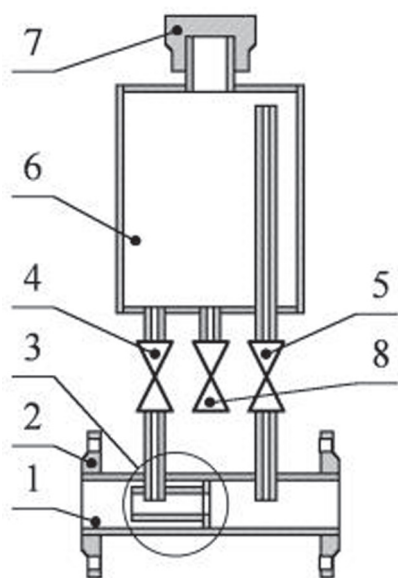


Рис. 2. Схема дозирующего устройства «Импульс-2»:

- 1 – трубопровод;
- 2 – фланцы;
- 3 – сужающее устройство;
- 4 и 5 – краны соединительные;
- 6 – резервуар раствора комплексона;
- 7 – крышка;
- 8 – кран для дренажа и отбора проб

давления. В результате расход жидкого реагента прямо пропорционален расходу среды в магистральном потоке. Пропорция дозирования раствора комплексона по отношению к объему воды регулируется подбором жиклера (технические характеристики дозирующего устройства «Импульс-2» приведены в табл. 3).

Выбор типа дозирующего устройства, места и схемы его монтажа и режима эксплуатации должен быть обоснован расчетом режима дозирования и распределения комплексона по тепловой сети в зависимости от расхода воды на подпитку, от объема, схемы разводки и гидравлического режима тепловой сети, а также наличия открытого водоразбора. При использовании дозирующего устройства «Иж-25» возможную погрешность дозирования комплексона в подпиточный трубопровод принимают равной, в наихудшем случае, — $\pm 25\%$. При использовании дозирующего устройства «Импульс-2» моделирование проводят для наихудшего возможного случая, когда дозирование комплексона в подпиточный трубопровод описывается d-функцией Дирака (то есть мгновенным импульсом).

Выбор дозирующего устройства без расчета режима дозирования и распределения комплексона по гидравлической сети не допускается. Расчет должен быть проведен компетентной научно-исследовательской организацией. В результате моделирования должны быть вычислены средние (или среднеквадратичные) отклонения концентрации комплексона от заданной величины в котлах и приборах потребителей теплоты при использовании дозирующих устройств того и другого типа в наихудшем возможном случае и сделан вывод о наиболее целесообразном типе дозирующего устройства и режиме дозирования комплексона.

5. Необходимая дозировка препарата

Потребное количество реагента для обработки 1 м^3 воды определяется в результате расчетов и лабораторных исследований образцов воды. Дозировка комплексонного препарата может составлять от $0,5$ до 15 г/м^3 в расчете на основное вещество (то есть собственно комплексон). Товарные комплексонные препараты имеют различное содержание основного вещества, которое может составлять от 20 до 97% , и это указывается в сертификате или заводском паспорте на препарат.

Необходимая дозировка препарата зависит от химического состава воды и используемого комплексонного препарата и от температурного режима работы теплоэнергетической системы. Дозировка комплексона возрастает при увеличении содержания кальция и магния в воде, а также общей щелочности воды. При увеличении рабочей температуры воды в котле необходимое количество препарата также возрастает.

При обработке питательной воды паровых котлов необходимая дозировка комплексона должна быть меньше, чем для водогрейных котлов, из-за упаривания воды в барабане парового котла.

Выбор дозировки комплексона без выполнения НИР по химическому анализу воды и процессов, протекающих при нагревании воды в присутствии комплексона, не допускается. Соответствующая научная работа должна быть проведена компетентной научно-исследовательской организацией. В результате исследования разрабатывается режимная карта дозирования комплексона, которая должна содержать рекомендуемые значения дозировки комплексона при различных значениях жесткости (или карбонатного индекса) воды.

6. Расчет расхода препарата

6.1. Исходные данные для расчета расхода препарата:

Таблица 3
Технические характеристики устройства дозирования реагентов «Импульс-2»

| Наименование характеристики | Значение |
|---|----------|
| Условный проход магистрального трубопровода, мм | 50 |
| Давление в магистрали, кПа (кгс/см ²), не более | 599 (6) |
| Объем однократной заправки, м ³ | 0,002 |
| Габаритные размеры, мм, не более: | |
| длина (строительная) | 200 |
| ширина | 180 |
| высота | 400 |
| Масса, кг, не более: | |
| без реагент | 10 |
| с полной заправкой | 13 |

средний объем подпитки (расход воды на подпитку) в м³/час $Q_{\text{час}}$;

расход реагента на обработку 1 м³ воды (по п. 5) в граммах G ;

продолжительность отопительного сезона в часах T ;

концентрацию реагента (по заводскому паспорту) в% $C_{\text{РЕАГ}}$;

плотность (удельный вес) реагента в кг/м³ ρ .

6.2. Расчет расхода препарата

Средний часовой расход препарата $G_{\text{час}}$ определяется по формуле:

$$G_{\text{ЧАС}} = G Q \text{ (в граммах),}$$

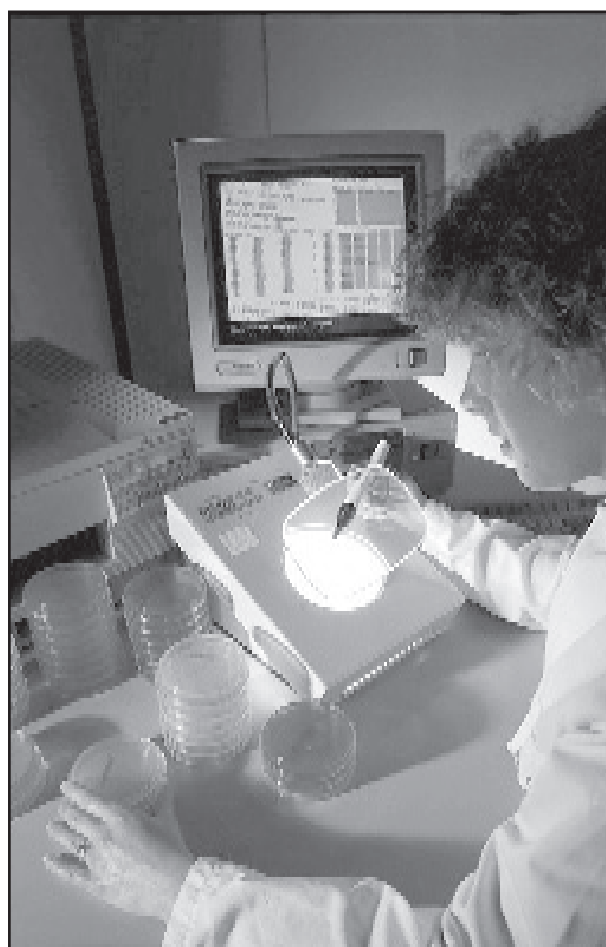
или

$$G_{\text{ЧАС}} = \frac{100 G Q}{C_{\text{РЕАГ}} \rho} \text{ (в литрах).}$$

Годовой расход реагента $G_{\text{год}}$ определяется по формуле:

$$G_{\text{год}} = G_{\text{час}} T \text{ (в тех же единицах).}$$

Продолжение в следующем номере





ВЕНТИЛЯЦИЯ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ЗДАНИЙ И ПОМЕЩЕНИЙ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

Во вспомогательных зданиях и помещениях промышленных предприятий в теплое время года обычно предусматривается естественное поступление воздуха через открывающиеся окна и двери. Механическая приточная вентиляция предусматривается только для помещений, где нельзя организовать естественное проветривание, или если нужна специальная обработка воздуха.

ПРИТОЧНАЯ ВЕНТИЛЯЦИЯ

В холодное время года механическая подача воздуха предусматривается для помещений, в которых воздухообмен должен превышать 1 обмен в час, а также для возмещения воздуха, удаляемого из душевых, уборных и помещений для сушки и очистки одежды (согласно СНиП 2.09.04-87). Для остальных помещений допускается естественная поступление воздуха. При расчете вентиляции нужно руководствоваться данными таблицы расчетной температуры и воздухообмена в различных вспомогательных помещениях (табл. 1).

При организации приточной вентиляции в холодный и переходный периоды года подача воздуха предусматривается в верхнюю зону:

- непосредственно в помещение;
- в коридор для помещений, воздухообмен в которых установлен по вытяжке;
- в помещения гардеробных для возмещения воздуха, удаляемого из душевых.

В верхней части стен и перегородок, разделяющих душевые, преддушевые и гардеробные, устанавливаются жалюзийные решетки.

Замечание: в теплое время года в районах с расчетной температурой воздуха выше 25 градусов (параметры А) в помещениях, где планируется постоянное пребывание людей, нужно устанавливать потолочные вентиляторы для повышения скорости движения воздуха до 0,3–0,5 м/с или кондиционеры сплит-систем.

ВЫТЯЖНАЯ ВЕНТИЛЯЦИЯ

Удаление воздуха из вспомогательных зданий и помещений промышленных предприятий допускается как с естественным, так и с механическим побуждением.

Самостоятельные системы вытяжной вентиляции предусматриваются для следующих помещений:

- здравпунктов;
- душевых;
- туалетов;
- копировально-множительных и переплетных служб;
- химической чистки, сушки, обеспыливания и обезвреживания одежды.

Допускается совместная вытяжная вентиляция для душевых и туалетов при гардеробных для совместного хранения всех видов одежды при неполном переодевании работающих, а также для

преддушевых с полным переодеванием уличной одежды. Воздух из гардеробных нужно удалять через душевые. Если воздухообмен гардеробной превышает воздухообмен душевой, то разницу удаляют непосредственно из гардеробной. В гардеробных помещениях для совместного хранения всех видов одежды при неполном переодевании работающих, а также в преддушевых с полным переодеванием на 5 человек и менее при односменной работе в холодный период допускается принимать однократный воздухообмен в час. При этом приток воздуха происходит естественным путем через окна. В гардеробных при обосновании допускается установка шкафов для сушки спецодежды в нерабочее время, оборудованных естественной вытяжной вентиляцией в объеме 10 куб.м. в час от каждого шкафа. В гардеробных для хранения одежды скорость движения воздуха в зоне пребывания людей не должна превышать 0,2 м/с.

Таблица расчетных параметров воздуха

| Помещение | Расчетная температура в холодный период | Кратность воздухообмена или количество удаляемого воздуха | |
|---|---|--|---|
| | | Приток | Вытяжка |
| Вестибюли | 16 | 2 | - |
| Отапливаемые переходы | не более чем на 6°С ниже температуры помещений, соединенных переходом | - | - |
| Гардеробные уличной одежды | 16 | - | 1 |
| Гардеробные для совместного хранения всех видов одежды при неполном переодевании работающих | 18 | из расчета компенсации вытяжки из душевых, не менее 1 обмена в час | из душевых, при необходимости - из гардеробных |
| Гардеробные при душевых | 23 | из расчета компенсации вытяжки из душевых, не менее 1 обмена в час | из душевых, при необходимости - из гардеробных |
| Душевые | 25 | - | 75 куб.м. в час на 1 душ |
| Туалеты | 16 | - | 50 куб.м. в час на 1 унитаз, 25 куб.м. в час на 1 писсуар |
| Умывальные | 16 | - | 1 |
| Курительные | 16 | - | 10 |
| Помещения для отдыха, обогрева или охлаждения | 22 | 2 (не менее 30 куб.м. в час на 1 человека) | 3 |
| Помещения для ремонта спецодежды и обуви | 16 | 2 | 3 |
| Помещения управлений, конструкторских бюро | 18 | 1,5 | если площадь больше 36 кв.м. - по расчету |
| Помещения для сушки спецодежды | по технологическим требованиям, в пределах 16-33°С | по расчету | |



*Н. Федосеев
(МИИТ)*

МЕТОДОЛОГИЯ ПРОВЕДЕНИЯ ЭНЕРГОАУДИТА ПРОМЫШЛЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ С ПРИМЕНЕНИЕМ СИСТЕМЫ ИЗ ДВУХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ

В организации функционирования предприятия ключевую роль играет обеспечение эффективной работы его энергетических систем, что оказывает большое влияние на качество и конкурентоспособность выпускаемой продукции. Уменьшение энергозатрат путем повышения энергоэффективности производства приводит к целому ряду явных преимуществ, таких, как увеличение прибыльности предприятия, повышение конкурентоспособности, получение дополнительных финансовых средств для развития бизнеса, высвобождаемых за счет экономии энергетических ресурсов предприятия [1].

Наиболее рациональным путем снижения энергозатрат является комплексное обследование энергосистемы предприятия – энергоаудит. Энергоаудит позволяет проанализировать использование энергетических, материальных (например, воды) и частично финансовых ресурсов предприятия, выявить места нерационального использования этих ресурсов, разработать программу

энергосберегающих мероприятий.

Одними из основных целей энергоаудита являются:

- определение количественных величин потребления энергетических ресурсов в структурных элементах энергосистемы предприятия;
- разработка энергосберегающих проектов, предполагаемых к внедрению.

Важным итогом проведения энергоаудита является подготовка списка энергосберегающих мероприятий для руководства предприятия, которое, в свою очередь, принимает решение о дальнейшем их внедрении на производстве [2].

Существующая система проведения энергоаудита в России подразумевает выявление нерационального потребления энергоресурсов следующими основными способами [1;2]:

- сравнение энергопотребления в соответствующих энергетических системах различных предприятий при аналогичных условиях работы;
- сравнение с нормативными показателями

энергоиспользования для отдельных технологий (систем) и объектов;

- сравнение (при сопоставимых условиях) текущего энергопотребления с наименьшим на данном предприятии.

Однако при таком подходе остаются открытыми вопросы о том, насколько эффективность энергопотребления на предприятии отвечает современному уровню развития энергосберегающих технологий (современному состоянию энерготехнологического оборудования у нас в стране и за рубежом), а также насколько «в пределах» целесообразно и возможно стремиться к повышению эффективности энергоиспользования на конкретном, даже лучшем среди других, предприятии. Важно при этом отметить, что сравнение, например, энергопотребления с нормативными пока-

зателями, может привести к существенным ошибкам из-за того, что норма, как правило, отстает от современного уровня развития техники и технологии и в недостаточной мере учитывает реальное положение предприятия в его конкретных технико-экономических, региональных и климатических условиях работы.

Ответы на поставленные вопросы могут быть получены в результате расчета и рассмотрения значений специальных показателей, которые названы соответственно: показателем эффективности энергоиспользования (ПЭЭ) и показателем экономической целесообразности (ПЭЦ) внедрения вариантов энергосберегающих проектов.

Значение показателя ПЭЭ, в общем случае, определяется следующим основным соотношением:

$$D_k = 1 - \frac{1}{A_0} * \left[\sum_{i=1}^b P_{ch.i} + \sum_{i=1}^c P_{np.i} + \sum_{i=1}^d P_{pc.i} + \sum_{i=1}^e P_{nm.i} + \sum_{i=1}^g P_{cnn.i} - \sum_{i=1}^f P_{вэ.i} \right]_k;$$

где:

A_0 – общая мощность, поступившая в энергетическую систему для существующей на момент обследования системы энергоиспользования на предприятии;

$\sum_{i=1}^b P_{ch.i}$ – мощность собственных нужд, необходимая для работы источников энергии;

$\sum_{i=1}^c P_{np.i}$ – мощность потерь энергии при ее преобразовании;

$\sum_{i=1}^d P_{pc.i}$ – мощность потерь энергии в распределительных сетях;

$\sum_{i=1}^e P_{nm.i}$ – мощность, необходимая для работы потребителей энергии на самом предприятии;

$\sum_{i=1}^g P_{cnn.i}$ – мощность, отдаваемая предприятием сторонним потребителям энергии;

$\sum_{i=1}^f P_{вэ.i}$ – мощность вторичных энергоресурсов,

возвращаемых в систему производства, распределения и потребления энергии на предприятии;

k – порядковый номер варианта энергосберегающего проекта.

В вышепредставленном соотношении возможно использование не мощностей соответствующих элементов, а значений энергии, потребляемой этими элементами за определенный интервал времени.

При определении показателей ПЭЭ для энергосберегающих проектов в выражении (см. выше)

значение величины A_0 всегда соответствует исходному состоянию рассматриваемой энергетической системы, а значения остальных составляющих величин изменяются в соответствии с предложенными энергосберегающими проектами. Поэтому значение ПЭЭ для исходного состояния системы всегда равно «0». Кроме того, значение ПЭЭ не может быть равно «1», поскольку в этом случае энергопотребление в системе полностью отсутствует.

С физической точки зрения, величина ПЭЭ определяет величину общего снижения потребляемой мощности (либо энергии) в энергосистеме

предприятия при внедрении энергосберегающего проекта по сравнению с ее исходным состоянием.

Значение показателя ПЭЦ определяется следующим основным соотношением:

$$\overline{D_{э,к}}(\Delta\tau) = 1 - \frac{\left[\sum_{i=1}^n K \right]_k + (C_{экс} + C_{зн} + C_{ам})_k \cdot \Delta\tau}{(D_k \cdot A_0 \cdot r) \cdot \Delta\tau},$$

где:

$$\left[\sum_{i=1}^n K \right]_k = (K_1 + K_2 + K_3 + K_4 + K_5)_k, \text{ руб.}$$

– суммарные капитальные затраты при внедрении k -го энергосберегающего проекта, включающие в себя стоимости оборудования K_1 , доставки K_2 , монтажа и наладочных работ K_3 и K_4 , а также различные сопутствующие расходы K_5 ;

$(C_{экс})_k$, руб/с – изменение¹ эксплуатационных затрат предприятия при внедрении k -го энергосберегающего проекта (текущее значение, то есть в момент времени t);

$(C_{зн})_k$, руб/с – изменение² величины заработной платы на предприятии (текущее значение) при внедрении k -го энергосберегающего проекта;

$(C_{ам})_k$, руб/с – значение амортизационных отчислений (текущее значение) для k -го энергосберегающего проекта;

r , руб/(Вт · с) – текущее значение тарифа на соответствующий вид энергоресурса;

$\Delta\tau$, – определенный промежуток времени.

Показатель ПЭЦ для энергосберегающего проекта представляет собой функцию от времени ($\Delta\tau$), которая определяет следующие основные экономические характеристики предлагаемого проекта:

1. Значение ПЭЦ, равное «1», определяет максимальную экономическую целесообразность внедрения проекта³, что возможно только для полностью беззатратного не изменяющего эксплуатационных затрат энергосберегающего мероприятия;

2. Изменение значений ПЭЦ для энергосберегающего проекта в интервале от «0» до «1» по-

казывает эффективность накопления денежных средств во времени, получаемых за счет экономии энергии, по сравнению со значением ПЭЦ, равным «1»;

3. Значение ПЭЦ, равное «0», определяет момент времени, равный сроку окупаемости проекта (отрицательные значения ПЭЦ показывают, что в этом интервале времени проект еще не окупился).

Использование показателей ПЭЭ и ПЭЦ для проведения энергоаудита предприятия изменяет общую методологию его проведения. Новая методология проведения энергоаудита с использованием показателей ПЭЭ и ПЭЦ состоит из пяти основных этапов.

Первый этап заключается в сборе общей информации о предприятии, ознакомлении с энергетической структурой предприятия, определении направлений дальнейшей работы, разработке программы проведения энергоаудита. Итогом первого этапа является получение общей информации об энергоиспользовании на предприятии.

На втором этапе собирается и обобщается информация об энергетических объектах и системах предприятия, необходимая для составления энергетических балансов. На этом этапе производится также проверка информации, в том числе и инструментальными методами, необходимой для полного описания энергетической структуры предприятия.

По завершении сбора всей необходимой информации об энергохозяйстве предприятия составляются энергетические балансы для каждого из потребляемых на предприятии вида энергоресурсов. На основании данных, полученных на этом этапе, составляется подробная схема замещения использования энергетических ресурсов. На схеме обязательно должны быть отражены источники энергии, элементы трансформации энергии, потоки распределения энергии, оборудование, потребляющее энергию (потребитель) и т.д. Для каждого элемента схемы должны быть определены характеризующие их параметры энергоиспользования, а также показаны виды энергоресурсов, потребляемые данным элементом схемы с количественными характеристиками этого потребления.

На этом этапе на основании полученной информации намечаются энергосберегающие мероприятия, анализ эффективности которых будет производиться далее на третьем этапе.

На третьем этапе (для каждого из покупаемых энергетических ресурсов) производится определение значений ПЭЭ: для существующей схемы энергоиспользования; максимального значения ПЭЭ, а также значений ПЭЭ для всех намеченных ранее энергосберегающих проектов. Затем для

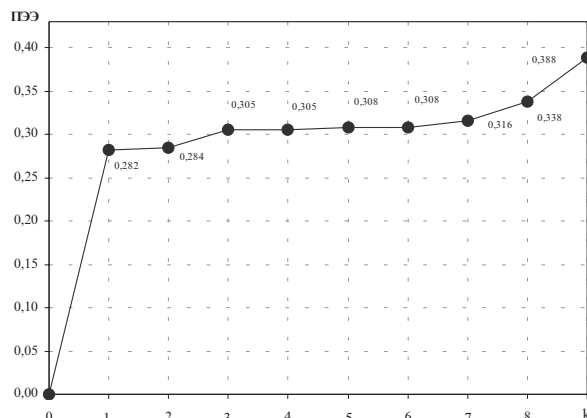


Рис. 1. Графическое отображение значений ПЭЭ для системы теплоснабжения предприятия

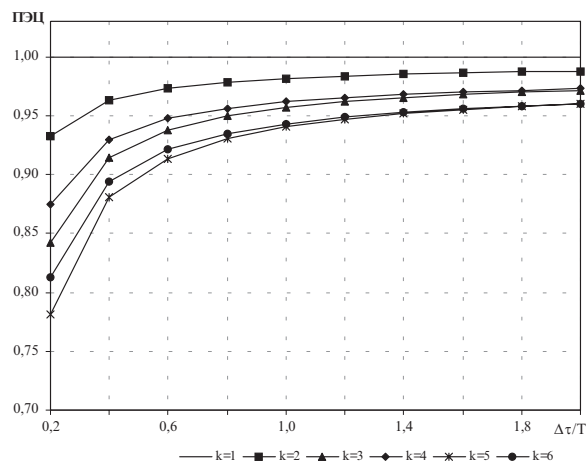


Рис. 2. Графическое отображение значений ПЭЦ для системы теплоснабжения предприятия

всех предложенных вариантов энергосбережения определяются значения показателя ПЭЦ.

При определении максимального значения ПЭЭ учитываются известные на сегодняшний день и реализуемые промышленностью энергосберегающие решения и технологии без учета затрат на их внедрение. При таком определении значение ПЭЭ будет отражать максимально возможное повышение эффективности энергоиспользования в рассматриваемой системе (при текущем уровне развития техники). Поэтому максимальное значение ПЭЭ позволяет производить оценку как текущего состояния энергоиспользования на предприятии, так и вариантов по его повышению.

На основании полученных значений показателей ПЭЭ и ПЭЦ делается вывод о состоянии энергоиспользования на предприятии и составляется упорядоченный список энергосберегающих проектов, также обосновывается выбор оптимального из предложенных для предприятия вариантов энергосбережения.

Оптимальным вариантом энергосбережения является вариант, для которого показатель ПЭЭ имеет наибольшее значение при условии, что этот вариант экономически целесообразен для внедрения на предприятии.

На четвертом этапе осуществляется технико-экономическое обоснование крупнотратных энергосберегающих мероприятий. Этот этап не является непосредственно этапом энергоаудита и его выполнение определяется дополнительным соглашением с руководством предприятия. Однако этот этап необходим для окончательной детальной проработки дорогостоящих для данного предприятия энергосберегающих проектов.

На пятом этапе выполняется оформление отчета о проделанной работе, а при необходимости оформляется также энергетический паспорт

предприятия с его утверждением в органах Госэнергонадзора.

Изложенная методология позволяет решить все задачи, поставленные перед энергоаудитом; дает точную оценку совершенства схемы энергоиспользования на предприятии с учетом современного уровня развития промышленной техники; позволяет составить упорядоченный список мероприятий по улучшению энергоиспользования на предприятии, а также определить предельно возможное на сегодняшний день повышение эффективности энергоиспользования для отдельной энерготехнологической системы и/или для предприятия в целом.

В качестве примера можно рассмотреть результаты проведения энергоаудита на предприятии «Институт теоретической и экспериментальной физики» (ИТЭФ). Энергоаудит выполнялся автором статьи при поддержке инженерной группы консалтинговой компании «Энизан» и проводился в течение 2002 года. Работа осуществлялась в тесном контакте с руководством энергетической службы и персоналом института. Все мероприятия при проведении энергоаудита и основные результаты согласовывались с главным энергетиком этого предприятия.

В ходе энергоаудита предприятия были детально обследованы следующие энергетические системы и объекты: система электроснабжения; система теплоснабжения (ГВС и отопление) предприятия (котельная, тепловые сети, система воздушного отопления, потребители); система технического водоснабжения.

Обследование предприятия проводилось посредством инструментального обследования энергоиспользования, анализа технической и экономической документации, обсуждения с персоналом состояния дел на местах, визуального осмотра

Таблица 1.

Варианты энергосберегающих проектов для системы теплоснабжения предприятия

| Номер варианта (k) | Содержание варианта энергосберегающего проекта |
|--------------------|--|
| 1 | Ремонт автоматики уровня воды в деаэраторах и устранение выявленных переливов |
| 2 | Реализация энергосберегающего проекта - $k = 1$ Восстановление сепаратора непрерывной продувки с утилизацией тепла вторичного пара и продувочной воды (для нагрева сырой воды перед ХВО) Такое решение также позволит увеличить межрегенерационный период работы катионитных фильтров ХВО |
| 3 | Реализация энергосберегающего проекта - $k = 1$ Настройка котлов и составление новых режимных карт с целью минимизации подачи воздуха и повышения их КПД посредством привлечения сторонней наладочной организации |
| 4 | Реализация энергосберегающего проекта - $k = 1$ Покупка переносного газоанализатора для наладки и периодического отслеживания за соотношением топливо-воздух в действующих котлах (это мероприятие является альтернативой предыдущему) |
| 5 | Совместная реализация следующих вариантов энергосберегающего проекта – $k = 1; 3; 2$. |
| 6 | Совместная реализация следующих вариантов энергосберегающего проекта – $k = 1; 4; 2$. |
| 7 | Реконструкция котельной (по причине износа основного оборудования более 60%) с заменой следующего основного оборудования: парогенераторов; горелочного оборудования; системы автоматики котлов; сетевых бойлеров; паропровода |
| 8 | Реконструкция котельной с установкой вместо паровых водогрейных котлов, а для технологических нужд (потребность в дистиллированной воде) в этом случае предусматривается парогенератор с малой производительностью, предназначенный только для приготовления дистиллята (это мероприятие является альтернативой предыдущему) |
| 9 | Реконструкция котельной с установкой водогрейных котлов с КПД 94% с полной автоматизацией процесса горения, выработки и отпуска тепла. При этом для технологических нужд также подразумевается установка парогенератора с малой производительностью Замена всей существующей тепловой сети на тепловую сеть из предизолированных пенополиуретановых труб с контролем влажности теплоизоляционного материала |

Для каждого из рассмотренных вариантов энергосберегающих проектов были определены показатели ПЭЭ и ПЭЦ, графическое отображение значений которых представлено на рис. 1 и 2.

ра энерготехнологических объектов. По результатам обследования предприятия были составлены основные энергетические балансы потребления энергоресурсов за характерный период, а именно: баланс потребления электрической энергии, баланс потребления топлива (газа) и распределения вырабатываемой тепловой энергии. Энергетические балансы были составлены за базовый (по согласованию с руководством предприятия) 2001 год. На основании энергетических балансов и дополнительной информации, полученной при обследовании предприятия, определен список вариантов энергосберегающих проектов с использованием показателей ПЭЭ и ПЭЦ.

В качестве примера в табл. 1 приведен спи-

сок вариантов энергосберегающих проектов для системы теплоснабжения предприятия. При обследовании системы теплоснабжения предприятия и определении вариантов энергосбережения использовались литературные источники с [3] по [8].

На рис. 1 отображены значения ПЭЭ, рассчитанные для схемы теплоснабжения предприятия ИТЭФ.

Значение ПЭЭ отражает повышение эффективности энергоиспользования на предприятии при внедрении энергосберегающего проекта по сравнению с существующим ($k=0$) энергоиспользованием в системе теплоснабжения предприятия.

Из рис. 1 видно, что потенциал энергосбережения в этой системе на сегодняшний день составляет 38,8% ($k=9$). При этом внедрение только малозатратных вариантов энергосбережения позволяет повысить эффективность системы теплоснабжения предприятия до 30,8% ($k=5$ или 6).

Необходимо также отметить, что, несмотря на значительный износ основного оборудования котельной (котлам более 44 лет), ее реконструкция с установкой основного оборудования того же типа (без изменения тепловой схемы) позволяет повысить эффективность энергоиспользования в системе теплоснабжения всего лишь на 0,8% (по сравнению с малозатратными вариантами энергосбережения $k=5$ или 6).

На рис. 2 по оси абсцисс отложены значения $\Delta t/T$, в которых Δt означает текущий интервал времени (начиная с первого года после внедрения варианта энергосбережения), а T определяет максимально допустимый для предприятия срок окупаемости вариантов энергосбережения (значению T на рис. 2 соответствует $\Delta t/T=1$).

На рис. 2 все рассмотренные варианты энергосбережения имеют срок окупаемости не более одного года.

Срок окупаемости для ряда вариантов ($k=7, 8, 9$) превышает рассматриваемый период времени (10 лет или $\Delta t/T=2$), поэтому на рис. 2 они не показаны (значения ПЭЦ для этих вариантов находятся в отрицательной области и не пересекают ось абсцисс).

Наилучшим, с экономической точки зрения, следует считать вариант с наибольшим значением ПЭЦ при $\Delta t/T=1$.

При определении значений показателя ПЭЦ учитывались все капитальные затраты вариантов энергосбережения, а также изменение эксплуатационных затрат, связанное с внедрением этих вариантов.

Проведенный анализ полученных значений показателей ПЭЭ и ПЭЦ позволил выбрать оптимальный вариант энергосберегающего проекта ($k=6$), наилучший с точки зрения повышения энергоэффективности системы теплоснабжения предприятия и экономически целесообразный для внедрения.

В результате проведения энергоаудита были подготовлены подробный отчет о структуре и состоянии энергетического хозяйства предприятия, перечень вариантов энергосберегающих проектов и даны рекомендации, связанные с улучшением эксплуатации энерготехнологического оборудования.

В настоящее время на предприятии внедрен вариант энергосберегающего проекта $k=6$, рекомендованный аудиторами в качестве оптимального.



Литература

1. Энергоаудит: Сб. метод. и науч.-практ. материалов / Под ред. К.Г. Кожевникова, А.Г. Вакулко; Некоммерческое партнерство «Энергоресурсосбережение», МЭИ. – М., 1999. – 224 с.

2. Энергоаудит и нормирование расходов энергоресурсов: Сб. метод. материалов / Под ред. проф. С.К. Сергеева; Нижегород. гос. техн. ун-т, Нижегород. регион. учеб.-науч. инновац. центр энергосбережения. – Нижний Новгород, 1998. – 260 с.

3. Энергоаудит промышленных и коммунальных предприятий: Учеб. пособие. / Б.П. Варнавский, А.И. Колесников, М.Н. Федоров. – М.: АСЭМ, 1999. – 214 с.

4. Методические указания по обследованию теплотребляющих установок закрытых систем теплоснабжения и разработка мероприятий по энергосбережению: Отрасл. руковод. док. «ЕЭС России». – М., 1996. – 30 с.

5. Промышленная теплоэнергетика и теплотехника: Справочник. – М.: Энергоатомиздат, 1991. – 586 с.

6. Роддатис К.Ф., Полтарецкий А.Н. Справочник по котельным установкам малой производительности. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 487 с.

7. Сидельковский Л.Н., Юренев В.Н. Котельные установки промышленных предприятий. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 526 с.

8. Соколов Е.Я. Теплофикация и тепловые сети. – М.: Энергоиздат, 1982. – 270 с.

¹ Эксплуатационные затраты после внедрения мероприятия минус эксплуатационные затраты до внедрения.

² Заработная плата после внедрения мероприятия минус заработная плата до внедрения.

³ Значение ПЭЦ может иметь также значения выше «1» в случае, если отсутствуют капитальные затраты для внедрения энергосберегающего проекта, но при его внедрении на предприятии снижаются эксплуатационные расходы. Однако такого рода проекты встречаются крайне редко, поэтому значения ПЭЦ больше «1» считаются исключением.



**Д. Огородников,
первый заместитель
генерального директора
энергоаудиторской компании
“ТЕХЭКСЕРГО”,
член-корреспондент
Академии экономических наук**

ЭНЕРГОАУДИТ: ПРОБЛЕМЫ СТАНДАРТИЗАЦИИ

ОБЩИЕ ИСТОКИ ПРОБЛЕМ

Два-три года назад энергоаудит представлял как очень динамично развивающийся бизнес в России. Его развитие подхлестывала позиция активных инженеров-энергетиков, ощутивших вкус к данной работе, а также нарастающие и активно распространяющиеся с востока на запад кризисы в энергоснабжении. Появились даже признаки грюндерства (всплеска учредительской активности), энергоаудиторские компании росли как грибы после дождя. В начале наступившего века их было чуть больше полутора сотен, в 2002 году уже около четырех сотен, к окончанию 2003 года количество энергоаудиторских фирм перевалило за тысячу. Слово стало популярным. Конференции, совещания, семинары, тренинги, лавина публикаций. Простой пример – запрос по Интернету в Яндексе в один из дней конца 2003 года на слово «энергоаудит». Результат поиска: страниц – 9078, сайтов – не менее 608. Запросов за месяц: энергоаудит – 396. (Хотя, безусловно, это не так, как за рубежом. Поиск по запросу «energy audit» через Alta Vista дает более 300 тысяч ссылок, через Yahoo – почти 830 тысяч, через Google – 1,2 миллиона.) И второй пример запроса снова в России на словосочетание «энергетические обследования». Результат поиска: страниц – 898, сайтов – не менее 299. Запросов за месяц: энергетические – 14791, обследования – 4446. Казалось бы, как здорово!

Но только по первому впечатлению. Не тыся-

чи, а те первые полторы сотни энергоаудиторских фирм сегодня часто и трудно ищут работу. Количество объектов «шеститысячников» (предприятий, потребляющих энергоресурсы ежегодно более 6000 тонн условного топлива, энергоаудит для которых обязателен по закону) выбрано почти полностью. Во всяком случае промышленных объектов. Для многих из них отпадает требование обязательности энергетического обследования, увы, потому что сворачиваются производство и потребление энергии. А те, которые неизбежно остаются обязательно инспектируемыми, это, как правило, объекты коммунального хозяйства (МУПы). Они не в состоянии обеспечить свои основные функции (размораживают города), не говоря уж о том, чтобы заказать энергоаудит. Не помогло им даже распространившееся включение стоимости энергоаудита в тариф, которое осуществили энергетические комиссии. Предприятия отказываются от энергоаудита, а администрации ничего с этим поделать не могут.

Ощутима напряженность, которая тормозит энергоаудит, как бизнес. В аудите любой природы, в том числе энергоаудите, всегда есть два взаимодействующих субъекта: проверяющий и проверяемый. При произнесении слов «аудиторская проверка» упор делают на слове «проверка». Может быть, поэтому многие руководители из-за исконной и подсознательной нелюбви человеческой ко всякого рода проверкам и ревизиям переносят негативное отношение и на понятие «аудит»¹. В каждом бизнесе есть свои цели, связанные с различными областями приложения. Каждая фирма стремится достичь чего-то своего или по-своему. Но часто люди, связанные узлами совмест-

ной деловой активности, сталкиваются в своих интересах и тогда происходит конфликт, который – один из самых главных врагов управленца, так как он дезорганизует людей, переводит их в эмоции, а не разум. Поэтому в ходе энергоаудита одна из функций и аудитора, и руководителя в энергохозяйстве предприятия, как специалистов, обязанных работать с людьми, – предотвращение возникновения, сглаживание последствий конфликта, разрешение споров, умение подвести людей из вражды интересов к сотрудничеству и взаимопониманию. Директора и главные энергетики предприятий, которые проводят энергоаудит, ищут в обследованиях, прежде всего резервы для обновления и реконструкции. В связи с этим энергоаудиторы подвергаются жесткому давлению и проверкам со стороны производств. Идут бурные совещания, привлекаются многочисленные эксперты изнутри предприятий и со стороны в поисках обоснованности каждого технического решения. Возникает острое желание предприятий, чтобы аудиторы сопровождали внедрение новой техники.

Положение сходно во многом не только в энергоаудите, но и во всем том, что именуется аудитом хозяйственно-финансовой (АХФ) деятельности предприятий, который сегодня насчитывает шестнадцатилетнюю историю и регулируется нормами ФЗ № 119 «Об аудиторской деятельности». И во многих других разновидностях функционального аудита и управленческого консультирования, таких, как аудит соответствия в системах управления качеством, внутренний аудит корпораций. По словам заместителя председателя Комитета по бюджету и налогам Государственной Думы третьего созыва Валерия Владимировича Гальченко², статистика свидетельствует, что рынок аудиторских услуг России сегодня сильно усечен, а по существу, деформирован. Отечественный аудит во многом сосредоточен на обслуживании отношений предприятий с государственными органами (прежде всего налоговыми) и решении узкого круга управленческих задач. Неудивительно, что выбор клиента определяется в первую очередь стоимостью услуг и способностью аудиторской фирмы отстоять свое заключение во властных инстанциях, в том числе и в суде. На рынке продолжает действовать «презумпция недоверия», причем не столько к аудиторам, сколько к системе в целом. Квалификация аудитора, достоверность его заключения и т.п. не имеют существенного значения. При обслуживании взаимоотношений клиентов с налоговыми органами важно не столько качество проверки и отчета, сколько способность аудитора быстро решить возникающие в работе с государственными органами проблемы, способность «замять дело». Квали-

фикация и профессионализм имеют ведущее значение лишь в том случае, когда аудит проводится для решения управленческих задач, связанных с реорганизацией предприятия, адаптацией к изменениям нормативно-правовой базы, внедрением системы контроля и учета, проведением ревизий. Рынок аудита в ожидании прорыва.

Отметив проблемность на всех рынках аудиторских и консалтинговых услуг, вернемся к энергоаудиту. Истоки его проблем не только в его относительной «молодости», состоянии рынка, но прежде в его нормативной базе. Энергетические обследования по части инженерного анализа насчитывают полувековую историю (столько существует система Госэнергонадзора). В новой форме после выхода ФЗ № 28 «Об энергосбережении», то, что называется энергоаудитом, имеет почти восьмилетнюю историю. Организации, работающие в области энергонадзора и энергоаудита, уже давно не удовлетворены состоянием нормативно-правовой базы энергосбережения. Цель энергоаудита – *техническая и экономическая оптимизация энергохозяйств*. Тенденция развития процедур энергоаудита единственная – *усложнение*. Критерии эффективности энергоаудита функционально подобны критериям, характерным для аудита хозяйственно-финансовой деятельности. Основные из них: *достоверность* (степень точности) данных, *нормативность, независимость* ни от чего, кроме законодательства³. Границы управляемости правоотношениями в энергоаудите нормативно не установлены. Правила проведения энергоаудита ведомственные (Минэнерго России), не зарегистрированы в Минюсте России, но по ним работают частные энергоаудиторские компании. Минэнерго экономическая проблематика правоотношений четко не регламентирована.

Для доказательства того, что источник проблем в энергоаудите его нормативная база, попробуем решить простую задачу. Проведем анализ общепринятого среди энергетиков (можно считать – базового) определения энергоаудита. «*Энергетический аудит (ЭА) – это техническое инспектирование энергогенерирования и энергопотребления предприятия с целью определения возможности экономии энергии и оказания помощи предприятию в осуществлении мероприятий, обеспечивающих экономию энергоресурсов на практике*»⁴. Здесь же, в развертывание определения, приведены основные задачи энергоаудита:

- выявить источники нерациональных энергозатрат и неоправданных потерь энергии;
- разработать на основе технико-экономического анализа рекомендации по их ликвидации, предложить программу по экономии энергоресурсов и рациональному энергопользованию, пред-

ложить очередность реализации предлагаемых мероприятий с учетом объемов затрат и сроков окупаемости.

Внимательный анализ легко позволяет выявить противоречивость принятого определения энергоаудита и ее отголоски в методологии аудиторской (в широком понятии) деятельности. Само определение написано корректно, не содержит императивов, задавая только понятия и основную направленность. Противоречия наблюдаются в раскрытии основных задач.

Первая группа задач – чисто аудиторская по своей процедуре и содержанию. Известные энергоаудиторам-практикам более формальные документы, такие, как государственные стандарты из серии «Энергосбережение», например «Энергетический баланс» или «Показатели энергоэффективности», четко позиционируют эту группу задач, как инспекторские. Даже временные рамки в энергоаудите такие же, как и в АХФ. Одинаково используется понятие «контрольный период», а на рабочем языке практиков «балансовый год». Способ решения – проверка. Принципиальное единственное отличие энергоаудита от традиционного аудита – в неизбежности более сложного инструментария. Аудиторам традиционным требуются: опыт, методики, калькулятор и компьютер. В энергоаудите требуется то же самое, но еще необходимы прецизионные физические измерения с использованием приборов типа расходомеров, анализаторов, датчиков, счетчиков. Но в сопоставляемых видах аудита (АХФ и ЭА) – это всегда фиксация того, что было и стало достоянием истории. Предназначение информации, получаемой энергоаудиторами в ходе решения этих задач, – внешним пользователям, таким, как органы Госэнергонадзора (их интересует нормативность энергопотребления и энергопользования) или региональные энергетические комиссии (их в большей мере интересует корректность расчета и применения тарифа на энергию, так, как последнее – зона их социальной ответственности). В финансовом аудите направленность его такая же. По сути, это внешние пользователи (государственные органы, акционеры и т.п.).

Вторая группа задач энергоаудита – это, несомненно, консалтинг в инженерно-технической сфере. Причем не только консалтинг, но и участие в управленческих решениях проверенного энергоаудиторами объекта. И это типичная тяжелая и суровая проблема всякой аудиторско-консалтинговой деятельности. Это «сумасшедшинка» аудиторов и консультантов, такая же, как потребность водителей во взгляде вперед и в зеркало заднего вида. Невнимание в любом из взглядов чревато аварией. Аудиторы финансисты хорошо знают этот парадокс. В особенности на Западе,

где это называется конфликтом интересов. В частности этим объясняются недавние скандалы Enron – Andersen. Многие фирмы после анализа этих ошибок озабочены разделением аудиторских и консалтинговых подразделений в крупных компаниях.

В российском аудиторском бизнесе это пока не актуально. Но только пока: внимательный анализ ситуаций и мировых тенденций ведется. В конфликтах подобного рода энергоаудиторы, так же, как и аудиторы – не одиноки. Но в энергоаудите, в особенности в его отечественном варианте, данная ситуация более драматична, чем в АХФ. Внимательное рассмотрение задач энергоаудита, начатое выше, показывает внутри их формулировок наличие коррупционной опасности. Ели в АХФ коррупция позиционируется через аудиторские фирмы – «одnodневки», которые за крошечные деньги подписывают любое нужное заказчику заключение, то в энергоаудите к коррупции могут склонить государственные нормативы. Мало того, что заказчик требует конкретных решений (о чем упоминалось в начале статьи с отсылкой на директоров и главных энергетиков). По формам отчетности и документирования энергоаудита, установленным ГОСТ Р 51379-99 (энергетический паспорт промышленного потребителя ТЭР), нужно (в обязательном приложении Ц) ответственно указывать не только содержание инженерных мероприятий, но и сроки их окупаемости. А это неизбежно – поставщики оборудования, цены, торги и прочее. В условиях действующих норм энергоаудитора в России сегодня легко купить. Достаточно за остающиеся в тени «скромные комиссионные» указать заказчику энергоаудита точное наименование оборудования, точный адрес поставщика и монтажной организации, «подтянув» соответствующее ТЭО. Все будут «довольны». Конфликт же интересов окажется неразрешенным, он только углубится. Энергоаудитор в большей мере, чем традиционный финансовый аудитор или консультант, обязан быть обремененным моральными принципами. Преодоление проблем – совершенствование нормативной базы.

ПРЕОДОЛЕНИЕ ПРОБЛЕМ

Аудиторско-консалтинговое сообщество в России размывает конфликтные зоны и зоны коррупционной опасности, разрешает проблемы, совершенствуя практику через самостоятельное развитие нормативной базы. Вместе с тем экономисты-аудиторы, инспектирующие производственные комплексы, часто свидетельствуют: пока исследуешь отражение в учетах производственно-сбытовых хозяйственных операций, не все про-

сто, но все понятно; как только встречаешься с топливом, электроэнергией, теплом и водой – попадаешь в тупик и не всегда находишь из него выход. Методики разрешения подобных проблем практикам АХФ чаще всего неизвестны, не слишком доступны, так как носят ведомственный характер или иной, чем экономическое ведомство.

Вместе с тем в АХФ есть вполне полезный для ЭА опыт процедурной организации процессов обследования и (в меньшей мере) консультирования.

Нормативное обеспечение аудита в России имеет четыре уровня. На верхнем уровне — закон. Следующий уровень – 11 федеральных стандартов, обязательных для исполнения всеми (но не входящих в систему ГОСТ Р), а также 37 так называемых российских стандартов, созданных в период с 1994-го по 2001 год, в разработке которых прямое участие принимают и вузовская наука, и практики. Третий уровень – стандарты союзов. Сегодня в России зарегистрированы и действуют 7 союзов или ассоциаций аудиторов (Аудиторская палата, Институт профессиональных бухгалтеров, ИПАР, МАП и др.). Четвертый уровень – внутрифирменные стандарты. В России они предусмотрены, но не слишком еще распространены. Иное положение за рубежом. Там практически все аудиторские компании имеют собственные стандарты. Таковы обычаи на данном рынке, а также действуют жесткие условия аккредитации или лицензирования, согласно которым фирмы обязаны иметь свои индивидуальные методики, стандарты и процедуры.

Проблемы стандартизации в АХФ не так просты и прозрачны в том отношении, что на этом срезе проходит граница в отношениях государственных контролирующих органов и аудиторов. ФГУПы и МУПы фактически сегодня под двойным контролем. Государственные контролирующие органы не отпускают от себя госпредприятия. И аудиторы-частники иногда требуются и находят себе применение в «конкурентных боях» с государством.

Проблемы стандартизации в ЭА только обозначились и стали обсуждаться публично. Настоящий этап развития энергоаудита характеризуется происходящей сменой конструкции (парадигмы) процесса, совершенствованием содержания и изменением формы деятельности: от сложившейся практики системного инженерного инспектирования энергетического хозяйства в деятельности, характеризуемую качественно глубоким взаимопроникновением технологий и методов инженерного и экономического анализа энергетики предприятий, организаций и учреждений. Сегодня в наиболее успешных энергоаудиторских компаниях уже распространено обновляющееся по-

нимание и восприятие энергоаудита как специальной формы (или разновидности) аудиторских услуг по анализу хозяйственно-финансовой деятельности.

Рассмотрим ряд фактов (и факторов), осмысление которых придает вышесформулированному представлению потребность приобрести нормативный характер:

- актуальность и сложность энергоаудита нарастают одновременно и параллельно весь период его существования и развития, так как энергоемкость производства в России не уменьшается, тромбы в денежном обращении по-прежнему обусловлены долгами за энергоресурсы почти на всех рынках товаров и услуг;

- практика энергоаудита выявила противоречия в форме ограничений, заданных правовым полем: его цель (как и энергосбережения в целом) — экономическая по своей природе, адекватными такой цели средствами ее достижения являются инструменты иной дисциплины – экономического анализа, — применяемой в аудите хозяйственно-финансовой деятельности.

Энергоаудит сегодня фактически оказывается глубоко междисциплинарной деятельностью на стыке инженерной диагностики с инструментами экономической аналитики. Междисциплинарность просматривается в значительно большей мере, чем она представлялась в середине прошлого десятилетия. Придерживаясь рамок нового вышеприведенного формирующегося представления об ЭА, логичным будет признание того, что энергоаудит формально требуется подвести под одновременное правовое регулирование двух норм, ФЗ № 28 «Об энергосбережении» и ФЗ № 119 «Об аудиторской деятельности». Официально распространенные методические издания по энергоаудиту (еще пятилетней давности) требуют: «Энергетический аудитор обязан быть специалистом широкого профиля, в том числе иметь навыки финансового аудита в части, касающейся топливно-энергетических ресурсов (или иметь в своей бригаде такого специалиста)»⁵. Но действующий сегодня ФЗ № 119 «Об аудиторской деятельности» уже третий год исключает такую возможность. Формально это одна из пограничных проблем, разрешаемая гармонизацией нормативной базы.

Основная нормативно-методическая база АХФ преимущественно ориентирована на обеспечение финансового и бухгалтерского аудита. Сопутствующие аудиту услуги (в число которых по логике и смыслу вписывается ЭА) нормативами значительно менее обеспечены, чем финансовый анализ. Несмотря на то, что ФЗ №119 обособил и регулирует 12 самостоятельных дисциплин и управленческих технологий как сопутствующие услуги.

Часть таких услуг функционально подобна и

идеологически близка распространившимся на практике технологиям энергоаудита. В новой парадигме энергоаудит отождествляется преимущественно не с функциями энергонадзора, а с функциями современного управленческого консалтинга. Стратегической целью энергоаудита является снижение энергоемкости, а тактической целью – повышение инвестиционной восприимчивости (привлекательности) вложений в энергообеспечение эффективных и ликвидных производств или социально значимых (ЖКХ) товаров и услуг.

Аудиторское сообщество наработало достаточный опыт анализа хозяйственно-финансовой деятельности предприятий. Оно же владеет инструментами современного консалтинга, которые неизбежно требуются использовать для целей энергоаудита (в его итоге – инженерные рекомендации со значительной потребностью в инвестициях). Владеет более надежно и эффективно, чем этот инструментарий могут освоить даже опытные инженеры, составляющие в основном штат энергоаудиторских организаций. Это еще один признак целесообразности пограничного контакта, первые ожидания от совместной междисциплинарной практики. Нелишним при этом будет напомнить для практиков ЭА, что процесс, именуемый управленческим консалтингом, в правовом отношении регулируется ФЗ №119⁶.

Еще одно обстоятельство из разряда ожидаемый ЭА от пограничных контактов с АХФ. Анализ практики успешных энергоаудиторских компаний показывает, что для целей эффективного энергоаудита требуется профессиональный аудит системы управленческого учета на проверяемых предприятиях. Во всяком случае ее части в таких аспектах, как аудит систем коммерческого и технического учета топливно-энергетических ресурсов (состоящих из электросчетчиков, счетчиков тепловой энергии и воды), систем складского учета и обращения расходных материалов в службах и подразделениях энергохозяйств (при проверке корректности тарифов на энергию). А также требуется профессиональный аудит учетных процедур по упомянутым энергетическим и материальным потокам в управленческих службах проверяемого объекта (по планам и счетам).

Опять перед нами вопрос о междисциплинарном взаимодействии. Де-факто инженеры сегодня вынуждены внедряться в иную профессиональную область. Это прерогатива профессиональных аудиторов-экономистов. Аудит систем управленческого учета, это их область деятельности. Причем сравнительно новая область, начавшаяся развиваться в последние годы вслед за освоением техник и практик традиционного направления – аудита финансовой отчетности. Профессионалы в этой области⁷ понимают, что граница между

первым и вторым направлениями – условна, имеет «зону перехода». С одной стороны, глубина анализа финансово-хозяйственной деятельности при аудите финансовой отчетности (в том числе при расследовании нарушений составления отчетности) требует использования данных систем управленческого учета. С другой стороны, финансовая отчетность является основным элементом системы управленческой отчетности организации в целом. Но эти направления следует разделить, так как аудит финансовой отчетности, в отличие от управленческого аудита, в значительной мере стандартизирован на государственном и международном уровнях, а управленческий аудит требует тщательного предварительного исследования принятых в организации стандартов, правил и процедур. Для этих целей компании внедряют системы управленческого учета, включая ее подсистемы, такие, как бюджетирование, управление затратами, система управленческой отчетности, эффективный документооборот и современные информационные технологии.

Если признавать ЭА разновидностью АХФ, то, следуя логике, требуется сопоставить практику ЭА с рядом нормативных предписаний, определенных в ФЗ № 119 «Об аудиторской деятельности». А выявленные несоответствия определить как содержательную часть работы по совершенствованию энергоаудита.

Посмотрим на некоторые противоречия, лежащие на поверхности при беглом сопоставительном анализе, проведенном в указанном ключе.

Так, статья 13 в ФЗ №119 предписывает: при проведении обязательного аудита аудиторская организация обязана страховать риск ответственности за нарушение договора. В ЭА есть упомянутые в начале статьи «шеститысячники». В обсуждаемых поправках к Закону «Об энергосбережении» фигурирует новая норма о «трехтысячниках». Количество объектов, для которых энергоаудит обязателен, резко вырастет. Тем более что даже по действующему закону во власти губернаторов определить на территориях такую границу обязательного ЭА в пределах 1000 т.у.т. в год для объектов, наиболее социально значимых (а таких объектов огромное количество, почти все производства в России градообразующие). Императив обязательности ЭА усиливается, а намеков на разговоры о страховании энергоаудита публично не слышно.

Статья 15 ФЗ № 119 (а затем принятые постановления правительства и иные подзаконные акты) регулируют периодичность повышения квалификации аудиторов строго в один год. В ЭА эта периодичность пять лет, что явно в ущерб качеству энергоаудита.

Регулируемые нормами статьи 20 ФЗ № 119

и серией подзаконных актов профессиональные аудиторские объединения предназначены для обеспечения условий аудиторской деятельности своих членов, защиты их интересов, осуществления систематического контроля за соблюдением этики и стандартов аудита. Как упоминалось выше, в АХФ таких обществ семь. В ЭА их нет. Есть только региональные ассоциации, и то довольно странными пятнами. Например, есть они на Урале, в Северо-Западном регионе, есть в Московской области, но нет в Москве. А главное – нет федерального органа, координирующего деятельность таких объединений.

Результат будет сомнительным, если только что перечисленный набор задач, которые объективно требуется решать при реализации энергоаудиторских проектов, приходится разрешать инженерам-энергетикам, даже самым честным, трудолюбивым, объективным и опытным. Только профессионал экономист-аудитор способен к корректной оценке системы финансового управления, готов к проверке соответствия данных управленческого и финансового учета, к проведению анализа модели документооборота с целью вынесения рекомендаций по оптимизации как отдельных процессов, так и функционирования системы в целом, к анализу организационной структуры, взаимодействия подразделений, принятых технологий, автоматизированных и неавтоматизированных бизнес-процессов и т.д. на момент проведения аудита.

Коротко говоря, сближение методологий и практик ЭА и АХФ возможно на базе легкоидентифицируемых, конкретных, но взаимно обогащающих и развивающих противоречий.

ОБРАЗ БУДУЩЕГО

Вынужденный триумф – неблагоприятное дело делать прогнозы, ибо, что будет на самом деле, не знает никто. Но то, что для развития энергоаудита и поддержания его качества желательно и возможно, попытаемся представить.

На необходимость и даже неизбежность взаимодействия АХФ и ЭА не прямо, но вполне определенно и точно имеются ссылки в нормативно-методической базе аудита. Рассмотрим, например, Правило (стандарт) аудиторской деятельности⁸ «Понимание деятельности экономического субъекта». В императивной части стандарта (п. 2.1) не только предписаны требования к пониманию аудитором деятельности проверяемого экономического субъекта, но определены (п. 2.2) и классифицированы (п. 2.6) факторы, влияющие на финансово-хозяйственную деятельность экономического субъекта. А в отсылочном Приложении 1 к

стандарту, именуемому «Перечень основных факторов, влияющих на финансово-хозяйственную деятельность экономического субъекта», во 2-й группе «Отраслевые факторы» обнаружим пункт 11 – «Энергоснабжение и затраты». Фактор, который для аудитора равнозначен среди других, таких, как «Качество управления экономическим субъектом» или «Структура долгов, включая условия и ограничения», но который профессионально может быть раскрыт энергоаудитором, а еще более профессионально – в обсуждаемом тандеме междисциплинарного профиля. Вновь видим первые зыбкие, но все же мостики для наработки взаимопонимания.

Если системная деятельность (которой по праву считается энергоаудит) начинает исчерпывать ресурсы своего развития или функционирование системы невозможно из-за заданных (в нашем случае правом) ограничений, нужно провести декомпозицию (раздробить систему) и проводить проблемы через ограничения и мосты поэлементно. Характеристики системы (или внешней среды) должны меняться так, чтобы быть оптимальными на каждом этапе работы. Известно, что если система исчерпала свои возможности, надо объединить ее с другой системой. В нашем случае – объединить в том, где это возможно, АХФ и ЭА.

Проблемы междисциплинарного взаимодействия всегда были на переднем плане в науке (и образовании) и являются таковыми на настоящий момент. Почти столетие назад, у истоков того, что сегодня называют системным анализом, было сформулировано: «Каждая нормативная, а тем более практическая дисциплина, предполагает в качестве основ одну или несколько теоретических дисциплин. Каждая нормативная дисциплина требует познания известных ненормативных истин, которые она заимствует у известных теоретических наук»⁹.

Существует подробно описанный в литературе¹⁰ вполне конкретный методологический подход к преодолению на практике обозначенных настоящим анализом противоречий. Научный кризис обычно разрешается сменой научной парадигмы. В современных междисциплинарных исследованиях для этих целей могут быть применены как формальные методы преобразования противоречий, так и сами по себе законы логики и диалектики. В общем случае универсальный логический цикл есть модель устранения и возникновения любых противоречий в процессе, в динамике, при решении самых разнообразных задач человеческой практики.

Междисциплинарное взаимодействие представляет собой обмен информацией и навыками между различными дисциплинами так, чтобы эти обмены были скоординированы и объединены, а

не носили фрагментарный характер. Таким образом, различные инновации могут быть выявлены и обобщены. Для этого вводится элемент запланированного совместного участия, а также обучение персонала, когда профессионалы изучают основные понятия и простейшие методы воздействия друг у друга. В нашем случае это совместная работа по обслуживанию заказчиков аудиторами-экономистами и энергоаудиторами.

О возможностях, открывающихся в профессиональном альянсе аудиторов и энергоаудиторов, свидетельствуют не только приведенные выше выкладки, выводы и суждения, но и вполне позитивные «сигналы рынка». В ближайшем окружении автора энергоаудиторы-практики имеют небольшой опыт работы, выполнявшейся независимо на различных предприятиях, но в tandem с аудиторами и консалтерами. И они свидетельствуют: исполнение задания для заказчика (как правило, промышленного объекта) намного упрощается, когда вместе с инженерами в экономической части решаемых проблем работают профессионалы-экономисты.

Весьма конструктивно идеология альянса обсуждалась энергоаудиторским сообществом на конференции «Экономика энергосбережения», прошедшей в середине 2002 года в Московском авиационном институте. Еще большему сближению способствовала дискуссия на круглом столе, проведенном в середине 2003 года Академией экономических наук России и Минэнерго, в которой участвовали как энергоаудиторы, так и аудиторы, постоянно занятые разработкой методической базы в своих отраслях деятельности. Двинуться навстречу друг другу может способствовать настоящая публикация, если читатели позитивно воспримут изложенное выше. Подтолкнуть навстречу друг другу могут и местные органы исполнительной власти. Уже в ряде регионов действуют территориальные советы по аудиторской деятельности. Имеются ассоциации и союзы энергоаудиторов в ряде территорий. Во всяком случае аппарат губернаторов, безусловно, знает и сколько может координирует деятельность как аудиторов, так и энергоаудиторов. Только «столоничальники» разные. Остается рекомендовать (хотя бы директивой) на местном уровне создание партнерств аудиторов и энергоаудиторов в обслуживании их ключевых клиентов. А также, когда два чиновника в одном аппарате договорятся друг с другом, создать территориальные советы по энергоаудиторской деятельности, междисциплинарные, составленные из взаимодействующих партнеров.

В завершение идеальный образ будущего. Допустим, альянс АХФ и ЭА состоялся. На объект первыми приходят аудиторы-экономисты. Выпол-

няют анализ затрат на топливо и энергию, проводят аудит системы управления энергоресурсами предприятия, ставят задачи перед инспекторским составом энергоаудиторов, в которых определяют, какие цифровые показатели требуется подтвердить (в целях достоверности) инструментально. Приходят инженеры и операторы с измерительными приборами, оценивают реальные расходы, реальные потери топлива и энергии, технический уровень энергохозяйства объекта, степень морального и реального износа оборудования (а не формально списанной амортизации). Они точно видят многое из того, что экономистам увидеть не свойственно в силу различия в профессиях. Готовят рекомендации инженерного характера. А затем уже вместе с экономистами-аудиторами создают ТЭО, бизнес-планы, инвестиционные программы. В результате программы энергосбережения предприятий и территорий поднимутся на качественно более высокий уровень. При этом емкость рынка услуг аудиторов и энергоаудиторов расширится совместными усилиями и позитивными откликами заинтересованных директоров и главных энергетиков.



Г.Осадчий,
инженер
конструкторского бюро
альтернативной энергетики
«ВоДОмет» (Омск)



НЕТРАДИЦИОННЫЕ ВАРИАНТЫ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ

Дефицит энергоресурсов в сельском хозяйстве России обусловлен не только самой холодной в мире зимой (минус 5,5 °С среднегодовая температура) и большим удалением мест их добычи, но и тем, что в современных системах энергообеспечения жилья, строительстве и малом производстве используют, в основном, технологии времен всеобщей индустриализации страны (первой половины прошлого века).

Рассмотрим возможность и актуальность энергосбережения за счет изменения принципов, последовательности и ограничения числа преобразований, которым подвергается энергия на пути к потребителю, применения тепловых приводов, использования существующего в природе и созданного искусственно градиента (перепада) температуры, а также за счет резкого ограничения рассеивания в окружающую среду низкопотенциальной теплоты.

Прежде чем перейти к рассмотрению предлагаемых подходов, определимся по приоритетному направлению энергосбережения – сокращению числа технологических преобразований, обеспечивающему повышение эффективности использования энергии органического топлива.

Известно, что каждый процент сэкономленных энергоресурсов дает прирост национального дохода России на 0,35–0,4%. Это выводит на 1-е место актуальности поисковых работ по повышению эффективности первого этапа преобразования тепловой энергии в термодинамических циклах, так как эффективный КПД соответствующих установок, несмотря на большие температурные напоры, обычно составляет 30...40%, в то время как в котлах при

нагреве воды, генерации пара он достигает 90% и более.

Именно низкими КПД термодинамических циклов, в основном, объясняется тот факт, что стоимость электроэнергии, как правило, в 3–5 раз выше тепловой, например, в системе центрального отопления.

Исходя из соотношения цен на эти виды энергии следует, что повышение КПД термодинамического цикла при преобразовании тепловой энергии, например, в электрическую на 1%, эквивалентно повышению этого показателя котлов в первом приближении на 3...5%. А поскольку эффективный КПД котлов близок к теоретически возможному, то остается единственный путь (поиск путей) – повышение КПД термодинамических циклов энергогенерирующих технологий и ограничение использования электрической энергии.

По своему прямому назначению используется только тепловая энергия. Электрическая же в большей части преобразуется перед потреблением в механическую – потоки воды, теплоносители (горячая вода), хладагент (в холодильниках и тепловых насосах), то есть в те менее ценные и ликвидные виды, которые уже были в процессе ее производства.

Именно из-за повсеместного использования электрической энергии с многоступенчатым трансформированием при генерации у потребителя возрастает дефицит энергоресурсов. Причем зимой традиционно энергетические ресурсы в России используются более рационально, так как на крупных теплоэлектроцентралях (ТЭЦ) параллельно с выработкой электрической энергии тепло, не использо-

ванное в термодинамических циклах, направляется на обогрев зданий централизованными системами отопления. Летом же большая часть этой энергии через градирни рассеивается в окружающую среду, что резко снижает эффективность использования топлива в целом по всей стране. При этом ее количество во много раз превосходит теряемое зимой из-за нарушений теплоизоляции тепловых сетей.

Особенности российского климата диктуют поиск новых технологий генерирования видов энергии с минимальным использованием электрической, дальнейшее совершенствование термодинамических циклов.

Поскольку электрическая энергия – это самый дорогой и высоколиквидный вид искусственной энергии, то и расходоваться она должна в основном на освещение, сварку, очистку воды, работу различных электрических приборов и установок, привод оборудования и машин для животноводства, приготовления бетонных растворов и столярных изделий, транспортных средств и др. При применении электрической энергии необходимо, по возможности, ориентироваться на бездеградационную технологию.

Исходя из изложенного, в нашем понимании, истинное энергосбережение – это прежде всего ограничение использования электрической энергии и устранение в энергогенерирующих установках рассеивания неиспользованной теплоты.

Централизованное производство электрической энергии с использованием ее потребителем в необходимых ему видах выгодно только при больших объемах потребления на месте и там, где значительная ее часть применяется в ориентированных в пространстве силовых процессах (станочное оборудование, подвижной состав железнодорожного и городского транспорта, подъем и перемещение грузов, выплавка особо чистых сталей, алюминия и др.) без дальнейшей деградации и частично при удовлетворении физиологических потребностей человека в условиях города.

В процессе развития традиционной электроэнергетики в период индустриализации приоритет был отдан строительству больших ТЭЦ с параллельной выработкой тепловой энергии из-за относительно высокого КПД термодинамических циклов и преобразования механической энергии в электрическую (чем крупнее ТЭЦ, тем эти показатели выше). Это оправдало себя в период интенсивного роста средств производства, а особенно в период Великой Отечественной войны.

Однако работа последних лет свидетельствует, что получать сверхвысокий КПД термодинамических циклов, характерный для крупных ТЭЦ, можно и при низких температурных напорах в малых стационарных установках, если использовать в качестве

рабочих тел фторуглероды алифатического ряда и соответствующее оборудование.

Исходя из специфической децентрализации малых объектов, КБАЭ «ВоДОмет» разрабатывает установки и системы проекта «Альтернативная энергетика» («АЭ») для рассредоточенных зданий с небольшими объемами энергопотребления с 1994 года.

Предпочтительным нетрадиционным вариантом для энергосбережения является использование возобновляемых источников энергии (ВИЭ) по проекту «АЭ» следующим образом: летом – разности температур (потенциалов) между двумя искусственно созданными аккумуляторами теплоты и холода в виде солнечного соляного пруда, расположенного с южной стороны отдельно стоящего здания и обыкновенного теплоизолированного котлована со льдом – с северной; зимой – низкопотенциальной тепловой энергии остывающего солнечного соляного пруда и талой воды в котловане.

Летом аккумулированная соляным прудом солнечная энергия используется либо для преобразования со сверхвысоким КПД в водомете (первой ступени теплового привода) сначала в энергию потока жидкости, затем в гидромоторе энергия потока жидкости трансформируется в механическую. Далее, при необходимости, посредством электрогенератора превращается в высоколиквидную электрическую энергию или в хладомете (тепловом приводе) компрессорной холодильной установки в поток хладагента, обеспечивающего выработку летом высоколиквидного среднетемпературного холода.

При этом в обоих случаях тепловая энергия подается из пруда к водомету (хладомету) по гравитационной тепловой трубе или их системе, а неиспользованная в термодинамическом цикле преобразователей теплота отводится в другой котлован со льдом, обеспечивая его таяние, аккумулирование оставшейся низкопотенциальной солнечной энергии для зимнего использования на отопление.

Эффективность аккумулирования летом среднетемпературной солнечной энергии прудом основывается на том, что в нем отсутствует всплытие нагретого придонного рассола за счет подавления гравитационной конвекции. Сверхвысокий КПД водомета обеспечивается как за счет уменьшения температуры нижней границы термодинамического цикла до +10 °С при использовании для охлаждения радиатора водомета энергии (холода) льда котлована, так и за счет нового рабочего тела – декафторбутана, благодаря которому при рабочей температуре 10...70 °С КПД водомета составляет 31,4%.

На зиму солнечный соляной пруд изолируется от окружающей среды и его теплота вместе с теплотой талой воды используется в качестве источника низкопотенциальной энергии, преобразуемой теплоприводным насосом в тепловую более высо-

кого потенциала, пригодную для отопления зданий и помещений. В процессе изъятия теплоты из котлована вода превращается в лед, котлован «готовится» к летней работе. Значительно снижается и температура рассола солнечного соляного пруда.

Кроме получаемых от ВИЗ летом механической и электрической энергии, теплоты и искусственно-го холода, а зимой тепловой, малые объекты нуждаются и в узкофункциональных ее видах, не требующих для генерации кардинального изменения существующих систем энергообеспечения. Их выработка связана как с минимальным использованием привозного топлива, так и электричества. Всегда востребованными являются также технологии и установки энергосбережения, повышающие энергетический суверенитет пользователей. Эти задачи также возможно решить параллельным использованием «бросовой» низкопотенциальной теплоты посредством нетрадиционных установок проекта «АЭ». Так, например, для циркуляции теплоносителя (горячей воды) водогрейного котла в системе локального теплоснабжения можно использовать теплоприводной водяной насос, а для рекуперации теплоты санитарно-бытовых стоков актуально использование теплового насоса. Для локализации и тушения пожаров можно применять оригинальную установку, а для выработки электроэнергии зимой – электростанцию, упомянутую ранее. Гарантированного летнего водоснабжения можно добиться, используя солнечную систему водоснабжения.

Предлагаемые альтернативные источники энергии могут гарантировать бесперебойное энергообеспечение в малых и средних объемах, что полностью согласуется со сложившейся практикой. Например, если обратиться к мировому и отечественному опыту производства сельскохозяйственной продукции, то какой бы регион не рассматривали, каждый из них стремится максимально обеспечить себя такой, которая хотя бы и со значительными издержками, но была получена. И только по результатам уборки урожая производят закупки со стороны. При этом не используемые в питании людей, на корм скоту и птице «бросовые» отходы компостируются с последующим внесением в виде удобрений в почву для повышения ее плодородия. Так же нужно поступать с выработкой энергии и ее «отходами» на местах, так как она – основа механизации любого процесса в производстве и быту. В настоящее время для обеспечения энергией малых предприятий, как правило, приобретают топливо по розничным ценам, которые намного выше оптовых и поэтому несут большие расходы.

Существующее сегодня централизованное производство электрической и тепловой энергии из органического топлива и последующее их использование сопряжено с большими издержками и загрязнением окружающей среды из-за высоких зна-

чений температуры, давления, напряжения, отходов энергогенерирующих установок и при передаче на большие расстояния (используемые в «большой» энергетике технологические преобразования наиболее подходят для крупных производств). Точно так же большие города из-за невозможности переработать горы разнообразного мусора окружаются свалками – рассадниками всевозможных заразных заболеваний, омертвляющими золоотвалами ТЭЦ, чего не скажешь о небольших поселениях с прогрессивными инженерными системами энергообеспечения быта и производства.

На данном этапе развития производства, оказания услуг, когда механизация связана с преобразованием теплоты, а эффективность энергогенерирующих установок и систем напрямую зависит от КПД термодинамических циклов, следует, что чем он больше, тем меньше топлива нужно для одного и того же объема необходимого потребителю вида энергии.

Если же в качестве первичного источника энергии используются ВИЗ, то есть существующий в природе или созданный искусственно градиент температуры, то, чем выше КПД преобразования, тем меньше нужны по размерам элементы, воспринимающие эту энергию, что снижает затраты при изготовлении.

Истинная энергетическая безопасность возможна только за счет эффективного энергосбережения на всех участках производства и услуг при применении нетрудоемких в изготовлении и эффективных преобразователей. При этом определяющими факторами являются высокий КПД и эффективная технология использования энергии. Электрическая энергия должна, образно говоря, стать условием жизнеобеспечения возведенных объектов.

Поскольку летом для организации гарантированного водоснабжения, производства среднетемпературного холода, нагрева воды и воздуха, а зимой – теплоснабжения, можно обойтись без использования высококивдной электрической энергии, потребности в ней в эти периоды можно свести до минимума, что послужит одним из основных критериев повышения эффективности энергосбережения.

Если же при низкосортном топливе (сланцы, бурые угли, торф) использовать многоступенчатый преобразователь тепловой энергии, то, как показывают расчеты, эффективный КПД в интервале рабочей температуры 10...290 °С может превысить 60% (теоретически 80%).

Изменение подхода к определению приоритета энергосбережения приводит к нетрадиционным решениям по преобразованию тепловой энергии, в том числе «бросовой», в энергию дифференцированных видов даже при работе от ВИЗ и на низкосортном органическом топливе.



*Д. Рожицкий,
заведующий
лабораторией ВНИИЖТ*

СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ НОРМИРОВАНИЯ РАСХОДОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И ТОПЛИВА

На балансе предприятий федерального железнодорожного транспорта находится около 5 000 котельных, которые являются основными потребителями топлива на стационарные нужды. В 2002 году ими было израсходовано свыше 5,6 млн. т. у. т. топлива, из которого выработано более 21 млн. Гкал тепловой энергии. Кроме того, около 5,8 млн. Гкал приобретено у сторонних производителей.

Одним из важных способов экономии энергоресурсов, наряду с модернизацией морально устаревшего теплоэнергетического оборудования, является научно обоснованное нормирование расходов топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) на производственные и коммунально-бытовые нужды. Оно приводит к повышению производительности труда, улучшению организации производства и эксплуатации теплоэнергетического хозяйства, способствует повышению технического уровня, экономии теплоты и топлива, а также снижению себестоимости эксплуатации и ремонта подвижного состава.

Установление научно обоснованных норм расхода ТЭР на единицу работы или единицу продукции создает основу для оценки потребности в энергетических ресурсах отдельных предприятий, дорог и отрасли в целом, а также является пер-

вичной технической базой планирования энергоснабжения.

Действовавшая на сети дорог отраслевая методика нормирования расходов тепла и топлива для стационарных установок была утверждена в 1975 году и до недавнего времени не пересматривалась. В ней устарел перечень эксплуатирующихся на сети котельных установок, за прошедшее время изменились ГОСТы по качеству поставляемого топлива, введены в действие новые СНиПы на отопление и горячее водоснабжение, отсутствуют отопительные характеристики зданий, построенных из современных материалов, а также веса подвергаемых очистке деталей при ремонте для обновленного парка подвижного состава.

В течение 2001–2002 годов ВНИИЖТ переработал данную методику. Так, в конце 2001 года были утверждены нормы расхода тепловой энергии и топлива для отопительно-производственных котельных, отопления служебных и жилых зданий, горячего водоснабжения; в конце 2002 года — нормы расхода для технологических потребителей тепловой энергии и топлива, а также нормы расхода тепловой энергии по видам ремонта подвижного состава.

Одновременно с переработкой норм разра-

батывается электронная версия по всем вышеперечисленным методикам с учетом требований, предъявляемых пользователями предприятий. При этом неэффективно создавать отдельную программу для каждого информационного раздела, так как многие из них используют зачастую одну и ту же нормативно-справочную информацию. Было принято решение разработать автоматизированное рабочее место – АРМ «Стационарная энергетика», в состав которого входила бы не только нормативная база по тепловой энергии и топливу, но также и аналогичные разработки, связанные со стационарной нетяговой электроэнергетикой – освещение, станочный парк и т. д., по различным службам МПС (служба Т – служба локомотивного хозяйства, служба В – служба вагонного хозяйства и т. д.).

Основные требования, которые учитывались при разработке АРМ, следующие:

- строгое соответствие нормативно-справочной информации ранее утвержденным документам;

- проведение расчетов инженерами без специальной теплотехнической подготовки;

- минимум исходных данных;

- возможность проводить варианты расчеты или моделирование базовых показателей расчета, например, при изменении технического состояния эксплуатируемого оборудования (модернизация, естественное старение и т. п.), для анализа динамики расходов ТЭР;

- увеличение уровня информационного обслуживания пользователей за счет ведения нормативно-справочной базы.

АРМ «Стационарная энергетика» предназначено для работы как в виде программного комплекса, так и в виде набора отдельных программных модулей, реализующих отдельные функции. Структура разрабатываемого АРМ приведена на рис. 1.

Каждый программный модуль реализует расчет норм расхода ТЭР для соответствующего раздела:

1. Нормирование расходов тепловой энергии и топлива:

- для котельных;
- в тепловые сети;
- на отопление и вентиляцию зданий;
- на горячее водоснабжение.

2. Нормирование расходов тепловой энергии и топлива для технологических стационарных установок:

- сушки лесоматериалов;
- сушки песка;
- моечных машин различных типов;
- разогрева мазута;
- промывочно-пропарочных станций;

- на наружную обмывку подвижного состава;
- новых теплогенерирующих установок.

3. Нормирование расходов тепловой энергии и топлива по видам ремонта подвижного состава.

4. Нормирование расходов электрической энергии для предприятий по службам.

В дальнейшем предполагается разработать электронную версию энергетического паспорта, в котором максимально должны быть отражены состав и режим эксплуатации энергетического оборудования, действующего на предприятии. При этом информация об оборудовании используется другими программными модулями, и, как правило, этих данных достаточно для расчета норм и вывода на печать полученного результата.

В качестве прикладной программы на настоящем этапе предлагается программа определения стоимости отпущенной тепловой энергии. В дальнейшем предполагается разработать другие прикладные программы, например, расчет норм на освещение служебных зданий и сооружений и ряд других.

В качестве примера рассмотрим нормирование работы котельной пансионата «Березовая роща», находящегося на балансе Московской железной дороги.

Предварительно было произведено энергетическое обследование, в результате которого установлено следующее:

- в котельной пансионата работают два котла ДКВР 10/13, эксплуатирующиеся круглый год, так как они обеспечивают отоплением и горячим водоснабжением как сам пансионат, так и жилой массив, расположенный рядом;

- длина магистральных тепловых сетей, находящихся на балансе пансионата, равна 1 633 м (диаметр – от 150 до 300 мм);

- в качестве топлива используется природный газ;

- расчетная тепловая нагрузка составляет 15 000 Гкал/год. При этом, по данным бухгалтерии, расход природного газа – 3 183 159 м³ (3 628 тыс. т. у. т.);

- средние зимняя и летняя температуры наружного воздуха близки к значениям СНиП.

После загрузки из основного окна АРМ программного модуля «Котельная» активизируется окно ввода исходных данных для расчета норм расхода топлива для котельной (рис. 2).

Предварительно для каждого объекта заполняются «Сведения о предприятии», которые включают в себя как наименование предприятия, так и должности руководителя и ответственных лиц с расшифровкой фамилий. После этого можно переходить к «Нормированию топлива производственно-отопительными котельными». Заполнить соответствующие поля ввода, а именно: продол-

жительность нормируемого периода, значение КПД котлов, величину поверхности нагрева; выбрав вид топлива, режим загрузки котлоагрегатов, общее количество тепловой энергии, потребное получателю и ряд других значений, можно, нажав на кнопку «Результаты расчета», получить выходную форму (**рис. 3**).

Однако надо принять во внимание, что в нашем случае котельная не только генерирует тепловую энергию, но и является предприятием-поставщиком, то есть само транспортирует энергию до потребителя.

Перейдя на главное окно АРМ и активизировав кнопку «Тепловые сети», мы получим окно ввода данных по расчету норм потерь в тепловых сетях.

Аналогично следует заполнить сведения о предприятии. При этом необходимо учитывать, что программа рассчитывает потери теплоты для каждого сезона отдельно. В нашем случае сеть 1 со-

ответствует зимнему периоду, а сеть 2 – летнему; результат будет суммирован.

После ввода в соответствующие поля температурного графика, протяженности и диаметра трубопроводов, нагрузки и т. д. можно аналогично подсчитать нормативные потери тепловой энергии в теплотрассе. Результаты расчета приведены на **рис. 4**.

Пересчитав 2 388,41 Гкал в т. у. т. (341,1) и прибавив их к норме расхода топлива котельными (2 507,45), получим значение нормативного расхода топлива, необходимого для обеспечения пансионата и жилого массива в требуемом количестве тепловой энергии – 2 848,55 т. у. т. Простой подсчет позволяет установить, что на данном предприятии перерасход топлива составляет около 27%, ($3\ 628 / 2\ 848,55 = 1,273$), что обусловлено в первую очередь изношенностью основных фондов в котельной и тепловых сетях.



Рис. 1. Структура АРМ



Рис. 2. Расчет норм расхода топлива производственно-отопительными котельными



Рис. 3. Выходная форма по нормированию расхода топлива котельными

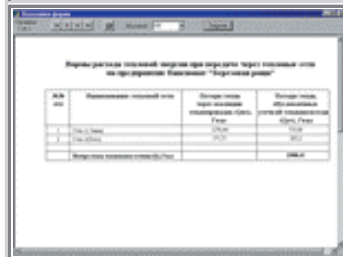


Рис. 4. Выходная форма по нормированию потерь в тепловых сетях

ТИПОВАЯ ИНСТРУКЦИЯ
ПО ОХРАНЕ ТРУДА ДЛЯ ЭЛЕКТРОМОНТЕРОВ
ПО РЕМОНТУ И ОБСЛУЖИВАНИЮ
ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ ГРУЗОПОДЪЕМНЫХ МАШИН
ТИ Р М 016-2000

УТВЕРЖДЕНА
заместителем министра труда и социального развития
Российской Федерации В.А. Январевым 17 марта 2000 г.

1. Общие требования безопасности

1.1. К выполнению работ электромонтера по ремонту и обслуживанию электрооборудования грузоподъемных машин допускаются лица не моложе 18 лет, прошедшие медицинское освидетельствование, обученные по соответствующей программе и аттестованные квалификационной комиссией, а также получившие инструктаж по безопасным методам работы непосредственно на рабочем месте с оформлением в журнале регистрации инструктажа.

1.2. Электромонтер, допущенный к ремонту и обслуживанию грузоподъемных машин, должен иметь группу по электробезопасности не ниже III.

1.3. Аттестованному электромонтеру выдается удостоверение на право ремонта и обслуживания электрооборудования грузоподъемных машин за подписью председателя комиссии, скрепленное гербовой печатью.

1.4. Допуск к работе электромонтера по ремонту и обслуживанию грузоподъемных машин оформляется приказом по предприятию (цеху, участку) после выдачи на руки удостоверения и инструкции по охране труда.

1.5. Повторная проверка знаний электромонтера, производящего ремонт и обслуживание грузоподъемных машин, производится:

периодически, не реже одного раза в 12 месяцев;

при переходе с одного предприятия на другое;

по требованию лица, ответственного по надзору за грузоподъемными машинами на предприятии, или инспектора Госгортехнадзора. Проверка знаний производится в объеме инструкции по охране труда, соответствующих разделов Правил техники безопаснос-

ти при эксплуатации электроустановок потребителей и Правил устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов.

1.6. Электромонтер, допущенный к самостоятельной работе по ремонту и обслуживанию электрооборудования грузоподъемных машин, должен знать:

инструкцию по охране труда для электромонтеров об обслуживании общепроизводственного электрооборудования напряжением до 1000 В;

основные положения общей электротехники;

назначение, устройство и принцип действия узлов, механизмов и электрооборудования грузоподъемных машин;

электрические схемы, закрепленные для обслуживания грузоподъемных машин;

соответствующие разделы Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей и Правил устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов;

основные причины повреждений и аварий на электрооборудовании грузоподъемных машин, уметь находить и устранять их.

1.7. Электромонтер обязан соблюдать правила внутреннего трудового распорядка предприятия.

Курить в производственных и вспомогательных помещениях и на территории предприятия разрешается только в специально отведенных для этой цели местах.

1.8. При проведении работ на электромонтера могут воздействовать следующие опасные и вредные производственные факторы:

шум и вибрация от работающих механизмов;

электрический ток;

производственный микроклимат.

1.9. Электромонтер должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты:

комбинезоном хлопчатобумажным;
перчатками диэлектрическими;
галошами диэлектрическими.

1.10. Электромонтер, допущенный к самостоятельной работе по ремонту и обслуживанию электрооборудования грузоподъемных машин, должен производить:

осмотр и ремонт электрооборудования грузоподъемных машин;

подготовку электрооборудования грузоподъемных машин к техническому освидетельствованию.

1.11. Электромонтер по ремонту и обслуживанию грузоподъемных машин должен знать и соблюдать правила личной гигиены.

1.12. Электромонтер по ремонту и обслуживанию грузоподъемных машин должен уметь оказать пострадавшему первую (доврачебную) помощь при несчастном случае.

1.13. В случае возникновения в процессе работы каких-либо вопросов, связанных с ее безопасным выполнением, необходимо обратиться к лицу, ответственному за безопасное производство работ.

1.14. Обученный и аттестованный электромонтер по ремонту и обслуживанию электрооборудования грузоподъемных машин несет полную ответственность за нарушение требований настоящей инструкции согласно действующему законодательству.

2. Требования безопасности перед началом работы

2.1. Прежде чем приступить к работе, электромонтер должен ознакомиться с записями в оперативном журнале, принять от электромонтера, сдавшего смену, утвержденную энергетиком техническую документацию, защитные средства по технике безопасности, сделать запись о принятии смены в оперативном журнале и расписаться.

2.2. Убедиться в достаточном освещении рабочего места.

2.3. Привести в порядок рабочее место, убрать все предметы, которые могут помешать безопасной работе.

2.4. Надеть полагающуюся спецодежду, подготовить исправные и испытанные индивидуальные средства защиты (диэлектрические перчатки, галоши).

2.5. Обо всех замеченных недостатках на рабочем месте поставить в известность мастера или руководителя работ и до их указаний к работе не приступать.

3. Требования безопасности перед началом работы при техническом обслуживании между ремонтами

3.1. Работы, проводимые по устранению неисправностей электрооборудования грузоподъемных машин по заявкам машинистов и не электротехнического персонала, и осмотры в отношении безопасности их выполнения подразделяются:

на работы, выполняемые в порядке текущей эксплуатации, с записью в оперативном журнале;

работы, выполняемые по распоряжению лиц административно-технического персонала, имеющих группу по электробезопасности не ниже IV, с записью в оперативном журнале.

В порядке текущей эксплуатации – дежурному электромонтеру по обслуживанию электрооборудования грузоподъемных машин разрешается в присутствии машиниста (крановщика), имеющего группу по электробезопасности II, произвести следующие работы:

осмотр электрооборудования;
замену перегоревших ламп и плавких вставок;

ремонт и замену электроаппаратов, расположенных в кабине машиниста (крановщика);

проверку исправности работы приборов и устройств безопасности, освещения, сигнализации и блокировки, за исключением приборов сигнализации о наличии напряжения на главных троллеях.

3.2. Электромонтер, получив заявку от машиниста (крановщика), должен сделать запись в оперативном журнале, указав дату и время поступления заявки, фамилию и должность давшего заявку, содержание заявки и время начала работы.

После устранения обнаруженных неисправностей необходимо в том же журнале сделать запись о содержании выполненных работ и времени их окончания.

Одновременно делается запись об устранении неисправностей в вахтенном журнале машиниста (крановщика).

3.3. При обнаружении неисправностей, не относящихся к перечню работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации, дежурный электромонтер должен доложить старшему по смене об обнаруженных недостатках.

3.4. Работы, выполняемые по распоряжению, с записью в оперативном журнале: замена сгоревших электродвигателей; замена электромагнитных катушек и тормозов;

регулировка концевых выключателей; проведение периодических осмотров.

3.5. Выполнение работ по распоряжению должно производиться двумя лицами, имеющими группу по электробезопасности не ниже III, с полным снятием напряжения, с выполнением необходимых организационных и технических мероприятий согласно требованиям Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей с записью в оперативном журнале.

3.6. Лицо, дающее распоряжение, должно определить состав бригады, производителя работ и организовать допуск бригады к работе.

3.7. При всех видах ремонта и осмотрах электрооборудования крана, находящегося между двумя работающими кранами, должен оформляться наряд-допуск с оформлением записей в вахтенных журналах всех кранов данного пролета.

3.8. Периодический осмотр электрооборудования грузоподъемных машин имеет цель выявить и устранить возможные неисправности в электрооборудовании, приборах и устройствах безопасности, в силовых цепях, цепях управления, сигнализации, проверить исправность защитных средств по технике безопасности и средств пожаротушения и подтвердить в журнале периодических осмотров, что электрооборудование грузоподъемных машин находится в исправном состоянии.

3.9. При проведении осмотра электрооборудования кранов регулировка и включение механизмов должны производиться по сигналу лица, осуществляющего осмотр.

3.10. При передвижении моста крана лица, производящие осмотр и устранение неисправностей электрооборудования крана, должны находиться в кабине или на настиле моста, при этом следует остерегаться задевания за выступающие части перекрытия, колонны, арматуру.

3.11. При выходе на настил галереи крана рубильник в кабине машиниста должен быть отключен и на его приводе вывешен плакат: «Не включать! Работают люди». Снимать плакат – только по распоряжению оперативного персонала.

3.12. При проведении осмотра и устранении неисправностей электрооборудования крана необходимо соблюдать все меры предосторожности, применять необходимые исправные и испытанные защитные средства.

3.13. По окончании ремонта и осмотра все снятые ограждения на электрооборудовании и на электроаппаратах должны быть поставлены на место и укреплены.

3.14. Результаты осмотра по каждому крану в отдельности должны быть записаны в журнале периодических осмотров с указанием даты, времени осмотра, краткого содержания выявленных и устраненных недостатков и должна быть подпись лица, производящего ремонт.

3.15. При устранении неисправностей, регулировке и осмотрах электрооборудования крана запрещается:

входить на кран и сходить с него во время его движения;

выходить на крановые пути, ходить по крановым путям, перелезать с одного крана на другой;

производить регулировку тормоза механизма при поднятом грузе, а также устанавливать приспособления для растормаживания тормоза вручную;

оставлять на настиле галереи или на тележке инструмент, а также незакрепленное оборудование и детали;

сбрасывать инструмент, материалы и запасные части с крана.

3.16. Для переносного электроинструмента и переносных ламп применять безопасное напряжение не выше 36 В.

3.17. При выполнении всех работ электромонтер должен изъять у крановщика ключ-марку в порядке, установленном на предприятии по применению ключ-марочной системы.

При плановом ремонте

3.18. Вывод крана в ремонт должен производиться лицом, ответственным за содержание грузоподъемных машин в исправном состоянии, в соответствии с графиком планового ремонта с оформлением наряда для работы в электроустановках.

Наряд выдается лицами электротехнического персонала участка, уполномоченными распоряжением главного энергетика предприятия.

В строках наряда «Отдельные указания» фиксируются дополнительные меры безопасности, связанные с работой на высоте, по предупреждению наезда работающих кранов на ремонтируемый, выхода ремонтного персонала на крановые пути действующих кранов и т.п. Оформленный наряд за день до начала ремонта передается лицу, ответственному за содержание грузоподъемных машин в исправном состоянии, который подписью разрешает работу, указанную в строках «Отдельные указания» наряда, и возвращает его лицу, выдавшему наряд.

Лицо, ответственное за содержание грузоподъемных машин в исправном состоянии, до начала ремонта обязано сделать в вахтенном журнале машиниста (крановщика) ремонтируемого крана запись следующего содержания: «Разрешаю производителю работ тов. _____ произвести ремонт электрооборудования крана № ___ по _____ виду ремонта с ___ ч ___ мин ___ числа ___ месяца ___ года ___ до ___ ч ___ мин ___ числа ___ месяца ___ года» и подписаться.

3.19. В наряде для работы в электроустройствах должны быть указаны состав бригады, производитель работ, допускающий к работе, лицо, выдающее наряд; необходимые технические мероприятия, обеспечивающие безопасность работ при ремонте электрооборудования крана; дата и время начала работ, допуск бригады и окончание работ.

3.20. Допуск бригады к ремонту электрооборудования крана производится лицом оперативного персонала на основании наряда для работы в электроустановках и разрешения лица, ответственного за содержание грузоподъемных машин в исправном состоянии. Допускающий делает запись в оперативном журнале службы энергетика с оформлением соответствующих граф в наряде и осуществляет допуск бригады на кран.

3.21. Для обеспечения безопасности при проведении ремонта электрооборудования крана необходимо поставить его на ремонтную площадку, произвести необходимые отключения, привод рубильника закрыть на замок, вывесить предупредительные плакаты по технике безопасности, установить переносное заземление и сделать ограждение под ремонтной площадкой.

3.22. Ремонт электрооборудования кра-

на может производиться электромонтерами, имеющими удостоверение на право ремонта и обслуживания грузоподъемных машин, не менее двух человек с группой по электробезопасности не ниже III.

3.23. Не допускать на кран посторонних лиц. Запрещается выход на крановые пути без оформления специального разрешения.

3.24. По окончании ремонта и закрытия наряда лицо, ответственное за содержание грузоподъемных машин в исправном состоянии, производит проверку готовности крана к работе, делает запись в вахтенном журнале крана: «Разрешаю работу крана с ___ ч ___ мин ___ числа ___ месяца ___ года» за своей подписью.

4. Требования безопасности в аварийных ситуациях

4.1. При несчастном случае пострадавший или очевидец, бывший при этом, обязан немедленно известить мастера или начальника участка, которые должны организовать оказание первой (доврачебной) помощи пострадавшему и направить его в лечебное учреждение. При тяжелом несчастном случае немедленно вызвать «скорую помощь» и известить администрацию.

4.2. Устранение неисправностей электрооборудования грузоподъемных машин должно производиться только при отключении крана от питающей сети.

5. Требования безопасности по окончании работы

5.1. По окончании смены или работы электромонтер должен:

- привести в порядок рабочее место;
- убрать детали, материалы, электроаппаратуру и инструмент;
- привести в порядок электросхемы и другую техническую документацию;
- сделать запись в оперативном журнале о техническом состоянии электрооборудования грузоподъемных машин на закрепленном участке;

сдать электромонтеру, принимающему смену, утвержденную энергетиком цеха (участка) техническую документацию, защитные средства по технике безопасности, сделать запись о сдаче смены в оперативном журнале и поставить подпись о сдаче смены.

ПРАВИТЕЛЬСТВО РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ПОСТАНОВЛЕНИЕ
от 24 октября 2003 г. № 643

«О ПРАВИЛАХ ОПТОВОГО РЫНКА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ (МОЩНОСТИ) ПЕРЕХОДНОГО ПЕРИОДА»

В соответствии со статьей 6 Федерального закона «Об особенностях функционирования электроэнергетики в переходный период и о внесении изменений в некоторые законодательные акты Российской Федерации и признании утратившими силу некоторых законодательных актов Российской Федерации в связи с принятием Федерального закона «Об электроэнергетике» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2003, № 13, ст. 1178) Правительство Российской Федерации постановляет:

1. Утвердить прилагаемые Правила оптового рынка электрической энергии (мощности) переходного периода (далее именуются – Правила).

2. Определить ценовую зону оптового рынка электрической энергии (мощности) переходного периода, объединяющую территории субъектов Российской Федерации согласно Приложению, в границах которой всем субъектам электроэнергетики предоставляется право осуществления купли-продажи электрической энергии по свободным (нерегулируемым) ценам в порядке, установленном Правилами.

3. Федеральной энергетической комиссии Российской Федерации:

утвердить в 2-недельный срок методику расчета стоимости отклонения объемов фактического производства (потребления) электрической энергии участниками оптового рынка от объемов их планового почасового производства (потребления), основанной на тарифах на электрическую энергию (мощность) и увеличенной (уменьшенной) в зависимости от причины отклонения;

установить в 3-месячный срок тарифы на электрическую энергию, продаваемую на оптовом рынке электрической энергии (мощности), для каждой электростанции, принадлежащей акционерным обществам энергетики и электрификации и удовлетворяющей требованиям, предъявляемым к участникам оптового рынка электрической энергии (мощности);

утвердить совместно с Министерством экономического развития и торговли Российской Федерации и Министерством энергетики Российской Федерации перечень поставщиков электрической энергии, расходы на содержание генерирующей мощности которых оплачиваются в полном объеме покупателями, получившими право приобретать электрическую энергию (мощность) на оптовом рынке по установленным тарифам.

4. Министерству экономического развития и торговли Российской Федерации совместно с Министерством энергетики Российской Федерации, Федеральной энергетической комиссией Российской Федера-

ции, Министерством Российской Федерации по атомной энергии, Министерством Российской Федерации по антимонопольной политике и поддержке предпринимательства и с участием Российского акционерного общества «ЕЭС России», федерального государственного унитарного предприятия «Российский государственный концерн по производству электрической и тепловой энергии на атомных станциях» и некоммерческого партнерства «Администратор торговой системы оптового рынка электроэнергии Единой энергетической системы» провести до 1 августа 2004 г. анализ эффективности функционирования оптового рынка электрической энергии (мощности) и представить в Правительство Российской Федерации его результаты, а также предложения о необходимости внесения изменений в Правила в целях дальнейшей либерализации оптового рынка электрической энергии (мощности), повышения конкуренции на оптовом рынке, увеличения числа ценовых зон оптового рынка электрической энергии (мощности) и уточнения их состава.

5. Установить, что до 1 января 2004 г. сохраняется действующий порядок расчетов за генерирующую мощность поставщиков электрической энергии (мощности). В указанный период в пунктах 18, 29 и 56 Правил в части порядка оплаты электрической энергии, генерирующей мощности, услуг по резервированию генерирующей мощности вместо тарифов на электрическую энергию с учетом мощности и цен на электрическую энергию и на мощность в регулируемом секторе применяются действующие тарифы на электрическую энергию, утвержденные для участника регулируемого сектора оптового рынка, а пункт 74 не применяется.

6. Установить, что для подготовки субъектов оптового рынка электрической энергии (мощности) переходного периода к участию в секторе отклонений объемы отклонений фактического производства (потребления) электрической энергии участниками оптового рынка от объемов их планового почасового производства (потребления) определяются до 1 января 2004 г. суммарно за расчетный период, а предусмотренные разделом XI Правил коэффициенты для расчета стоимости отклонений применяются с 1 декабря 2003 г.

7. Настоящее Постановление вступает в силу с 1 ноября 2003 г.

Председатель Правительства
Российской Федерации
М. КАСЬЯНОВ

Утверждены
Постановлением Правительства
Российской Федерации
от 24 октября 2003 г. № 643

ПРАВИЛА ОПТОВОГО РЫНКА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ (МОЩНОСТИ) ПЕРЕХОДНОГО ПЕРИОДА

I. Общие положения

1. Настоящие Правила в соответствии со статьей 6 Федерального закона «Об особенностях функционирования электроэнергетики в переходный период и о внесении изменений в некоторые законодательные акты Российской Федерации и признании утратившими силу некоторых законодательных актов Российской Федерации в связи с принятием Федерального закона «Об электроэнергетике» устанавливают правовые основы функционирования оптового рынка электрической энергии (мощности) (далее именуется – оптовый рынок) в течение переходного периода реформирования электроэнергетики (далее именуется – переходный период) в пределах ценовых зон, определяемых Правительством Российской Федерации. В течение переходного периода на оптовом рынке осуществляется торговля электрической энергией и мощностью в объемах, определяемых по результатам функционирования:

регулируемого сектора, в котором осуществляется оптовая торговля частью объемов электрической энергии и мощности по тарифам, утверждаемым федеральным органом исполнительной власти по регулированию естественных монополий в порядке, установленном Федеральным законом «О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации». Система отношений между субъектами оптового рынка в рамках регулируемого сектора, связанная с обращением электрической энергии в объемах, соответствующих разнице между объемами ее фактического и запланированного производства (потребления), для целей настоящих Правил именуется сектором отклонений;

сектора свободной торговли, в котором осуществляется оптовая торговля частью объемов электрической энергии в форме заключения и исполнения двусторонних договоров купли-продажи и в форме отбора ценовых заявок покупателей и продавцов по свободным (нерегулируемым) ценам.

2. В настоящих Правилах используются следующие основные понятия:

а) «участники оптового рынка» – поставщики электрической энергии и мощности (генерирующие компании) и покупатели электрической энергии и мощности (энергосбытовые организации, крупные потребители электрической энергии, гарантирующие поставщики), получившие статус субъектов оптового рынка;

б) «участник регулируемого сектора» – участник оптового рынка, получивший право участвовать в отношениях, связанных с обращением электрической энергии и мощности в регулируемом секторе;

в) «участник сектора свободной торговли» – участник оптового рынка, получивший право участвовать в отношениях, связанных с обращением электрической энергии в секторе свободной торговли, в соответствии с настоящими Правилами и договором о присоединении к торговой системе оптового рынка;

г) «собственное плановое почасовое потребление» – суммарные объемы собственного потребления электрической энергии участником оптового рынка и потребления обслуживаемыми им на розничном рынке потребителями, не являющимися участниками оптового рынка (при наличии таковых), запланированные на каждый час соответствующих суток;

д) «плановое почасовое потребление» – сумма собственного планового почасового потребления электрической энергии участником оптового рынка и собственного планового почасового потребления обслуживаемыми им на розничном рынке участниками сектора свободной торговли (при наличии таковых), определяемая на каждый час соответствующих суток в каждой точке поставки участника оптового рынка;

е) «плановое почасовое производство» – объемы производства участником оптового рынка электрической энергии, запланированные на каждый час соответствующих суток, определенные в порядке, установленном настоящими Правилами и договором о присоединении к торговой системе оптового рынка;

ж) «плановые объемы продажи (покупки)» – объемы электрической энергии, проданные (куп-

ленные) в секторе свободной торговли, являющиеся частью планового почасового производства (потребления);

з) «плановые объемы сектора свободной торговли» – определенные по результатам конкурентного отбора ценовых заявок плановые объемы покупки и плановые объемы продажи электрической энергии;

и) «отклонение» – объем электрической энергии, определяемый как разница между объемами ее фактического производства (потребления) и планового производства (потребления) участником оптового рынка в соответствующий час суток;

к) «ценовая заявка» – оформленный в соответствии с настоящими Правилами и договором о присоединении к торговой системе оптового рынка документ, отражающий намерение участника сектора свободной торговли купить или продать в определенной точке (группе точек) поставки электрическую энергию и устанавливающий планируемые объемы электрической энергии на каждый час суток, с указанием предлагаемых для каждого из планируемых объемов цен покупки (продажи);

л) «ценопринимая заявка» – ценовая заявка участника сектора свободной торговли, отражающая намерение данного участника продать (купить) указанный в заявке объем электрической энергии по сложившейся в результате конкурентного отбора ценовых заявок равновесной цене;

м) «конкурентный отбор ценовых заявок» – процедура отбора ценовых заявок покупателей и ценовых заявок продавцов по фактору минимальных цен на электрическую энергию;

н) «расчетный период» – единый для всех участников оптового рынка период времени, установленный договором о присоединении к торговой системе оптового рынка для определения размеров обязательств по оплате электрической энергии (мощности);

о) «коммерческий учет» – система измерений объемов фактического производства и потребления электрической энергии (мощности) на оптовом рынке и сбора информации о них;

п) «точка поставки» – место в электрической сети, определяемое для каждого участника оптового рынка системным оператором и администратором торговой системы по согласованию с сетевыми компаниями и указанным участником оптового рынка и используемое для определения и исполнения участником оптового рынка обязательств по договорам купли-продажи электрической энергии и владельцем объектов электросетевого хозяйства обязательств по оплате потерь электрической энергии;

р) «группа точек поставки» – определяемая

системным оператором и администратором торговой системы совокупность нескольких точек поставки участника оптового рынка, относящаяся к одному узлу расчетной модели и (или) к единому технологически неделимому энергетическому объекту;

с) «системные ограничения» – предельно допустимые значения технологических параметров функционирования Единой энергетической системы России (далее именуется – ЕЭС России);

т) «вынужденный режим» – технологические параметры работы генерирующих мощностей в теплофикационном режиме, системных генераторов, атомных электростанций, а также гидроэлектростанций в условиях технологического пропуска воды;

у) «расчетная модель» – описание электроэнергетической системы, предназначенное для построения математической модели процесса производства, передачи и потребления электрической энергии, с помощью которой рассчитываются реализуемые в этой электроэнергетической системе объемы производства и потребления электрической энергии и соответствующие им равновесные цены;

ф) «узел расчетной модели» – составная часть расчетной модели, соответствующая соединениям электрических сетей, описанных в расчетной модели, и местам присоединения к ним потребляющих и (или) генерирующих объектов (при этом каждый генерирующий объект, присоединенный к сетям высокого напряжения, описывается в расчетной модели отдельно).

II. Основные принципы организации оптовой торговли электрической энергией в переходный период

3. Организация функционирования оптового рынка переходного периода основывается на самостоятельном определении покупателями – участниками оптового рынка собственного планового почасового потребления. Участники оптового рынка заявляют системному оператору о собственном плановом почасовом потреблении в порядке, установленном договором о присоединении к торговой системе оптового рынка, по каждой точке (группе точек) поставки.

4. Исходя из заявленных участниками оптового рынка объемов собственного планового почасового потребления, сводного прогнозного баланса производства и поставок электрической энергии (мощности), тарифов на электрическую энергию, продаваемую производителями на оптовом рынке, системный оператор составляет предварительный почасовой диспетчерский график производства и потребления электрической

энергии участниками оптового рынка на предстоящие сутки (далее именуется – предварительный диспетчерский график). Указанный график описывает реализуемый режим работы ЕЭС России и включает в себя такие почасовые объемы производства электрической энергии всеми участниками оптового рынка, которые обеспечивают заявленное ими собственное плановое почасовое потребление, с учетом системных ограничений, потерь электрической энергии в электрических сетях, требований по поддержанию резервов мощности, нормативов по резервам мощности в ЕЭС России.

Учитывая особенности технологических режимов работы гидроэлектростанций, обуславливающие необходимость использования производства электрической энергии на гидроэлектростанциях в целях частотного регулирования функционирования ЕЭС России, системный оператор устанавливает максимальный почасовой объем производства электрической энергии на гидроэлектростанциях. Указанный объем учитывается при торговле электрической энергией в секторе свободной торговли и обеспечивает возможность продажи в этом секторе в течение суток суммарно 15 процентов объема электрической энергии, запланированного в предварительном диспетчерском графике.

На основании предварительного диспетчерского графика и по результатам конкурентного отбора ценовых заявок в секторе свободной торговли администратор торговой системы определяет плановое почасовое производство каждого участника оптового рынка, которое сообщается каждому участнику не позднее дня, предшествующего дню фактической поставки электрической энергии.

Администратор торговой системы в своей деятельности руководствуется принципом минимизации стоимости электрической энергии для потребителей, с учетом системных ограничений, потерь и стоимости функционирования системы.

5. Оптовая торговля электрической энергией в секторе свободной торговли основывается на принципах конкуренции и свободы выбора субъектами оптового рынка порядка купли-продажи электрической энергии с использованием следующих механизмов ценообразования:

свободное определение цен и объемов поставки электрической энергии в рамках двусторонних договоров купли-продажи электрической энергии (далее именуются – двусторонние договоры), заключаемых участниками сектора свободной торговли в соответствии с настоящими Правилами и договором о присоединении к торговой системе оптового рынка;

механизм, основанный на конкурентном отборе ценовых заявок участников сектора свобод-

ной торговли, обеспечивающий установление свободных цен, уравнивающих спрос и предложение электрической энергии (далее именуется – равновесные цены).

6. В секторе свободной торговли обеспечиваются равные права для всех его участников со следующими ограничениями:

каждый поставщик вправе продавать каждый час объем электрической энергии, не превышающий объем, производимый в каждой точке (группе точек) поставки с использованием 15 процентов установленной (рабочей) мощности генерирующего оборудования, принадлежащего ему на праве собственности или на ином законном основании, с учетом выбранного системным оператором при составлении предварительного диспетчерского графика состава работающего генерирующего оборудования, а также с учетом положений пункта 4 настоящих Правил, касающихся максимального производства электрической энергии на гидроэлектростанциях;

каждый покупатель вправе приобретать до 30 процентов собственного планового почасового потребления.

7. Оптовая торговля электрической энергией и мощностью в регулируемом секторе производится по тарифам, установленным федеральным органом исполнительной власти по регулированию естественных монополий.

8. Каждый поставщик – участник регулируемого сектора продает в регулируемом секторе (без учета сектора отклонений) не менее 85 процентов объема электрической энергии (мощности), запланированного в предварительном диспетчерском графике в отношении каждого генерирующего объекта, удовлетворяющего требованиям пункта 14 настоящих Правил. Для участников регулируемого сектора, осуществляющих поставку (покупку) электрической энергии в этом секторе и на розничном рынке в отношении одной и той же точки (группы точек) поставки, применяются положения раздела XII настоящих Правил.

Если минимально возможный по технологическим ограничениям объем производства электрической энергии или объем производства электрической энергии в вынужденном режиме превышает указанные 85 процентов, то этот объем электрической энергии реализуется в секторе свободной торговли по равновесной цене или в регулируемом секторе (без учета сектора отклонений) по тарифам, установленным федеральным органом исполнительной власти по регулированию естественных монополий.

9. Участник сектора свободной торговли, не являющийся участником регулируемого сектора, покупает электрическую энергию в объеме, равном разнице между собственным плановым почас-

совым потреблением и объемом электрической энергии, приобретенным в секторе свободной торговли, вне оптового рынка (на розничном рынке), в том числе у энергосбытовых и энергоснабжающих организаций, а также гарантирующих поставщиков электрической энергии.

Не допускается дифференциация тарифов на электрическую энергию (мощность) для покупателей в зависимости от их участия в секторе свободной торговли.

10. Объем электрической энергии, приобретаемый в регулируемом секторе (без учета сектора отклонений) каждым его участником, определяется как разница между плановым почасовым потреблением этого участника и суммой объемов покупки электрической энергии в секторе свободной торговли этим участником и обслуживаемыми им на розничном рынке участниками сектора свободной торговли в соответствующих группах точек поставки.

11. Стоимость отклонений определяется в порядке, установленном настоящими Правилами, на основе тарифов, утвержденных федеральным органом исполнительной власти по регулированию естественных монополий.

12. Системный оператор управляет технологическими режимами работы объектов электроэнергетики на основе планового почасового производства и заявленного участниками оптового рынка собственного планового почасового потребления. В случае отклонения значений параметров надежности функционирования ЕЭС России и качества электрической энергии от установленных системный оператор изменяет технологические режимы работы объектов электроэнергетики, исходя из требований минимизации совокупной стоимости отклонений.

13. В случае возникновения аварийной ситуации окончательный расчет стоимости отклонений производится с учетом определенной в установленном порядке причины возникновения такой ситуации.

III. Порядок получения статуса субъекта оптового рынка – участника обращения электрической энергии на оптовом рынке

14. Поставщики и покупатели электрической энергии получают статус субъекта оптового рынка – участника обращения электрической энергии на оптовом рынке при выполнении ими следующих требований:

а) соответствие количественным характеристикам, применяемым к объектам, в отношении которых заявитель планирует участие в оптовом рынке:

- поставщик электрической энергии владе-

ет на праве собственности или на ином законном основании генерирующим оборудованием, установленная генерирующая мощность которого в совокупности равна или превышает 25 МВт и в каждой предполагаемой точке поставки электрической энергии составляет не менее 5 МВт;

- потребитель электрической энергии владеет на праве собственности или на ином законном основании энергопринимающим оборудованием, суммарная присоединенная мощность которого равна или превышает 20 МВА и в каждой группе точек поставки соответствует минимальному значению совокупной присоединенной мощности или превышает его;

- энергосбытовая или энергоснабжающая организации имеют по совокупности заключенных с потребителями договоров суммарную присоединенную мощность энергопринимающего оборудования не менее 20 МВА при условии, что в каждой группе точек поставки она соответствует минимальному значению совокупной присоединенной мощности или превышает его.

Минимальное значение совокупной присоединенной мощности определяется федеральным органом исполнительной власти по регулированию естественных монополий.

Указанные в настоящем подпункте количественные характеристики не применяются к гарантирующим поставщикам электрической энергии.

Каждая точка (группа точек) поставки может быть представлена в секторе свободной торговли только одним покупателем и (или) поставщиком.

В отношении организаций, осуществляющих экспортно-импортные операции, указанные количественные характеристики применяются к мощности, передаваемой в точке (группе точек) поставки в соответствии с заключенными этими организациями договорами;

б) выполнение требований технического характера, установленных нормативными правовыми актами и договором о присоединении к торговой системе оптового рынка:

- обеспечение коммерческого учета произведенной (потребленной) на оптовом рынке электрической энергии (мощности);

- обеспечение системы связи, включая систему передачи данных, с системным оператором и администратором торговой системы;

в) наличие заключенного в установленном порядке договора об оказании услуг по передаче электрической энергии.

15. Организации, получившие статус субъекта оптового рынка на основании решений, принятых федеральным органом исполнительной власти по регулированию естественных монополий, до даты вступления в силу настоящих Правил в порядке, установленном Правительством Россий-

ской Федерации, а также федеральное государственное унитарное предприятие «Российский государственный концерн по производству электрической и тепловой энергии на атомных станциях» (далее именуется – концерн «Росэнергоатом») являются участниками регулируемого сектора и имеют право участвовать в отношениях, связанных с обращением электрической энергии в любом из секторов оптового рынка.

В отношении указанных организаций устанавливаются следующие особенности:

количественные характеристики, указанные в пункте 14 настоящих Правил, к ним не применяются;

допускается использование систем коммерческого учета, имеющих у них на дату вступления в силу настоящих Правил. При этом указанные организации обязаны в течение двух лет с даты вступления в силу настоящих Правил привести свои системы коммерческого учета в соответствие с требованиями договора о присоединении к торговой системе оптового рынка. При неисполнении этого требования фактически потребленные покупателями объемы электрической энергии считаются отклонениями и оплачиваются в соответствии с разделом XI настоящих Правил, а заявки поставщиков на включение в плановое почасовое производство как в регулируемом секторе (без учета сектора отклонений), так и в секторе свободной торговли удовлетворяются в последнюю очередь.

16. Акционерные общества, создаваемые в процессе реформирования организаций, указанных в пункте 15 настоящих Правил, с даты их государственной регистрации становятся участниками тех секторов оптового рынка, участником которых являлась соответствующая реформированная организация, в порядке, установленном федеральным органом исполнительной власти по регулированию естественных монополий.

17. Организация становится участником сектора свободной торговли путем заключения договора о присоединении к торговой системе оптового рынка и подлежит включению в реестр субъектов оптового рынка при выполнении установленных в пункте 14 настоящих Правил требований или при соответствии положениям пункта 15 настоящих Правил.

Поставщики и покупатели электрической энергии, в отношении которых администратором торговой системы подтверждено выполнение установленных в пункте 14 настоящих Правил требований, становятся участниками регулируемого сектора на основании решений федерального органа исполнительной власти по регулированию естественных монополий в порядке, установленном Правительством Российской Федерации.

До 1 января 2004 года в пункте 18 в части порядка оплаты электрической энергии, генерирующей мощности, услуг по резервированию генерирующей мощности вместо тарифов на электрическую энергию с учетом мощности и цен на электрическую энергию и на мощность в регулируемом секторе применяются действующие тарифы на электрическую энергию, утвержденные для участника регулируемого сектора оптового рынка (пункт 5 данного документа).

18. Если объема электрической энергии, приобретенного участником сектора свободной торговли в этом секторе, недостаточно для покрытия его собственного планового почасового потребления, он вправе приобрести недостающий объем электрической энергии (мощности) по договору с энергоснабжающей организацией и (или) гарантирующим поставщиком, которые по характеру своей деятельности заключают такие договоры с каждым, кто к ним обратится.

При этом в соответствии с указанным договором энергоснабжающая организация и (или) гарантирующий поставщик обязаны поставить произведенную или купленную для указанного участника электрическую энергию (мощность) в объеме, обеспечивающем его фактическое потребление (включая недостающий объем электрической энергии (мощности), и оказать услуги по передаче электрической энергии в этом объеме, а участник сектора свободной торговли обязан оплатить поставленную энергоснабжающей организацией и (или) гарантирующим поставщиком электрическую энергию (мощность), стоимость отклонений и оказанные ему услуги по соответствующим тарифам, утвержденным в установленном порядке.

Стоимость единицы электрической энергии (мощности), приобретаемой участником сектора свободной торговли вне оптового рынка, определяется исходя из суммы принятых при установлении тарифов стоимости электрической энергии и стоимости мощности, отнесенной к объему потребляемой электрической энергии.

При определении стоимости отклонений участников сектора свободной торговли, не являющихся участниками регулируемого сектора, применяются тарифы на электрическую энергию (мощность), поставляемую энергоснабжающими организациями потребителям, утверждаемые органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов. Указанные тарифы применяются в соответствии с требованиями раздела XI настоящих Правил.

19. В случае нарушения участником сектора свободной торговли требований пункта 14 настоящих Правил (с учетом особенностей, установлен-

ных пунктами 15 и 16 настоящих Правил) администратор торговой системы предупреждает его о необходимости устранения нарушения. За неоднократные нарушения или несоблюдение срока их устранения администратор торговой системы вправе исключить такого участника из реестра участников сектора свободной торговли.

IV. Договор о присоединении к торговой системе оптового рынка

20. Условия договора о присоединении к торговой системе оптового рынка определяются администратором торговой системы в соответствии с настоящими Правилами. Администратор торговой системы и системный оператор подписывают договор о присоединении к торговой системе оптового рынка в целях обеспечения функционирования технологической и коммерческой инфраструктуры оптового рынка.

В соответствии с условиями договора о присоединении к торговой системе оптового рынка администратор торговой системы и системный оператор оказывают услуги участникам оптового рынка и владельцам объектов электросетевого хозяйства. Договором о присоединении также предусматриваются порядок взаимодействия между администратором торговой системы и системным оператором, их права и обязанности. Внесение изменений в договор о присоединении к торговой системе оптового рынка осуществляется в порядке, предусмотренном указанным договором.

21. Договор о присоединении к торговой системе оптового рынка должен включать следующие существенные условия:

а) права и обязанности сторон и порядок их взаимодействия;

б) содержание и порядок оплаты услуг, предоставляемых администратором торговой системы участникам оптового рынка, с учетом требований нормативных правовых актов, регулирующих доступ к услугам администратора торговой системы;

в) содержание и порядок оплаты услуг, предоставляемых системным оператором участникам оптового рынка, с учетом требований нормативных правовых актов, регулирующих доступ к услугам системного оператора;

г) порядок заключения и исполнения договоров купли-продажи электрической энергии на оптовом рынке;

д) взаимную ответственность сторон;

е) основания, условия и порядок внесения в договор изменений и (или) дополнений, включая процедуру рассмотрения соответствующих изменений органами управления администратора торговой системы.

22. Договор о присоединении к торговой системе оптового рынка содержит в том числе:

а) требования к участникам оптового рынка для допуска к торговой системе;

б) порядок допуска участника оптового рынка к торговой системе оптового рынка, включающий:

- процедуру оформления документа для подтверждения соответствия заявителя требованиям, предъявляемым к участникам оптового рынка, с учетом требований нормативных правовых актов, регулирующих доступ к услугам администратора торговой системы;

- процедуру проверки представленных документов;

- порядок заключения договора;

в) порядок утверждения точек (группы точек) поставки и их отнесения к узлам расчетной модели;

г) процедуру подачи заявок участниками оптового рынка, включающую:

- процедуру представления системному оператору заявок в форме уведомления о собственном плановом почасовом потреблении и (или) о готовности генерирующих агрегатов поставщиков к работе и передаче этой информации администратору торговой системы;

- процедуру подачи ценовых заявок администратору торговой системы;

д) процедуру определения размера и порядка обеспечения исполнения договоров купли-продажи электрической энергии участниками оптового рынка;

е) процедуру конкурентного отбора ценовых заявок, определения равновесных цен и объемов электрической энергии в секторе свободной торговли, а также планового почасового производства, включающую:

- порядок взаимодействия администратора торговой системы и системного оператора;

- математическую модель централизованного расчета равновесных цен и объемов электрической энергии в секторе свободной торговли и объемов электрической энергии (мощности) в регулируемом секторе;

- порядок учета двусторонних договоров купли-продажи в секторе свободной торговли;

- перечень информации, предоставляемой участникам оптового рынка системным оператором и администратором торговой системы по результатам торговли электрической энергией на оптовом рынке;

ж) процедуру изменения технологических режимов работы объектов электроэнергетики исходя из требования минимизации совокупной стоимости отклонений, включающую:

- порядок взаимодействия администратора торговой системы и системного оператора для

обеспечения запланированных технологических режимов;

- установление критериев минимизации стоимости отклонений;

- перечень информации о фактических режимах, передаваемой системным оператором администратору торговой системы и участникам оптового рынка;

з) особенности коммерческого учета, касающиеся:

порядка сбора данных коммерческого учета;

порядка расчета фактических объемов производства/потребления электрической энергии и мощности в точках (группах точек) поставки каждого участника за расчетный период;

и) процедуру определения величин и инициатив отклонений в соответствии с требованиями раздела XI настоящих Правил;

к) порядок определения требований и обязательств участников оптового рынка в секторе свободной торговли, регулируемом секторе и секторе отклонений;

л) порядок проведения расчетов на оптовом рынке;

м) порядок внесения изменений в договор;

н) порядок и срок исполнения решения администратора торговой системы по устранению участниками сектора свободной торговли нарушений настоящих Правил, а также порядок исключения их из реестра участников сектора свободной торговли;

о) порядок контроля за соблюдением настоящих Правил, включая контроль за действиями системного оператора;

п) порядок разрешения споров между субъектами оптового рынка, который может предусматривать процедуру досудебного урегулирования споров.

23. В порядке, установленном договором о присоединении к торговой системе оптового рынка или договором купли-продажи электрической энергии в регулируемом секторе, стоимость части неоплаченных объемов электрической энергии, купленных в секторе свободной торговли и (или) регулируемом секторе (без учета сектора отклонений), определяется в соответствии с требованиями раздела XI настоящих Правил для отклонений, произошедших по собственной инициативе участника оптового рынка.

V. Технологическая и коммерческая инфраструктура оптового рынка электрической энергии

24. Участники оптового рынка заключают договоры об оказании услуг по передаче электрической энергии с сетевыми организациями, к

сетям которых они технологически присоединены.

Передача электрической энергии по единой национальной (общероссийской) электрической сети и территориальным распределительным сетям осуществляется на возмездной договорной основе.

25. В случае, если в соответствии с разделом XIII настоящих Правил владельцы объектов электросетевого хозяйства подпадают под требование оплаты на оптовом рынке потерь электрической энергии в электрических сетях, они обязаны заключить договор о присоединении к торговой системе оптового рынка и производить указанную оплату в соответствии с установленными указанным договором условиями.

26. Оперативно-диспетчерское управление технологическими режимами работы объектов электроэнергетики осуществляется на возмездной договорной основе системным оператором и иными субъектами оперативно-диспетчерского управления в соответствии с настоящими Правилами, иными нормативными правовыми актами, регламентирующими доступ к услугам и оказание услуг по оперативно-диспетчерскому управлению, и договором о присоединении к торговой системе оптового рынка.

27. Администратор торговой системы оказывает участникам оптового рынка на возмездной договорной основе услуги по организации функционирования торговой системы оптового рынка. Тарифы на указанные услуги устанавливаются федеральным органом исполнительной власти по регулированию естественных монополий.

Уполномоченный федеральный орган исполнительной власти осуществляет контроль за деятельностью администратора торговой системы, включая контроль за привлечением администратором торговой системы иных организаций в целях обеспечения оказания им услуг по организации функционирования торговой системы оптового рынка.

VI. Особенности организации обращения электрической энергии в регулируемом секторе оптового рынка

28. Основой системы обращения электрической энергии в регулируемом секторе (без учета сектора отклонений) являются формируемые при участии системного оператора и администратора торговой системы федеральным органом исполнительной власти по регулированию естественных монополий ежегодные сводные прогнозные балансы производства и поставок электрической энергии (мощности) в рамках ЕЭС России.

Указанные балансы формируются на основе про-

гнозов объемов потребления электрической энергии.

До 1 января 2004 года в пункте 29 в части порядка оплаты электрической энергии, генерирующей мощности, услуг по резервированию генерирующей мощности вместо тарифов на электрическую энергию с учетом мощности и цен на электрическую энергию и мощность в регулируемом секторе применяются действующие тарифы на электрическую энергию, утвержденные для участника регулируемого сектора оптового рынка (пункт 5 данного документа).

29. Федеральный орган исполнительной власти по регулированию естественных монополий устанавливает для каждого участника регулируемого сектора тарифы на электрическую энергию (мощность), продаваемую на оптовом рынке (далее именуется – тарифы регулируемого сектора), с учетом сформированных сводных прогнозных балансов производства и поставок электрической энергии (мощности).

Убытки или дополнительные доходы, получаемые участниками оптового рынка от участия в отношениях, связанных с обращением электрической энергии в секторе свободной торговли и в секторе отклонений, не учитываются при установлении тарифов регулируемого сектора и (или) на розничном рынке, за исключением случая, указанного в пункте 67 настоящих Правил.

В регулируемом секторе осуществляются расчеты в отношении 85 процентов установленной генерирующей мощности каждого участника регулируемого сектора – поставщика электрической энергии и мощности. Принимаемый в расчетах объем генерирующей мощности участника регулируемого сектора корректируется с учетом выполнения им запланированного объема рабочей генерирующей мощности, отраженного в уточненном сводном прогнозном балансе производства и поставок электрической энергии (мощности). В регулируемом секторе расчеты в отношении оставшихся 15 процентов мощности его участников не осуществляются.

В регулируемом секторе расчеты за установленную генерирующую мощность поставщиков электрической энергии, работа которых необходима для поддержания установленных технологических параметров функционирования ЕЭС России или для поддержания резервов мощности в ЕЭС России, осуществляются в полном объеме, если доходы от их участия в оптовом рынке не обеспечивают установленный уровень экономически обоснованных затрат. Перечень указанных поставщиков определяется федеральным органом исполнительной власти по регулированию естественных монополий совместно с федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим разработку и реализацию государственной социально-экономической политики, и федеральным органом исполнительной власти, осуществ-

ляющим государственную политику в сфере топливно-энергетического комплекса Российской Федерации.

Совокупная установленная генерирующая мощность электрических станций, принадлежащих поставщикам, включенным в перечень, не может превышать 10 процентов установленной генерирующей мощности ЕЭС России. При определении перечня поставщиков учитываются особенности участия поставщиков в оптовом рынке, связанные с условиями закупки топлива.

Участники регулируемого сектора – покупатели электрической энергии оплачивают приобретенную ими в регулируемом секторе (без учета сектора отклонений) электрическую энергию и мощность исходя из стоимости единицы электрической энергии в регулируемом секторе (далее именуется – цена на электрическую энергию и мощность в регулируемом секторе), равной стоимости единицы электрической энергии, увеличенной на стоимость потребляемой указанным участником мощности, отнесенной к объему потребления электрической энергии. При этом стоимость единицы электрической энергии и стоимость потребляемой мощности определяются на основании установленных для данного покупателя тарифов на электрическую энергию (мощность), а объемы потребляемой электрической энергии и мощности определяются в соответствии с утвержденным сводным прогнозным балансом производства и поставок электрической энергии (мощности).

30. Минимальный объем продажи электрической энергии в регулируемом секторе (без учета сектора отклонений) в каждый час для каждого поставщика составляет 85 процентов объема производства электрической энергии, запланированного в предварительном диспетчерском графике, с учетом требования пункта 8 настоящих Правил. Указанное требование применяется для объема производства электрической энергии каждым генерирующим объектом каждого поставщика.

31. В случае, если по результатам конкурентного отбора ценовых заявок плановые объемы продажи в секторе свободной торговли и минимальные объемы продажи в регулируемом секторе в совокупности не обеспечивают плановое почасовое потребление участников оптового рынка, администратор торговой системы определяет объемы продажи электрической энергии в регулируемом секторе (без учета сектора отклонений) сверх минимальных. Определение объемов продаж в регулируемом секторе производится с учетом ценовых заявок поставщиков и тарифов на электрическую энергию, установленных для них федеральным органом исполнительной власти по регулированию естественных монополий.

С учетом положений, установленных пунктом 8 настоящих Правил, оплата дополнительного объе-

ма электрической энергии, произведенного поставщиком в регулируемом секторе (без учета сектора отклонений), осуществляется по тарифу на электрическую энергию, установленному для этого поставщика.

32. Объем продажи электрической энергии поставщиком в регулируемом секторе (без учета сектора отклонений) определяется как разность между его плановым почасовым производством и плановым объемом продажи в секторе свободной торговли.

33. Объем покупки электрической энергии участником оптового рынка в регулируемом секторе (без учета сектора отклонений) определяется как разность между его плановым почасовым потреблением и объемом электрической энергии, приобретенной в секторе свободной торговли этим участником, и обслуживаемыми им на розничном рынке участниками сектора свободной торговли.

VII. Организация обращения электрической энергии в секторе свободной торговли

34. Обращение электрической энергии в секторе свободной торговли обеспечивается путем заключения участниками сектора свободной торговли двусторонних договоров купли-продажи электрической энергии и конкурентного отбора ценовых заявок с определением равновесных цен на электрическую энергию и объемов электрической энергии, включаемых в плановые объемы сектора свободной торговли.

35. Предельный уровень цен на электрическую энергию, продаваемую производителями на оптовом рынке электрической энергии (мощности) по нерегулируемым ценам, устанавливается федеральным органом исполнительной власти по регулированию естественных монополий и применяется в случае превышения минимальной из цен, указанных в ценовых заявках на продажу, над максимальной из цен, указанных в ценовых заявках на покупку, если при этом на покупку не подано ни одной ценопринимающей заявки.

36. Если при проведении конкурентного отбора ценовых заявок администратором торговой системы зафиксированы нарушения требований, установленных договором о присоединении к торговой системе оптового рынка, или выявлена невозможность определения объемов и (или) равновесных цен, отвечающих требованиям пункта 48 настоящих Правил, а также в иных случаях, предусмотренных договором о присоединении к торговой системе оптового рынка, администратор торговой системы принимает решение о том, чтобы продажа (покупка) электрической энергии в секторе свободной торговли (включая продажу (покуп-

ку) электрической энергии по двусторонним договорам купли-продажи) в целом или на какой-либо ограниченной территории не состоялась. Основания для принятия указанного решения рассматриваются наблюдательным советом администратора торговой системы на очередном заседании. Ответственность должностных лиц администратора торговой системы за принятие необоснованного решения определяется договором о присоединении к торговой системе оптового рынка.

VIII. Двусторонние договоры купли-продажи электрической энергии в секторе свободной торговли

37. Каждый покупатель вправе покупать по двусторонним договорам купли-продажи до 30 процентов объема его собственного планового почасового потребления электрической энергии.

В случае, если совокупный объем электрической энергии, указанный в двусторонних договорах купли-продажи, превышает 30 процентов собственного планового почасового потребления покупателя, администратор торговой системы вправе самостоятельно определить объемы электрической энергии (в пределах превышения), не включаемые в плановые объемы сектора свободной торговли.

Заключенные участниками сектора свободной торговли двусторонние договоры купли-продажи электрической энергии подлежат регистрации администратором торговой системы в порядке, определенном договором о присоединении к торговой системе оптового рынка, для включения указанных в них объемов электрической энергии в плановые объемы сектора свободной торговли и определения финансовых обязательств участников оптового рынка. При регистрации двусторонних договоров купли-продажи предусматриваются особенности регистрации двусторонних договоров купли-продажи, заключенных с учетом положений пункта 41 настоящих Правил.

38. Покупатель электрической энергии, заключивший двусторонний договор купли-продажи, обязан оплатить поставщику электрической энергии стоимость электрической энергии, определенную в договоре, независимо от плановых объемов покупки электрической энергии данного участника в секторе свободной торговли, если иное не установлено в указанном договоре или договоре о присоединении к торговой системе оптового рынка.

39. Если плановых объемов продажи электрической энергии поставщиком в секторе свободной торговли недостаточно для выполнения его обязательств по поставке электрической энергии по двусторонним договорам купли-продажи, он обязан закупить недостающий объем электрической

кой энергии в секторе свободной торговли.

В случае, если стороны двустороннего договора купли-продажи подают ценопринимающие заявки на указанный в договоре объем электрической энергии, объем электрической энергии определяется в процессе конкурентного отбора ценовых заявок, с учетом очередности, указанной в пункте 52 настоящих Правил.

В случае, если в результате конкурентного отбора ценовых заявок отсутствует возможность включения указанного договорного объема в плановые объемы сектора свободной торговли, устанавливаются следующие особенности расчетов за электрическую энергию в секторе свободной торговли:

- определяются поставщики первой и второй очередей, объемы производства электрической энергии которых были приняты вместо указанного договорного объема;

- не определяются равновесные цены электрической энергии в узлах расчетной модели, к которым относятся группа точек поставки поставщика по указанному договору и группы точек поставки поставщиков первой и второй очередей;

- не учитывается при расчете финансовых обязательств участников в секторе свободной торговли за соответствующий расчетный период стоимость объемов электрической энергии, проданной (купленной) в указанных узлах расчетной модели поставщиком по договору и поставщиками первой и второй очередей.

40. В порядке, определенном договором о присоединении к торговой системе оптового рынка, продавцы и покупатели электрической энергии, заключившие двусторонние договоры купли-продажи, обязаны на равных со всеми остальными участниками сектора свободной торговли условиях оплачивать потери электрической энергии и стоимость системных ограничений. Размер платы определяется в порядке, установленном договором о присоединении к торговой системе оптового рынка, на основании разности между равновесными ценами в группах точек поставки покупателя и продавца по каждому договору.

41. Участники сектора свободной торговли, заключившие двусторонний договор купли-продажи электрической энергии, оплачивают потери электрической энергии и не оплачивают стоимость системных ограничений в случае, если точки поставки сторон по договору и объем электрической энергии, указанный в договоре, соответствуют следующим требованиям:

а) между указанными в договоре точками поставки продавца и покупателя отсутствуют существенные системные ограничения нормального режима работы электрических сетей, что подтверждается системным оператором;

б) указанные точки поставки находятся в элект-

рических сетях с номинальным классом напряжения не ниже 220 Кв. За номинальный класс напряжения при определении точек поставки и величины потерь принимается значение первичного номинального напряжения подстанции, к которой присоединен покупатель;

в) протяженность линий электропередачи, рассчитанная по кратчайшему пути, соединяющему указанные точки поставки, составляет не более 80 километров;

г) объем собственного производства электрической энергии поставщика в точке поставки позволяет обеспечить плановое почасовое потребление покупателя, указанное в договоре.

42. В соответствии с договором о присоединении к торговой системе оптового рынка стороны двустороннего договора купли-продажи, указанные в пункте 41 настоящих Правил, по своему усмотрению либо оплачивают потери электрической энергии, либо компенсируют их дополнительным производством электрической энергии. Стоимость и величина указанных потерь электрической энергии определяются расчетным путем как отношение стоимости и величины суммарных потерь в электрических сетях соответствующего номинального класса напряжения, учитываемых в расчете равновесных цен в секторе свободной торговли, к совокупной заявленной мощности в секторе свободной торговли. Расчет стоимости и величины потерь производится отдельно для территорий, определенных федеральным органом исполнительной власти по регулированию естественных монополий для целей расчета тарифа на услуги по передаче электрической энергии по единой национальной (общероссийской) электрической сети.

Системный оператор ведет учет двусторонних договоров купли-продажи, в которых указаны точки поставки и объем электрической энергии, соответствующие требованиям, установленным пунктом 41 настоящих Правил, включая требование, касающееся отсутствия существенных системных ограничений.

Системное ограничение не считается существенным для двустороннего договора купли-продажи, если оно позволяет обеспечить переток мощности в объеме, необходимом для исполнения этого договора и всех ранее учтенных системным оператором двусторонних договоров, для которых отсутствуют существенные системные ограничения (без учета иных объемов перетоков мощности, не включенных в указанные двусторонние договоры).

Чтобы определить существенность системных ограничений для двустороннего договора купли-продажи, во внимание принимаются исключительно ограничения на переток мощности по электрическим сетям, соединяющим точки поставки сто-

рон этого договора. Информация о таких ограничениях является публичной и раскрывается системным оператором и администратором торговой системы.

IX. Конкурентный отбор ценовых заявок и определение равновесных цен и объемов электрической энергии в секторе свободной торговли

43. До начала суток фактической поставки электрической энергии, приобретаемой в секторе свободной торговли, администратор торговой системы проводит конкурентный отбор ценовых заявок. Указанный отбор производится в форме расчета почасовых равновесных цен и объемов электрической энергии, включаемых в плановые объемы сектора свободной торговли и формирующих обязательства участников по всем договорам, заключаемым в секторе свободной торговли.

44. Ценовые заявки подаются участниками сектора свободной торговли в отношении каждой точки (группы точек) поставки на каждый час суток.

Каждый участник сектора свободной торговли имеет право подать ценовую заявку на объем электрической энергии, не превышающий установленные пунктом 6 настоящих Правил предельные значения объемов электрической энергии, продаваемой (покупаемой) в секторе свободной торговли.

45. При проведении конкурентного отбора ценовых заявок объемы электрической энергии, указанные в ценопринимающих заявках, включаются в плановые объемы сектора свободной торговли, за исключением:

а) отсутствия технологической возможности осуществления поставок электрической энергии в требуемых объемах с учетом объемов продажи электрической энергии в регулируемом секторе;

б) превышения объема электрической энергии, указанного в ценопринимающих заявках покупателей (продавцов), над суммарными объемами электрической энергии, указанными в ценовых заявках продавцов (покупателей) соответственно.

В указанных случаях ценопринимающие заявки удовлетворяются в порядке очередности, определенном в пункте 52 настоящих Правил.

46. При проведении конкурентного отбора ценовых заявок администратор торговой системы учитывает следующие предоставленные системным оператором сведения:

а) действующая (актуальная) для суток торговли расчетная модель;

б) сведения по ограничениям режимов работы гидроэлектростанций;

в) сведения о величине и территориальном размещении резервов мощности или требования к резервам мощности;

г) предварительный диспетчерский график;

д) графики плановых ремонтов генерирующих агрегатов и объектов электросетевого хозяйства;

е) объемы экспорта/импорта электроэнергии.

47. При проведении конкурентного отбора ценовых заявок администратор торговой системы обязан, соблюдая ограничения, указанные в пункте 6 настоящих Правил, и в порядке, установленном договором о присоединении к торговой системе оптового рынка, включить в плановые объемы сектора свободной торговли объемы электрической энергии, на которые в ценовых заявках поставщиков указана наиболее низкая цена электрической энергии, и объемы электрической энергии покупателей, на которые в ценовых заявках покупателей указана наиболее высокая цена электрической энергии, при условии, что на электрическую энергию указанных поставщиков (покупателей) существует спрос (предложение) с учетом стоимости потерь и системных ограничений.

48. Равновесная цена электрической энергии устанавливается для каждого часа планируемых суток и каждого узла расчетной модели с соблюдением следующих обязательных условий:

а) равновесные цены одинаковы для всех объемов электрической энергии, точка поставки которых отнесена к одному узлу расчетной модели;

б) для поставщика электрической энергии равновесная цена не может быть ниже цены, указанной им в ценовой заявке на объем электрической энергии, отнесенный к соответствующему узлу расчетной модели и включенный администратором торговой системы в плановые объемы сектора свободной торговли;

в) для покупателя электрической энергии равновесная цена не может быть выше цены, указанной им в ценовой заявке на объем электрической энергии, отнесенный к соответствующему узлу расчетной модели и включенный администратором торговой системы в плановые объемы сектора свободной торговли.

Равновесные цены должны отражать стоимость системных ограничений и величину потерь электрической энергии, зависящих от электроэнергетических режимов.

Объемы электрической энергии, включаемые администратором торговой системы в плановые объемы сектора свободной торговли по результатам конкурентного отбора ценовых заявок, устанавливаются для каждого часа планируемых суток и каждой группы точек поставки.

49. В установленной Правительством Российской Федерации каждой ценовой зоне при проведении конкурентного отбора ценовых заявок со-

поставляются ценовые заявки, поданные в отношении точек поставки, относящихся к одной ценовой зоне, с учетом объемов перетока электрической энергии между зонами. При этом устанавливаются равновесные цены для каждого узла расчетной модели каждой ценовой зоны.

50. Если по итогам расчетного периода в секторе свободной торговли финансовые обязательства покупателей превышают финансовые требования поставщиков, в том числе за счет использования ограниченной пропускной способности электрической сети, то сумма превышения учитывается при составлении окончательного расчета по итогам расчетного периода путем уменьшения финансовых обязательств покупателей пропорционально суммарному объему электрической энергии, купленному ими в течение соответствующего расчетного периода в секторе свободной торговли.

51. Порядок расчета равновесных цен и плановых объемов сектора свободной торговли устанавливается в договоре о присоединении к торговой системе оптового рынка.

Х. Специальные случаи расчета равновесных цен в секторе свободной торговли

52. Заявленные в ценопринимающих заявках и (или) по двусторонним договорам объемы производства электрической энергии включаются в плановые объемы сектора свободной торговли в следующей очередности:

а) в первую очередь включаются объемы электрической энергии, указанные в ценопринимающих заявках на продажу и производимые:

- с использованием генерирующих мощностей, определенных системным оператором как обеспечивающие системную надежность (системные генераторы) в соответствии с пунктом 54 настоящих Правил;

- на атомных электростанциях в объемах, соответствующих требованиям технологического регламента эксплуатации атомных электростанций и иных нормативных правовых актов Российской Федерации об использовании атомной энергии, а также норм и правил;

б) во вторую очередь включаются объемы электрической энергии, указанные в ценопринимающих заявках на продажу и производимые:

- тепловыми электростанциями в объеме, соответствующем производству электрической энергии в теплофикационном режиме;

- гидроэлектростанциями в объеме, обусловленном технологическими причинами и (или) необходимостью обеспечения экологической безопасности;

в) в третью очередь включаются объемы про-

изводства электрической энергии, направляемые участниками оптового рынка для исполнения их обязательств по двусторонним договорам купли-продажи электрической энергии, включая договоры по экспортно-импортным операциям;

г) в четвертую очередь включаются все прочие объемы производства электрической энергии, указанные в ценопринимающих заявках.

Объемы электрической энергии, включаемые в плановые объемы сектора свободной торговли в первую и вторую очереди, направляются на исполнение двухсторонних договоров, если это указано в ценопринимающей заявке.

Если объемы производства третьей очереди не были включены полностью в плановые объемы сектора свободной торговли по причине удовлетворения объемов первой или второй очереди, применяется порядок определения цен и расчета финансовых обязательств, установленный в пункте 39 настоящих Правил.

53. Если в секторе свободной торговли спрос превышает предложение, равновесная цена электрической энергии принимается равной минимальной из цен, указанных в ценовых заявках покупателей на объем электроэнергии, включенный в плановые объемы сектора свободной торговли.

Действие настоящего пункта не распространяется на случаи, указанные в пункте 52 настоящих Правил.

54. Под генерирующими мощностями, обеспечивающими системную надежность (системными генераторами), в настоящих Правилах понимаются генерирующие объекты, без особого режима работы которых в силу их расположения в электрической сети или уникальности характеристик (скорости сброса/набора нагрузки) невозможно обеспечить режимы работы ЕЭС России с заданными параметрами надежности. Системные генераторы обеспечивают в том числе:

- поддержание уровня напряжения в сети;
- обеспечение необходимого объема пропускной способности сети;

- обеспечение скорости изменения объемов производства электрической энергии, соответствующей скорости изменения объемов потребления электрической энергии в ЕЭС России.

Предусмотренные разделом XI коэффициенты для расчета стоимости отклонений применяются с 1 декабря 2003 года (пункт 6 данного документа).

XI. Организация обращения электрической энергии в секторе отклонений

55. Размер стоимости отклонений рассчитывается на каждый час администратором торговой

системы в соответствии с настоящими Правилами и утверждаемой федеральным органом исполнительной власти по регулированию естественных монополий методикой расчета стоимости отклонений объемов фактического производства (потребления) электрической энергии участников оптового рынка от объемов их планового почасового производства (потребления), основанной на тарифах на электрическую энергию (мощность) и увеличенной (уменьшенной) в зависимости от причины возникновения отклонения. Указанная методика включает в себя величины нормативных уровней отклонений и единые для всех участников оптового рынка коэффициенты, учитывающие причину возникновения отклонений (по собственной инициативе участника оптового рынка или по причине, не зависящей от участника оптового рынка, вызванной в том числе действиями иных участников оптового рынка, владельцев объектов электросетевого хозяйства, администратора торговой системы или системного оператора).

Стоимость отклонений рассчитывается для отклонений, размер которых превышает нормативный уровень (уровни).

До 1 января 2004 года в пункте 56 в части порядка оплаты электрической энергии, генерирующей мощности, услуг по резервированию генерирующей мощности вместо тарифов на электрическую энергию с учетом мощности и цен на электрическую энергию и на мощность в регулируемом секторе применяются действующие тарифы на электрическую энергию, утвержденные для участника регулируемого сектора оптового рынка (пункт 5 данного документа).

56. Плата за отклонения формируется путем применения повышающих (понижающих) коэффициентов к тарифам регулируемого сектора, устанавливаемых в соответствии с указанной в пункте 55 методикой. При этом используются следующие тарифы регулируемого сектора:

- а) для поставщиков, увеличивших объем производства электрической энергии не по собственной инициативе, – утвержденный для данного участника тариф на электрическую энергию с учетом мощности;
- снизивших объем производства электрической энергии не по собственной инициативе, – утвержденный для данного участника тариф на электрическую энергию;
- увеличивших объем производства электрической энергии по собственной инициативе, – отклонения не оплачиваются;
- снизивших объем производства электрической энергии по собственной инициативе, – максимальный из тарифов на электрическую энергию

с учетом мощности в регулируемом секторе, установленных для поставщиков, осуществляющих производство электрической энергии в соответствующий час;

- б) для покупателей, увеличивших объем потребления электрической энергии по собственной инициативе либо снизивших его не по собственной инициативе, – цена на электрическую энергию и мощность в регулируемом секторе;

увеличивших объем потребления электрической энергии не по собственной инициативе либо снизивших его по собственной инициативе, – утвержденный для данного участника тариф на электрическую энергию.

В качестве указанных в настоящем пункте тарифов регулируемого сектора применяются тарифы, установленные в отношении генерирующего объекта участника оптового рынка, в группе точек поставки которого зафиксированы соответствующие отклонения.

Указанный в настоящем пункте тариф на электрическую энергию с учетом мощности определяется для поставщика как сумма тарифа на электрическую энергию поставщика и величины, равной отношению произведения генерирующей мощности и тарифа на генерирующую мощность данного поставщика к объему электрической энергии, включенному в сводный прогнозный баланс производства и поставок электрической энергии (мощности) для данного поставщика.

В случае, если какой-либо из указанных в настоящем пункте тарифов на покупку (продажу) для участника регулируемого сектора не установлен, применяется тариф, утвержденный федеральным органом исполнительной власти по регулированию естественных монополий, действующий на дату вступления в силу настоящих Правил.

57. Плата за отклонения определяется для каждого из указанных в пункте 56 настоящих Правил случаев с учетом указанных в пункте 55 коэффициентов, учитывающих причину, по которой было допущено отклонение:

- а) если отклонения произошли по инициативе участника оптового рынка, применяются коэффициенты, при которых оплата стоимости отклонений увеличивает расходы (уменьшает доходы) этого участника по сравнению со стоимостью электрической энергии в регулируемом секторе (без учета сектора отклонений);
- б) если отклонения произошли не по инициативе участника оптового рынка, применяются коэффициенты, при которых оплата стоимости отклонений увеличивает доходы (уменьшает расходы) этого участника по сравнению со стоимостью электрической энергии в регулируемом секторе (без учета сектора отклонений).

Для оплаты отклонений, вызванных предоставлением участником оптового рынка услуг в соответствии с требованиями раздела XV настоящих Правил, федеральным органом исполнительной власти по регулированию естественных монополий устанавливаются специальные коэффициенты, которые отражают не только причину возникновения отклонений, но и характер услуги, при предоставлении которой указанные отклонения произошли.

58. В случае, если в течение часа объем фактического отклонения не совпадает с объемом отклонения, произошедшего не по инициативе участника оптового рынка, объем отклонения по его инициативе определяется как разность объема фактического отклонения и отклонения, произошедшего не по инициативе участника оптового рынка. Указанные отклонения определяются в отношении каждой группы точек поставки.

59. Если в секторе отклонений суммарные обязательства участников регулируемого сектора по оплате отклонений отличаются от суммарных требований по оплате отклонений, указанная разница учитывается при составлении окончательного расчета по итогам расчетного периода путем корректировки обязательств всех участников оптового рынка пропорционально суммарному объему электрической энергии, купленному (проданному) ими в соответствующий расчетный период в регулируемом секторе (без учета сектора отклонений) и в секторе свободной торговли.

60. Для участника сектора свободной торговли, не являющегося участником регулируемого сектора, стоимость отклонений рассчитывается в соответствии с пунктом 55 настоящих Правил путем применения тарифа на электрическую энергию (мощность), устанавливаемого для него органом исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов.

61. Системный оператор управляет технологическими режимами работы объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок потребителей так, чтобы при соблюдении нормативов системной надежности и качества электрической энергии обеспечить минимально возможную стоимость электрической энергии, компенсирующую отклонения участников оптового рынка.

62. Системный оператор ведет учет диспетчерских команд, выданных участникам рынка, инициатив субъектов оптового рынка (владельцев объектов электросетевого хозяйства, администратора торговой системы и системного оператора), а также изменений системных ограничений, повлекших отклонения.

Указанную информацию системный оператор передает администратору торговой системы и уча-

стникам оптового рынка в соответствии с договором о присоединении к торговой системе оптового рынка.

XII. Особенности участия отдельных категорий поставщиков и покупателей электрической энергии в отношениях, связанных с обращением электрической энергии на оптовом рынке

63. В отношении объемов электрической энергии, производимой на гидроэлектростанциях, поставщики – участники сектора свободной торговли имеют право подавать только ценопринимающие заявки, что не лишает их права на заключение двухсторонних договоров купли-продажи электрической энергии.

64. Участие акционерных обществ энергетики и электрификации в оптовом рынке осуществляется в соответствии со следующими особенностями:

а) плановые и фактические режимы работы электростанций, входящих в состав акционерных обществ энергетики и электрификации, а также объемы продажи (покупки) электрической энергии в секторе свободной торговли и в секторе отклонений устанавливаются и реализуются раздельно по объемам производства и по объемам потребления электрической энергии данного акционерного общества энергетики и электрификации и в соответствии с общими для всех участников оптового рынка правилами;

б) акционерное общество энергетики и электрификации подает администратору торговой системы отдельные ценовые заявки на поставку и на покупку электрической энергии для участия в конкурентном отборе ценовых заявок в секторе свободной торговли;

в) объем продажи (покупки) электроэнергии и мощности акционерными обществами энергетики и электрификации в регулируемом секторе (без учета сектора отклонений) равен разнице объемов продажи и покупки электроэнергии в регулируемом секторе (без учета сектора отклонений), определенных в соответствии с настоящими Правилами, суммированных за расчетный период;

г) в целях планирования и ведения технологических режимов производства и потребления электрической энергии, а также с целью определения равновесных цен на продажу и покупку электрической энергии в секторе свободной торговли и определения стоимости отклонений в секторе отклонений акционерное общество энергетики и электрификации рассматривается как два отдельных участника – поставщик и покупатель.

65. Организации, осуществляющие экспортно-импортные операции, – участники регулируе-

мого сектора, не являющиеся участниками сектора свободной торговли, продают (покупают) электрическую энергию в объемах планового почасового производства (потребления), необходимую для исполнения договоров, по которым проводятся такие операции в регулируемом секторе (без учета сектора отклонений).

Отклонения, произошедшие в указанных организациях в результате исполнения договоров, по которым проводятся экспортно-импортные операции, заключенных до даты вступления в силу настоящих Правил, суммируются по всем точкам поставки, относящимся к отдельному договору, а также по часам (суткам) расчетного периода.

66. Для организаций, владеющих объектами потребления и генерирующими объектами и не являющихся участниками регулируемого сектора, устанавливаются следующие особенности участия в оптовом рынке:

а) точки поставки на оптовом рынке совпадают с точками поставки на розничном рынке (место в электрической сети, используемое для определения и исполнения обязательств участником розничного рынка);

б) в случае продажи такими организациями электрической энергии в секторе свободной торговли к ним применяются требования настоящих Правил, установленные для поставщиков электрической энергии;

в) в случае покупки такими организациями электрической энергии в секторе свободной торговли к ним применяются требования настоящих Правил, установленные для покупателей электрической энергии.

Указанные требования не распространяются на объем электрической энергии, используемый для внутреннего потребления.

67. Федеральный орган исполнительной власти по регулированию естественных монополий определяет объем средств, необходимых для обеспечения деятельности и выполнения обязанностей эксплуатирующей организации атомных электростанций концерна «Росэнергоатом». В случае нехватки средств, образовавшейся в силу сложившихся цен на электрическую энергию в свободном секторе, их недостаток компенсируется соответствующим увеличением тарифа на генерирующую мощность в регулируемом секторе оптового рынка.

XIII. Порядок оплаты сетевыми организациями потерь электрической энергии

68. Потери электрической энергии, не учтенные в тарифах (ценах) на электрическую энергию в регулируемом секторе и в секторе свободной

торговли, оплачиваются на оптовом рынке владельцами объектов электросетевого хозяйства – участниками оптового рынка.

69. До образования сетевых компаний, созданных на базе электрических сетей акционерных обществ энергетики и электрификации, указанные акционерные общества компенсируют потери электрической энергии за счет собственного производства электрической энергии и (или) оплачивают потери на оптовом рынке в составе тарифов (цен) на электрическую энергию в регулируемом секторе и в секторе свободной торговли.

70. Потери электрической энергии в любых электрических сетях независимо от их собственника, не учтенные в тарифах (ценах) на электрическую энергию в регулируемом секторе и в секторе свободной торговли, а также в объемах фактического почасового потребления участников оптового рынка, оплачиваются на оптовом рынке по тарифам регулируемого сектора организацией по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью.

Расходы по оплате указанных потерь компенсируются организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью иными владельцами объектов электросетевого хозяйства в процессе осуществления взаиморасчетов.

XIV. Особенности коммерческого учета электрической энергии

71. Особенности коммерческого учета электрической энергии в точках поставки определяют настоящие Правила, иными нормативными правовыми актами и договором о присоединении к торговой системе оптового рынка с учетом следующих требований:

а) для определения фактических почасовых объемов поставки (потребления) электрической энергии используются данные измерений, выполненных с помощью средств коммерческого учета, которые обеспечивают хранение данных измерений (интервальный учет);

б) при отсутствии средств интервального учета для определения фактических почасовых объемов поставки (потребления) электрической энергии используются данные измерений, выполненных с помощью средств коммерческого учета, обеспечивающих учет электрической энергии суммарно на определенный момент времени (интегральный учет).

При использовании интегрального учета применяются математические методы на основании данных оперативно-измерительного комплекса системного оператора (при их наличии) или согласованных системным оператором графиков по-

ребления (производства) электрической энергии. При этом суммарно за расчетный период величина фактических почасовых объемов потребления электрической энергии должна быть равна показателям, полученным при интегральном учете.

72. Администратор торговой системы обеспечивает создание системы коммерческого учета, обеспечивающей получение сбалансированных данных о фактическом производстве (потреблении) электрической энергии на оптовом рынке с учетом потерь.

XV. Оплата иных услуг, предоставляемых участниками на оптовом рынке

73. В течение переходного периода предоставление услуг по обеспечению оперативного резерва мощности, поддержанию частоты в системе, обеспечению контроля напряжения и реактивной мощности осуществляется участниками оптового рынка в секторе свободной торговли и в регулируемом секторе (без учета сектора отклонений).

74. В секторе свободной торговли услуги по обеспечению оперативного резерва мощности оп-

лачиваются поставщикам, объемы продаж электроэнергии которых в секторе свободной торговли ограничиваются по причине необходимости резервирования части мощности. Если указанная часть генерирующей мощности не используется в секторе отклонений, стоимость такой услуги определяется администратором торговой системы на соответствующий час планируемых суток как произведение объема электрической энергии, производимой с использованием указанной части генерирующей мощности, и величины превышения равновесной цены в узле расчетной модели, к которому отнесена группа точек поставки данного участника, над ценой, указанной им в заявке.

75. Выбор поставщиков услуг, указанных в пункте 73 настоящих Правил, осуществляется системным оператором совместно с администратором торговой системы исходя из минимизации их суммарной стоимости.

76. Для расчета стоимости отклонений потребителей с регулируемой нагрузкой, вызванных предоставлением ими услуг на оптовом рынке, применяются специальные коэффициенты, указанные в пункте 57 настоящих Правил.

Приложение
к Постановлению Правительства
Российской Федерации
от 24 октября 2003 г. № 643

ПЕРЕЧЕНЬ СУБЪЕКТОВ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ, ТЕРРИТОРИИ КОТОРЫХ ОБЪЕДИНЕНЫ В ЦЕНОВУЮ ЗОНУ ОПТОВОГО РЫНКА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ (МОЩНОСТИ) ПЕРЕХОДНОГО ПЕРИОДА

Республика Адыгея, Республика Башкортостан, Республика Дагестан, Республика Ингушетия, Кабардино-Балкарская Республика, Республика Калмыкия, Карачаево-Черкесская Республика, Республика Карелия, Республика Марий Эл, Республика Мордовия, Республика Северная Осетия – Алания, Республика Татарстан, Удмуртская Республика, Чеченская Республика, Чувашская Республика; Краснодарский край, Ставропольский край;

Астраханская область, Белгородская область, Брянская область, Владимирская область, Волгоградская область, Вологодская область, Воронежская область, Ивановская область, Калужская область, Кировская область, Костромская область, Курганская область, Курская область, Ленинградская область, Липецкая область, г. Москва, Московская область, Мурманская область, Нижегородская область, Новгородская область, Оренбургская область, Орловская область, Пензенская область, Пермская область, Псковская область, Ростовская область, Рязанская область, Самарская область, г. Санкт-Петербург, Саратовская область, Свердловская область, Смоленская область, Тамбовская область, Тверская область, Тульская область, Тюменская область, Ульяновская область, Челябинская область, Ярославская область

Коми-Пермяцкий автономный округ, Ненецкий автономный округ, Ханты-Мансийский автономный округ, Ямало-Ненецкий автономный округ.

ПРАВИТЕЛЬСТВО РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ПОСТАНОВЛЕНИЕ
от 26 февраля 2004 г. № 109

«О ЦЕНООБРАЗОВАНИИ В ОТНОШЕНИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ И ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ В РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ»

Правительство Российской Федерации постановляет:

1. Утвердить прилагаемые:

Основы ценообразования в отношении электрической и тепловой энергии в Российской Федерации;

Правила государственного регулирования и применения тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации.

2. Федеральным органам исполнительной власти разработать и утвердить методические указания и другие документы, предусмотренные Основами ценообразования в отношении электрической и тепловой энергии в Российской Федерации и Правилами государственного регулирования и применения тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации.

3. Признать утратившим силу Постановление Правительства Российской Федерации от 2 апреля 2002 г. № 226 «О ценообразовании в отношении электрической и тепловой энергии» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2002, № 15, ст. 1431).

Временно исполняющий обязанности
Председателя Правительства
Российской Федерации
В. ХРИСТЕНКО

Утверждены
Постановлением Правительства
Российской Федерации
от 26 февраля 2004 г. № 109

ОСНОВЫ ЦЕНООБРАЗОВАНИЯ В ОТНОШЕНИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ И ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ В РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

I. Общие положения

1. Основы ценообразования в отношении электрической и тепловой энергии в Российской Федерации, разработанные в соответствии с федеральными законами «О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации» и «Об электроэнергетике», определяют основные принципы и методы регулирования тарифов (цен) на электрическую и тепловую энергию и на соответствующие услуги.

2. В настоящем документе используются следующие понятия:

«регулирующие органы» – Федеральная

энергетическая комиссия Российской Федерации и органы исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов;

«регулируемая деятельность» – деятельность, в рамках которой расчеты за поставляемую продукцию (услуги) осуществляются по тарифам (ценам), которые подлежат государственному регулированию. Настоящее понятие применяется исключительно с целью идентифицировать расходы, относящиеся к регулируемой деятельности, и не означает применения в отношении этой деятельности какого-либо иного регулирования, кроме установления тарифов (цен);

«тарифы» – система ценовых ставок, по которым осуществляются расчеты за электрическую энергию (мощность) и тепловую энергию (мощность), а также за соответствующие услуги, оказываемые организациями, осуществляющими регулируемую деятельность;

«цена электрической энергии» – стоимость единицы электрической энергии с учетом стоимости мощности, не включающая стоимость услуг по ее передаче и иных соответствующих услуг;

«ценообразование» – процесс расчета и установления регулируемых тарифов (цен), применяемых при расчетах за электрическую и тепловую энергию, а также за соответствующие услуги, оказываемые организациями, осуществляющими регулируемую деятельность;

«срок действия тарифов (цен)» – период времени между изменениями тарифов (цен) регулирующими органами;

«расчетный период регулирования» – период продолжительностью не менее одного года, на который устанавливаются тарифы (цены);

«необходимая валовая выручка» – экономически обоснованный объем финансовых средств, необходимых организации для осуществления регулируемой деятельности в течение расчетного периода регулирования.

Значения иных понятий, используемых в настоящем документе, соответствуют принятым в законодательстве Российской Федерации.

II. Система тарифов (цен)

3. В систему тарифов (цен) входят:

1) тарифы (цены) на электрическую энергию (мощность) на оптовом рынке и (или) их предельные (минимальные и (или) максимальные) уровни, включая регулируемый сектор, сектор отклонений и сектор свободной торговли;

2) тарифы на электрическую энергию (мощность) и тепловую энергию (мощность) на розничном рынке;

3) тарифы (размер платы) на услуги, оказываемые на оптовом и розничном рынках электрической энергии (мощности) и на розничном рынке тепловой энергии (мощности).

III. Принципы и методы регулирования тарифов (цен)

4. Регулирование тарифов (цен) осуществ-

ляется в соответствии с целями и принципами государственного регулирования, предусмотренными федеральными законами «О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации» и «Об электроэнергетике».

5. Регулирование тарифов (цен) основывается на принципе обязательности раздельного учета организациями, осуществляющими регулируемую деятельность, объемов продукции (услуг), доходов и расходов по производству, передаче и сбыту энергии в соответствии с законодательством Российской Федерации.

При установлении тарифов (цен) не допускается повторный учет одних и тех же расходов по указанным видам деятельности.

6. Организации, осуществляющие регулируемую деятельность, обязаны вести раздельный учет по следующим видам деятельности:

1) производство электрической энергии;

2) производство тепловой энергии;

3) передача электрической энергии по единой национальной (общероссийской) электрической сети;

4) передача электрической энергии по распределительным сетям;

5) передача тепловой энергии;

6) оказание услуг по организации функционирования и развитию Единой энергетической системы России;

7) организация функционирования торговой системы оптового рынка электрической энергии (мощности);

8) обеспечение системной надежности;

9) технологическое присоединение к электрическим сетям;

10) оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике;

11) сбыт электрической энергии;

12) сбыт тепловой энергии.

7. При установлении тарифов регулирующие органы принимают меры, направленные на исключение из расчетов экономически необоснованных расходов организаций, осуществляющих регулируемую деятельность.

В случае, если по итогам расчетного периода регулирования на основании данных статистической и бухгалтерской отчетности и иных материалов выявлены необоснованные расходы организаций, осуществляющих регулируемую деятельность за счет поступлений от регулируемой деятельности, регулирующие органы обязаны принять решение об исключении этих расходов из суммы расходов, учитывае-

мых при установлении тарифов на следующий расчетный период регулирования.

8. Регулирующие органы на основе предварительно согласованных с ними мероприятий по сокращению расходов организаций, осуществляющих регулируемую деятельность, обязаны в течение 2 лет после окончания срока окупаемости расходов на проведение этих мероприятий сохранять расчетный уровень расходов, учтенных при регулировании тарифов на период, предшествующий сокращению расходов.

9. Если организация осуществляет, кроме регулируемой, иные виды деятельности, расходы на их осуществление и полученные от этих видов деятельности доходы (убытки) не учитываются при расчете регулируемых тарифов (цен).

Расходы на содержание социальной инфраструктуры федерального государственного унитарного предприятия «Концерн «Росэнергоатом» (далее – концерн «Росэнергоатом») и других организаций атомной энергетики – поставщиков электрической энергии на оптовый рынок, учитываются в тарифах в соответствии с порядком, утверждаемым Федеральной энергетической комиссией Российской Федерации по согласованию с Министерством Российской Федерации по атомной энергии.

10. Если организации, осуществляющие регулируемую деятельность, в течение расчетного периода регулирования понесли экономически обоснованные расходы, не учтенные при установлении тарифов (цен), в том числе расходы, связанные с объективным и незапланированным ростом цен на продукцию, потребляемую в течение расчетного периода регулирования, эти расходы учитываются регулирующими органами при установлении тарифов (цен) на последующий расчетный период регулирования (включая расходы, связанные с обслуживанием заемных средств, привлекаемых для покрытия недостатка средств).

11. Если деятельность организации регулируется более чем одним регулирующим органом, то регулирующие органы обязаны согласовывать устанавливаемые ими размеры необходимой валовой выручки с тем, чтобы суммарный объем необходимой валовой выручки возмещал экономически обоснованные расходы и обеспечивал экономически обоснованную доходность инвестированного капитала этой организации в целом по регулируемой деятельности.

12. При установлении тарифов (цен) на электрическую энергию (мощность) в регулируемом секторе оптового рынка и на розничном рынке в необходимую валовую выручку не включаются финансовые результаты деятельности (прибыль или убытки) в секторе свободной торговли оптового рынка (за исключением случая, предусмотренного пунктом 49 настоящего документа).

13. При расчете тарифов (цен) на электрическую энергию (мощность) для производителей энергии (мощности) одновременно на розничный и оптовый рынки, в необходимую валовую выручку от деятельности на одном из указанных рынков не включаются финансовые результаты деятельности (прибыль или убытки) на другом рынке.

14. При регулировании тарифов могут устанавливаться:

тарифы (фиксированные размеры тарифов на единицу продукции, работ, услуг);

предельные минимальные и (или) максимальные уровни тарифов.

15. При регулировании тарифов может применяться:

1) метод экономически обоснованных расходов (затрат);

2) метод экономически обоснованной доходности инвестированного капитала;

3) метод индексации тарифов.

В случае применения метода экономически обоснованной доходности инвестированного капитала указанные в пунктах 30, 32, 33 и 34 настоящего документа расходы финансируются организацией, осуществляющей регулируемую деятельность, за счет полученной с использованием указанного метода валовой прибыли.

Метод индексации применяется с учетом пункта 37 настоящего документа.

16. При использовании метода экономически обоснованных расходов (затрат) тарифы рассчитываются на основе размера необходимой валовой выручки организации, осуществляющей регулируемую деятельность, от реализации каждого вида продукции (услуг) и расчетного объема производства соответствующего вида продукции (услуг) за расчетный период регулирования.

Расчетный годовой объем производства продукции и (или) оказываемых услуг определяется исходя из формируемого Федеральной энергетической комиссией Российской Феде-

рации сводного прогнозного баланса производства и поставок электрической энергии (мощности) в рамках Единой энергетической системы России по субъектам Российской Федерации (далее – сводный баланс).

Сводный баланс формируется Федеральной энергетической комиссией Российской Федерации с поквартальной и помесечной разбивкой на основе принципа минимизации суммарной стоимости электрической энергии (мощности), поставляемой потребителям, при участии органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов, организации, оказывающей услуги по организации функционирования и развитию Единой энергетической системы России, администратора торговой системы и системного оператора оптового рынка электрической энергии.

Порядок формирования сводного баланса, а также внесения в него изменений и уточнений определяется Федеральной энергетической комиссией Российской Федерации.

Особенности расчета и установления тарифов на услуги, оказываемые организациями, осуществляющими регулируемую деятельность, определяются в соответствии с разделом VI настоящего документа.

17. Определение состава расходов, включаемых в необходимую валовую выручку, и оценка их экономической обоснованности производятся в соответствии с законодательством Российской Федерации и нормативными правовыми актами, регулирующими отношения в сфере бухгалтерского учета.

18. В необходимую валовую выручку включаются планируемые на расчетный период регулирования расходы, уменьшающие налоговую базу налога на прибыль организаций (расходы, связанные с производством и реализацией продукции (услуг), и внереализационные расходы), и расходы, не учитываемые при определении налоговой базы налога на прибыль (относимые на прибыль после налогообложения).

19. Расходы, связанные с производством и реализацией продукции (услуг) по регулируемым видам деятельности, включают следующие группы расходов:

1) на топливо;

2) на покупаемую электрическую и тепловую энергию;

3) на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемую деятельность;

4) на сырье и материалы;

5) на ремонт основных средств;

6) на оплату труда и отчисления на социальные нужды;

7) на амортизацию основных средств и нематериальных активов;

8) прочие расходы.

20. Расходы, не учитываемые при определении налоговой базы налога на прибыль (относимые на прибыль после налогообложения), включают в себя следующие основные группы расходов:

1) капитальные вложения (инвестиции) на расширенное воспроизводство;

2) выплата дивидендов и других доходов из прибыли после уплаты налогов;

3) взносы в уставные (складочные) капиталы организаций;

4) прочие экономически обоснованные расходы, относимые на прибыль после налогообложения, включая затраты организаций на предоставление работникам льгот, гарантий и компенсаций в соответствии с отраслевыми тарифными соглашениями.

21. В необходимую валовую выручку включается сумма налога на прибыль организаций.

22. Расходы на топливо, включаемые в необходимую валовую выручку, определяются на основе:

1) нормативов удельного расхода топлива (за исключением ядерного), дифференцированных по типам генерирующего оборудования и видам топлива, на производство 1 киловатт-часа электрической энергии и 1 гигакалории тепловой энергии, утверждаемых Министерством энергетики Российской Федерации по согласованию с Федеральной энергетической комиссией Российской Федерации;

2) цен на топливо, определяемых в соответствии с пунктом 36 настоящего документа;

3) определяемой в установленном порядке потребности в ядерном топливе энергоблоков атомных электростанций, включая создание на них страхового запаса ядерного топлива;

4) расчетных объемов потребления топлива (за исключением ядерного) с учетом структуры его использования, сложившейся за последние 3 года;

5) нормативов создания запасов топлива (за исключением ядерного), рассчитываемых в соответствии с методикой, утверждаемой Министерством энергетики Российской Федерации по согласованию с Федеральной энергетической комиссией Российской Федерации.

23. Расходы на покупаемую электрическую энергию определяются в соответствии с пунктом 36 настоящего документа.

24. В отдельную группу выделяются расходы на оплату услуг организаций, осуществляющих регулируемую деятельность. Расходы на оплату указанных услуг определяются на основе тарифов, установленных регулирующими органами, и объема оказываемых в расчетном периоде регулирования услуг в соответствии с положениями раздела VI настоящего документа.

25. Расходы на приобретение сырья и материалов, используемых для производственных и хозяйственных нужд, рассчитываются на основании цен, определяемых в соответствии с пунктом 36 настоящего документа и нормативами расходов, которые утверждаются соответственно Министерством энергетики Российской Федерации и Министерством Российской Федерации по атомной энергии.

26. При определении расходов на проведение ремонтных работ учитываются:

1) нормативы расходов (с учетом их индексации) на ремонт основных средств, утверждаемые соответственно Министерством энергетики Российской Федерации и Министерством Российской Федерации по атомной энергии по согласованию с Федеральной энергетической комиссией Российской Федерации;

2) цены, указанные в пункте 36 настоящего документа;

3) программы проведения ремонтных работ, обеспечивающих надежное и безопасное функционирование производственно-технических объектов и предотвращение аварийных ситуаций, утвержденные в установленном порядке.

27. При определении расходов на оплату труда, включаемых в необходимую валовую выручку, регулирующие органы определяют размер фонда оплаты труда в соответствии с отраслевыми тарифными соглашениями, заключенными соответствующими организациями, и фактическим объемом фонда оплаты труда в последнем расчетном периоде регулирования, а также с учетом прогнозного индекса потребительских цен.

28. Сумма амортизации основных средств для расчета тарифов определяется в соответствии с нормативными правовыми актами, регулирующими отношения в сфере бухгалтерского учета. При расчете налога на прибыль организаций сумма амортизации основных средств

определяется в соответствии с Налоговым кодексом Российской Федерации.

29. В состав прочих расходов, которые учитываются в необходимой валовой выручке, включаются:

1) расходы на оплату работ и услуг производственного характера, выполняемых по договорам с организациями на проведение регламентных работ (определяются в соответствии с пунктом 36 настоящего документа);

2) расходы на оплату работ и услуг непроизводственного характера, выполняемых по договорам с организациями, включая расходы на оплату услуг связи, вневедомственной охраны, коммунальных услуг, юридических, информационных, аудиторских и консультационных услуг и других (определяются в соответствии с пунктом 36 настоящего документа);

3) отчисления на формирование резервов, предназначенных для обеспечения безопасности атомных электростанций на всех стадиях их жизненного цикла и развития, определяемые в установленном порядке;

4) плата за предельно допустимые выбросы (сбросы) загрязняющих веществ в окружающую природную среду;

5) плата за аренду имущества;

6) расходы на служебные командировки, включая оформление виз и сборов;

7) расходы на обучение персонала;

8) расходы на страхование;

9) отчисления на проведение мероприятий по надзору и контролю, производимые энергоснабжающими организациями по утверждаемому в установленном порядке нормативам;

10) другие расходы, связанные с производством и (или) реализацией продукции, определяемые в порядке, устанавливаемом Федеральной энергетической комиссией Российской Федерации.

30. В необходимую валовую выручку включаются внереализационные расходы, в том числе расходы по сомнительным долгам. При этом в составе резерва по сомнительным долгам может учитываться дебиторская задолженность, возникшая при осуществлении соответствующего регулируемого вида деятельности. Уплата сомнительных долгов, для погашения которых был создан резерв, включенный в тариф в предшествующий период регулирования, признается доходом и исключается из необходимой валовой выручки в следующем периоде регулирования с учетом уплаты налога на прибыль организаций.

В состав внереализационных расходов включаются также расходы на консервацию основных производственных средств, используемых в регулируемых видах деятельности.

31. При отсутствии нормативов по отдельным статьям расходов допускается использовать в расчетах экспертные оценки, основанные на отчетных данных, представляемых организацией, осуществляющей регулируемую деятельность.

32. Расходы на инвестиции в расчетном периоде регулирования определяются на основе согласованных в установленном порядке инвестиционных программ (проектов) развития организаций, осуществляющих регулируемую деятельность. Инвестиционные программы (проекты) должны содержать перечень объектов, объем инвестиций, сроки их освоения, источники финансирования капитальных вложений, а также расчет срока окупаемости капитальных вложений.

Средства на финансирование капитальных вложений, направляемых на развитие производства, определяются с учетом амортизационных отчислений и сумм долгосрочных заемных средств, а также условий их возврата.

При этом регулирующие органы обязаны учитывать расходы, связанные с возвратом и обслуживанием долгосрочных заемных средств, направляемых на финансирование капитальных вложений, начиная с момента поступления средств на реализацию проекта, а также обеспечить учет таких расходов при расчете тарифов на последующие расчетные периоды регулирования в течение всего согласованного срока окупаемости проекта.

33. Расчетная величина дивидендов (распределяемого дохода), учитываемая на расчетный период регулирования в составе необходимой валовой выручки, определяется с учетом суммы дивидендов (распределяемого дохода), заявленной организацией, осуществляющей регулируемую деятельность, на расчетный период регулирования, и исходя из сумм фактически выплаченных дивидендов за последние 3 года, а также с учетом размера оставшейся после уплаты налогов и сборов прибыли, полученной в последний отчетный период.

Платежи в федеральный бюджет за пользование имуществом, находящимся в федеральной собственности, учитываются на расчетный период регулирования в составе необходимой валовой выручки.

34. Экономически обоснованные расходы на уплату взносов в уставные (складочные) капиталы и на инвестиции в ценные бумаги организаций, осуществляющих регулируемую деятельность, включаются в состав необходимой валовой выручки в случаях, предусмотренных законодательством Российской Федерации.

35. При расчете тарифов с использованием метода экономически обоснованных расходов валовая прибыль должна соответствовать экономически обоснованному уровню доходности инвестированного капитала организаций, осуществляющих регулируемую деятельность. Рассчитанные таким методом тарифы не должны превышать предельных максимальных уровней тарифов, установленных в соответствии с пунктом 53 и подпунктом 2 пункта 63 настоящего документа.

Экономически обоснованный уровень доходности инвестированного капитала определяется регулирующим органом на основании прогноза уровня инфляции, принятого при формировании федерального бюджета на очередной финансовый год, с учетом стоимости долгосрочного заемного капитала, сложившейся на финансовом рынке в отчетный период. Указанный уровень доходности не должен превышать действующую ставку рефинансирования Центрального банка Российской Федерации, но не может быть ниже минимальной доходности облигаций федерального займа по состоянию на 1 июля последнего отчетного года.

Оценка величины инвестированного капитала на расчетный период регулирования осуществляется на основе бухгалтерского баланса организации, осуществляющей регулируемую деятельность, на последнюю отчетную дату. При этом учитываются решения органов управления организации, осуществляющей регулируемую деятельность, принятые во исполнение решений Правительства Российской Федерации и в соответствии с законодательством Российской Федерации, ведущие к изменению величины уставного и добавочного капитала, относимой на регулируемые виды деятельности, в расчетный период регулирования.

Величина инвестированного капитала определяется как сумма долей уставного и добавочного капитала, относимых на данный вид регулируемой деятельности, и долгосрочных обязательств (долгосрочного заемного капитала, обоснованно относимого на данный вид регулируемой деятельности) организации, осуществляющей регулируемую деятельность.

Методика расчета и определения уровня доходности инвестированного капитала (включая особенности его определения в переходный период реформирования электроэнергетики) утверждается Федеральной энергетической комиссией Российской Федерации по согласованию с Министерством экономического развития и торговли Российской Федерации и применяется для следующих регулируемых видов деятельности: производство электрической энергии, производство тепловой энергии, передача электрической энергии, передача тепловой энергии и оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике.

36. При определении расходов, указанных в пунктах 22–26 и 29 настоящего документа, регулирующие органы используют:

1) регулируемые государством тарифы (цены);

2) цены, установленные на основании договоров, заключенных в результате проведения конкурсов, торгов, аукционов и иных закупочных процедур, обеспечивающих целевое и эффективное расходование денежных средств;

3) официально опубликованные прогнозные рыночные цены и тарифы, установленные на расчетный период регулирования, в том числе фьючерсные биржевые цены на топливо и сырье.

При отсутствии указанных данных применяются прогнозные индексы изменения цен по отраслям промышленности.

37. Если уровень инфляции (индекс потребительских цен), определенный в прогнозе социально-экономического развития Российской Федерации, не превышает 12 процентов в год в расчетном периоде регулирования, регулирующие органы вправе применять при регулировании тарифов метод индексации тарифов (в том числе на срок более одного года) на основе прогнозируемого уровня инфляции (индекса потребительских цен).

Индексации подлежат ранее утвержденные предельные (минимальный и (или) максимальный) уровни тарифов и тарифы на продукцию (услуги) организаций, осуществляющих регулируемую деятельность.

При применении указанного метода тарифы устанавливаются в соответствии с методическими указаниями, утверждаемыми Федеральной энергетической комиссией Российской Федерации, которые учитывают:

1) программы сокращения расходов организаций, осуществляющих регулируемую дея-

тельность, согласованные с регулирующими органами;

2) изменения состава и (или) объемов финансирования инвестиционной программы электроэнергетики;

3) отклонения фактических показателей выработки электроэнергии на гидроэлектростанциях от прогнозных;

4) отклонения фактических цен на топливо от прогнозных;

5) отклонения фактического индекса потребительских цен от принятого при установлении тарифов прогнозного индекса;

6) изменения нормативных правовых актов, включая налоговое законодательство, влияющие на размеры расходов организаций, осуществляющих регулируемую деятельность.

Регулирующие органы ежегодно проводят анализ влияния установленных ими тарифов на финансово-экономическое состояние организаций, осуществляющих регулируемую деятельность, на уровень инфляции, на финансово-экономическое состояние потребителей продукции (услуг) указанных организаций и на уровень жизни населения с целью учета результатов этого анализа при установлении тарифов на очередной расчетный период регулирования.

IV. Ценообразование на оптовом рынке

Регулируемый сектор

38. В регулируемом секторе купля-продажа электрической энергии (мощности), в том числе для последующей поставки на экспорт, осуществляется по регулируемым тарифам, устанавливаемым Федеральной энергетической комиссией Российской Федерации на расчетный период регулирования исходя из равенства сумм стоимости покупаемой и стоимости поставляемой на оптовый рынок электрической энергии, а также исходя из объемов поставки и потребления электрической энергии (мощности) на оптовом рынке (без учета сектора отклонений), утверждаемых Комиссией в сводном балансе.

39. Выделение объемов производства и поставок электрической энергии (мощности) в регулируемом секторе (без учета сектора отклонений) в сводном балансе осуществляется в установленном порядке.

40. В пределах одной ценовой зоны оптового рынка покупатель рассчитывается за электрическую энергию (мощность) по одинаковым

ставкам тарифа, если иное не установлено законодательством Российской Федерации. Применение ставок тарифа, отличных от указанных ставок тарифа, действующих на дату вступления в силу настоящего документа, прекращается (в том числе поэтапно) по решению Федеральной энергетической комиссии Российской Федерации, согласованному с Министерством экономического развития и торговли Российской Федерации и Министерством энергетики Российской Федерации.

41. На оптовом рынке для поставщиков и покупателей устанавливаются двухставочные тарифы и (или) их предельные уровни, включающие в себя ставку за 1 киловатт-час электрической энергии и ставку за 1 киловатт установленной генерирующей мощности. В указанные тарифы не включается стоимость услуг, оказываемых на оптовом и розничном рынках электрической энергии (мощности).

Оплата покупателем электрической энергии (мощности) осуществляется по ценам на электрическую энергию (с учетом мощности), определяемым исходя из установленных двухставочных тарифов на электрическую энергию и на мощность и объемов потребляемой этим покупателем электрической энергии (мощности), утверждаемых в сводном балансе.

Методические указания по расчету указанных тарифов и цен утверждает Федеральная энергетическая комиссия Российской Федерации.

Расчет цены на электрическую энергию с учетом мощности осуществляется на основании установленных для покупателей двухставочных тарифов в соответствии с Правилами оптового рынка электрической энергии (мощности) переходного периода (далее – Правила оптового рынка), а также методическими указаниями, утверждаемыми Федеральной энергетической комиссией Российской Федерации.

42. При расчете ставки тарифа на установленную генерирующую мощность для поставщиков оптового рынка в необходимую валовую выручку включаются расходы на содержание максимально доступной генерирующей мощности каждого поставщика, учтенной в сводном балансе на расчетный период регулирования, включая расходы на содержание технологического резерва мощности.

43. Доля установленной генерирующей мощности каждого поставщика, расчеты в отношении которой осуществляются в регулируемом секторе, определяется в соответствии с Правилами оптового рынка.

44. Технологический резерв мощности включает в себя оперативный и стратегический резервы мощности.

Величина оперативного резерва мощности определяется Министерством энергетики Российской Федерации с участием системного оператора.

Величина стратегического резерва мощности определяется Министерством энергетики Российской Федерации по согласованию с Федеральной энергетической комиссией Российской Федерации, Министерством экономического развития и торговли Российской Федерации и Министерством Российской Федерации по атомной энергии с участием организации, оказывающей услуги по организации функционирования и развитию Единой энергетической системы России, и системного оператора на основе перспективных балансов электрической энергии и мощности.

Технологический резерв мощности распределяется по отдельным электростанциям и генерирующему оборудованию (турбоагрегатам, гидроагрегатам) исходя из принципа минимизации суммарных расходов покупателей – участников оптового рынка на покупку электрической энергии и содержание мощности (производство электрической энергии).

45. Порядок формирования и размещения технологического резерва мощности в Единой энергетической системе России утверждается Министерством энергетики Российской Федерации по согласованию с Федеральной энергетической комиссией Российской Федерации, Министерством экономического развития и торговли Российской Федерации и Министерством Российской Федерации по атомной энергии.

46. Федеральная энергетическая комиссия Российской Федерации может устанавливать в регулируемом секторе в границах одной ценовой зоны не менее чем на год предельные максимальные уровни тарифов на электрическую энергию (мощность), продаваемую по двусторонним договорам купли-продажи, заключенным:

покупателями и поставщиками – в отношении объемов потребления и производства электрической энергии, превышающих объемы потребления и производства, включенные в сводный баланс на 2003 год;

покупателями и поставщиками, имеющими генерирующие объекты, вводимые в эксплуатацию после 31 декабря 2003 г. за счет инвестиций, не включенных в согласованные в установленном порядке в соответствии с пунк-

том 32 настоящего документа инвестиционные программы организаций, осуществляющих регулируемую деятельность, – в отношении генерирующих мощностей, не включенных в оперативный резерв мощности на момент заключения двусторонних договоров.

При установлении тарифов на очередной год не учитываются дополнительные доходы, а также убытки поставщиков, понесенные ими при реализации электрической энергии (мощности) по двусторонним договорам купли–продажи.

47. При оказании услуг по организации функционирования торговой системы оптового рынка, в том числе услуг по организации купли–продажи, и расчета за электрическую энергию (мощность) в регулируемом секторе применяются устанавливаемые Федеральной энергетической комиссией Российской Федерации тарифы для поставщиков и покупателей данной ценовой зоны.

48. В случае, если по итогам отчетного периода регулирования выявляется несоответствие стоимости фактически поставленной и стоимости оплаченной электрической энергии, Федеральная энергетическая комиссия Российской Федерации в очередном периоде регулирования принимает меры по его устранению.

49. Определение размера средств, необходимых для выполнения концерном «Росэнергоатом» обязанностей эксплуатирующей организации атомных электростанций и обеспечения безопасности функционирования и развития атомных электростанций, осуществляется Федеральной энергетической комиссией Российской Федерации.

Недостаток средств на указанные цели у концерна «Росэнергоатом», образовавшийся в результате сложившихся в секторе свободной торговли цен на электрическую энергию, компенсируется путем увеличения тарифа на установленную генерирующую мощность в регулируемом секторе.

Сектор отклонений

50. Расчет стоимости отклонений объемов фактического производства (потребления) электрической энергии участников оптового рынка от объемов их планового почасового производства (потребления) осуществляется на основе тарифов регулируемого сектора с учетом повышающих или понижающих коэффициентов в соответствии с Правилами оптового рынка и

методикой, утверждаемой Федеральной энергетической комиссией Российской Федерации.

Сектор свободной торговли

51. Цены в секторе свободной торговли не могут быть выше предельного уровня, устанавливаемого Федеральной энергетической комиссией Российской Федерации.

Величина предельного уровня цен в секторе свободной торговли определяется в соответствии с методическими указаниями, утверждаемыми Федеральной энергетической комиссией Российской Федерации, и Правилами оптового рынка.

52. Особенности ценообразования на оптовом рынке в части, не урегулированной настоящим документом, определяются Правилами оптового рынка.

V. Ценообразование на розничном рынке

53. На основе прогноза социально–экономического развития Российской Федерации на очередной год, одобренного Правительством Российской Федерации, Федеральная энергетическая комиссия Российской Федерации устанавливает до принятия в первом чтении проекта федерального закона о федеральном бюджете на очередной год:

1) предельные минимальные и (или) максимальные уровни тарифов на электрическую и тепловую энергию, поставляемую энергоснабжающими организациями потребителям, в том числе предельные минимальные и (или) максимальные уровни тарифов для населения. Указанные тарифы могут устанавливаться с календарной разбивкой и с разбивкой по категориям потребителей с учетом региональных и иных особенностей;

2) предельные минимальные и (или) максимальные уровни тарифов на тепловую энергию, производимую электростанциями, осуществляющими производство в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии.

Указанные предельные минимальные и (или) максимальные уровни тарифов устанавливаются (в том числе методом индексации) не менее чем на год.

54. Органы исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов до принятия закона о бюджете субъекта Российской Феде-

рации на очередной финансовый год устанавливаются на розничном рынке:

1) тарифы на электрическую энергию, поставляемую энергоснабжающими организациями потребителям, в том числе тарифы для населения, в рамках установленных Федеральной энергетической комиссией Российской Федерации предельных минимальных и (или) максимальных уровней тарифов;

2) тарифы на тепловую энергию, производимую электростанциями, осуществляющими производство в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, в рамках установленных Федеральной энергетической комиссией Российской Федерации предельных минимальных и (или) максимальных уровней тарифов на указанную тепловую энергию;

3) тарифы на тепловую энергию, за исключением тарифов на тепловую энергию, производимую электростанциями, осуществляющими производство в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии;

4) сбытовые надбавки гарантирующих поставщиков (особенности формирования таких надбавок определяются согласно методическим указаниям, утверждаемым Федеральной энергетической комиссией Российской Федерации в соответствии с основными положениями функционирования розничных рынков электрической энергии и определения порядка присвоения статуса гарантирующего поставщика).

Указанные тарифы и сбытовые надбавки устанавливаются (в том числе методом индексации с разбивкой по годам) не менее чем на год в рамках установленных Федеральной энергетической комиссией Российской Федерации предельных минимальных и (или) максимальных уровней тарифов.

Расчет указанных тарифов осуществляется в соответствии с методическими указаниями, утверждаемыми Федеральной энергетической комиссией Российской Федерации.

55. При установлении тарифов, указанных в пунктах 53 и 54 настоящего документа, регулирующие органы обязаны учитывать:

1) макроэкономические показатели прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на соответствующий год;

2) изменение видов и объемов топлива, используемого для производства электрической и тепловой энергии, а также цен на него;

3) изменение объемов покупаемой энергоснабжающими организациями и поставляемой

потребителям электрической и тепловой энергии, в том числе за счет вывода потребителей электрической энергии на федеральный (общероссийский) оптовый рынок электрической энергии (мощности) и перехода потребителей тепловой энергии на собственные источники теплоснабжения;

4) имевшее место в предыдущие периоды регулирования экономически не обоснованное сдерживание роста тарифов на электрическую и тепловую энергию отдельными органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов.

56. Государственное регулирование тарифов на розничном рынке может проводиться отдельно в отношении электрической энергии, поставляемой населению в пределах социальной нормы потребления и сверх социальной нормы потребления, определяемой в соответствии с законодательством Российской Федерации.

57. Тарифы на электрическую и тепловую энергию, поставляемую потребителям, представляют собой сумму следующих слагаемых:

1) стоимость единицы электрической (тепловой) энергии (мощности);

2) стоимость услуг по передаче единицы электрической (тепловой) энергии (мощности) и иных услуг, оказание которых является неотъемлемой частью процесса поставки энергии потребителям.

В счетах на оплату электрической и тепловой энергии, помимо суммарного платежа, должны отдельно указываться стоимость отпущенной потребителю энергии и стоимость услуг по ее передаче и иных услуг, оказание которых является неотъемлемой частью процесса поставки энергии потребителям.

58. Тарифы на электрическую энергию (мощность), поставляемую потребителям, устанавливаются регулирующим органом одновременно в трех вариантах:

1) одноставочный тариф, включающий в себя полную стоимость 1 киловатт-часа поставляемой электрической энергии;

2) двухставочный тариф, включающий в себя ставку за 1 киловатт-час электрической энергии и ставку за 1 киловатт установленной генерирующей мощности;

3) одноставочный (двухставочный) тариф, дифференцированный по зонам (часам) суток.

Потребители, в том числе покупающие часть электрической энергии в секторе сво-

бодной торговли, самостоятельно выбирают для проведения расчетов за электрическую энергию один из указанных вариантов тарифа, уведомив об этом организацию, поставляющую ему электрическую энергию, не менее чем за месяц до вступления в установленном порядке в силу указанных тарифов. При отсутствии такого уведомления расчет за электрическую энергию (если иное не будет установлено по взаимному соглашению сторон) производится по варианту тарифа, действовавшему в период, предшествующий расчетному. В расчетном периоде регулирования не допускается изменение варианта тарифа, если иное не будет установлено по взаимному соглашению сторон.

Потребители, покупающие часть электрической энергии в секторе свободной торговли, производят расчеты за электрическую энергию (мощность), купленную на розничном рынке, по тарифам, установленным для данных потребителей в соответствии с настоящим пунктом.

59. Дифференциация тарифов по группам (категориям) потребителей электрической энергии (мощности) должна отражать различия в стоимости производства, передачи и сбыта электрической энергии для групп потребителей и производиться исходя из следующих критериев:

- 1) величина присоединенной (заявленной) мощности потребителей электрической энергии;
- 2) режим использования потребителями электрической мощности;
- 3) категория надежности электроснабжения;
- 4) уровни напряжения электрической сети;
- 5) иные критерии в соответствии с законодательством Российской Федерации.

Тарифы на тепловую энергию устанавливаются в расчете на 1 гигакалорию отдельно по потребителям, получающим горячую воду и пар, с дифференциацией по параметрам давления пара.

Федеральная энергетическая комиссия Российской Федерации утверждает методические указания по формированию групп (категорий) потребителей электрической и тепловой энергии и применению указанных критериев.

Тарифы на продукцию (услуги) организаций, осуществляющих регулируемую деятельность, дифференцированные регулирующим органом по группам потребителей, должны

обеспечивать получение в расчетном периоде регулирования указанными организациями необходимой валовой выручки.

Не допускается дифференциация тарифов на электрическую энергию (мощность) для потребителей в зависимости от их участия (неучастия) в секторе свободной торговли.

60. На розничном рынке для целей определения регулируемых тарифов на электрическую и тепловую энергию (мощность), отпускаемую энергоснабжающими (энергосбытовыми) организациями другим энергоснабжающим (энергосбытовым) организациям, последние рассматриваются в качестве потребителей, в отношении которых действуют положения пункта 59 настоящего документа.

61. На розничном рынке при расчетах по двусторонним (в том числе долгосрочным) договорам купли-продажи электрической (тепловой) энергии (мощности) применяются тарифы, устанавливаемые в соответствии с пунктами 53 и 54 настоящего документа.

62. На розничном рынке для определения размера оплаты электрической энергии, потребленной сверх количества, установленного договором, а также для определения стоимости отклонений участников сектора свободной торговли, не являющихся участниками регулируемого сектора, применяются тарифы на электрическую энергию (мощность), поставляемую энергоснабжающими организациями потребителям, утверждаемые органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов. При этом применяются повышающие (понижающие) коэффициенты, рассчитанные в соответствии с методическими указаниями, утверждаемыми Федеральной энергетической комиссией Российской Федерации.

VI. Особенности ценообразования в отношении услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемую деятельность

63. В отношении услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемую деятельность, Федеральная энергетическая комиссия Российской Федерации устанавливает:

- 1) тарифы на услуги по передаче электрической энергии по единой национальной (общероссийской) электрической сети;
- 2) предельные минимальные и (или) максимальные уровни тарифов на услуги по пере-

даче электрической энергии по распределительным сетям;

3) тарифы на услуги по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике;

4) размер абонентной платы за услуги по организации функционирования и развитию Единой энергетической системы России;

5) тарифы на услуги по организации функционирования торговой системы оптового рынка электрической энергии (мощности);

6) цены (тарифы) на услуги по обеспечению системной надежности;

7) размер платы за технологическое присоединение к электрическим сетям.

Федеральная энергетическая комиссия Российской Федерации утверждает методические указания по расчету (определению) указанных тарифов и размеров платы.

64. Тарифы на услуги по передаче электрической энергии по единой национальной (общероссийской) электрической сети и по распределительным сетям определяются путем деления необходимой валовой выручки организаций, оказывающих данные услуги (в том числе с привлечением других организаций), на суммарную присоединенную (заявленную) мощность потребителей услуг в расчетном периоде регулирования и дифференцируются по уровням напряжения и иным критериям, установленным законодательством Российской Федерации, в соответствии с методическими указаниями, утверждаемыми Федеральной энергетической комиссией Российской Федерации.

В указанных тарифах учитываются расходы на оплату нормативных технологических потерь, не включенных в тарифы (цены) на электрическую энергию (мощность), в целях компенсации экономически обоснованных расходов организаций, оказывающих услуги по передаче электрической энергии, на покупку электрической энергии в объемах, необходимых для покрытия нормативных технологических потерь. Нормативы технологических потерь утверждаются Министерством энергетики Российской Федерации.

Учет указанных расходов в тарифах на услуги по передаче электрической энергии осуществляется в соответствии с методическими указаниями, утверждаемыми Федеральной энергетической комиссией Российской Федерации.

65. Предельные минимальные и (или) максимальные уровни тарифов на услуги по пере-

даче электрической энергии по распределительным сетям устанавливаются Федеральной энергетической комиссией Российской Федерации для каждого субъекта Российской Федерации и дифференцируются по уровням напряжения.

Органы исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов в рамках указанных предельных уровней устанавливают тарифы на услуги по передаче электрической энергии по распределительным сетям для организации соответствующих услуг на территории соответствующего субъекта Российской Федерации.

66. Тарифы на услуги по передаче тепловой энергии устанавливаются органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов в соответствии с методическими указаниями, утверждаемыми Федеральной энергетической комиссией Российской Федерации.

67. Расчет тарифов на услуги по оперативно-диспетчерскому управлению и определение размера средств, предназначенных для страхования риска ответственности субъектов оперативно-диспетчерского управления за причинение ущерба субъектам электроэнергетики и потребителям электрической энергии в соответствии с пунктом 3 статьи 18 Федерального закона «Об электроэнергетике» и включаемых в состав платы за услуги системного оператора по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике, осуществляется на основании методических указаний, утверждаемых Федеральной энергетической комиссией Российской Федерации.

Указанные средства имеют строго целевое назначение и могут расходоваться только на уплату страховых взносов страховщику в связи с осуществлением страхования риска ответственности за причинение ущерба субъектам электроэнергетики и потребителям электрической энергии.

68. Размер абонентной платы за услуги по организации функционирования и развитию Единой энергетической системы России рассчитывается исходя из обеспечения получения организацией, оказывающей данные услуги субъектам оптового рынка (за исключением концерна «Росэнергоатом»), необходимой валовой выручки, с определением расходов отдельно по каждой из указанных услуг.

Порядок и условия оплаты указанных услуг утверждаются Федеральной энергетической комиссией Российской Федерации по согласованию с Министерством экономического развития и торговли Российской Федерации и Министерством энергетики Российской Федерации.

69. Услуги по организации функционирования торговой системы оптового рынка электрической энергии (мощности) оказываются организацией, осуществляющей определенные законодательством Российской Федерации функции администратора торговой системы оптового рынка.

Тариф на указанные услуги может рассчитываться отдельно для регулируемого сектора и сектора свободной торговли. Стоимость указанных услуг оплачивается поставщиками и покупателями пропорционально объемам электрической энергии, проданной и купленной в каждом секторе оптового рынка.

Особенности расчета данного тарифа устанавливаются в соответствии с методическими указаниями, утверждаемыми Федеральной энергетической комиссией Российской Федерации.

70. Цены (тарифы) на услуги по обеспечению системной надежности, оказываемые субъектами электроэнергетики и потребителями электрической энергии с управляемой нагрузкой, рассчитываются в соответствии с методическими указаниями, утверждаемыми Фе-

деральной энергетической комиссией Российской Федерации.

71. Плата за технологическое присоединение к электрическим сетям производится организациями (физическими лицами), подавшими заявку на выдачу технических условий на технологическое присоединение к электрическим сетям в сетевую организацию, имеющую на праве собственности или на ином законном основании соответствующие объекты электросетевого хозяйства.

При наличии технической возможности технологического присоединения к электрическим сетям в размер платы за присоединение включаются средства для компенсации расходов сетевой организации на проведение мероприятий по технологическому присоединению нового объекта к электрическим сетям.

Указанные мероприятия осуществляются в установленном порядке организацией, к объектам электросетевого хозяйства которой производится технологическое присоединение, и (или) потребителями (в том числе с привлечением специализированных организаций).

Размер платы за технологическое присоединение к электрическим сетям определяется в соответствии с методическими указаниями, утверждаемыми Федеральной энергетической комиссией Российской Федерации по согласованию с Министерством Российской Федерации по антимонопольной политике и поддержке предпринимательства.

Утверждены
Постановлением Правительства
Российской Федерации
от 26 февраля 2004 г. № 109

ПРАВИЛА ГОСУДАРСТВЕННОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ И ПРИМЕНЕНИЯ ТАРИФОВ НА ЭЛЕКТРИЧЕСКУЮ И ТЕПЛОВУЮ ЭНЕРГИЮ В РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

1. Настоящие Правила, разработанные во исполнение статьи 5 Федерального закона «О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации», определяют основания и порядок установления тарифов на электрическую и тепловую энергию, предусмотренный Основами це-

нообразования в отношении электрической и тепловой энергии в Российской Федерации, утверждаемыми Правительством Российской Федерации (далее – Основы ценообразования).

2. Термины, используемые в настоящих Правилах, имеют значение, указанное в Основах ценообразования.

3. На основании одобренного Правительством Российской Федерации прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на очередной год, а также предложений и материалов, указанных в пунктах 9 – 11 настоящих Правил, Федеральная энергетическая комиссия Российской Федерации устанавливает до принятия Государственной Думой Федерального Собрания Российской Федерации в первом чтении проекта федерального закона о федеральном бюджете на очередной год тарифы на электрическую и тепловую энергию и (или) их предельные уровни (далее – тарифы и (или) их предельные уровни) с учетом пунктов 40, 41, 53 и 63 Основ ценообразования.

4. На основании тарифов и (или) их предельных уровней, установленных Федеральной энергетической комиссией Российской Федерации, органы исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов до принятия закона о бюджете субъекта Российской Федерации на очередной финансовый год устанавливают тарифы, указанные в пунктах 54, 64 и 65 Основ ценообразования, на розничном рынке.

5. При установлении тарифов на очередной период регулирования регулирующий орган может проводить в порядке, установленном законодательством Российской Федерации, проверки хозяйственной деятельности организаций, осуществляющих регулируемую деятельность, в части обоснованности величины тарифов и правильности их применения.

6. Тарифы и (или) их предельные уровни вводятся в действие с начала очередного года на срок не менее одного года.

7. Установление тарифов и (или) предельных уровней производится регулирующими органами путем рассмотрения соответствующих дел.

8. Организации, осуществляющие регулируемую деятельность, до 15 мая года, предшествующего периоду регулирования, представляют в органы исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов обоснованные предложения об установлении предельных уровней тарифов в соответствии с Основами ценообразования.

9. Органы исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области госу-

дарственного регулирования тарифов до 1 июня года, предшествующего периоду регулирования, представляют в Федеральную энергетическую комиссию Российской Федерации обоснованные предложения об установлении предельных уровней тарифов в соответствии с Основами ценообразования.

Дело об установлении предельных уровней тарифов в субъектах Российской Федерации открывается с 15 июня года, предшествующего периоду регулирования.

10. Организации, осуществляющие регулируемую деятельность, для открытия дела об установлении тарифов представляют до 1 июля года, предшествующего периоду регулирования, в соответствующий регулирующий орган следующие материалы:

- 1) баланс электрической энергии;
- 2) баланс электрической мощности;
- 3) баланс спроса и предложения в отношении тепловой энергии;
- 4) баланс тепловой мощности;
- 5) бухгалтерская и статистическая отчетность за предшествующий период регулирования;

6) расчет полезного отпуска электрической и тепловой энергии с обоснованием размера расхода электрической энергии на собственные и производственные нужды и на передачу (потери) по сетям;

7) данные о структуре и ценах потребляемого топлива с учетом перевозки;

8) расчет расходов и необходимой валовой выручки от регулируемой деятельности с приложением экономического обоснования исходных данных (с указанием применяемых норм и нормативов расчета), разработанного в соответствии с методическими указаниями, утверждаемыми Федеральной энергетической комиссией Российской Федерации;

9) расчет тарифов на отдельные услуги, оказываемые на рынках электрической и тепловой энергии;

10) инвестиционная программа (проект инвестиционной программы) с обоснованием потребности в средствах, необходимых для прямого финансирования и обслуживания заемного капитала;

11) оценка выпадающих или дополнительных полученных в предшествующий период регулирования доходов, которые были выявлены на основании официальной статистической и бухгалтерской отчетности или результатов проверки хозяйственной деятельности

организаций, осуществляющих регулируемую деятельность.

11. Производители энергии – поставщики оптового рынка вместо материалов, указанных в подпунктах 1–4 пункта 10 настоящих Правил, представляют в регулирующий орган сведения о включенных в сводный баланс объемах производства электрической и тепловой энергии и величине установленной, максимально доступной и рабочей генерирующей мощности.

12. Регулирующий орган вправе не позднее 20 июля года, предшествующего периоду регулирования, запросить дополнительные материалы, указав форму их представления и требования к ним, а организации, осуществляющие регулируемую деятельность, обязаны их представить в 2-недельный срок со дня поступления запроса.

Организации, осуществляющие регулируемую деятельность, вправе представить по своему усмотрению дополнительные материалы не позднее 20 июля года, предшествующего периоду регулирования.

13. Материалы, предусмотренные пунктами 10 и 11 настоящих Правил, регистрируются регулирующим органом в день получения (с присвоением регистрационного номера, указанием даты и времени получения) и помечаются специальным штампом.

Регулирующий орган в 2-недельный срок с даты регистрации проводит анализ указанных материалов и направляет организации, осуществляющей регулируемую деятельность, извещение об открытии дела об установлении тарифов с указанием должности, фамилии, имени и отчества лица, назначенного уполномоченным по делу.

14. В случае применения регулирующими органами метода индексации дело об установлении тарифов не открывается.

15. Федеральная энергетическая комиссия Российской Федерации утверждает регламент рассмотрения дел об установлении тарифов и (или) их предельных уровней, предусматривающий порядок регистрации, принятия к рассмотрению и выдачи отказов в рассмотрении заявлений об установлении тарифов и (или) их предельных уровней, а также порядок согласования решений органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов об установлении тарифов, превышающих предельный уро-

вень, установленный в соответствии с Основами ценообразования.

16. Регулирующий орган проводит экспертизу предложений об установлении тарифов и (или) их предельных уровней. Срок проведения экспертизы устанавливается регулирующим органом, но не может превышать один месяц. Регулирующий орган назначает экспертов из числа своих сотрудников. В случаях, определяемых регламентом рассмотрения дел об установлении тарифов и (или) их предельных уровней, регулирующий орган может принять решение о проведении экспертизы сторонними организациями (физическими лицами).

Порядок проведения экспертизы и отбора организаций (физических лиц), привлекаемых для проведения экспертизы, утверждается Федеральной энергетической комиссией Российской Федерации по согласованию с Министерством Российской Федерации по антимонопольной политике и поддержке предпринимательства.

К делу об установлении тарифов и (или) их предельных уровней приобщается экспертное заключение, а также экспертные заключения, представленные организациями, осуществляющими регулируемую деятельность, потребителями и (или) иными заинтересованными организациями. Эти экспертные заключения являются дополнительными материалами и представляются в регулирующий орган в срок, предусмотренный пунктом 12 настоящих Правил.

17. Экспертное заключение, помимо общих мотивированных выводов и рекомендаций, должно содержать:

1) оценку достоверности данных, приведенных в предложениях об установлении тарифов и (или) их предельных уровней;

2) оценку финансового состояния организаций, осуществляющих регулируемую деятельность (по общепринятым показателям);

3) анализ основных технико-экономических показателей, определяемых регулирующим органом, за 2 предшествующих года, текущий год и расчетный период регулирования;

4) анализ экономической обоснованности расходов по статьям расходов;

5) анализ экономической обоснованности величины прибыли, необходимой для эффективного функционирования организаций, осуществляющих регулируемую деятельность;

6) сравнительный анализ динамики расходов и величины необходимой прибыли по отношению к предыдущему периоду регулирования;

7) анализ соответствия расчета тарифов и формы представления предложений нормативно-методическим документам по вопросам регулирования тарифов и (или) их предельных уровней.

18. Решение об установлении тарифов и (или) их предельных уровней принимается на заседании правления (коллегии) регулирующего органа.

Организация, осуществляющая регулирующую деятельность, за 10 дней до рассмотрения дела об установлении тарифов и (или) их предельных уровней извещается (с подтверждением получения извещения) о дате, времени и месте заседания правления (коллегии), а не позднее чем за один день до заседания должна быть ознакомлена с его материалами, включая проект постановления.

19. Заседание правления (коллегии) регулирующего органа по рассмотрению дел об установлении тарифов и (или) их предельных уровней является открытым и считается правомочным, если в нем участвуют более половины членов правления (коллегии).

В случае отсутствия на заседании по уважительной причине официальных представителей организации, осуществляющей регулирующую деятельность, рассмотрение может быть отложено на срок, определяемый правлением (коллегией). В случае повторного отсутствия указанных представителей рассмотрение дела проводится без их участия.

Протокол заседания утверждается председательствующим (далее – протокол).

20. Заседание правления (коллегии) регулирующего органа по рассмотрению дел об установлении тарифов и (или) их предельных уровней проводится в соответствии с регламентом, утверждаемым Федеральной энергетической комиссией Российской Федерации.

21. Постановление регулирующего органа принимается по форме, утверждаемой Федеральной энергетической комиссией Российской Федерации, и включает в себя:

величину тарифов и (или) их предельных уровней с разбивкой по категориям (группам) потребителей;

даты введения в действие тарифов и (или) их предельных уровней;

сроки действия тарифов и (или) их предельных уровней с календарной разбивкой.

В протоколе, являющемся неотъемлемой частью решения об установлении тарифов и (или) их предельных уровней, указываются основные экономические показатели расчетного периода регулирования, объем необходимой валовой выручки и основные статьи расходов по регулируемым видам деятельности в соответствии с Основами ценообразования.

22. Основания, по которым отказано во включении в тарифы отдельных расходов, предложенных организацией, осуществляющей регулирующую деятельность, указываются в протоколе.

23. Решение регулирующего органа об установлении тарифов и (или) их предельных уровней доводится до организаций, осуществляющих регулирующую деятельность, в недельный срок.

Постановление регулирующего органа об установлении тарифов и (или) их предельных уровней публикуется в установленном порядке.

24. Разногласия, связанные с установлением тарифов и (или) их предельных уровней, рассматриваются Федеральной энергетической комиссией Российской Федерации в порядке, установленном законодательством Российской Федерации.

25. Решение об установлении тарифов и (или) их предельных уровней обратной силы не имеет.

26. Применение льготных тарифов на электрическую и тепловую энергию допускается при наличии соответствующего решения регулирующего органа, согласованного в установленном порядке с Министерством Российской Федерации по антимонопольной политике и поддержке предпринимательства, в котором указаны потребители (группы потребителей), в отношении которых законодательно установлено право на льготы, основания для предоставления льгот и порядок компенсации выпадающих доходов энергоснабжающих (энергосбытовых) организаций.

Списки потребителей электрической и тепловой энергии, имеющих право на льготы (за исключением физических лиц), подлежат опубликованию в установленном порядке.

ЖУРНАЛ

«ГЛАВНЫЙ ЭНЕРГЕТИК»

№ 6/2004

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

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

Главный редактор
С.А. Леонов
Выпускающий редактор
Н.А. Пунтус
Верстка
А.Я. Богданов
Корректор
А.Г. Свиридова

Журнал
на II полугодие 2004 года
распространяется через
каталоги:

Агентство «Роспечать»,
«Пресса России»,
ООО «Межрегиональное
Агентство Подписки» (МАП).

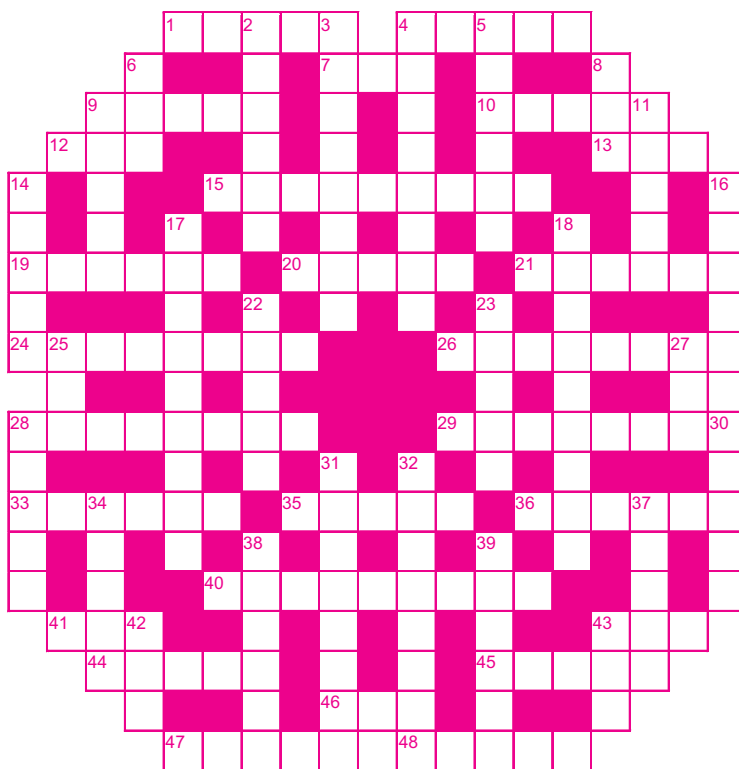
**НЕКОММЕРЧЕСКОЕ
ПАРТНЕРСТВО
ИЗДАТЕЛЬСКИЙ ДОМ
«ПРОСВЕЩЕНИЕ»**

Подписано в печать 27.05.04
Формат 60x88/8, Бумага
офсетная, усл. печ. л. 12
Печать офсетная
Тираж экз.
Заказ №

*При подготовке материалов данного номера
были использованы материалы изданий: "Эк-
сперт, Северо-Запад", "Интерфакс", Журнал
"Светотехника", www.mte.gov.ru,
www.bashkirenergo.ru, www.belgorodenergo.ru,
www.businesspress.ru, www.almih.narod.ru,
www.rusenergy.com, www.energotrade.ru, Гри-
горьев В.И., Киреева Э.А., Миронов В.А., Чо-
хонелидзе А.Н. "Электроснабжение и элект-
рооборудование цехов". М.: Энергоатомиз-
дат, 2003.*

Тел.: 925-93-50.

Email: glavenergo@mail.ru



По горизонтали: 1. Вялый, неповоротливый человек. 4. Чем дальше в лес, тем их больше. 7. У монголов кочевая семейная группа. 9. Проспект в США. 10. Мучная лавка. 12. Шуба мехом наружу. 13. Брат-близнец Ромула, вместе с ним основавший Рим. 15. Искусственные кудри. 19. И редкостный предмет, и своеобразный человек. 20. Деталь для соединения труб и женский предмет одежды для согревания рук. 21. Матрос-новичок. 24. Фашистская эмблема. 26. Вяленая треска. 28. Несущие конструкции скатной крыши. 29. «Лиса и ...» (И.А. Крылов). 33. Любитель скабрёзности. 35. Что один другому может вставлять в колеса? 36. Применяется и в грамматике, и в математике. 40. Домашний полтергейст. 41. «Российский шелк». 43. Река во Франции. 44. Кинофильм Н. Михалкова. 45. Мерзопакостный человек. 46. Государь в Золотой Орде. 47. Бандитское прикрытие. 48. «Сей в ..., будешь князь» (поговорка).

По вертикали: 2. Непостоянный человек (перен.). 3. Игра слов, фраза типа «Осип охрип, Архип осип». 4. Растянутые места в тексте. 5. То же, что красный чай. 6. И табачная фабрика, и остров, и марка мотоцикла. 8. Геометрическое тело, превратившееся в пролив. 9. Горбатый заяц. 11. Лошадь в полоску. 14. Вонючая куница. 16. То же, что ликоподиум. 17. Пустой, никчемный человек. 18. Пустомеля, болтун. 22. Повесть А. Гайдара. 23. «Родитель» Хоттабыча. 25. Река в Болгарии, приток Дуная. 27. Ядовитая жаба. 28. Гора на Дальнем Востоке. 30. Рост человека по сути. 31. Музей-усадьба Н.А. Некрасова в Ярославской области. 32. Изобретение Жак-Ива Кусто. 34. Сосед (устар.). 37. «Не в ..., а в глаз» (поговорка). 38. Пустая болтовня. 39. Подходящее место для подсудимого. 42. Его суют не в свое дело. 43. Элементарные сведения.

ОТВЕТЫ НА КРОССВОРД в №5/2004

ПО ГОРИЗОНТАЛИ: 1. АВИНЬОН. 3. АВЕНТИН. 6. КАСАТКА. 9. КОККИНАКИ. 10. СЕРА. 12. ИКША. 14. ПАТ. 15. РОТОНДА. 17. ЛИР. 19. ЛЮБАВИН. 20. РАРИТЕТ. 21. СТАДНЮК. 23. КОМАНДА. 25. АНИ. 26. АБРАМОВ. 27. КРА. 28. НОТА. 30. УАЙТ. 31. МАСТОДОНТ. 32. РЕПРИЗА. 34. ЯРМАРКА. 36. КАРАБИН.

ПО ВЕРТИКАЛИ: 1. «АНТ». 2. «НОС». 3. «АПОСТОЛ». 4. НИКА. 5. НИКОТИН. 6. КАНОНИР. 7. АРИИ. 8. АСФАЛЬТ. 11. РЕМБРАНДТ. 13. КОСТЯНИКА. 14. ПЛАТИНА. 15. РАВЕННА. 16. АБРАМОВ. 18. РЕМАРКА. 21. «СТИНГЕР». 22. КАРЕТКА. 23. КОМЕДИЯ. 24. «АРКТИКА». 29. АМУР. 30. УТКА. 33. ИСК. 35. МЭН.