

# СОДЕРЖАНИЕ

<b>НОВОСТИ ЭНЕРГЕТИКИ</b>	<b>3</b>
<b>ПРОБЛЕМЫ И РЕШЕНИЯ</b>	<b>12</b>
Собственная электростанция – миф или реальность?	12
<b>РЫНОК И ПЕРСПЕКТИВЫ</b>	<b>14</b>
Ветроэнергетические установки. Краткая характеристика, обзор рынка	14
<b>ЭЛЕКТРОХОЗЯЙСТВО</b>	<b>21</b>
Мониторинг трансформаторного оборудования	21
Сверхток, защита от сверхтока – основные понятия и классификация	33
Текущий ремонт трансформаторов	46
<b>ТЕПЛОСНАБЖЕНИЕ</b>	<b>50</b>
Практическое применение пгу на примере схемы ПГУ-ТЭЦ	50
Паровой ренессанс	54
<b>ВОЗДУХОСНАБЖЕНИЕ</b>	<b>57</b>
Особенности технической диагностики поршневых компрессорных машин	57
Как установить компрессорное оборудование	65
<b>ИСПЫТАНИЯ</b>	<b>67</b>
Методика испытания генераторов переменного тока	67
<b>ОБМЕН ОПЫТОМ</b>	<b>73</b>
Повышение надежности работы системы электроснабжения можайского гидроузла при замене масляных выключателей 35 кв на элегазовые выключатели	73

ЖУРНАЛ

## «ГЛАВНЫЙ ЭНЕРГЕТИК» №5

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

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

### Редакционная коллегия

**В.В. Жуков** – д.т.н., профессор,  
чл.-корр. Академии электротехнических  
наук РФ, директор Института  
электроэнергетики

**Э.А. Киреева** – к.т.н., профессор института  
повышения квалификации «Нефтехим»

**М.Ш. Мисриханов** – д.т.н., профессор,  
ген. директор «ФСК. Межсистемные  
электрические сети Центральной России»

**В.А. Старшинов** – д.т.н., профессор,  
зав. кафедрой электрических станций, МЭИ

**Н.Д. Торопцев** – д.т.н., профессор кафедры  
электроснабжения Карачаево-Черкесской  
государственной технологической академии

**А.Н. Чохонелидзе** – д.т.н., профессор  
Тверского государственного технического  
университета

Главный редактор

**С.А. Леонов**

Выпускающий редактор

**Н.А. Пунтус**

Верстка

**А.М. Коломейцев**

Корректор

**О.С. Волкова**

Журнал на I-е полугодие 2007 года  
распространяется через Каталог  
ОАО «Агентство «Роспечать» и Каталог  
российской прессы «Почта России»  
(ООО «Межрегиональное агентство  
подписки»), а также путем прямой  
редакционной подписки

Почтовый адрес редакции:

107031, Москва, а/я 49,

ИД «ПАНОРАМА»

Тел.: (495) 625-93-50, 131-73-95

E-mail: [glavenergo@mail.ru](mailto:glavenergo@mail.ru)

<http://glavenergo.promtransizdat.ru>



Подписано в печать 28.03.2007  
Формат 60x88/8. Бумага офсетная.  
Усл. печ. л. 13. Заказ №

# ГЛАВНЫЙ ЭНЕРГЕТИК №5/2007



При подготовке материалов  
данного номера были использованы  
материалы изданий:  
Журнал «ЭСКО»  
[www.ecoenergy.ru](http://www.ecoenergy.ru)

<b>ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ</b>	<b>76</b>
Расплата за энергопотери	76
<b>ВОПРОС – ОТВЕТ</b>	<b>78</b>
<b>ЭНЕРГОАУДИТ</b>	<b>81</b>
Энергетический аудит и состояние проблемы теплового загрязнения	81
<b>ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ</b>	<b>84</b>
Зачет по энергосбережению	84
<b>КНИЖНАЯ ПОЛКА</b>	<b>86</b>
<b>ОХРАНА ТРУДА</b>	<b>88</b>
Типовая инструкция по охране труда для машинистов компрессоров передвижных с электродвигателем	88
<b>НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ</b>	<b>90</b>
Постановление правительства российской федерации от 31 августа 2006г. № 530 «Об утверждении правил функционирования розничных рынков электрической энергии в переходный период реформирования электроэнергетики» (продолжение)	90

## «РЕНОВА» ВЫХОДИТ НА ЕВРОПЕЙСКИЙ РЫНОК АЛЬТЕРНАТИВНОЙ ЭНЕРГИИ

«Ренова» Виктора Вексельберга начала выход на принципиально новый для себя рынок — альтернативной энергетики в Европе. Группа уже зарегистрировала в Швейцарии компанию Avelar Energy и завершила сделку по покупке итальянского энерготрейдера Energetic Source. В течение пяти лет «Ренова» намерена вложить более \$1 млрд в производство ветряной, солнечной и биоэнергии. Отраслевые эксперты считают проект, который возглавил топ-менеджер «Реновы» Игорь Ахмеров, перспективным, поскольку ЕС после газовой войны «Газпрома» с Украиной активизировал поддержку альтернативной энергетики.

В самой «Ренове» говорят, что в дальнейшем собираются заниматься ветряной и солнечной генерацией в России. Эксперты отмечают, что сейчас это неоправданно. По словам господина Копылова, в России на долю альтернативной электроэнергии без учета крупных ГЭС приходится около 1% всего производства электроэнергии, в то время как в ЕС этот показатель в 2005 году составлял 6,38%. Причина — в отсутствии господдержки. Но в течение нескольких лет ситуация может измениться. По словам Анатолия Копылова, в Госдуме уже передан законопроект о возобновляемых источниках энергии, который предусматривает введение премии к рыночной цене и другие меры господдержки.

Polit. ru

## РЕАНИМАЦИЯ УГОЛЬНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

Совсем недавно тепловая энергетика, использующая в качестве топлива уголь, причислялась к списку технологий, которые будут забыты

в ближайшем будущем. Полагать так было от чего. Сжигание угля всегда было связано с выбросами дыма, отвалами золы, загрязнением воздуха и земли. От угля старались отказываться, переходя на сжигание газа. Но теперь, перед угольной энергетикой открылись новые перспективы.

В процессе модернизации технологии сжигания угля, ученые пошли по пути сжигания пылеугольного потока. Для его получения уголь перемалывался в тонкую пыль, подавался в воздушном потоке в топку и поджигался с помощью горячей струи газа или мазута. Эта технология была разработана еще в конце 60-х годов и в развитых странах, в том числе и в СССР, получила широкое применение.

Однако, как показала практика, для розжига пылеугольного потока требуется много нефтепродуктов. Для этих целей в мире на всех станциях такого типа используется около 50 млн тонн мазута. С этим недостатком мириться, пока не произошел скачок цен на нефть, поставивший такие станции на грань рентабельности. В 1979 году в США, на ТЭС «Мариетт» была испытана новая система розжига пылеугольного потока с использованием плазмотронов и нагрева частиц угля в потоке плазмы. Технология была испытана, однако, после снижения цен на нефть разработки были свернуты и велись на уровне лабораторных исследований.

В СССР интерес к такого рода разработкам начался в начале 80-х годов, в связи с модернизацией тепловых станций и резким сокращением производства мазута. В 1983 году была создана группа ученых, перед которой была поставлена задача перевода систем розжига котлов ГРЭС на использование энергии плазмотрона. Исследования велись на базе Института теоретической и прикладной механики СО РАН в Новосибирске, а эксперименты проводились на Новосибирской ТЭЦ-2, на которой плазмотрон был испытан в 1987 году.

У новой технологии был ряд проблем, из-за которых внедрение ее

сильно затягивалось. Во-первых, был мал ресурс плазмотрона. Во-вторых, оборудование было громоздким, энергоемким и не обеспечивало достаточной надежности в работе, стабильности поддержания горения и полного сжигания угля. Сибирские ученые доводили технологию до нужного совершенства в конце 80-х и начале 90-х годов, и в 1996 году при ОАО «Гусиноозерская ГРЭС» был создан Отраслевой центр плазменно-энергетических технологий РАО «ЕЭС России». С его помощью опытные установки плазменного розжига были установлены на 20 котлах 11 электростанций в России, Украины, Монголии, Китая и КНДР. Несмотря на недостатки конструкции, только Гусиноозерская ГРЭС сэкономила за три года 100 тысяч тонн мазута.

Новосибирский институт катализа СО РАН, обобщив данные эксплуатации плазмотронов, доработал их до состояния, пригодного для широкого применения. Была применена принципиально новая система двухступенчатого воспламенения пылеугольной смеси и более совершенный плазмотрон, которые позволили резко сократить габариты установки, затраты энергии, установить автоматические системы контроля за концентрацией угольной пыли и состоянием горения. На изобретения получено три патента.

Особенно хорошие результаты удалось получить при работе в зимних условиях и при розжиге котлов после длительного простоя.

Для российской энергетики это очень важное изобретение в двух аспектах. Во-первых, большую часть энергоресурсов страны составляет уголь. Общие запасы каменного угля составляют колоссальную величину — 4,7 трлн. тонн. Этот вид энергоресурсов позволяет удовлетворить потребности в топливе, энергии и химическом сырье на тысячи лет вперед даже при резком росте добычи. Доля тепловой энергетики в выработке электроэнергии составляет 70%, и значительная часть ее использует уголь в качестве топлива.

При таком уровне использования угля задача повышения эффективности энергетики, предусмотренная «Энергетической стратегией России до 2020 года», ложится на тепловые электростанции. Именно за счет повышения эффективности угольных топков, снижения потребления угля и произойдет рост экономии топлива. Испытание технологии на Партизанской ГРЭС в Приморье показало, что новая система розжига экономит в год 2,5 млн рублей и 1800 тонн мазута.

Во-вторых, в России есть регионы, где нефть и газ практически не добываются, и для использования мазута в розжиге котлов, его приходится туда завозить. В этом заключается корень энергетических проблем Дальнего Востока. На дальневосточных ГРЭС был уголь, но не было мазута для розжига котлов, которого требуется по норме 12 тонн на один котел. Плазматрон исключил мазут, и исключил также необходимость его завоза.

По большому счету, широкое введение плазматронов — это реанимация сразу двух отраслей: тепловой энергетики на угле и угольной промышленности. Это повлечет за собой возрождение целых регионов, которые раньше жили за счет добычи угля, особенно в Сибири и на Дальнем Востоке.

СО РАН

## **НПО «САТУРН» ЗАВЕРШИЛО ПРЕДЪЯВИТЕЛЬСКИЕ ИСПЫТАНИЯ ТРЕТЬЕГО ДВИГАТЕЛЯ БОЛЬШОЙ МОЩНОСТИ ГТД-110 ДЛЯ РАО «ЕЭС» И НАЧАЛО ПУСКОВЫЕ ОПЕРАЦИИ ПОЛУБЛОКА ИВАНОВСКИХ ПГУ**

Двигатель ГТД-110 N 3 успешно прошел испытания на газообразном и жидком видах топлива и соответствует нормам теплотехнических условий на двигатель. Максимальная

мощность, достигнутая в ходе испытаний, составила 122 МВт. Таковы результаты завершившихся на испытательном стенде Ивановской ГРЭС (г. Комсомольск) предъявительских испытаний двигателя ГТД-110 № 3 производства НПО «Сатурн». В настоящее время ведутся пусковые операции полублока ПГУ-325 с двигателем ГТД-110 N2. Срок проведения комплексного опробования полублока ПГУ-325—24 марта 2007 года.

В проекте ОАО «Ивановские ПГУ» (блок № 1 ПГУ-325) используются ГТЭ-110 № 3 и № 4 производства НПО «Сатурн». ГТД-110 N3 — первый двигатель, полностью изготовленный силами «Сатурна», без привлечения компании «Зоря» — Машпроект». Накануне нового года, 31 декабря 2006 года, двигатель ГТД N3 был доставлен на стенд для проведения приемочных испытаний. В рамках контракта с ОАО «ВО Технопромэкспорт» НПО Сатурн» поставило заказчику и все вспомогательное оборудование по газотурбинным агрегатам ГТЭ-110 № 3 и № 4. По окончании предъявительских испытаний ГТД-110 №3 доставлен на НПО «Сатурн» для проведения разборки и дефектации основных узлов, после чего он вновь будет собран для проведения приемо-сдаточных испытаний в составе блока ПГУ-325, запланированных на середину мая. Двигателя ГТД №4 планируется отправить на испытания 20 апреля.

Строительство блока № 1 ПГУ-325 — это первый этап реализации одного из самых крупных проектов в сфере отечественной электроэнергетики — создания на территории ИвГРЭС нового 650-мегаватного энергетического комплекса. Второй этап предполагает ввод еще одного энергетического блока мощностью 325 МВт.

ГТД-110 производства НПО «Сатурн» — первый российский газотурбинный двигатель большой мощности. ГТД-110 используется в составе газотурбинной энергетической установки ГТЭ-110 мощностью 110 МВт, а также в составе парогазовых установок мощностью 170 и 325

МВт. В рамках совместного проекта РАО «ЕЭС России» и НПО «Сатурн» выполнена комплексная работа по проведению межведомственных испытаний (МВИ) и постановке в производство ГТЭ-110. После МВИ первых двух установок НПО «Сатурн» получило заказ на производство ГТЭ-110 №3 и №4.

Сегодня НПО «Сатурн» вышло на уровень готовности к серийному выпуску турбин большой мощности. Для этого предприятие в течение нескольких лет создавало необходимую конструкторско-технологическую и производственную базу, готовило квалифицированные кадры. Пуск первого блока ПГУ-325 с установками НПО «Сатурн» открывает возможности для серийного применения ГТЭ-110 в объектах нового строительства и реконструкции РАО «ЕЭС России». ГТЭ-110 имеет широкие перспективы для формирования целой гаммы промышленных газовых турбин с применением единого газогенератора в диапазоне мощности от 50 до 180 МВт с требуемыми характеристиками.

ОАО «Научно-производственное объединение «Сатурн» — ведущая двигателестроительная корпорация, специализирующаяся на разработке, производстве и сервисном обслуживании газотурбинных двигателей для военной и гражданской авиации, судов военно-морского флота, энергогенерирующих и газоперекачивающих установок.

НПО «Сатурн» заняло достойное место на быстрорастущем рынке энергетического оборудования, предлагая модельный ряд энергетических и газоперекачивающих установок в диапазоне мощностей от 2,5 до 325 МВт. В минувшем 2006 году в отдельное дочернее предприятие выделено ОАО «Сатурн — газовые турбины». Приоритетными среди наземных промышленных программ «Сатурна» остаются проекты, реализуемые в рамках сотрудничества «Сатурн — РАО «ЕЭС России» и «Сатурн — Газпром».

ADVIS. RU

## **ЗАВЕРШАЕТСЯ РЕАЛИЗАЦИЯ ПРОЕКТА ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ АВТОНОМНОЙ ТЕПЛОЭЛЕКТРОСТАНЦИИ ДЛЯ ГИПЕРМАРКЕТА ТОРГОВОЙ СЕТИ О'КЕЙ**

Электрическая мощность станции составляет 4,5 МВт, тепловая - 5,5 МВт, включая мощность пикового котла 1 МВт. Резервирование электрической мощности — 508 кВт — обеспечивает дизель-генератор P635P1 FG Wilson (Великобритания).

В состав станции входят 4 газопоршневые установки PG 1250B (FG Wilson) с системой утилизации тепла (изготовлена компанией «А.Д. Д.»), теплообменники теплового пункта, пиковый водогрейный котел Vitoplex 100 (Германия), дымовая труба высотой 45 м, металлоконструкции площадок обслуживания. Основное топливо для станции — природный газ. Установка PG 1250B создана на базе двигателя 4016-E16TRS (Perkins, Великобритания), генератора LL 8124P (Leroy Somer) и оснащена системой автоматики — панель управления GCP-31 (Woodward, США).

Торговый комплекс О'КЕЙ открылся в декабре 2006 года. ТЭС начала вырабатывать тепловую и электрическую энергию в октябре минувшего года и до сегодняшнего момента работает в режиме опытно-промышленной эксплуатации: обеспечивает электрической и тепловой энергией 17000 м<sup>2</sup> торговых помещений и электричеством — систему освещения автомобильной стоянки общей площадью 28000 м<sup>2</sup>. Сейчас завершаются пуско-наладочные работы, сдача ТЭС в постоянную промышленную эксплуатацию заказчику планируется до конца I квартала 2007 г.

Особенность этого проекта в том, что ТЭС является единственным источником теплоэлектроснабжения комплекса, и строительство велось в центре Санкт-Петербурга. Поэтому необходимо было обеспечить не только высокое качество проекти-

рования, поставляемого оборудования и монтажа, но и строгое соблюдение экологических и других нормативных требований.

[www.rosteplo.ru](http://www.rosteplo.ru)

## **АВТОНОМНАЯ ТЭС БУДЕТ ПОСТРОЕНА НА ЗАВОДЕ ПО ПРОИЗВОДСТВУ ДЕТСКОГО ПИТАНИЯ В ПОДМОСКОВЬЕ**

Заказчик проекта — ОАО «Истра-Нутриция» (входит в состав группы «Нутриция» и является одним из ведущих в России предприятий по производству детского питания).

Энергоблок JMS 616 GS-N. LC производства GE Jenbacher поставит фирма «Сигма Технолоджис». Электрическая мощность ТЭС составит 2430 кВт, тепловая — 2315 кВт. Топливом является магистральный газ. Энергоблок будет иметь открытое исполнение и располагаться в отдельном здании. Ввод станции в эксплуатацию планируется до конца текущего года.

[www.rosteplo.ru](http://www.rosteplo.ru)

## **РАО «ЕЭС» И РОСТЕХНАДЗОР ЗАКЛЮЧИЛИ СОГЛАШЕНИЕ О ВЗАИМОДЕЙСТВИИ**

РАО «ЕЭС России» и Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии/Ростехнадзор/заключили соглашение о взаимодействии. Об этом сообщил сегодня департамент РАО «ЕЭС» по работе со СМИ.

В соответствии с документом, стороны обязуются проводить совместные работы по развитию и совершенствованию деятельности по обеспечению единства измерений в электроэнергетике, а также развивать сотрудничество в области метрологии с ведущими международными организациями.

Помимо этого, специалисты РАО «ЕЭС» и Ростехнадзора будут прово-

дить совместную аттестацию методик измерений, в том числе предназначенных для применения в технических регламентах. Также планируется активизация мероприятий по разработке оптимальной структуры метрологической службы электроэнергетики и документов, регламентирующих ее деятельность.

АЗИ «ПРАЙМ-ТАСС»

## **ГОСДУМА ПРЕДЛАГАЕТ ПРАВИТЕЛЬСТВУ ПЕРЕСМОТРЕТЬ ПОРЯДОК РАСЧЕТОВ ЗА ПОТРЕБЛЯЕМУЮ СЕЛЬХ ОЗОВАРОПРОИЗВОДИТЕЛ ЯМИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЮ**

Госдума приняла обращение «К председателю правительства РФ М.Е. Фрадкову о пересмотре порядка расчетов за потребляемую сельскохозяйственными товаропроизводителями электрическую энергию и порядка компенсации стоимости отклонений фактического объема ее потребления от договорного объема потребления».

Депутаты просят премьер-министра внести в соответствующие нормативные правовые акты правительства изменения, согласно которым правила оплаты потребителями электрической энергии с применением авансовых платежей и правила определения стоимости электрической энергии в части компенсации стоимости отклонения фактического объема потребления электрической энергии от договорного объема ее потребления, а также в части возмещения расходов в связи с изменением договорного объема потребления электрической энергии, не должны распространяться на сельскохозяйственных товаропроизводителей, имеющих энергоемкое производство.

В обращении отмечается, что правительством и исполнительными органами государственной власти субъектов РФ были приняты меры по стабилизации и развитию производства сель-

скохозяйственной продукции. Однако при этом отмечается, что сохраняются проблемы взаимодействия сельхозтоваропроизводителей и организаций других отраслей экономики, в том числе энергоснабжающих организаций.

В Госдуму поступают обращения от руководителей крупных сельскохозяйственных организаций о необходимости пересмотра порядка компенсации стоимости отклонения фактического объема потребления электроэнергии от договорного объема ее потребления.

В обращении отмечается, что энергоснабжающие организации РАО «ЕЭС России» требуют осуществлять предоплату потребляемой электроэнергии. Этим особенно обеспокоены руководители сельхозорганизаций, длительность производственного цикла изготовления многих видов продукции из которых составляет 1,5—2 года. Для уплаты авансовых платежей они вынуждены привлекать кредитные ресурсы, а низкорентабельные и несельскохозяйственные организации не могут воспользоваться и этими возможностями.

**АЗИ «ПРАЙМ-ТАСС»**

---

## РАЗРАБОТАНЫ ПРОГРАММЫ РАСЧЕТА НОРМАТИВОВ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОТЕРЬ И УДЕЛЬНЫХ РАСХОДОВ ТОПЛИВА

Приказами Минпромэнерго России от 4 октября 2005 года №№ 265 и 268 утверждены Положения об организации в Министерстве работы по утверждению нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии и нормативов удельных расходов топлива на отпущенную энергию, а также Порядки расчета указанных нормативов.

ООО «НТЦ «КомпАС» совместно с ЗАО «Роскоммунэнерго» разработали программное обеспечение расчета нормативов для теплоснабжающих предприятий.

1. Программный комплекс «Расчет нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии» (PaTeH-265) реализует расчетные соотношения, предусмотренные «Порядком расчета и обоснования нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии», утвержденным приказом Минпромэнерго России от 4 октября 2005 г. № 265.

2. Программный комплекс «Расчет нормативов удельных расходов топлива на тепловую энергию, отпущенную от котельных» (PaTeH-268) реализует расчетные соотношения, предусмотренные «Порядком расчета и обоснования нормативов удельных расходов топлива на отпущенную электрическую и тепловую энергию», утвержденным приказом Минпромэнерго России от 4 октября 2005 г. № 268.

Соответствие данных программных комплексов упомянутым приказам подтверждено Сертификатами соответствия №№ Ст. RU. НПРТ. С.00013 от 19.07.2006 г. и Ст. RU. НПРТ. С.00014 от 29.08.2006 г. в системе добровольной сертификации в теплоснабжении «Теплосертификация» (РОСС RU. И117.04ТБОО). Эти сертификаты выложены на нашем сайте.

**ООО «НТЦ «КомпАС»**

---

## В НИЖЕГОРОДСКОЙ ОБЛАСТИ НАЧНЕТСЯ ПРОИЗВОДСТВО ТОПЛИВНЫХ ГРАНУЛ

В Нижегородской области разрабатывается проект создания альтернативной системы теплообеспечения северных районов региона. Проект планируется в течение 3-х лет реализовать во всех 12 северных районов Нижегородской области.

Объем инвестиций, необходимый для создания системы энергообеспечения всех северных районов области и организации производства топливных гранул, составляет порядка 70—75 млн евро.

Для реализации проекта планируется закупить оборудование одного

из ведущих мировых производителей линий для гранулирования биомассы. В частности, рассматривается возможность использования оборудования немецких фирм «Amandus Kahl» и «Muench Edelstahl», а также фирмы «Sprout Matador» (Дания).

В качестве инвестора проекта по организации производства топливных гранул (пеллет) и созданию альтернативной системы теплообеспечения Ветлужского района Нижегородской области может выступить Консалтинговая компания «Mull und Partner Ingenieurgesellschaft mbH» (Германия).

Общий объем инвестиций в проект оценивается в размере 3,5 млн евро. При этом инвестиции в организацию производства топливных гранул составят 1,789 млн евро, в создание системы теплообеспечения — 1,714 млн евро.

Обе части проекта будут реализовываться параллельно. Максимальный срок окупаемости проекта составит 3,5 года. В частности, проект предусматривает создание системы теплообеспечения Ветлуги на основе 5 энергоблоков по 2 мВт. В качестве топлива для энергоблоков будут использоваться гранулированные древесные отходы.

Производство пеллет является составной частью проекта. Для этого будут использоваться отходы лесопереработки, в том числе пней, корней, сучьев, которые в настоящее время оставляются в лесу или сжигаются. Измельченная древесина перерабатывается в топливные гранулы размером 2,5—3 см.

Планируется, что мощность производства составит 20,5 тыс. тонн гранул в год. Себестоимость тепловой энергии по проекту планируется в размере 250 руб. за 1 Гкал. При сжигании угля, мазута, и печного топлива, которые в основном используются в северных районах Нижегородской области, средняя себестоимость 1 Гкал составляет около 2 тыс. рублей.

[www.nta-nn.ru](http://www.nta-nn.ru)

## СВЕРДЛОВСКИЕ ПРЕДПРИЯТИЯ ВНЕДРЯЮТ ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩЕЕ ОБОРУДОВАНИЕ

Более 4 млрд рублей инвестируют предприятия Свердловской области в производство и внедрение ресурсо- и энергосберегающего оборудования в ближайшие три года.

Такие данные прозвучали на VIII Всероссийском совещании по энергосбережению, которое прошло в Екатеринбурге. В работе совещания, которое проходило при поддержке и участии Министерства промышленности и энергетики РФ, приняли участие представители Москвы, Санкт-Петербурга, Московской, Челябинской, Курганской областей, Башкирии, Татарстана, Удмуртии.

Заместитель министра промышленности, энергетики и науки Свердловской области Юрий Шевелев, выступая на совещании, отметил, что развитие промышленного комплекса Свердловской области поставило регион перед проблемой дефицита электрической энергии. К 2015 году дефицит мощности может составить до 3 тыс. мегаватт. Решением этой задачи должно стать строительство новых генерирующих мощностей, а также политика энергосбережения.

Участники совещания приняли решение о разработке ряда новых программ: «Энергоэффективная экономика», «Использование местных и возобновляемых видов топливно-энергетических ресурсов», «Малая энергетика».

[www.itartass.ur.ru](http://www.itartass.ur.ru)

## СУЭК ОБРАТИЛАСЬ ЗА МОЩЬЮ К КИТАЮ

Сибирская угольная энергетическая компания (СУЭК) планирует использовать при строительстве новых электростанций китайские турбины и генераторы. Так компания рассчитывает избежать дефицита обо-

дования, прогнозирующегося в связи с масштабной инвестпрограммой РАО ЕЭС. Другие участники рынка не просто разделяют опасения СУЭК, но ждут нехватки подрядных организаций и даже стройматериалов. Эта ситуация, предупреждают энергокомпания, чревата срывом сроков ввода в эксплуатацию новых энергетических объектов.

Как рассказал гендиректор СУЭК Владимир Рашевский, угольная компания не исключает того, что будет использовать в ближайшие пять лет при строительстве новых электростанций оборудование, произведенное в Китае. Речь идет о турбинах и генераторах для угольных станций. «Оно не хуже того, что предлагает сейчас наш Энергомаш, — полагает топ-менеджер. — Мы думаем, что для строительства новых угольных станций его вполне можно использовать». Зам. гендиректора СУЭК Сергей Мироносецкий добавил, что цена китайского оборудования ниже, а показатели эффективности «на приличном уровне». «Если в нашей стране стоимость строительства обычной новой угольной станции оценивается в \$1100—1400 за 1 кВт, то в Китае она составляет \$600-700, а сроки строительства в среднем 18 месяцев», — пояснил господин Мироносецкий, подчеркивая, что «все оборудование будет выбираться на тендерной основе».

Использовать китайское оборудование угольщики планируют на станциях, заявленных в инвестпрограмме РАО «ЕЭС России», в которых СУЭК уже является акционером или станет им в результате размещения допэмиссий.

Производители российского оборудования согласны, что китайское оборудование не хуже российского. По словам корпоративного директора ОАО «ЭмАльянс» Ивана Шевченко, российские производители даже рассматривают китайцев как своих потенциальных конкурентов. Он отметил, что за 2006 год в Китае было введено более 100 ГВт новых энерго мощностей, что является абсолютным

мировым рекордом. В то же время, по мнению господина Шевченко, вряд ли следует ожидать массового выхода китайских производителей на рынок России в течение ближайших пяти лет. «Экономика Китая растет быстрыми темпами, а это значит, что китайские производители энергооборудования будут работать на внутренний рынок, — пояснил он. — Кроме того, оборудование, производимое в Китае, не сертифицировано в России. Наконец, мнение о том, что китайцы всегда предлагают низкие цены, — это миф. Насколько я знаю, европейские концерны, такие, как Siemens и Alstom, с успехом конкурируют с китайцами на их собственном рынке».

Заместитель гендиректора ОАО «Энергомашкорпорация» Алексей Плещев, в свою очередь, отметил, что «никто не будет импортировать из Китая котельное оборудование или крупные металлоконструкции, поскольку везти такие крупногабаритные вещи на расстояние более 3 тыс. км — это абсурд». Кроме того, подчеркнул эксперт, если КПД китайских газовых турбин не превышает 36%, то у турбин General Electric он составляет 46%. «Конечно, сейчас, когда цены на газ низкие, не все задумываются о КПД, но ведь цены будут расти, — заметил Алексей Плещев. — Поэтому планы закупок оборудования в Китае, на мой взгляд, не более чем популистские заявления. Когда у всех ОГК и ТГК появятся частные акционеры, они задумаются об эффективности и качестве, а это им вряд ли кто-то предложит, кроме Alstom, ABB или Siemens».

В то же время энергетики прогнозируют острую нехватку оборудования уже в ближайшее время. Как рассказал источник в «Мосэнерго», дефицит на рынке реально ощущается уже сейчас. «Мы вынуждены заказывать оборудование у западных компаний, так как отечественных производителей слишком мало, а производимая ими продукция не всегда устраивает нас по качеству. Некоторые виды оборудования у нас вовсе не производят».

ся, по каким-то технологии были потяжелы, в результате мы вынуждены переплавлять в два-три раза. Но даже при работе с надежными западными поставщиками ждать заказов приходится на несколько месяцев дольше, в результате чего сроки окончания строительства станций часто переносятся», — пояснил собеседник. Более того, по его словам, сейчас во всем мире наблюдается бум строительства энергообъектов, в результате востребованы не только стройматериалы, но и инженеринговые компании, занимающиеся подготовкой к строительству и проектированием.

В немецкой инженеринговой компании Fichtner, занимающейся оценкой технических решений проектов энергоблоков, подтвердили наличие дефицита на мировом рынке. «Сейчас вводится много объектов, поэтому в Европе наблюдается дефицит паровых турбин и всего оборудования для угольной генерации — это направление очень перспективно и активно развивается основными энергокомпаниями», — рассказали в Fichtner. При этом один из участников российского рынка считает, что оперативно получить оборудование под силу только самым крупным игрокам. «В ближайшее время в связи с увеличением количества заказов дефицит генерирующего оборудования будет только увеличиваться. И если серьезные игроки в силах отстаивать свои интересы, то остальные вынуждены просто ждать своей очереди».

Объем энергооборудования, необходимого для строительства 34,2 тыс. МВт до 2010 года, заявлен РАО «ЕЭС России» на сумму почти 700 млрд руб. При этом энергохолдинг делает ставку на рост производства турбин и генераторов с 8 тыс. до 17 тыс. МВт к 2010 году. «Мы рассчитываем, что в поставке турбин, котлов, паровых турбин и трансформаторов мы сможем использовать отечественное оборудование, — заметила начальник департамента по работе со СМИ РАО ЕЭС Марита Нагога. — При этом мы понимаем, что возникнут проблемы с подрядными компаниями, которые

могут строить станции «под ключ». Пока у нас есть только один такой подрядчик — «Технопромэкспорт». Однако мы будем стараться задействовать в строительстве ремонтный персонал, который полностью сохранился в отрасли».

С тем, что проблемы возникнут не только с оборудованием, согласен и Владимир Рашевский. «Безусловно, в ближайшие пять лет будут проблемы и с подрядчиками, и со стройматериалами, потому что будет большой бум строительства. Но, скорее всего, они будут не критичными, поскольку в мире работает огромное количество компаний, готовых строить электростанции», — подчеркнул он. А управляющий директор банка JP Morgan Дмитрий Васильев добавил, что в ближайшие годы «энергетика может стать конкурентом даже ФЦП «Доступное жилье», поскольку и там, и там требуется большой объем стройматериалов».

Коммерсант

## КАЖДЫЙ РАЙОН МОСКОВСКОЙ ОБЛАСТИ ОБЕСПЕЧАТ ТЕПЛОВИЗОРОМ

Подмосковные власти в рамках подготовки к отопительному сезону планируют закупить 70 тепловизоров, по одному для каждого муниципального образования. Этот аппарат позволяет своевременно обнаруживать разрывы теплосетей и оперативно устранять аварии, сообщил ИА REGNUM министр жилищно-коммунального хозяйства Московской области Виктор Бешкарев. По его словам, на реализацию программы подготовки к осенне-зимнему периоду будет израсходовано более 10 миллиардов рублей. До 15 сентября коммунальщикам предстоит подготовить к пуску тепла 55 тысяч многоквартирных домов, более двух с половиной тысяч котельных, заменить 2,5 тысяч километров ветхих теплосетей. «В этом году в крупнейших котельных мы установим системы

плавного пуска насосов. Это позволит избежать гидроударов, подобных тому, что вызвал крупную аварию в Электростали в конце февраля 2007 года», — отметил Бешкарев. По его словам, на подготовку к холодам 130 котельных, каждая из которых обеспечивает теплом до 40 тысяч человек, будет выделено 530 миллионов рублей.

Напомним, что авария на тепло-трассе в Электростали произошла утром 23 февраля. Из-за прорыва трубы без отопления остались около 40 тысяч жителей. Тепло не подавалось в общей сложности в 370 жилых домов. Причиной аварии стало кратковременное отключение электричества на главной котельной.

ИА REGNUM

## НА ПАРОВОЗДУХОДУВНОЙ СТАНЦИИ ОАО «ЗСМК» ВВЕДЕН В СТРОЙ НОВЫЙ ТУРБОГЕНЕРАТОР

На паровоздуходувной станции Западно-Сибирского металлургического комбината (ОАО «ЗСМК», предприятие «Евраз Групп») в рамках программы по энергосбережению введен в эксплуатацию новый турбогенератор установленной мощностью 12 МВт.

Турбогенератор предназначен для выработки электроэнергии, объем производства которой в 2007 году составит около 70 млн кВт\*ч. Кроме того, отработанный пар после турбины поступает в сети комбината для технологических целей. Турбогенератор оснащен современным программным обеспечением, предусматривающим автоматическое регулирование режимов. Специалисты фирмы-поставщика компьютерных технологий провели обучение машинистов турбин работе на новом оборудовании. Пульт управления турбогенератора оборудован современными средствами шумоизоляции, что позволяет улучшить условия труда обслуживающего персонала.

Пуск в эксплуатацию нового турбогенератора позволит сократить



поставки электроэнергии со стороны и снизить энергетические затраты ЗСМК за счет более экономичного собственного производства.

Пресс-служба ОАО ЗСМК

## ВЫСОКОПРОЧНЫЙ МАТЕРИАЛ RT500 ДЛЯ ИЗГОТОВЛЕНИЯ ТРУБ

Norpex-Micarta (США) вводит новый трубный материал RT500. Это материал на основе эпоксидной смолы, армированный текстурированным тканым стекловолокном (что обеспечивает высокую прочность стенок труб, изготавливаемых из RT500, и высокую сопротивляемость их расслаиванию).

Эти свойства особенно привлекательны при изготовлении толстостенных труб больших диаметров. Кроме того, материал RT500 легко может быть подвергнут машинной обработке.

Стандартные размеры звеньев RT500-трубы — это длины 92 и 122 см, внутренние диаметры от 1,91 до 122 см, внешние — от 2,22 до 127 см, толщина стенок — от 0,16 до 2,54 см.

RT500 используется прежде всего там, где востребованы его электроизоляционные свойства. Другие типичные области применения — изготовление различного рода колец, хомутов, вставок, втулок, а также криогенной изоляции и витой рукавной изоляции.

[www.nestor.minsk.by](http://www.nestor.minsk.by)

## ПРЕЕМНИКА РАО ЕЭС СОЗДАДУТ НА БАЗЕ «АДМИНИСТРАТОРА ТОРГОВОЙ СИСТЕМЫ»

Руководство РАО рассказало, как будут управлять энергетикой в России после реорганизации реформирующейся монополии. Некоммерческое партнерство «Совет рынка», к которому, как предполагается, перейдут функции РАО «ЕЭС России» по координации электроэнергетики РФ после реорганизации

энергохолдинга, планируется создать на базе «Администратора торговой системы», являющегося организатором торгов на энергобирже, сообщил член правления РАО Юрий Удальцов на конференции в Москве.

По замыслу РАО, организацией торговли на рынке электроэнергии будет заниматься специально созданное ОАО или ЗАО, которое на первом этапе будет являться 100%-ной «дочкой» НП «Совет рынка». Впоследствии, по словам Удальцова, в это АО может быть привлечен и сторонний капитал, передает «Интерфакс».

«Такой «Совет рынка» правильно было бы наделить возможностью влияния не только на торговую площадку — которая на первом этапе должна быть 100%-ной «дочкой», а в дальнейшем в нее, возможно, будет привлекаться капитал, — но и на иные инфраструктурные организации, а именно — «Системный оператор» и ФСК, с тем, чтобы та функция, которая есть в РАО, перешла в другое качество», — заявил член правления энергохолдинга.

«Такая структура могла бы продвигать рынок и дальше, а также помогать участникам рынка», — добавил Удальцов.

Как сообщалось ранее, РАО ЕЭС предлагает такую схему обособления «Системного оператора», в результате которой примерно 25% его акций, причитающихся миноритарным акционерам энергохолдинга, выкупит «Совет рынка». В докладе Удальцова говорилось также о том, что «Совет рынка» может получить в доверительное управление 25% «Федеральной сетевой компании» (ФСК), но не уточнялось, будет ли это часть госпакета.

Председатель правления АТС Дмитрий Пономарев в беседе с журналистами пояснил, что привлечение сторонних компаний в капитал энергобиржи возможно по аналогии с РТС, акционерами которой являются участники фондового рынка. Также он считает правильным в случае расширения перечня товаров, которые торгуются на АТС, например за счет газа, вхождение в капитал энерго-

биржи представителей соответствующей отрасли. По данным Пономарева, решение о создании «Совета рынка» на базе АТС требует поправок в закон в части, касающейся организации торговли электроэнергией. Они уже готовятся, а решение о создании «Совета рынка» будет принято в течение года.

NEWSru.com

## В РЕСПУБЛИКЕ КОМИ ОТКРОЕТСЯ ПРОИЗВОДСТВО ТОПЛИВНЫХ ГРАНУЛ

В Печорском районе Республики Коми планируется наладить производство топливных гранул. Как сообщает администрация Печоры, инвестором выступает пенсионный фонд российских железных дорог (НПФ «Железнодорожный»), проект разрабатывает голландская фирма, очередной приезд специалистов ожидают в апреле. В первый раз голландцы приезжали в район осенью прошлого года.

В муниципалитете заметили, что начало реализации проекта зависит от механизма оформления в аренду лесных участков, прописанного в новом Лесном кодексе. Этот механизм должен вступить в силу в первом квартале. Однако по срокам строительства завод в Печорском районе вдвое опередит первый в регионе завод по производству пеллет в селе Ношуль Прилузского района. Не последнюю роль в этом сыграло наличие готовых производственных площадей.

Как отметил первый заместитель главы администрации Печоры Василий Торлопов, интерес к заводу как со стороны инвестора, так и со стороны властей и местного населения огромный. Нехватки необходимого сырья для производства не будет — в районе достаточно запасов древесины низкого сорта. На лесозаготовках будет задействовано до 250 человек, на самом же заводе — около 15, так как производство будет полностью автоматизировано.

По словам В.Торлопова, основным потребителем продукции станет население района, ведь только малоимущим жителям необходимо в год порядка 17 тысяч кубометров дров. Кроме того, планируется перевести с угля на пеллеты ряд муниципальных котельных. Первая котельная в порядке эксперимента заработает уже в этом году, правда, пока на ношульских гранулах (производитель — завод по производству биотоплива из древесины в селе Ношуль Прилузского района).

Топливные гранулы, или пеллеты — древесное топливо в виде цилиндров диаметром от 4 до 50мм, спрессованное из высушенной, предварительно измельченной древесины. По своим тепловым характеристикам пеллеты конкурируют с природным газом, но по экологическим показателям превосходят все имеющиеся виды топлива.

<http://komionline.ru>

## ВОЛОГОДСКИЕ ЭНЕРГЕТИКИ ПРИНЯЛИ УЧАСТИЕ В КОНФЕРЕНЦИИ ПО ПРОБЛЕМАМ УПРАВЛЕНИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТЬЮ

Вологодские энергетики приняли участие в научно-практической конференции по проблемам управления реактивной мощностью

Научно-практическая конференция «Реактивная мощность и энергия в электрических системах. Инженерно-экономические методы регулирования», инициатором проведения которой выступило ОАО «Вологдаэнерго», прошла 28 марта в стенах Вологодского государственного технического университета.

В работе конференции приняли участие энергетики сетевых, сбытовых и генерирующих компаний, регионального диспетчерского управления, крупных промышленных предприятий области, представители департамента строительства, энергетики и ЖКХ правительства области, а также преподаватели ВГТУ.

Среди докладчиков конференции — руководители и сотрудники ОАО «Вологдаэнерго». С докладом «Актуальные задачи управления реактивной мощностью в электрических системах» выступил директор по реализации услуг ОАО «Вологдаэнерго» Александр Студенцов. Доклад на тему «Реактивная мощность и энергия в Вологодской энергосистеме. Проблемы регулирования и возможные решения» подготовил начальник сектора мониторинга и анализа потерь ОАО «Вологдаэнерго» Владимир Орлов.

По словам одного из организаторов конференции, заведующего кафедрой электроснабжения ВГТУ — доктора технических наук Александра Бульчева, проблема реактивной мощности на сегодняшний день является одной из главных в энергетической системе. По линиям электропередач передается мощность, близкая к предельной, что создает высокую напряженность в работе энергосистемы. Кроме того, в ближайшее время в Вологодской области будет реализован ряд инвестиционных проектов по строительству крупных промышленных предприятий, что потребует дополнительных мощностей и, как следствие, значительное увеличение нагрузки на электрические сети и всю энергосистему региона в целом.

Проведение конференции с участием представителей крупных промышленных предприятий было вызвано тем, что ни одна из энергетических компаний не может решить проблему управления реактивной мощностью самостоятельно без участия крупных потребителей электроэнергии.

По словам Александра Студенцова, решение вопросов, связанных с компенсацией реактивной мощности позволит решить целый ряд проблем как сетевым компаниям, так и потребителям электроэнергии, а именно:

- сократить потери в электрических сетях
- увеличить пропускную способность электросетей
- поддерживать необходимый уровень напряжения в электросетях

● снизить количество инцидентов, связанных с отключением потребителей от электроэнергии.

Итогом научно-практической конференции стало принятие заключительного документа, в котором участники мероприятия отразили перспективы решения проблем управления реактивной мощностью.

ИА «СеверИнформ»

## ЧУБАЙС ВЫВЕДЕТ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ ИЗ ТУПИКА

Похоже, планам Анатолия Чубайса о том, чтобы сделать электроэнергетику локомотивом российской экономики, суждено сбыться, что бы там ни говорили злые языки. Если и не всю отечественную промышленность, то ряд отраслей «электровоз» пятилетней инвестиционной программы РАО «ЕЭС» сможет вытянуть из тупика.

Напомним, в феврале председатель правления энергохолдинга Анатолий Чубайс презентовал обновленные инвестпланы компании на ближайшие пять лет. Объемы нового строительства выросли в полтора раза. Теперь к 2011 году планируется возвести 34 тыс. МВт новых энерго мощностей, а не 21 тыс. МВт, как предполагалось ранее. Естественно, и годовые темпы нового строительства должны возрасти кратно: если в этом году будут пущены энергоблоки общей мощностью 2200 МВт, то уже к 2010 году — почти 20 тыс. МВт.

Новые энергообъекты, которые должны заработать к концу инвестиционной пятилетки, закладываются уже сегодня. Только в этом году на крупнейших электростанциях России начнется строительство энергоблоков суммарной мощностью почти 4 тыс. МВт.

Реализация пятилетней инвестиционной программы РАО «ЕЭС России», по признанию самих энергетиков, направлена на решение проблемы дефицита энерго мощностей и технологического отставания отрасли.

Однако, как и ленинский план электрификации России, эффект ГОЭЛРО-2, по Чубайсу, выйдет далеко за пределы самой электроэнергетики. Так, по словам Анатолия Чубайса, к концу инвестиционной пятилетки объем только рынка энергомашиностроительного оборудования вырастет с 30 до 212 млрд рублей.

В РАО даже подготовили специальный документ, интегрированный в пятилетний инвестиционный план. Он представляет собой детализированный по типам оборудования многостраничный обзор потребности электроэнергетики в оборудовании предприятий энергомашиностроения. Так, только для новых парогазовых энергообъектов, предусмотренных инвестпрограммой РАО, потребуется более 100 газовых и 67 паровых турбин, 125 котлов-утилизаторов. Для масштабного строительства угольных энергоблоков необходимо еще более 70 паровых турбин. Плюс 45 гидротурбин и 43 генератора для ГЭС.

Однако смогут ли россияне на равных конкурировать со своими зарубежными коллегами? Эксперты высоко оценивают шансы отечественного энергомашиностроения в этой гонке. Так, аналитик ФК «Уралсиб» Матвей Таиц уверен, что масштабные планы РАО «ЕЭС России» способны возродить отечественное энергомашиностроение. «Для российских компаний это возможность увеличить производство», — считает он. Его мнение разделяет аналитик ИК «Тройка Диалог» Гайрат Салимов. Он считает, что «инвестиционная программа РАО «ЕЭС» — позитивный фактор для всего российского энергомашиностроения». Дело в том, что технологии, используемые здесь, очень специфичны и им вряд ли найдется применение в других секторах экономики.

Безусловно, вынужденный прослойкой отрасли в 1990-х не мог не сказаться на уровне продукции предприятий отрасли: за это десятилетие технический прогресс ушел далеко вперед. «По технологическим параметрам в сегменте газовых турбин мы серьезно отстали», — отмечает Гайрат Салимов. Кроме того, россий-

ские предприятия не освоили пока в достаточной степени сервисную составляющую бизнеса. А ведь именно за счет обслуживания уже работающего оборудования зарубежные производители, такие как «Сименс» и «Дженерал Электрик», получают значительную долю прибыли. «А вот по гидравлическим турбинам российские образцы оборудования как минимум не уступают зарубежным аналогам», — уверен он.

Вместе с тем, по мнению аналитика, ситуация в отечественном энергомашиностроении не безнадежна. Инвестиционная программа энергохолдинга создает большой отложенный спрос. Это позволит запускать в серию оборудование, которое сейчас находится только на чертежной доске или в единственном, опытном экземпляре.

Российский энергомашиностроитель оценивает инвестиционные инициативы РАО «ЕЭС России» и склонен разделять надежды аналитиков. Так, генеральный директор Самарской оптической кабельной компании Александр Вырыпаев отмечает, что для его предприятия «сотрудничество с энергокомпаниями — это все, и их инвестиционные программы — это ключевой вопрос нашего развития».

Генеральный директор ЗАО «Уральский турбинный завод» Владимир Ермолаев убежден, что инвестиционная программа РАО «ЕЭС России» даст мощный импульс развитию отечественного энергомашиностроения. «Большое количество заказов сделает экономически обоснованным перевооружение российских заводов и замену изношенного станочного парка 70—80-х годов», — считает он. Более того, возглавляемая им компания уже приступила к реализации программы развития, которая подразумевает увеличение выпуска продукции в 4 раза до 2010 года.

Техпереворужение проводит и ОАО «Электрозавод» (г. Москва). «Сейчас мы завершаем реконструкцию производственных и испытательных мощностей», — говорит коммерческий директор предприятия Владимир Синев, — устаревшее оборудование

меняется на новое, высокотехнологичное, которое позволит повысить качество выпускаемых трансформаторов». Кроме того, компания строит новый завод в Уфе, который должен начать работать уже в этом году и обещает стать крупнейшим трансформаторным производством в России.

Обновление производственных мощностей на ЗАО «Завод электротехнического оборудования», по словам его генерального директора Николая Козловского, позволило значительно сократить путь новых образцов продукции от кульмана до цеха. «Если ранее переход от разработки до серийного производства продукции занимал 3 года, то сейчас — не более 6 месяцев», — утверждает он.

Масштабную инвестпрограмму, направленную на расширение номенклатуры выпускаемой продукции и повышение ее качества, готов развернуть и флагман отечественного энергомашиностроения концерн «Силловые машины», крупный пакет акций которого с 2005 года контролируется РАО «ЕЭС России».

Впрочем, даже находясь «под крылом» Чубайса, «Симашу», равно как и остальным отечественным предприятиям, производящим оборудование для электроэнергетики, не стоит надеяться на привилегии в конкурентной борьбе. Энергокомпания не раз отмечали, что при прочих равных условиях предпочтение будет отдаваться отечественному энергомашиностроению. Теперь главный вопрос: смогут ли наши производители быть равными тому же «Сименсу»? Конкуренция между поставщиками оборудования будет предельно жесткой. Кстати, как отметил Анатолий Чубайс, один из последних инвестиционных конкурсов на поставку оборудования для одного из проектов «Мосэнерго» «Силловые машины» проиграла европейской компании Alstom. «Значит, нужно лучше работать», — резюмировал Анатолий Чубайс. По крайней мере человечество пока не придумало другого способа, позволяющего из хорошего выбирать лучшее.

Независимая газета



**Виталий ПОЛЯКОВ**

## СОБСТВЕННАЯ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯ — МИФ ИЛИ РЕАЛЬНОСТЬ?

*Перед многими российскими строителями остро встала проблема подключения к электрическим сетям. В отдельных регионах ситуация совсем безрадостная. Что говорить о строящихся объектах, когда новостройки отдельными домами и целыми микрорайонами ждут своей очереди на подключение! Основная причина проблемы — дефицит мощности, в связи с чем технологическое подключение очень дорого, а иногда и вовсе невозможно. Но подключение к сетям — далеко не единственное решение вопроса! У строителей есть еще один очевидный выход — строительство собственной электростанции. Отношение к такому варианту несколько настороженное — сказывается и новизна проектов автономного электроснабжения в России, и нежелание строительных организаций заниматься несвойственным им бизнесом, и отсутствие возможности реализации «своей» электроэнергии.*

### **Будет ли собственная электростанция работать?**

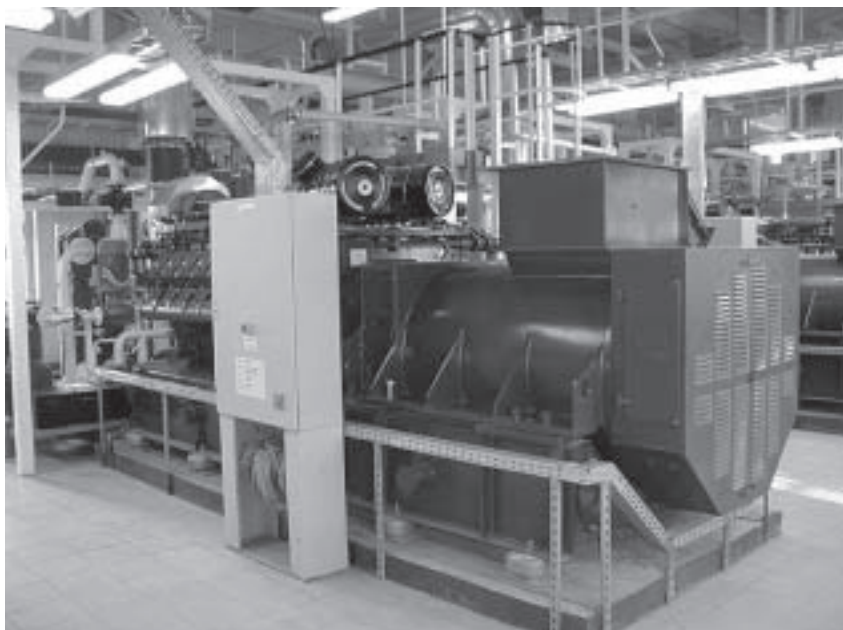
Это первый вопрос, который задают себе представители строительных организаций после знакомства с темой.

Будем предполагать, что ваш проект разрабатывает достойная организация, которая знакома со всеми особенностями строительства и последующей работы электростанции. К слову, предварительно лучше собрать реко-



мендации о подрядчике, чем потом решать нежданно возникшие финансовые проблемы. Приведу простой пример: стоимость установки мощностью 1 МВт составляет 500 тыс. евро. Если из-за недостатка опыта или по недоработке проектной организацией не будут учтены пусковые токи, то высока вероятность поломки двигателя. Это вполне может обернуться капитальным ремонтом или даже заменой двигателя и дополнительными расходами до 100 000 евро!

Второй типичный вопрос заказчика таков: существуют ли подобные проекты в мире и в России? Да. Количество объектов малой энергетики в мире исчисляется тысячами.



подавляющее большинство из них работает на природном газе, с применением газопоршневых двигателей.

Например, по данным Центра энергетических решений (The Energy Solutions Center), на территории США в 2000 году насчитывалось 1498 объектов малой энергетики на природном газе, из них 920 объектов — с газопоршневыми двигателями.

В России, по данным автора, уже более 150 газопоршневых электростанций суммарной мощностью более 450 МВт. Самый старый объект с собственной газопоршневой электростанцией — Деловой центр «Мострансгаз» (введен в эксплуатацию в 1996 году).

На сегодняшний день в России услуги по строительству мини-ТЭЦ предлагают порядка 50 компаний. Причины, по которым они занялись этим бизнесом, различны. Их возможности и компетентность заслуживают самого пристального изучения.

## Насколько дорого строительство собственной электростанции?

Ориентировочная стоимость мини-ТЭЦ мощностью 3 МВт (3 установки по 1 МВт) «под ключ» составляет порядка 2,3 млн евро.

Смета такова: стоимость (в процентах) от стоимости всего проекта (приблизительно): основное генерирующее оборудование — 70% (1 610 000 евро); проект (в полном объеме) — 7% (161 000 евро); монтаж — 6% (138 000 евро).

Остальное (возведение здания из легкосборных металлических конструкций, внутренняя обвязка, дымовая труба и т.д.) — 17% (391 000 евро).

Таким образом, стоимость 1 кВт собственной трехмегаваттной электростанции составляет 767 евро. Как правило, чем больше мощность электростанции, тем меньше ее удельная стоимость. Вместе с тем, все познается в сравнении. Плата за присоединение в Москве составляет

45 000 руб./кВт, а это окупает собственную станцию мгновенно.

Себестоимость электроэнергии на собственной электростанции около 0,5 руб./кВт-ч, а покупная обойдется около 2,0 руб./кВт-ч.

По опыту, окупаемость подобных станций — от 3 до 5 лет только за счет экономии на тарифах.

## Во что выльется содержание собственной электростанции?

Все эти расходы заложены в себестоимости кВт-ч — приблизительно 9 евро с каждого МВт-ч выработанной электроэнергии идут на сервисные нужды. К ним относятся зарплата персонала, расходные материалы, запасные части.

Подчеркну, что в обслуживании станции нет ничего сложного: пер-

сонал можно обучить за две-три недели, расходные материалы продаются на российском рынке, запасные части можно приобрести в сервисной сети производителя оборудования.

Таким образом, собственная электростанция — это достойная альтернатива «большой» энергетике.

С учетом 70-процентного износа крупных электростанций, высокой стоимости технологического присоединения и постоянно растущих тарифов вариант малой электростанции нужно рассматривать при строительстве любого объекта.

## Основные моменты при выборе подрядчика на строительство мини-ТЭЦ:

- Грамотность и полнота ответов на ваши вопросы. Если представители подрядчика «плавают» в теме или уклоняются от прямых ответов, стоит задуматься.
- Опыт работы в данной области — чем он больше, тем лучше.
- Реализованные и реализуемые проекты. Играет роль не только их количество, но и степень сложности, возможность подобрать выгодные варианты финансирования.
- Полнота решения вашего вопроса — только поставкой оборудования проект не начинается и не завершается. Как правило, процесс строительства мини-ТЭЦ включает в себя предпроектные исследования, получение лимитов на газ, помощь в финансировании, проектирование, согласование проекта и получение разрешительных документов, поставку оборудования, монтаж и пусконаладку оборудования, сервис. Следует остановиться на подрядчике, готовом осуществить весь этот комплекс работ.

По материалам газеты «Энергетика и промышленность России»



**Быстрицкий Г. Ф.,  
профессор,  
Трофимчук М. И.,  
инженер  
(Московский энергетический  
институт)**

## ВЕТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ УСТАНОВКИ

### КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА, ОБЗОР РЫНКА

#### 1. Общие сведения

**Ветроэнергетика** — отрасль науки и техники, разрабатывающая теоретические основы, методы и средства использования энергии ветра для получения механической, электрической и тепловой энергии (ветротехника) и определяющая области и масштабы целесообразного использования ветровой энергии в народном хозяйстве.

Использование энергии ветра осуществляется с помощью специальных установок.

**Ветроэнергетическая установка (ВЭУ)** — это комплекс технических устройств для преобразования кинетической энергии ветрового потока в какой-либо другой вид энергии. Ветроэнергетическая установка состоит: из ветроагрегата (ветродвигатель в комплекте с одной или несколькими рабочими машинами); устройства, аккумулирующего энергию или резервирующего мощность; в ряде случаев дублирующего двигателя (чаще теплового); систем автоматического управления и регулирования режимов работы установки.

Различают ветросиловые установки и ветроэлектрические станции.

**Ветродвигателем** называют двигатель, использующий кинетическую энергию ветра для выработки механической энергии. Различают ветродвигатели крыльчатые (наиболее распространенные) с коэффициентом использования энергии ветра до 0,48, карусельные (роторные) с коэффициентом использования не более 0,15 и барабанные.

В основном ветродвигатели применяют в ветроэлектрических станциях (ВЭС).

Ветроэнергетика уже несколько десятилетий считается одним из самых перспективных направлений использования экологически чистой возобновляемой энергии и энергосбережения: ветряки не загрязняют атмосферу, не требуют поставок топлива и практически безопасны. В настоящее время в мире происходит настоящий ветроэнергетический бум, где бесспорным лидером являются США, на территории которых действует более 30 тысяч ВЭУ общей мощностью более 2 млн кВт.

Не отстают от США и другие страны. Например, в Германии и Дании суммарные мощности действующих ВЭУ превысили 500 МВт в каждой стране. Германия планирует довести общую мощность всех ВЭС до 2 млн кВт. В Голландии эксплуатируются более 4000 ВЭС, которые вырабатывают около 5% всей электроэнергии, используемой в стране. Финляндия к началу XXI века обзавелась сразу девятью ВЭС мощностью по 1 МВт каждая — самыми крупными в Европе (см. табл. 1).

Установленная мощность ВЭС за последние 10 лет увеличилась в 9 раз. Особым достоинством ветроэнергетики являются малые сроки строительства и ввода новой мощности. Монтаж ВЭУ мощностью 1...2 МВт может быть осуществлен за 3...10 дней. А весь строительный-монтажный цикл составляет 1,5...2,0 месяца. Ветроэнергетика за рубежом уже сегодня в состоянии конкурировать с новыми электростанциями на угле, а в некоторых случаях способна конкурировать с электростанциями, работающими на природном газе. Так, в Дании на ВЭС производится более 15% электроэнергии от всего ее объема.

Таблица 1

Установленная мощность ветроустановок, МВт, в странах мира, подключенных к электрическим сетям

Страна	1998 г.	2001 г.	Страна	1998 г.	2001 г.
Дания	130	2417	Португалия	60	125
Германия	2875	8754	Россия	4,15	7
Италия	178	697	Канада	82	142
Испания	834	3337	США	1820	2525
Швеция	174	290	Китай	214	328
Англия	333	474	Япония	40	142
Финляндия	17,4	39	Всего в мире	9665	24 000

Национальная ассоциация ветроэнергетики (AWEA) сообщает, что новые ветроэнергетические комплексы большой мощности будут производить электроэнергию по значительно меньшей стоимости, чем ТЭС, загрязняющие атмосферу. Существенное снижение стоимости объясняется:

- высокими темпами годового роста производства ветроэнергетического оборудования;
- повышением роста средней мощности ВЭС;
- ростом коэффициента использования мощности;
- внедрением новых научно-технических и конструктивно-компоновочных решений.

Эксплуатируемые ВЭУ киловаттного типа представляют собой лопастные машины с горизонтальным валом, установленным по направлению ветра (табл. 2 и рис. 1, а). ВЭУ могут быть изолированными и с резервом. Последние комплектуются дизельными электростанциями, приводимыми в действие в безветренную погоду.

В области ветровой энергетики в настоящее время прослеживается ряд тенденций. Происходит последовательное увеличение единичной мощности отдельных ветроагрегатов, работающих на крупную энергосистему, и объединение этих ветроагрегатов в единый технологический комплекс — ветроэлектростанцию (или ветропарк).

Сейчас достигнута единичная мощность горизонтально-осевого агрегата до 3,5 МВт (оффшорный (морской) вариант GE) и ветропарка — 47 МВт (наземный) и 250 МВт (проектируемый оффшорный парк в немецком секторе Северного моря). На этом направлении перспективно развитие технологий, связанных с использованием безредукторных схем соединения ветроколеса и генератора, обеспечивающих повышение КПД установки. Разрабатываются новые типы ветроагрегатов для изолированных потребителей, которые имели бы более высокие аэродинамические характеристики по сравнению с аналогами.

В 2007 году примерно 24% из всех вновь вводимых в эксплуатацию ВЭУ в мире будет приходиться на агрегаты мощностью свыше 1 МВт. ВЭУ мощностью свыше 1 МВт производятся сейчас в Дании, Германии, Индии, Италии, Японии и США.

На сегодня ветровая энергия является наиболее конкурентоспособной из всех ВИЭ (возобновляемые источники энергии). В мировом масштабе стоимость электроэнергии, вырабатываемой на ветровых электростанциях, с начала 80-х годов XX столетия снизилась с 38 до 5...7 центов США за 1 кВт·ч. По прогнозам, тенденция к снижению стоимости сохранится и в ближайшем будущем, в результате чего последняя приблизится к 1,5 цента и будет ниже стоимости

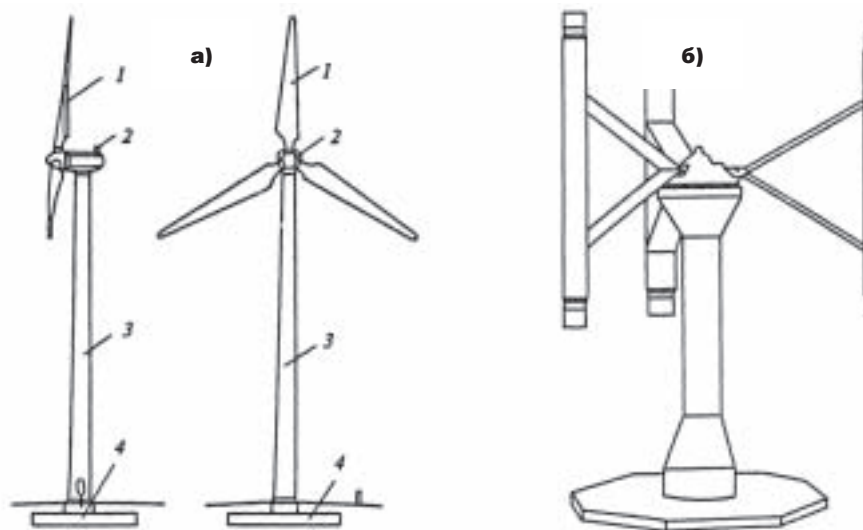


Рис. 1 — ВЭУ с горизонтальной и вертикальной осью вращения

Таблица 2

Сравнение различных ветроэнергетических установок мегаваттного класса

Параметры	P-1	ВТО-1250	Gamma-60	Vestas 1500	Nordic 1.0
Мощность, кВт	1000	1250	1500	1500	1000
Турбина	Трехлопастная горизонтальная	Трехлопастная вертикальная	Двухлопастная горизонтальная	Трехлопастная горизонтальная	Двухлопастная горизонтальная
Шаг лопастей	Регулируемый	Фиксированный	Фиксированный	Регулируемый	Регулируемый
Диаметр ветроколеса, м	48	27	60	60	53
Высота, м	42	27	66	—	58
Пределы скорости ветра, м/с	5–25	6–30	5–27	4–20	—
Номинальная скорость ветра, м/с	13,6	20,0	13,3	—	—
Частота вращения, об/мин	24–42	18–30	15–44	28	—
Генератор	АСГ	АСГ	СГ+ПЧ	АГ	СГ+ПЧ
Разработчик	МКБ «Радуга»	НПО «Южное»	Alenia Spa	Vestas AG	Nordic AB WindPower
Страна	Россия	Украина	Италия	Дания	Швеция

энергии, производимой большинством традиционных электростанций путем сжигания органического топлива. Важно также и то, что процесс преобразования ветровой энергии в электрическую, в отличие от традиционных энергетических технологий, не сопряжен с какими-либо выбросами экологически вредных веществ, в том числе и парниковых газов.

Важным шагом в развитии ветроэнергетики в России, обладающей огромным потенциалом, можно считать сдачу в эксплуатацию в 2002 г. самого крупного ветропарка в стране мощностью 5,1 МВт (одна установка 600 кВт и 20 — по 225 кВт), построенного в Калининградской области. Кроме того, построена Анадырская ВЭС, мощностью 2,5 МВт (10 агрегатов по 250 кВт) и строится Элистинская ВЭС мощностью 22 МВт (22 агрегата по 1 МВт).

## 2. Энергия воздушного потока и мощность ВЭУ

Известно, что скорость ветра выше на большой высоте от поверхности земли (см. рис. 2, а). Кроме того, удельная выработка электроэнергии зависит от мощности установки (см. рис. 2, б).

Коэффициент удельной выработки электроэнергии является обобщенной характеристикой ВЭУ:

$$K_{уд} = \frac{W_{год}}{\pi \cdot R^2},$$

где

$W_{год}$  — годовая выработка электроэнергии, кВт·ч;

$\pi \cdot R^2$  — ометаемая поверхность ветроколеса, м<sup>2</sup>.

Считается целесообразной установка ВЭУ в местах, где среднегодовая скорость ветра составляет более 5 м/с.

Кинетическая энергия  $\mathcal{E}_{кин}$ , Дж, воздушного потока со средней скоростью  $\bar{v}$  (м/с), проходящего через поперечное сечение,  $F$ , м<sup>2</sup>, перпендикулярное,  $\bar{v}$ , и массой воздуха  $m$ , кг, рассчитывается по формуле

$$\mathcal{E}_{кин} = \frac{mv^2}{2}.$$

Если в качестве  $m$  взять секундную массу воздуха, кг/с, то получим значение мощности, развиваемой потоком воздуха, Дж/с, или Вт, т.е.

$$N = 0,5\rho\bar{v}^3 F$$

Секундная масса воздуха определяется по формуле

$$m = \rho\bar{v}F,$$

где

$\rho$  — плотность воздуха, кг/м<sup>3</sup>.

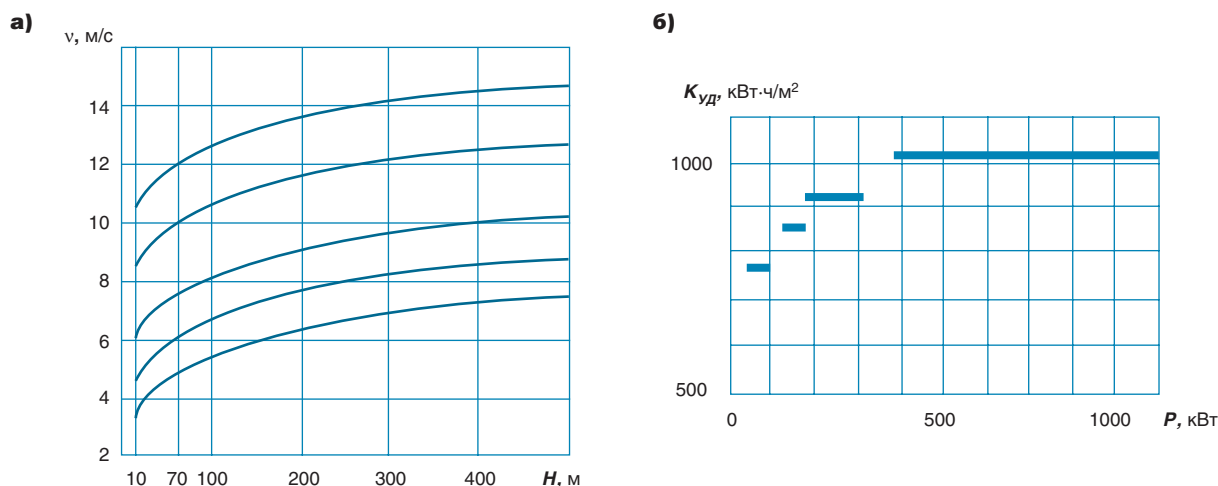
Обычно в расчетах в качестве  $\rho$  принимают ее значение, равное 1,226 кг/м<sup>3</sup> и соответствующее следующим нормальным климатическим условиям: = 15 °С,  $p = 760$  мм рт. ст. (101,3 кПа).

Для  $F = 1$  м<sup>2</sup> получаем значение удельной мощности ветрового потока  $N_{уд}$ , Вт/м<sup>2</sup>, со скоростью  $\bar{v}$ , м/с:

$$N_{уд} = 0,5\rho\bar{v}^3 \quad (1)$$

Обычно в ветроэнергетике используется рабочий диапазон скоростей ветра, не превышающих 25 м/с. Эта скорость соответствует 9-балльному ветру (шторм) по 12-





**Рис. 2 — К характеристикам ВЭУ:**

**а — зависимость среднегодовой скорости ветра от высоты над поверхностью земли;**

**б — зависимость средней удельной выработки электроэнергии ВЭУ от мощности установки (Дания).**

балльной шкале Бофорта. Значения  $N_{уд}$  в зависимости от скорости ветра составляют (см. табл.).

Преобразование кинетической энергии ветра в электрическую происходит с помощью ВЭУ, которые можно классифицировать по следующим признакам:

- по мощности — малые (до 10 кВт), средние (от 10 до 100 кВт), крупные (от 100 до 1000 кВт), сверхкрупные (более 1000 кВт);

- числу лопастей рабочего колеса — одно-, двух-, трех- и многолопастные;

- отношению рабочего колеса к направлению воздушного потока — с горизонтальной осью вращения, параллельной вектору скорости (рис. 1, а), или с вертикальной осью вращения, перпендикулярной вектору скорости (ротор Дарье) (рис. 1, б).

В настоящее время в мире и в России наибольшее распространение получили трехлопастные ВЭУ с горизонтальной осью вращения, в состав которых входят следующие основные компоненты: рабочее колесо 1, гондола с редуктором и генератором 2, башня 3 и фундамент 4.

Для каждой ВЭУ можно выделить три характерные рабочие скорости ветра:

1)  $0 \leq v \leq v_p^{\min}$  — мощность ВЭУ равна нулю;

2)  $v_p^{\min} \leq v \leq v_p^N$  — мощность ВЭУ меняется в зависимости от скорости ветра и частоты вращения ротора;

3)  $v > v_p^{\max}$  — мощность ВЭУ равняется нулю за счет принудительного торможения ротора или разворота его лопастей параллельно вектору скорости ветра.

Для ориентировочных расчетов в диапазоне скоростей ветра от  $v_p^{\min}$  до  $v_p^N$  полезная мощность ВЭУ  $N_{ВЭУ}$ , кВт, при заданных скоростях ветра  $\bar{v}$ , м/с, на высоте башни  $H_B$ ,

и диаметре ротора ВЭУ  $D_1$ , м, рассчитывается по формуле:

$$N_{ВЭУ} = N_{уд} F_{ВЭУ} \eta_p \eta_\epsilon \zeta \cdot 10^{-3} \quad (2)$$

где

$N_{уд}$  — определяется по формуле (1), Вт/м<sup>2</sup>;

$F_{ВЭУ}$  — ометаемая площадь ВЭУ с горизонтальной осью вращения, м<sup>2</sup>, (определяется по формуле  $F_{ВЭУ} = \frac{\pi D_1^2}{4}$ );

$\eta_p \approx 0,9$  — КПД ротора;

$\eta_\epsilon \approx 0,95$  — КПД электрогенератора;

$\zeta$  — коэффициент мощности, который учитывает долю получаемой мощности ветродвигателем от мощности воздушного потока (в практических расчетах  $\zeta = 0,45$ ).

После подстановки всех указанных значений в (2) получим следующую формулу для ориентировочных расчетов:

$$N_{ВЭУ} = 1,85 D_1^2 v^3 \quad (3)$$

Для малых ВЭУ  $v_p^{\min}$  находится обычно в пределах 2,5...4 м/с, а  $v_p^N$  — от 8 до 10 м/с. Для крупных ВЭУ указанные значения составляют 4...5 м/с и 12...15 м/с соответственно. Предельная допустимая скорость ветра по соображениям прочности ВЭУ равна 60 м/с.

Уровень шума крупных ВЭУ непосредственно у основания башни не превышает 100 дБ. Обычно для энергетических целей используют кинетическую энергию приземного слоя воздуха высотой не более 200 м с максимальной его плотностью  $\rho$ . При этом для повышения мощности единичной ВЭУ с заданным диаметром ротора  $D_1$ , м, стремятся увеличить высоту башни  $H_B$ , м, так как скорость ветра увеличивается с высотой.

$\bar{v}$ , м/с	2	3	4	5	10	14	18	20	23	25
$N_{уд}$ , т/м <sup>2</sup>	4,9	16,55	39,2	76,6	613	1682	3575	4904	7458	9578

## 3. Назначение и основные технические параметры Российских ВЭУ средней мощности.

### 3.1. Автономный мобильный ветроэнергетический комплекс «Жаворонок»

#### ФГУП «Московский институт теплотехники»

##### Назначение

Автономный мобильный ветроэнергетический комплекс (АВЭК) предназначен для выработки электроэнергии и включает в себя две энергетические установки: ветроэнергетическую и автоматизированный дизель-агрегат (АДА), обеспечивающий гарантированное и бесперебойное энергоснабжение потребителей.

Предложенное устройство обеспечивает поставку его заводом-изготовителем в полностью готовом виде и может

#### Основные технические параметры ветроэнергетического комплекса «Жаворонок»

Максимальная мощность, кВт	30
<ul style="list-style-type: none"> <li>ветроэнергетической установки (ВЭУ)</li> <li>автономного дизель-агрегата (АДА)</li> <li>при параллельной работе ВЭУ и АДА</li> </ul>	30 30 60
Тип генератора	синхрон. генератор
Мощность генератора, кВт	37
Выходное напряжение, В	трехфазное, 380/220±5
Рабочий диапазон скоростей ветра, м/с	4,9...25
Буревая скорость ветра, м/с	до 50
Расчетная скорость ветра при номинальной мощности, м/с	9,2
Предельно допустимая скорость ветра (по условиям надежности работы ВЭУ), м/с	25
Система ориентации	принудительная, электромеханический привод поворота ветроагрегата по направлению ветра
Диаметр ветрового колеса, м	15
Высота башни, м	11,620
Число лопастей, шт.	3
Частота вращения рабочего колеса, об/мин	80
Срок службы (назначенный срок службы), лет	25
Срок службы до ремонта, лет	10
Регламентное обслуживание	1 раз в 3 года
Масса АВЭК, т	18,1
Климатические условия, допустимые для эксплуатации установки: нижнее и верхнее значение температуры окружающего воздуха в °С, влажность воздуха	±50 °С, относительная влажность не более 98%

транспортироваться всеми видами транспорта по типу контейнерных перевозок.

#### Годовая выработка электроэнергии при среднегодовой скорости ветра:

5 м/сек — 85000 кВт/час; 6м/сек — 115000 кВт/час; 7 м/сек — 142000 кВт/час.

Уровень шума, создаваемый одиночной ВЭУ на расстоянии 30 м от ВА и на высоте 2 м от уровня земли, не должен превышать 70 дБА.

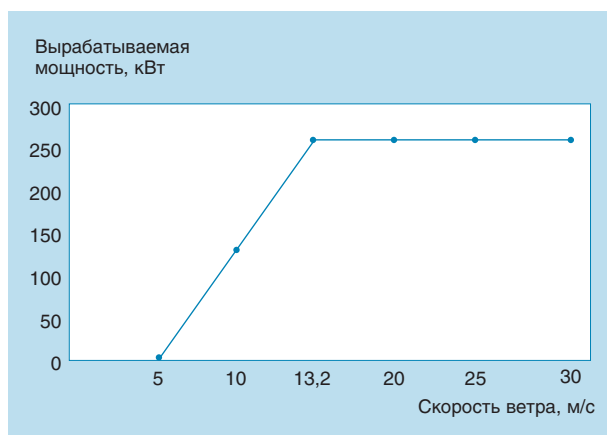
### 3.2. ОАО «Московский машиностроительный завод «Вперед»

#### ВЭУ 16/30

Завод выпускает на заказ автономные ветроустановки ВЭУ — 16/30.

#### Технические характеристики ВЭУ 16/30

Мощность генератора, кВт	16 или 30
Тип генератора	Электромеханический синхронный
Выходное напряжение, В	220/380 В 50 Гц можно модернизировать на частоту тока 60 Гц
Рабочий диапазон скоростей ветра, м/с	5—25
Скорость ветра при мощности 16 кВт, м/с	8,4
Скорость ветра при мощности 30 кВт, м/с	10,5
Предельно допустимая скорость ветра, м/с	25
Буревая скорость ветра, м/с	40
Число оборотов при V = 8,4 м/с, об/мин	93
Регулирование оборотов	Центробежный регулятор
Система ориентации	Виндрозный механизм
Диаметр ветрового колеса, м	5
Высота башни, м	12
Лопастей профиля эсперо	Стеклопластиковые Крутка лопастей 13 градусов
Число лопастей	3
Рабочая температура	От -40 °С до +50 °С
Мачта	Ферменная металлоконструкция высотой 12м для 2-х секционной и 18м для 3-х секционной
Масса ВЭУ, т	5



**Рис. 3. Зависимость электрической мощности от скорости ветра для АВЭ-250СМ**

Установка с генератором 16 кВт работает в полосе со среднегодовой скоростью ветра 4 м/с. В регионах, где среднегодовая скорость ветра 5 м/с и более, устанавливается генератор мощностью 30 кВт.

Защита от штормового ветра — автоматический вывод лопастей во флюгерное состояние.

Ветроустановка модернизируется до мощности 30 кВт заменой пружины регулятора и установкой дополнительных регулировочных грузов. Расположение генератора возможно как на верхней платформе, так и внизу у основания мачты.

Вращение передается с помощью карданных валов. Вывод во флюгерное состояние (останов) производится как вручную с помощью лебедки, находящейся у основания, так и при помощи автоматики. Возможен механический отбор мощности от нижнего редуктора для механического привода агрегатов.

### 3.3. Ветроэнергетический агрегат АВЭ-250СМ

#### Государственное унитарное предприятие НПП «ВЕТРОЭН»

##### Назначение

Основным отличительным качеством ветроагрегата АВЭ-250СМ является их способность работать в тупиковых участках электрических систем, в локальных энергосистемах совместно с дизель-генераторами соизмеримой или меньшей мощности, а также автономно (одним или группой ВЭУ) при отсутствии электроэнергии в промышленной сети. Кроме того, автоматика ветроагрегата рассчитана как на автоматический запуск и отключение (по параметрам ветра), так и с помощью оператора, в том числе и дистанционно, включая удаленный доступ с помощью выделенного канала связи.

Ветроэнергоустановка без доработки может работать на промышленную сеть.

Ветроустановка спроектирована и проверена в составе ветродизельной станции при соотношении мощностей 60% (ветроэнергии) и 40% (дизельной энергии).

В зависимости от конкретных условий и потребностей может дополнительно комплектоваться: трансформатором 0,4/6 или 0,4/10 или 0,4/20 кВ мощностью 250 кВт; комплектным распределительным устройством (КРУ 6, 10 или 20 кВ); комплектами кабелей для выдачи электроэнергии потребителю 0,4, 6, 10 или 20 кВ; АСУ станцией; сборным железобетонным или металлическим фундаментом на сваях для условий вечной мерзлоты.

##### Условия эксплуатации

Ветроагрегат предназначен для использования в климатических районах с холодным климатом (температура окружающей среды от -50 °С до +40 °С), работоспособен при эксплуатации в условиях воздействия климатических и других факторов приведенных ниже:

- атмосферное давление 630—800 мм. рт. ст.;
- относительная влажность воздуха 80% при  $t = 15\text{ °C}$ ; 100% при  $t = 25\text{ °C}$ ;
- тип атмосферы по ГОСТ 15150—69 III — морской.

Зависимость получаемой электрической мощности от скорости ветра по казана на рис. 3.

### 3.4. Ветроэнергетическая установка ВЭС-10ТМ

#### НПО «ЭЛСИБ» ОАО

##### Назначение

Снабжения электроэнергией:

- небольших рабочих и сельскохозяйственных поселков;
- различных объектов малой мощности;
- курортных зон, баз отдыха, санаториев, удаленных от централизованного электроснабжения;
- объектов речного транспорта;
- стационарных геологических и изыскательных партий;
- старательных артелей и приисков.

Используется для: питания электродвигателей; зарядки аккумуляторов; аварийной защиты и освещения; систем сигнализации; питания радиоаппаратуры; катодной защиты от коррозии.

##### Основные технические параметры

Максимальная мощность ветроагрегата (при скорости ветра 14 м/с), кВт	10
Рабочий диапазон скоростей ветра, м/с	4—25
Расчетная скорость ветра, м/с	8
Мощность при расчетной скорости ветра, кВт	5
Буревая скорость ветра, м/с	50
Диаметр ветрового колеса, м	8
Высота мачты, м	12
Число лопастей	3
Рабочая температура	от -50 °С до +40 °С

# РЫНОК И ПЕРСПЕКТИВЫ

Частота вращения рабочего колеса при расчетной скорости ветра, об/мин	140
Максимальная частота вращения, об/мин	300
Генератор	Синхронный многополюсный бесконтактный с возбуждением от постоянных магнитов
<ul style="list-style-type: none"> <li>● число фаз</li> <li>● число полюсов</li> </ul>	<p style="text-align: center;">3 42</p>
Параметры регулятора напряжения: <ul style="list-style-type: none"> <li>● напряжение на выходе, постоянное, В</li> <li>● мощность, кВт</li> </ul>	<p style="text-align: center;">110 10</p>
Параметры инвертора: <ul style="list-style-type: none"> <li>● число фаз</li> <li>● напряжение на выходе, В</li> <li>● мощность, кВт</li> </ul>	<p style="text-align: center;">3 380 6</p>
Масса станции, кг	1200

### 3.5. «Компания ЛМВ Ветроэнергетика»

См. технические характеристики ВЭС: ЛМВ-1003, ЛМВ-2500, ЛМВ-3600, ЛМВ-10000.

#### Литература

1. Г. Ф. Быстрицкий «Общая энергетика», изд. Академия, М. 2005.
2. В. Ф. Белей. Выбор ветроустановок на основе опыта эксплуатации ветропарка Калининградской области. «Электрика», №2, 2003.
3. М. Н. Тихонов, О. Э. Муратов. Возобновляемая энергетика: современное состояние и перспективы развития. «Академия Энергетики», №5, 2006.
4. Материалы фирм-изготовителей ВЭУ.

### Технические характеристики ВЭС: ЛМВ-1003, ЛМВ-2500, ЛМВ-3600, ЛМВ-10000

Показатель	Тип			
	ЛМВ-1003	ЛМВ-2500	ЛМВ-3600	ЛМВ-10000
Номинальная мощность, Вт	1000	2500	3600	10000
Скорость ветра, м/с: <ul style="list-style-type: none"> <li>● пусковая</li> <li>● рабочая</li> <li>● буревая</li> </ul>	<p style="text-align: center;">3,0 7 35</p>	<p style="text-align: center;">3,6 12 35</p>	<p style="text-align: center;">4,0 12 35</p>	<p style="text-align: center;">4,1 12 35</p>
Лопастей ротора: <ul style="list-style-type: none"> <li>● число</li> <li>● диаметр, м</li> <li>● ометаемая поверхность, м<sup>2</sup></li> </ul>	<p style="text-align: center;">3 3,0 7,065</p>	<p style="text-align: center;">3 5 19,6</p>	<p style="text-align: center;">3 5 19,6</p>	<p style="text-align: center;">3 7 38,5</p>
Частота вращения при номинальной мощности, об/мин	500	350	430	280
Максимальная частота вращения, об/мин	775	450	450	350
Генератор	12-полюсный с постоянными магнитами	24-полюсный с постоянными магнитами		38-полюсный с постоянными магнитами
Максимальная мощность, Вт	1500	2700	4300	10000
Напряжение переменного тока генератора, В	24	24—120	24—120	120
Выходное напряжение ВЭУ	220	220\380	220\380	220\380
Регулирование мощности	Регулятор напряжения и выпрямитель			
Система ориентации на ветер	Пассивная с хвостовой лопаткой			
Механизм торможения	Электрический тормоз (поворот хвоста на 90°)			
Положение ротора	Перед башней			
Мачта (башня)	Мачта с оттяжками высотой 6—18 м из стальной трубы с антикоррозийным покрытием	Мачта с оттяжками или башня высотой 12—40 м с антикоррозийным покрытием		



Строганов Ю. П.

## МОНИТОРИНГ ТРАНСФОРМАТОРНОГО ОБОРУДОВАНИЯ (ОКОНЧАНИЕ. НАЧАЛО В №3 И №4)

### 5. Системы мониторинга

Созданию современных систем мониторинга трансформаторного оборудования предшествовал длительный процесс накопления опыта непрерывного контроля за отдельными его параметрами. Например, на электростанции Филадельфийской электрической компании, США на первоначальном этапе такого контроля предусматривалось выполнение: инфракрасной термографии, ультразвукового анализа, измерение шума и вибрации и анализ газосодержания масла. Обработка полученных данных осуществлялась посредством компьютерной программы; по данным обработки осуществлялась как корректировка алгоритмов анализа и самой программы, так и интерпретация полученных результатов.

Следующим шагом мониторинга стал ультразвуковой контроль частичных разрядов.

Мониторингом эти измерения можно было назвать лишь условно, поскольку все они выполнялись не в автоматическом режиме, а вручную — посредством существующих на тот момент приборов. Тем не менее, уже тогда выявились многие преимущества обслуживания оборудования «по состоянию», поскольку на этом этапе на одной только подстанции в г. Эддистон за счет устранения выявленных дефектов была достигнута экономия средств в размере 1,2 миллиона долларов.

Накопленный опыт позволил расширить объем функций систем мониторинга за счет контроля состояния РПН, в/в

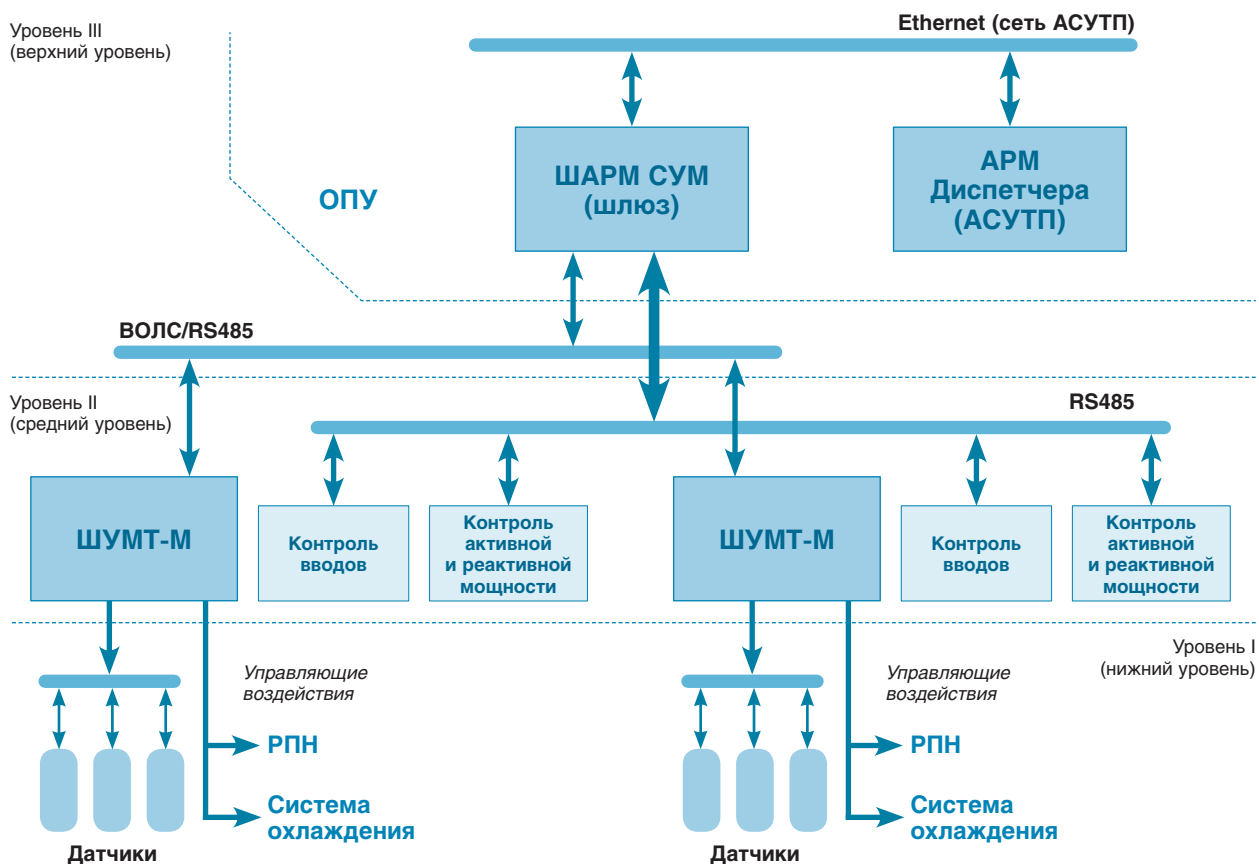
вводов, системы охлаждения и определения выработанного ресурса и срока службы оборудования. В конечном счете, была выработана концепция унифицированных модульных систем мониторинга, позволяющих осуществлять контроль оборудования с наименьшими затратами.

Благодаря модульным решениям, унифицированная система мониторинга легко адаптируется к потребностям заказчика и к возникающим новым требованиям, предъявляемым к трансформаторам. Заказчик волен выбрать либо полный спектр датчиков и функций для своей системы мониторинга, либо сконцентрироваться на специфических датчиках. Существенное достоинство модульной системы — возможность интеграции в нее будущих датчиков. Введение нового оборудования в работающий трансформатор осуществляется с использованием существующих полевых шин, что значительно снижает затраты на ошиновку. При этом осуществляется мониторинг сразу нескольких трансформаторов с использованием единого блока мониторинга.

### 5.1. Система мониторинга «СУМТО», ГУП ВЭИ, Россия

Система «СУМТО» осуществляет в режиме реального времени:

- измерение и отображение параметров трансформаторов и реакторов в нормальных и аварийных режимах;
- управление системами охлаждения Д, ДЦ, Ц, НДЦ;



**Рис. 1. Структурная схема системы СУМТО\***

\*Количество устройств уровней I, II определяется количеством обслуживаемого оборудования

- дистанционное управление РПН;
- прогнозирование состояния оборудования;
- создание архивов информации, ее передаче в АСУ ТП подстанции

Нижний уровень системы образуют датчики с аналоговыми, контактными и цифровыми выходами контроля электрических параметров, температур, содержания газов, влажности и давления масла, параметров изоляции вводов, положения РПН и др., устанавливаемые в информативных зонах оборудования.

Средний уровень системы — мультипроцессорный шкаф управления и мониторинга, устанавливаемый непосредственно на подстанции у баков трансформаторов. Шкаф заменяет шкафы ШАОТ и выполняет прием сигналов от датчиков, контроль температур, функции управления подсистемами оборудования, диагностику трансформаторного оборудования и самодиагностику с определением отказавшего узла с точностью до единицы замены, используя сертифицированное программное обеспечение.

Верхний уровень «СУМТО» образует Шкаф Автоматизированного Рабочего Места (ШАРМ), в котором установлены два компьютера — рабочий и резервный с соответствующими комплектующими и ресурсами.



**Рис.2 . Общий вид микропроцессорного шкафа ШУМТ-М**



**Рис. 3. Шкаф ШАРМ СУМ автоматизированного рабочего места**

Шкаф ШАРМ СУМ выполняет роль сервера локальных вычислительных сетей СУМТО и одновременно роль шлюзовой машины для связи СУМТО с АСУ ТП. ШАРМ СУМ имеет свои средства отображения и архивирования информации, представляя собой рабочее место обслуживающего персонала (если это предусмотрено проектом автоматизации подстанции и схемой ее обслуживания). В этом случае объем и степень детализации диагностической информации, отображаемой на АРМ СУМ, могут быть выше, чем на АРМ дежурного инженера. В ШАРМ СУМ располагаются устройства измерения параметров напряжения, тока, мощности и соэф контролируемых трансформаторов (ДТНМ). Для их подключения в шкаф заводятся сигналы

ТН и ТТ. Логически такие устройства относятся к среднему уровню и передают информацию в ШАРМ по последовательным каналам связи. В некоторых проектах они могут физически располагаться вдали от шкафа ШАРМ СУМ, например, в общем шкафу автоматики трансформатора.

Система «СУМТО» поставляется с лицензионными ОС WINDOWS 2000 PRO, пакетом программ SCADA ELIPSE E3, драйверами и сервисными программами, установленными на компьютерах шкафа ШАРМ.

В системе «СУМТО» реализованы аналитические модели:

- расчета активной и реактивной мощности, тока нагрузки обмоток;
- регистрации значений и количества перенапряжений, воздействующих на трансформатор;
- прогнозирования перегрузочной способности трансформатора;
- расчета температуры наиболее нагретой точки (ННТ) обмотки;
- расчета содержания влаги в масле и в твердой изоляции;
- определения старения изоляции обмоток, исходя из ее температуры, содержания в ней кислорода и влаги;
- расчета пороговой температуры образования газовых пузырьков и определения запаса по отношению к текущей температуре ННТ;
- определения температуры конденсации влаги на поверхности изоляции;
- контроля системы охлаждения и оценка эффективности ее работы.

Система информационных окон «СУМТО» обеспечивает получение диспетчером как технологической информации о режимах работы всех трансформаторов, охваченных системой мониторинга, так и текущих детальных данных каждого отдельного трансформатора, а также вывод графиков в реальном времени и отображение архивной информации о событиях, имевших место в процессе эксплуатации.

Окно детальной информации о состоянии отдельного трансформатора содержит следующие параметры:

- напряжение, ток и мощность;
- состояние системы охлаждения;
- состояние технологических защит;
- состояние РПН;
- расчетная температура ННТ;
- абсолютная влажность масла;
- относительная влажность бумаги;
- температура конденсации влаги;
- температура образования пузырьков;
- коэффициент скорости старения;
- текущее старение оборудования.

Производитель системы осуществляет привязку СУМТО к оборудованию заказчика, поставку оборудования «под ключ», обучение персонала Заказчика, настройку системы, гарантийное обслуживание и контроль достоверности показаний датчиков.

## 5.2. Система мониторинга трансформаторов «T-MONITOR» фирмы ABB (установлена на подстанции «Калининская»)

Система T-Monitor с программным обеспечением Mid-Range ABB — автономная интеллектуальная интерактивная адаптивная система мониторинга, управления и контроля трансформатора, осуществляющая непрерывный мониторинг состояния трансформатора в процессе эксплуатации и обеспечивающая пользователя необходимой для принятия решений информацией. Обработанная информация отсылается на выбранный пользователем адрес. ABB T-Monitor Mid-Range анализирует и интерпретирует данные, полученные в реальном времени от датчиков трансформатора, определяет безопасные пределы нагрузки в текущих условиях, предоставляет список текущих и новых предупредительных и аварийных сигналов и срабатываний контактов реле, пересылает результаты пользователю по системам связи для визуального обзора, использует полученные данные для организации локального контроля охлаждения, продолжает работать независимо при временном прерывании связи. В случае отказа питающей сети встроенный источник питания гарантирует сохранение данных или программ.

В систему T-Monitor Mid-Range ABB входят:

- Распределительный шкаф с аппаратной частью;
- Программируемый логический контроллер (PLC) (тактовая частота 20 МГц. Основная память: 256 кВ.)
- Каналы входов/выходов;
- Базовое встроенное программное обеспечение T-Monitor Mid-Range ABB.

**Программное обеспечение** осуществляет контроль следующих параметров и поставляется в соответствии с моделями и датчиками:

1. Ток нагрузки (датчики тока с входными сигналами тока 0...1/0...5 А предоставляются изготовителем трансформатора).

2. Потребляемая мощность (датчики тока с входными сигналами тока 0...1 А предоставляются изготовителем трансформатора, и напряжения с сигналами напряжения 0...120 В предоставляются заказчиком).

3. Место перегрева обмотки (наиболее нагретой точки; алгоритмы, согласно МЭК или IEEE) (датчик тока с входными сигналами тока 0...1 А и температуры ВСМ 4...20 мА предоставляются изготовителем трансформатора);

4. Анализ влаги в изоляции, насыщение влаги в масле, содержание влаги в изоляции (для масла и для бумаги), температура закипания, запас прочности при закипании (датчик температуры ВСМ, датчик тока, анализатор влажности с входными сигналами тока 0...1 А и температуры ВСМ 4...20 мА предоставляются изготовителем трансформатора).

5. Старение изоляции; отчет о состоянии трансформатора (датчик температуры ВСМ, датчик температуры окружающей среды, датчик тока, устройство мониторинга газов; входные сигналы тока 0...1 А и температуры ВСМ 4...20 мА предоставляются изготовителем трансформатора).

6. Контроль системы охлаждения (датчик тока, датчик температуры ВСМ; входные сигналы тока 0...1 А и температуры ВСМ 4...20 мА предоставляются изготовителем трансформатора).

7. Эффективность системы охлаждения (датчик температуры ВСМ, датчик температуры окружающей среды, датчик тока; входные сигналы тока 0...1 А и температуры ВСМ 4...20 мА предоставляются изготовителем трансформатора).

8. Отслеживание позиции РПН; сигнал положения РПН 4—20 мА предоставляется изготовителем трансформатора.

9. Термическая модель РПН; датчик температуры ВСМ, датчик температуры в баке РПН с входными сигналами температуры масла ВСМ 4...20 мА предоставляются изготовителем трансформатора.

10. Мониторинг вводов ВН (система мониторинга вводов АББ с датчиками).

11. Анализ растворенных газов (off-line); результаты лабораторного анализа проб масла; требуемые параметры нагрузки от датчиков тока 0...1 А предоставляются изготовителем трансформатора, от датчика температуры окружающей среды, данные модели наиболее нагретой точки обмотки.

Концепция системы мониторинга ABB предусматривает использование данных, полученных также в режиме off-line. Ручное введение таких данных и их обработка осуществляются посредством программного обеспечения PMCS, предназначенного для дистанционного мониторинга, контроля и передачи данных через сервер OPC, для консультаций с иными архивами данных.

Модели off-line:

1. Ежегодный отчет состояния трансформатора со статистическими данными, аномалиями, рекомендациями.

2. Анализ растворенных газов; расчеты отношений газов по Роджерсу, Дорненбургу, Дювалю, МЭК 60599, IEEE.

3. Динамические указатели нагрузки — перспективная перегрузочная способность трансформатора; запасы; параметры настройки, тренды, профили нагрузки.

Система мониторинга T-MONITOR поставляется с: портами RS-232, или Ethernet 10 Mbps; со стандартным портом Interbus S; с модулем связи Modbus Plus.

## 5.3. Система мониторинга MS2000

Концепция и функциональные особенности системы мониторинга MS2000 изложены в [3] и [15].

Система разработана фирмой ALSTOM в сотрудничестве с другими фирмами Германии. В ней учитывался опыт эксплуатации более чем 100 предшествующих систем мониторинга и был предложен комплекс новых методов и преобразователей для использования в силовых трансформаторах класса напряжения до 400 кВ, таких как модернизированное реле Бухгольца, измерение активной мощности электродвигателя привода РПН при контроле его состояния, контроль частичных разрядов.



## Каналы входов-выходов

Канал	Цифровые входы (сухой контакт)*	Цифровые выходы*	Аналоговые входы*
1.	Сигнал НН (2-ой уровень) HYDRAN	Сигнализация НН HYDRAN	Растворенные газы в масле HYDRAN, 4—20 mA
2.	Сигнал Н (1-ый уровень) HYDRAN	Сигнализация Н HYDRAN	Температура HYDRAN, 4—20 mA
3.	Сигнал отказа HYDRAN	Сигнализация отказа HYDRAN	Влажность HYDRAN, 4—20 mA
4.	Уровень жидкости	Общая сигнализация аналоговых входов (1-ый уровень)	Температура верха масла***, 4—20 mA
5.	Давление вакуума	Нет	Температура окр. среды, 4—20 mA
6.	Внезапное давление	Нет	Ток нагрузки фазы А (ВН), 4—20 mA
7.	Скопление газа	Нет	Ток нагрузки фазы В (ВН), 4—20 mA
8.	Сброс давления	Нет	Ток нагрузки фазы С (ВН), 4—20 mA
9.	Потеря мощности собственных нужд	Нет	Ток нагрузки НН, 4—20 mA
10.	Уровень охлаждения 2 включен	Нет	Напряжение ВН, 4—20 mA
11.	Уровень охлаждения 3 включен	Нет	Положение контактов РПН 4—20 mA***
12.	Запасной (настраивается согласно требованиям заказчика)	Нет	Температура бака РПН 4—20 mA
13.	Трансформатор включен	Общая сигнализация	Напряжение НН, 4—20 mA
14.	**Doble IDD сигнализация вводов	Система контроля (system watchdog)	Запасной (настраивается согласно требованиям заказчика)
15.	Запасной (настраивается согласно требованиям заказчика)	Контроль уровня охлаждения 2	Запасной (настраивается согласно требованиям заказчика)
16.	Запасной (настраивается согласно требованиям заказчика)	Контроль уровня охлаждения 3	Запасной (настраивается согласно требованиям заказчика)

\* Периодичность обновления контроллером: 100—300 мс  
 \*\* По согласованию с заказчиком может заводиться до 4 сигналов сигнализации IDD  
 \*\*\* Сигнал датчика 4—20 mA (полностью изолированный неиспользуемый сигнал) предоставляется изготовителем АТ

### Функции системы:

- контроль температуры верхних слоев масла и окружающей среды;
- контроль токов нагрузки;
- контроль напряжений на верхней клемме ввода (три фазы);
- контроль давления масла во вводах;
- контроль газосодержания масла;
- контроль влагосодержания масла;
- контроль состояния переключающего устройства РПН;
- контроль потребляемой мощности электродвигателя привода устройства РПН;
- Контроль состояния маслососов и вентиляторов.

В течение последних лет система получила широкое распространение практически среди всех основных производителей трансформаторного оборудования, и была установлена на таких стратегически важных объектах, как атомные и тепловые станции, и предприятия алюминиевой промышленности. Во многих случаях системы были установлены на длительно эксплуатируемых изделиях; при

этом установка датчиков на оборудовании занимала около двух дней. Для установки датчиков напряжения и модуля контроля устройства РПН, трансформаторы приходилось отключать не более, чем на полдня,

Доступ удаленного пользователя к данным мониторинга осуществлен посредством стандартизированной платформы Internet Explorer; необходимость установки на удаленном компьютере каждого рабочего места индивидуального программного обеспечения отсутствует.

Вместе с тем, для диагностики дефектов система мониторинга MS2000 требует использования дополнительных методов контроля оборудования. Это относится, прежде всего, к полному хроманализу растворенных в масле газов, выполняемому в условиях лаборатории.

Помимо вышеперечисленного существуют и действуют иные СМ, такие как: система мониторинга «INSITE», Doble Eng. (США); система мониторинга «VATECH Elin MDM»™, Австрия; система мониторинга «EdF», Франция, «GE Syprotec», Канада; система «Trafo Guard» фирмы «AKM», Швеция (AB Kihlstroms Manometerfabrik); система мониторинга «Union Fenosa Distribucion», Испания [15];

система температурного мониторинга трансформаторов «Qualitrol», Германия. По своей структуре, набору датчиков и моделей, все они, в основном, идентичны.

## 6. Конструктивное исполнение, условия эксплуатации, комплектация систем мониторинга и управления (СМУ) [2]

Весь комплекс технических средств системы мониторинга, предназначенный для сбора информации от первичных датчиков, устанавливаемых на объекте контроля, должен удовлетворять требованиям ГОСТ 24.105-85. Техсредства мониторинга размещаются в специальном шкафу модуля мониторинга и управления (БМУ), который располагается вблизи контролируемых трансформаторов (реакторов) на открытом воздухе. Электроснабжение Модуля БМУ — напряжение 220 В, 50 Гц. БМУ должен иметь на передней панели световую сигнализацию неисправности, а также наличия питания. Передача информации от БМУ в Блок интеграции, при максимально допустимом удалении БМУ от БИ — не более 2000 м, осуществляется по локальной сети, выполняемой в зависимости от длины линий связи на основе проводных или оптоволоконных кабелей. Тип связи с АСУ ТП подстанции согласовывается с поставщиком АСУ ТП на стадии разработки проектно-сметной документации привязки. Шкаф БМУ оборудуется климат-контролем.

Система мониторинга должна строиться на базе промышленных компьютеров и программируемых контроллеров открытой модульной архитектуры и имеет на всех уровнях резервы ресурсов для возможного расширения функций в процессе эксплуатации.

В системе должна предусматриваться возможность изменения уставок технических параметров СМУ с Рабочего места оператора.

Блок БМУ должен обеспечивать устойчивость к климатическим и механическим факторам при:

- рабочей температуре окружающей среды — 45...+50°C;
- температуре хранения — 45...+50°C;
- относительной влажности не выше 95% при +35 °C;
- соответствовать степени защиты не ниже IP54;
- механических воздействиях по группе М3.

Для АРМ и БИ, устанавливаемых в сухих отапливаемых помещениях должна быть обеспечена:

- температура окружающей среды от +15 до +35 °C;
- относительная влажность не выше 90%;
- атмосферное давление 84—106,5 кПа;
- механические факторы — по группе М3.

Сигналы от устройств релейной защиты трансформаторов (реакторов) должны идти напрямую в РЗА и к системе мониторинга по двум независимым каналам, без каких либо преобразований в дополнительных электронных приборах (устройства РЗА, если возможно, должны соответственно иметь несколько контактов).

В части электромагнитной совместимости система должна соответствовать требованиям ГОСТ Р 51317.4.1

для промышленных зон. По устойчивости функционирования СМУ должна относиться к категории В, с допуском однократных кратковременных сбоев, не влияющих на качество функционирования, с последующим автоматическим восстановлением.

## Техническое обслуживание и метрологическое обеспечение системы

Для обеспечения функционирования системы в процессе эксплуатации согласно требованиям технического задания, должны быть разработаны мероприятия по ее техническому обслуживанию.

При необходимости проведения калибровок и тарировок трактов преобразования сигналов в системе в процессе эксплуатации должны быть разработаны методики проведения указанных работ, метрологическое обеспечение, схемы рабочих мест и технологического обеспечения.

Частота профилактических ремонтов и технического обслуживания — не чаще 1 раза в год. Калибровка и подстройки технических средств СМУИД между профилактическими ремонтами не допускается.

## Требования к надежности системы мониторинга и управления (СМУ)

Избранный комплекс технических средств должен обеспечивать следующие показатели надежности:

- для модулей контроля и управления наработка на отказ не менее 150 000ч;
- комплекс технических средств должен обеспечивать среднее время восстановления отказа в течение не более 1 часа (без учета времени ожидания обслуживания) при агрегатном принципе обслуживания;
- все однотипные модули контроля и управления должны обеспечивать полную взаимозаменяемость без подстройки и регулировки в процессе эксплуатации.

Питание СМУ должно быть осуществлено через источник бесперебойного питания.

Система должна автоматически восстанавливать свою работоспособность после несанкционированного отключения и последующего включения питания.

Требования безопасности должны соответствовать ГОСТ 12.2.007.2-75.

## Комплект поставки

В комплект поставки должен входить:

- набор преобразователей;
- блок модуля мониторинга;
- блок интеграции;
- промышленные компьютеры для Автоматического рабочего места, сервера и шлюза с набором периферийных устройств (монитор, мышь, клавиатура, источник бесперебойного питания) в соответствии с выбранной структурной схемой системы;
- лицензионное программное обеспечение;
- специализированное программное обеспечение поставщика на жестком носителе (CD-ROM);

Таблица 4

Модели экспертных оценок и прогнозов, реализуемых системой мониторинга

№ п/п	Модель	Описание
1	Временные превышения напряжения на стороне ВН	Анализ и регистрация в соответствии с требованиями ГОСТ 1516.3-96.
2	Температура наиболее нагретой точки обмотки	Постоянный расчет температуры наиболее нагретой точки обмотки по данным темпе-97 (МЭК 60076-7-2005).
3	Содержание влаги в изоляции (масло и бумага)	Преобразование данных относительного влагосодержания масла в абсолютное. Расчет влагосодержания твердой изоляции в местах перегрева.
4	Старение изоляции	Расчет старения изоляции по температуре наиболее нагретой точки обмотки и расчетному влагосодержанию твердой изоляции. Прогноз старения и общего износа. ГОСТ 14209-97 (МЭК 60076-7-2005).
5	Состояние изоляции вводов	Постоянный расчет tgδ и емкости основной изоляции вводов, небаланса токов проводимости трехфазной системы вводов. Прогноз снижения характеристик изоляции согласно РД 34.45-51.300-97 (с изм. 1,22000).
6	Состояние и эффективность системы охлаждения	Расчет температуры верхних слоев масла (ГОСТ 14209-97) и сравнение ее с фактической. Непрерывный контроль режима работы системы охлаждения, наличия потока масла в охладителях и температуры на входе и выходе охладителей. Расчет количества пусков и отработанного ресурса электродвигателей маслососов и вентиляторов. Определение оптимального числа включенных охладителей
7	Состояние устройства РПН	Расчет параметров, характеризующих состояние устройства РПН (номер положения, количество переключений, ток и потребляемая мощность двигателя привода, температура масла и т.д.). Рекомендации по работе и обслуживанию.
8	Нагрузочная способность трансформатора	Расчет в режиме On-Line по ГОСТ 14209-97 (МЭК 354-91) нагрузочной способности трансформатора без ущерба для общего срока службы.
9	Внутренние потери в трансформаторе	Расчет внутренних потерь в трансформаторе (в том числе P <sub>хх</sub> и P <sub>кз</sub> ).
10	Контроль деформации обмоток	Расчет полного сопротивления короткого замыкания обмоток (Z <sub>к</sub> ).
11	Экспертная программа «Веста», «Вибро-Центр»	Определение состояния прессовки обмоток и магнитной системы
12	Газосодержание масла	Модель дефектов по результатам хроманализа масла

- комплект ЗИП на 10 лет эксплуатации;
- комплект сопроводительной документации в соответствии со стандартами ЕСКД.

Поставщик системы мониторинга должен предоставить следующую документацию в электронном виде:

- программное обеспечение АРМ оператора;
- руководство по эксплуатации;
- инструкция по монтажу и пуску в эксплуатацию;
- ведомость эксплуатационных документов;
- лицензии на программное обеспечение;
- руководство на установку датчиков;
- методики поверки измерительных каналов (при необходимости).

Эксплуатационная документация должна быть выполнена на русском языке, поставляться на CD-носителях в общепринятых форматах (Word, Visio, ACAD, Acrobat) и на бумажных носителях.

Упаковка и консервация составных частей должна обеспечивать срок сохранности 6 месяцев без переконсервации.

### Порядок приемки и контроля

До ввода в эксплуатацию СМУ должно быть обеспечено проведение приемо-сдаточных испытаний.

Испытания СМУ должны быть проведены в соответствии с документом «Программа испытаний», которую готовит разработчик системы и согласовывает с заказчиком. Требования к содержанию программы испытаний по ГОСТ 24.208-80.

По результатам испытаний должен быть составлен «Протокол испытаний». Требования к протоколу по ГОСТ 24.208-80.

В «Программу испытаний» должно быть включено тестирование математических моделей.

По результатам испытаний должен быть составлен акт о завершении работ и о приеме СМУ в промышленную эксплуатацию. Требования к актам по ГОСТ 24.208-80.

Исполнитель обязан провести обучение персонала заказчика по вопросам эксплуатации и обслуживанию системы мониторинга и диагностики.

## 7. Требования к программному обеспечению [2]

Программное обеспечение СМУ должно предусматривать:

- ввод информации в диалоговом режиме, в том числе команд дистанционного управления;
- отображение в реальном времени данных, поступающих от преобразователей, и результатов расчета моделей;
- предоставление графического отображения измененных, рассчитанных или введенных вручную данных;
- вывод информации на печать и дисплей в необходимом пользователю виде таблиц, графиков или диаграмм;
- осуществление автоматической проверки работоспособности датчиков, технических средств и каналов связи;
- контроль выхода сигнала за установленные пределы и возврат сигнала в норму для каждого регистрируемого параметра;
- работу с базой данных.
- ввод результатов диагностики не автоматизированными методами в ретроспективный раздел;
- дистанционное перепрограммирование, конфигурирование и параметризацию вычислительных средств СМУ.

Должно использоваться только лицензированное русифицированное программное обеспечение, поставляемое заказчику на CD носителях.

Использующие программное обеспечение модели экспертных оценок должны соответствовать действующим в России стандартам.

## 8. Информационное обеспечение

Информационная база должна содержать:

- оперативный раздел, отражающий состояние контролируемого объекта;
- оперативный раздел, отражающий состояние аварийных и предупредительных сигналов;
- раздел, отражающий состояние сигналов управления;
- раздел, отражающий состояние объектов управления;
- ретроспективный раздел, содержащий данные для анализа и статистической обработки.

Система мониторинга должна обеспечивать создание на АРМ оператора 2-х архивов данных:

- 1-й архив — для хранения данных, полученных за последние 10 дней контроля параметров, считанных с датчиков с периодом 1 секунда или указанных в Таблице 5;
- 2-й архив — для хранения полученных в процессе мониторинга за 10 лет усредненных значений данных с периодом усреднения 2 минуты.

Оба архива данных должны храниться на твердотельных дисках.

Опрос датчиков производится с интервалами, приведенными ниже:

Накопленная и вычисляемая системой информация сохраняется в базе данных на жестком или твердотельном диске не менее 10 лет.

Доступ к работе с накопленными архивами и журналами осуществляется через систему паролей.

Отключение или выход из строя АРМ оператора не должны приводить к потере накопленной и оперативно получаемой информации.

Обмен данными между Системой мониторинга и АСУ ТП или иными пользователями может осуществляться посредством существующих стандартных протоколов.

## 9. Экономическая эффективность мониторинга

При осуществлении мониторинга возникает экономия двух видов: а) текущая экономия, связанная с переходом от системы профилактического обслуживания к «обслуживанию по состоянию», при котором снижаются расходы на периодические испытания, проверки и профилактический ремонт, а также оптимизируются условия эксплуатации и нагрузка трансформаторов, как электрическая, так и температурная; и б) экономия отложенная («стратегическая»), возникающая за счет предотвращения вероятных, статистически обоснованных, аварийных отказов оборудования, последствиями которых могут быть не только повреждения трансформаторов, но и нарушение системы энергоснабжения с недоотпуском энергии, а также экологические проблемы. Наибольшее значение имеет экономия второго вида.

Таблица 5

Интервалы опросов датчиков или аппаратов

№	Тип сигнала или датчика	Интервал опроса
1	Аналоговые сигналы	0,5 с
2	Дискретные сигналы от устройств защиты, действующих на отключение	1 мс
3	Дискретные сигналы от остальных датчиков	0,5 с
4	Сигнал о газосодержании масла от прибора Hydran	15 мин
5	Сигналы о влагосодержании и температуре масла от прибора Domino	15 мин
6	Опрос устройства R1500	15 мин

Примечание: Интервал опроса устройств (например, Hydran, Domino, R1500) зависит от времени одного цикла измерения соответствующего устройства.

Таблица 6

Напряжение ВН, кВ	Число единиц	Процент отказов, f, %
123	3,674	0,35
245	419	1,19
400	258	2,33
245—400	677	1,63

Пример экономических выгод и преимуществ, возникающих при использовании мониторинга, их расчет и статистический учет рисков приведен в [17,18]. Расчеты показывают, что при раннем выявлении проблем и соответствующем предотвращении отказов обеспечивается снижение стоимости ремонта на 75%, снижение потерь от недополучения дохода на 63%, что эквивалентно экономии в год до 2% от цены нового трансформатора.

Анализ стоимостных выгод, возникающих при применении мониторинга, подразумевает учет многих гипотетических параметров, получение которых затруднительно, так как не все эти параметры могут быть точно рассчитаны. Однако, в любом случае, предотвращение основных дефектов должно быть учтено. Также должны быть приняты во внимание выгоды, зависящие от конкретной ситуации.

В [17] рассматриваются экономические выгоды, полученные за счет предотвращения отказов и вынужденных простоев самого трансформатора.

Эти, так называемые, «стратегические» выгоды базируются на возможности посредством системы мониторинга идентифицировать основные дефекты, с их последующим устранением. Часть стратегических выгод связана с предотвращением «сопутствующих» повреждений.

Значение процента отказов ( $f = 1.63\%$ ) для силовых трансформаторов классов напряжения 200 кВ и более принято, согласно статистическим данным дефектов, выявленным в электроустановках Германии за 1998 год (табл. 6).

Риск отказа ( $rn$ ) для каждого компонента трансформатора определяется согласно докладу СИГРЭ, выполненному по отказам силовых масляных трансформаторов, находящихся в эксплуатации.

При расчете уменьшения частоты отказов за счет мониторинга следует принимать во внимание частоту обнаружения

главных дефектов. Это значение трудно оценить, потому что надежный результат может дать только контроль значительного парка оборудования в течение несколько лет, то есть, эти данные могут базироваться только на фактическом опыте. Согласно [19], это значение следует принять равным 71%. Здесь оценивается процент обнаружения дефектов в каждом компоненте трансформатора достаточно развитой системой мониторинга. Предполагалось, что без осуществления мониторинга многие дефекты развивались бы мгновенно. Практически, при достаточно плотном наблюдении было выявлено, что главные дефекты развиваются медленно.

Длительное наблюдение за ростом газосодержания и за ускоренным старением изоляции вследствие наличия влаги в масле и перегревов, обусловленных неисправностями системы охлаждения, позволило считать частоту выявления дефектов активной части (дач) равной 70%. Процент выявления дефектов маслонаполненных вводов (двв) принят равным 80%. Для ПУ РПН — дпу приблизительно составляет 75%, и для системы охлаждения (дсо) достигает 100%.

Для получения суммарной вероятности обнаружения дефектов посредством развитой системы мониторинга следует перемножить значения частоты отказов ( $f$ ), риск отказа каждой части ( $rn$ ) и процент обнаружения дефектов ( $dn$ ).

$$P_{\text{сум}} = f \cdot (rn) \cdot (dn) = 1,63\% / \text{год} \cdot (35\% \cdot 70\% + 40\% \cdot 75\% + 14\% \cdot 80\% + 5\% \cdot 100\%) \approx 1,63\% / \text{год} \cdot 71\% \approx 1,15\% / \text{год}$$

Таким образом, за счет применения мониторинга число отказов снижается до значения 0,48% в год.

Для расчета экономии, достигнутой за счет предотвращения дефектов, полученное значение вероятности должно быть умножено на стоимость экономических потерь, обус-

Таблица 7

Компонент	Риск отказа, $rn$ , %	Процент дефектов, $dn$ , %
Обмотка +магнитопровод	35	70
ПУ РПН	40	75
Вводы	14	80
Бак	6	Не установлено
Комплекующие	5	100

ловленных дефектом. «Стоимость дефекта» (вызывающего частичную перемотку обмотки трансформатора) принята равной половине цены нового трансформатора ( $P_t$ ). При этом годовая экономия может быть принята равной:

$$S = p \text{ сум. «стоимость дефекта»} = 1,15 \cdot 0,5 \\ P_t/\text{год} = 0,58 \cdot P_t/\text{год}.$$

В зависимости от отработанного срока службы и состояния трансформатора достигнутая экономия может быть выше.

За 10 лет эксплуатации экономия может составить:  
 $S_{10\text{лет}} = 5,8\% \cdot 10 = 5,8\% P_t.$

Таким образом, за 10 лет эксплуатации системы мониторинга может быть достигнута экономия в 5,8% от стоимости трансформатора. Это утверждение не зависит от стратегической важности трансформатора. Учитывая предотвращение повреждений сопутствующего оборудования, и экономии, связанной с «обслуживанием по состоянию», которая весьма значительна для полного парка трансформаторов, финансовые преимущества возрастают.

Оценка стоимости установки развитых систем мониторинга показывает, что процент возрастания цены контролируемого системой мониторинга трансформатора, находится в диапазоне от 1 до 7,4%. Меньшее значение достигается в установках на электростанциях, где несколько трансформаторов контролируется одной системой. Наивысшее значение (7,4%) относится к системе, контролирующей до трех единиц оборудования 40 МВ. А. Следует принять во внимание, что стоимость установки системы зависит от количества входящего в ее комплект датчиков и от затрат на обеспечение различных функций мониторинга.

Сопутствующие затраты, обусловленные дефектами трансформатора могут быть связаны с:

- прямыми повреждениями из-за главного дефекта (например, с дополнительными разрушениями оборудования и травмами персонала);
- косвенными повреждениями из-за отключения энергии (например, связанными с химическим производством и иным);
- снижением мощности электростанции;
- штрафами из-за недопоставки электрической энергии.

Точные расчеты таких затрат невозможны из-за специфики подключенных к системам электроснабжения потребителей.

Например, рассмотрена ситуация с электростанцией Германии, номинальной мощностью 1400 МВ. А, где 2 повышающих блочных трансформатора мощностью 1100 МВ. А работали в параллель при напряжении 400 кВ. После 15 лет эксплуатации один трансформатор имел повреждение и был отвезен на завод для ремонта. Прямые затраты были возмещены страховой компанией, но установка резервного трансформатора заняла 19 дней. Столь

короткое время было обусловлено наличием в распоряжении станции запасного трансформатора. 19 дней работал только один трансформатор.

Потери электрической компании составили:  
 $L_{\text{эк}} = 300 \text{ МВт} \cdot 19 \text{ дней} = 136 \text{ ГВт/ч}.$

При обслуживании по состоянию, экономия возникает за счет сокращения объема регламентных работ, требуемого при профилактическом обслуживании, таких элементов трансформатора, как:

*активная часть* — дополнительная информация от датчика типа HIDRAN позволяет увеличить интервал между отборами масла для хроматографического анализа DGA;

*вводы* — мониторинг позволяет обнаруживать изменение емкости ввода, поэтому измерения коэффициента  $\tan\delta$  можно прекратить;

переключающее устройство — поскольку при его мониторинге производится непрерывная оценка состояния контактной системы, сроки ревизии которого при отключенном состоянии оборудования удлиняются;

Сокращение инвестиционных затрат на обслуживание достигается благодаря точному знанию состояния и снижению риска возникновения дефекта в эксплуатируемом оборудовании, при этом риск отказа трансформатора, в особенности стратегически значимого, может быть минимизирован: ценной информацией является знание выработанного ресурса трансформатора, позволяющего принять решение о продолжении его эксплуатации либо о признании его непригодным даже для ремонта.

Принимая экономию средств, равной 5% в год, только за счет продления срока службы трансформатора на 3 года, с соответствующей отсрочкой новых инвестиций, полная экономия составит

$$S = 1,05^3 \text{ года} \cdot 1 = 15,7\%.$$

## 10. Заключение

При всех своих несомненных достоинствах существующие системы мониторинга трансформаторного оборудования имеют некоторые недостатки, что является предпосылкой для их дальнейшего совершенствования. Прежде всего, эффективность системы мониторинга зависит от количества и свойств различного рода используемых датчиков, возможности которых зачастую ограничены, а также от степени совершенства программного обеспечения системы, предназначенного для обработки полученных данных, да и в принципе не существует такого всеобъемлющего программного обеспечения, в котором бы адекватно учитывались сразу все контролируемые системой мониторинга параметры, посредством анализа которых можно было бы с достаточной степенью надежности идентифицировать тот или иной дефект.

Так, например, датчики мониторинга газосодержания масла типа «Hydran» не обеспечивают возможности определения характера вероятного дефекта, возникшего в конструкции, и, тем более, его местоположения.

Посредством датчиков «Hydgran» определяется лишь сумма некоторых появившихся в масле газов, преимущественно водорода, и поэтому датчики служат только для выработки предупредительного сигнала о необходимости скорейшего проведения полного хроматографического анализа трансформаторного масла на стационарном хроматографе.

Алгоритмы ряда программ обработки результатов хроматизированных в масле газов грешат неучетом некоторых факторов, таких, например, как влияние на газообразование механических воздействий и, в частности, вызванной вибрацией изделия кавитации масла. При кавитации масла идет бурное образование газовых пузырьков, с риском возникновения разрядов и ухудшения состояния бумажной изоляции. Но главное — вибрация, и особенно вибрация реакторов, ведет к возникновению в них участков с повышенным взаимным трением и с локальными перегревами, сопровождающимися выделением из масла газов. Поскольку подобного рода причины, которые можно назвать и дефектами, не предусматриваются соответствующими методиками интерпретации газосодержания масла, никаким мониторингом они и не выявляются.

Некоторые используемые энергопредприятиями программы обработки данных хроматографического анализа, не обеспечивают оценку динамики газообразования. Случается, что образование горючих газов в трансформаторе прекратилось, например, при понижении окружающей температуры зимой, но программа по-прежнему продолжает выдавать ежемесячные, а то и двухнедельные вердикты о «росте газов», сопровождающиеся типовой рекомендацией «усилить контроль».

В конечном счете, все это предопределяет необходимость в некоторых случаях производить дополнительные испытания и измерения, выполняемые при отключенном состоянии оборудования (off-line).

Таким образом, при мониторинге качество и достоверность оценки текущего состояния трансформатора зависит от полноты охвата непрерывным контролем систем и комплектующих изделий, а также от применяемых средств контроля и степени совершенства программного обеспечения, используемого для обработки данных. В идеале, обрабатываемые данные должны быть представлены не только текущими, контролируемыми в процессе мониторинга, параметрами, но всем арсеналом данных конкретного трансформатора. Желателен также учет результатов измерений на других фазах и на однотипном оборудовании. Только при выполнении этих условий возможно наиболее верное представление о состоянии изделия и его отдельных компонентов, а также отчетливое понимание причин и тенденций развития тех или иных происходящих в изделии процессов.

Учитывая возможности современного компьютерно-коммуникационного обеспечения и относительную легкость доступа к большей части информации (речь идет о новом

оборудовании, поскольку информация о давно эксплуатируемом оборудовании хранится, как правило, на бумажных носителях), аналитика всей совокупности данных в их динамике не только реальна, но и может быть осуществлена с самыми минимальными затратами.

Вместе с тем, эффективность мониторинга зависит от объема имеющихся в распоряжении системы данных, от качества самих данных.

Концепция полномасштабной базы данных в системе «обслуживания по состоянию» предложена Рабочей группой WG A2—23 СИГРЭ в проекте документа «Руководство по управлению данными за весь срок «жизни» трансформаторов» (УДСТ), 2005 г.

По мнению разработчиков документа, помимо данных, полученных и проанализированных в процессе мониторинга, база данных УДСТ должна содержать паспортные данные оборудования, его расчетные конструктивно-технологические параметры и характеристики, результаты всех проведенных когда-либо испытаний: заводских — приемно-сдаточных, периодических и типовых, монтажных — предпусковых, эксплуатационных — планово-профилактических и послеремонтных, диагностических и, так называемых, комплексных обследований оборудования.

Столь исчерпывающие объемы данных очевидно должны резко повысить надежность диагностики возможных дефектов и повреждений во всей их динамике, обеспечить более отчетливое понимание внутренних явлений и процессов старения изоляции, степень ее деградации, точность прогнозирования состояния и остаточного ресурса индивидуального трансформатора.

А управленческие решения, подкрепленные столь исчерпывающими данными, будут, в свою очередь, более систематизированными, точными и воспроизводимыми и также обеспечат минимизацию рисков, повышая, тем самым, экономическую эффективность эксплуатации.

Впрочем, учитывая изменчивость во времени рабочих и аварийных режимов эксплуатируемого оборудования, осуществленный подобным образом прогноз «срока службы» изделия может иметь отчасти неопределенный характер.

К тому же, большое количество данных не обязательно может переходить в хорошее качество, поскольку, во-первых, затрудняет их поиск и, во-вторых, связано с доступом к базам данных иных пользователей. В третьих, поскольку, показателями качества данных являются: точность, достоверность, надежность, информативность и эффективность — не все эти показатели оказываются достаточно высокого уровня. Зависит качество данных и от «человеческого фактора» лиц, производящих те или иные измерения, а также от различных приборов, использование которых, как правило, не обеспечивает необходимое «единство измерений». Поэтому программами мониторинга должна предусматриваться коррекция на электронном уровне дан-

**ЗАВОД  
«УКРЭЛЕКТРОМАШ»  
НАЧАЛ ВЫПУСК  
ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ  
МАЛЫХ ВЫСОТ  
HELZ — АИР63**

ОАО «Харьковский электротехнический завод «Укрэлектромаш» освоил выпуск новой серии общепромышленных электродвигателей HELZ — АИР63. Как сообщает отдел маркетинга предприятия, электродвигатели АИР63 стали последними в линейке моторов малых высот, серийное производство которых освоило ОАО ХЭЛЗ «Укрэлектромаш» в рамках трехлетней программы по производству изделий новой техники.

Опытная партия электродвигателей серии АИР63 была произведена осенью прошлого года. Первая промышленная партия — в январе текущего. Планируемые объемы производства — 275 штук ежемесячно. Электродвигатели серии АИР63 и двигатели 4АМ63, 5А63, АД63 полностью взаимозаменяемы. В сравнении с аналогами их отличает повышенный КПД.

[www.ukrindustrial.com](http://www.ukrindustrial.com)

**КАМЕРЫ  
ОДНОСТОРОННЕГО  
ОБСЛУЖИВАНИЯ СЕРИИ  
КСО-298 MSM ВОЛЖАНКА**

Камеры сборные одностороннего обслуживания КСО 298 MSM «ВОЛЖАНКА» с вакуумными выключателями типа ВВСТ на выкатных тележках и пружинным заземлителем разработаны для создания распределительных сетей первого уровня 6—10 кВ. Они предназначены для приема и распределения электрической энергии трехфазного переменного тока частоты 50Гц и применяются в распределительных подстанциях типа РП, БРТП, ТП, БРП. Типичными сферами применения являются строительный комплекс, ЖКХ, аэропорты, промышленные предприятия, насосные станции, станции перекачки.

Камеры КСО 298 MSM «ВОЛЖАНКА» могут быть интегрированы в автоматизированные системы управления и телеизмерения. Типовые ячейки КСО 298 MSM, применяемые в МГЭСк:

Ячейка типа КСО 298 MSM 101-164; 201-212 — с ВВ на выкатной тележке, применяется в качестве вводных, линейных, секционных ячеек с СВВ и для подключения силовых трансформаторов.

44 >>

ных с отсеивание ошибочных или малоинформативных сведений, но без утраты действительно необходимых.

И, наконец, на конечной стадии интерпретации результатов мониторинга техническим персоналом и принятия решений службами управления снова начинает сказываться «субъективный фактор», вносимый в процесс уже экспертами и специалистами, которые могут иметь самую разную квалификацию и опыт.

**Литература**

1. «Объем и Нормы испытаний электрооборудования»
2. Общие технические требования к системам мониторинга, управления и диагностики (СМУиД) трансформаторов (автотрансформаторов) и шунтирующих реакторов» (Департамент электрических сетей ОАО «ФСК ЕЭС», 2005 г.).
3. S. Tenbohlen, D. Uhde, J. Poittevin, U. Sundermann, H. Borsi, P. Werle, H. Matthes: «Enhanced diagnosis of power transformers using on- and off-line methods: results, examples and future trends» (Cigre, 2000, 12—204)
4. A. Ibero, J. M. Nogueras: «Development of an electronic instrument transformers (active and passive)» (Cigre, 2000, 12/23/34—04)
5. Лампе, Петерсон, Оврен, Ваальстрем (Швеция): «Измерение температуры наиболее нагретой точки в силовых трансформаторах.» (Сигрз, 1984, 12—02) (В кн. «Трансформаторы. Перенапряжения и координация изоляции. (СИГРЭ-84) Под ред. С. Д. Лизунова, А. К. Лоханина. Москва, Энергоатомиздат, 1986 г., с27.
6. Колушев Д. Н., Петрухин Л. В., Ротберт И. Л. и др. «Система оперативного контроля эксплуатационных характеристик трансформаторного масла. Описание полезной модели к свидетельству РФ № 6066. Бюл. Изобр. И Т. Зн № 216.02.98.
7. GE Canada. Hydran M2. Устройство контроля отказов по концентрации газов и влажностерождению. Руководство по эксплуатации. 01.03.04.
8. S. R. LINDGREN: TRANSFORMER CONDITION ASSESSMENT EXPERIENCES USING AUTOMATED ON-LINE DISSOLVED GAS ANALYSIS (СИГРЭ, 2004, А2—202)
9. Stan Lindgren, Method for On-Line Assessment and Indication of Transformer Conditions, US, Patent 6,289,716, Sep. 18, 2001.
10. «Product description of Transformer Gas Monitor», www.gatron.de.
11. Руководство по эксплуатации. Портативный анализатор растворенных газов «Transport X», Kelman Ltd, www сайт — www.kelman.co.uk.
12. Руководство пользователя. «Transfix on-line dissolved gas analyzer», 40—0054—01, 2005, Kelman Ltd.
13. «Product description of moisture transmitter for transformer oil HMP228», www.vaisala.com
14. Y. Du et al.: «Moisture equilibrium in transformer paper-oil systems», IEEE El. Ins. M., 1999,
15. J. C. Burgos, E. Pagan, B. Garsia, J. I. Anguas, A. Ramos, D. Montavez, E. Perez: «Experiences in managing transformers through maintenance operations and monitoring systems» (СИГРЭ, 2004, А2—206)
16. «On-line monitoring of oil paper insulated instrument transformers» (СИГРЭ, 2000, 12/33—03)
17. S. Tenbohlen, T. Stirl, G. Bastos, J. Baldauf, P. Mayer, M. Stach, B. Breitenbauch, R. Huber: «Experienced-based of economic benefits of on-line monitoring systems for power transformers» (СИГРЭ, 2002, 12—110)
18. P. Boss, P. Lorin, A. Viscardi, J. W. Isecke: «Economical aspects and practical experiences of power transformer on-line monitoring» (CIGRE, 2000, 12—202).
19. T. Higgins: «The difference on-line condition monitoring could have made». CIGRE Transformtr Committee Collocvium, Dublin, 2001.





В. Н. Харечко,  
Ю. В. Харечко

## СВЕРХТОК, ЗАЩИТА ОТ СВЕРХТОКА — ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ И КЛАССИФИКАЦИЯ

**В** одиннадцатой статье, посвященной разъяснению терминологии, применяемой в нормативных документах, устанавливающих требования к низковольтным электроустановкам и к низковольтному электрооборудованию, рассматриваются понятия «сверхток», «защита от сверхтока» и производные от них понятия. Терминология адаптирована к электроустановкам зданий.

**Допустимый длительный ток (проводника) — максимальный электрический ток, который проводник способен проводить в продолжительном режиме без превышения его установившейся температурой определенного значения.**

В Международном электротехническом словаре<sup>1</sup> (МЭС) (в стандарте МЭК 60050-826 «Международный электротехнический словарь. Часть 826. Электрические установки» 2004 г. [1]) определен термин «(длительная) токопроводящая способность» — наибольшее значение электрического тока, который может постоянно проводиться проводником, устройством или аппаратурой при определенных условиях без превышения его установившейся температурой определенного значения.

В приложении В стандарта МЭК 60364-1 «Низковольтные электрические установки. Часть 1. Основополагающие

принципы, оценка основных характеристик, определения» 2005 г. [2] этот термин дополнен следующим примечанием: этот ток обозначают  $I_z$ .

В ранее действовавшем стандарте МЭК 60050-826 1982 г. [3] был определен термин, имевший более конкретное наименование — «(длительная) токопроводящая способность (проводника)»: наибольший ток, который может постоянно проводиться проводником при определенных условиях без превышения его установившейся температурой определенного значения.

Британский стандарт BS 7671 «Требования для электрических установок. Правила электропроводок IEE<sup>2</sup>» 2001 г. [4] определил термин «токопроводящая способность проводника» аналогично тому, как это сделано в стандарте МЭК 60050-826 1982 г.: наибольший ток, который может проводиться проводником при определенных условиях без превышения его установившейся температурой определенного значения.

ГОСТ Р 50571.1 [5] определил термин «допустимый длительный ток (проводника)» следующим образом: «ток, который может длительно протекать по проводнику, причем установившаяся температура проводника не должна превышать заданное значение при определенных условиях». Примечание к этому определению уточняет, что «Для

<sup>1</sup> В состав Международного электротехнического словаря входит более 70 стандартов комплекса МЭК 60050, в которых даны определения около 20000 терминов.

<sup>2</sup> The Institution of Electrical Engineers — Общество инженеров-электриков.

проводников допустимый длительный ток следует считать номинальным током».

В национальной нормативной документации для характеристики проводников используют термин «допустимый длительный ток», устанавливающий электрический ток, который проводник может проводить длительно, не перегреваясь. При определении указанного термина следует говорить о максимальном электрическом токе, а вместо слова «длительно» целесообразно использовать понятие «продолжительный режим». Допустимый длительный ток проводника фактически является его номинальным током.

Сечение проводников, используемых в электроустановках зданий, всегда выбирают с учетом электрических токов, которые могут по ним протекать в нормальном режиме электроустановки здания. Электрический ток, протекающий по любому проводнику, не должен превышать его допустимый длительный ток, который проводник может проводить в продолжительном режиме неделями, месяцами, годами. При соблюдении этого условия установившаяся температура проводника не будет превышать предельно допустимую температуру, заданную нормативными документами.

В противном случае, если электрический ток, протекающий в проводнике, превышает его допустимый длительный ток, проводник будет перегреваться. Его изоляция будет подвержена ускоренному старению. При очень больших электрических токах проводник, разогретый до нескольких сотен градусов, может стать причиной пожара. Для исключения перегрева проводников в электроустановках зданий применяют специальную защиту — защиту от сверхтока, которая сокращает до безопасного значения продолжительность протекания по проводникам электрических токов, превышающих их допустимые длительные токи.

В п. 523 «Токопроводящие способности» стандарта МЭК 60364-5-52 «Электрические установки зданий. Часть 5-52. Выбор и установка электрооборудования. Системы проводки» 2001 г. [6], в частности указано, что ток, проводимый любым проводником в течение длительных промежутков времени во время нормального оперирования, должен быть таким, чтобы не превышался соответствующий температурный предел, определенный в таблице 52-4.

В таблице 52-4 этого стандарта приведены максимальные температуры проводников в зависимости от материала их изоляции. Например, для проводников с поливинилхлоридной изоляцией температурный предел установлен равным 70 °С, с изоляцией из шитого полиэтилена и этиленпропиленовой резины — 90 °С. В обязательном приложении А «Токопроводящие способности» стандарта МЭК 60364-5-52 приведены значения допустимых длительных токов в зависимости от материалов, из которого выполнены проводник и его изоляция, от площади поперечного сечения проводника, от способа его прокладки, от температуры окружающего воздуха и других факторов, а также указаны значения поправочных коэффициентов, учитывающих, например, число проложенных проводников. ГОСТ Р 50571.15 [7], который разработан на основе

ранее действовавшего стандарта МЭК 60364-5-52 1993 г., не содержит указанных данных.

**Номинальный ток проводника — см. допустимый длительный ток.**

В действующем стандарте МЭК 60050-826 в примечании к определению термина «сверхток» указано, что для проводников номинальный ток считают равным токопроводящей способности. То есть любой проводник, используемый в электроустановке здания, характеризуют допустимым длительным током, который он может проводить в продолжительном режиме. Допустимый длительный ток проводника рассматривают в нормативной документации также в качестве его номинального тока.

**Номинальный ток электрической цепи — максимальный электрический ток, который электрическая цепь способна проводить в продолжительном режиме.**

В стандарте МЭК 60050-826 термин «расчетный ток (электрической цепи)» определен так: электрический ток, предназначенный быть проведенным электрической цепью при нормальном оперировании.

В приложении В стандарта МЭК 60364-1 этот термин дополнен следующим примечанием: расчетный ток определяют, принимая во внимание разнообразие. В тех случаях, когда условия являются изменяющимися, расчетный ток представляет собой продолжительный ток, который привнесли бы компоненты цепи для одной и той же температуры. Этот ток обозначают  $I_B$ .

В ранее действовавшем стандарте МЭК 60050-826 1982 г. был определен термин «расчетный ток (цепи)»: ток, предназначенный быть проведенным цепью при нормальной эксплуатации.

Стандарт BS 7671 также определил термин «расчетный ток (цепи)»: значение тока (действующее значение для переменного тока), предназначенного быть проведенным цепью при нормальной эксплуатации.

Несмотря на то, что стандартом МЭК 60364-1 предусмотрено использование термина «расчетный ток (электрической цепи)» во всех стандартах комплекса МЭК 60364, в п. 411.3.2.2 стандарта МЭК 60364-4-41 «Низковольтные электрические установки. Часть 4-41. Защита для безопасности. Защита от поражения электрическим током» 2005 г. [8] указано, что максимальное время отключения, установленное в таблице 41.1, следует применять для конечных **цепей, не превышающих 32 А**. Словосочетание «цепь, не превышающая 32 А», которое также использовано в примечании 4 к таблице 41.1, не имеет смысла, поскольку амперами измеряют электрический ток. Поэтому в указанных требованиях речь должна идти об электрических цепях, расчетный (номинальный) ток которых не превышает 32 А.

Электрическая цепь в электроустановке здания обычно представляет собой совокупность последовательно соединенного электрооборудования. Каждый ее элемент, включая проводники, характеризуется собственным номинальным током, который он может проводить в продол-

жительном режиме. Поэтому любая электрическая цепь рассчитана на длительное проведение в нормальном режиме электроустановки здания определенного электрического тока. Этот электрический ток можно рассматривать в качестве номинального (расчетного) тока электрической цепи. Величина номинального тока электрической цепи обычно определяется наименьшим номинальным током какого-то ее элемента.

При использовании в национальной нормативной документации термина «номинальный ток электрической цепи» вместо термина «расчетный ток электрической цепи» позволит лучше понять суть термина «сверхток» в тех случаях, когда его применяют по отношению к каким-либо частям электроустановки здания, например — применительно к ее электрическим цепям.

**Продолжительный режим — режим, при котором электрооборудование может функционировать без прерывания в течение продолжительного времени (неделями, месяцами и даже годами).**

В стандарте МЭК 60050-444 «Международный электротехнический словарь. Часть 444. Элементарные реле» 2002 г. [9] термин «продолжительный режим» определен так: режим, при котором реле остается возбужденным в течение достаточно длительного промежутка времени, чтобы достигнуть теплового равновесия.

В другой части МЭС — стандарте МЭК 60050-442 «Международный электротехнический словарь. Часть 442. Электрические аксессуары» 1998 г. [10] определен термин «непрерывный режим (для коммутационного устройства)»: режим, при котором главные контакты коммутационного устройства остаются замкнутыми пока проводят установившийся ток без прерывания в течение длительных промежутков времени (которые могут быть неделями, месяцами или даже годами).

В стандарте МЭК 61071 «Конденсаторы для силовой электроники» 2007 г. [11] термин «продолжительный режим» определен следующим образом: такое время оперирования, что конденсатор находится в тепловом равновесии в течение большего времени. В стандарте МЭК 61558-1 «Безопасность силовых трансформаторов, блоков питания, стабилизаторов и подобных изделий. Часть 1. Общие требования и испытания» 2005 г. [12] этот термин определен так: оперирование в течение неограниченного промежутка времени. В стандарте МЭК 61810-1 «Электромеханические элементарные реле. Часть 1. Общие требования и требования безопасности» 2002 г. [13] использовано определение рассматриваемого термина, заимствованное из стандарта МЭК 60050-444.

В стандарте МЭК 60947-1 «Низковольтная коммутационная аппаратура и аппаратура управления. Часть 1. Общие правила» 2004 г. [14] установлено несколько номинальных режимов оперирования коммутационных устройств, которые рассматривают в качестве их стандартных режимов. Одним из таких режимов оперирования является так называемый «непрерывный режим», который

определен так: режим, не имеющий какого-либо периода без нагрузки, в котором главные контакты оборудования остаются замкнутыми пока проводят установившийся ток без прерывания в течение промежутков времени свыше восьми часов (неделями, месяцами, или даже годами). В примечании к определению разъяснено, что этот вид эксплуатации установлен обособленно от восьмичасового режима, потому что окислы и грязь могут накапливаться на контактах и приводить к прогрессирующему нагреванию. Непрерывный режим может быть принят в расчет или посредством коэффициента снижения номинальной мощности, или посредством специальных конструктивных исполнений (например, серебряные контакты).

В стандарте МЭК 60898-1 «Электрические аксессуары. Автоматические выключатели для защиты от сверхтока для бытовых и подобных установок. Часть 1. Автоматические выключатели для оперирования при переменном токе» 2003 г. [15] термин «непрерывный режим» определен следующим образом: режим, при котором главные контакты автоматического выключателя остаются замкнутыми пока проводят установившийся ток без прерывания в течение длительных промежутков времени (которые могут быть неделями, месяцами или даже годами).

В стандарте МЭК 61009-1 «Автоматические выключатели, управляемые дифференциальным током, со встроенной защитой от сверхтока для бытового и подобного использования (АВДТ). Часть 1. Общие правила» 2003 г. [16] этот термин определен следующим образом: режим, при котором главные контакты АВДТ остаются замкнутыми пока проводят установившийся ток без прерывания в течение длительных промежутков времени (которые могут быть неделями, месяцами или даже годами).

В отличие от первоисточника — стандарта МЭК 60947-1 1999 г., в ГОСТ Р 50030.1 [17] рассматриваемый режим назван «продолжительный режим» и определен так: «Режим нагрузки, в котором главные контакты аппарата остаются замкнутыми, проводя установившийся ток, без перерыва более 8 ч (в течение недель, месяцев или даже лет)». В примечании к определению указано, что «Такой режим эксплуатации отличается от восьмичасового, поскольку на контактах могут накапливаться окислы и грязь, вызывая постепенное увеличение нагрева. При продолжительном режиме либо вводится коэффициент снижения номинальной мощности, либо применяется специальная конструкция (например предусматриваются серебряные контакты)».

В ГОСТ Р 50345 [18], который разработан на основе стандарта МЭК 60898 1995 г., этот термин имеет иное, чем в первоисточнике, наименование — «продолжительный режим» и следующее определение: «Режим, при котором главные контакты автоматического выключателя остаются замкнутыми, непрерывно проводя установившийся ток в течение длительного времени (неделями, месяцами или даже годами)».

В ГОСТ Р 51327.1 [19], который разработан на основе стандарта МЭК 61009-1 1996 г., использовано оригинальное наименование рассматриваемого термина — «непре-

рывный режим» и близкое к первоисточнику определение: «Режим, при котором главные контакты АВДТ остаются замкнутыми, пока через них проходит установившийся ток, без перерывов, длительное время (которое может длиться неделями, месяцами или даже годами)».

Продолжительный режим является основным режимом оперирования для подавляющего числа электрооборудования и электроустановок. Поэтому некоторые характеристики электрооборудования, например, его номинальный ток, обычно устанавливают для продолжительного режима, в котором электрооборудование может функционировать неограниченный промежуток времени. Любой проводник, входящий в состав какой-либо электрической цепи электроустановки здания, способен проводить электрический ток, равный его длительно допустимому току, в течение продолжительного промежутка времени, исчисляемого десятками, сотнями и тысячами часов. При этом температура, до которой может нагреться проводник, не будет превышать предельно допустимое значение, установленное нормативным документом.

Одна из основных характеристик автоматического выключателя «номинальный ток» установлена для его оперирования в продолжительном режиме. Будучи включенным, автоматический выключатель проводит электрический ток, равный его номинальному току, неделями, месяцами и даже годами. Он может разомкнуть главные контакты только при появлении в его главной цепи сверхтока, при ручном или удаленном управлении. Характеристика другого устройства защиты от сверхтока — плавкого предохранителя — «номинальный ток плавкой вставки» также установлена для продолжительного режима.

**Короткое замыкание — случайный или преднамеренный проводящий путь между двумя или более проводящими частями, принуждающий различия электрических потенциалов между этими проводящими частями становиться равными или близкими к нулю.**

В стандарте МЭК 60050-195 «Международный электротехнический словарь. Часть 195. Заземление и защита от поражения электрическим током» 1998 г. с поправкой 2001 г. [20, 21] определен термин «короткое замыкание»: случайный или преднамеренный проводящий путь между двумя или более проводящими частями, принуждающий различия электрических потенциалов между этими проводящими частями становиться равными или близкими к нулю. В стандартах МЭК 60050-826 и МЭК 60050-151 «Международный электротехнический словарь. Часть 151. Электрические и магнитные устройства» 2001 г. [22] приведено такое же определение термина «короткое замыкание».

В стандарте МЭК 60909-0 «Токи короткого замыкания в трехфазных системах переменного тока. Часть 0. Вычисление токов» [23] термину «короткое замыкание» дано определение, аналогичное определению стандарта МЭК 60050-195. Стандарт МЭК 60947-1 заимствовал определение рассматриваемого термина из стандарта МЭК 60050-151. В стандарте МЭК 62128-1 «Применения

для железных дорог. Неподвижные установки. Часть 1. Защитные меры предосторожности, относящиеся к электрической безопасности и заземлению» 2003 г. [24] этот термин определен следующим образом: случайный или преднамеренный проводящий путь между двумя или более точками в цепи, принуждающий напряжения между этими точками становиться сравнительно малыми. Примечание к этому определению разъясняет, что любой такой проводящий путь между проводниками или между проводником и землей рассматривают как короткое замыкание.

В ГОСТ Р 50571.23 [25] термин «короткое замыкание» определен так: «Случайный или преднамеренный электрический контакт между двумя или более проводящими частями, в результате которого разность электрических потенциалов между ними близка к нулю».

В ГОСТ Р 50030.1 рассматриваемому термину дано следующее определение: «Случайное или намеренное соединение резистором или импедансом со сравнительно низким сопротивлением двух или более точек в цепи, нормально находящихся под различным напряжением».

Короткое замыкание обычно возникает в аварийном режиме электроустановки здания при повреждении изоляции каких-то токоведущих частей, находящихся под разными электрическими потенциалами, и возникновении между этими частями электрического контакта. В аварийном режиме возможно также замыкание токоведущих частей на проводящие части, которые находятся под иными электрическими потенциалами, например, на открытые и сторонние проводящие части, имеющие электрическую связь с нейтралью источника питания (при типах заземления системы TN-C, TN-S и TN-C-S). Короткое замыкание может быть результатом действий, совершаемых персоналом при монтаже и эксплуатации электроустановки здания, когда соединяют между собой проводящие части с разными электрическими потенциалами. Например, ошибочное электрическое соединение фазного и нейтрального проводников или двух фазных проводников разных фаз электрической цепи переменного тока, полюсного и среднего проводников или двух полюсных проводников электрической цепи постоянного тока порождает короткое замыкание.

Короткое замыкание характеризуется током короткого замыкания, который может многократно превышать значение номинального тока электрической цепи и допустимые длительные токи ее проводников. Даже кратковременное его воздействие на любые элементы электроустановки здания может вызвать их возгорание и явиться причиной пожара в здании. Поэтому в электроустановках зданий всегда проводят мероприятия, направленные на снижение вероятности возникновения короткого замыкания, а также выполняют защиту от короткого замыкания с помощью устройств защиты от сверхтока — автоматических выключателей и плавких предохранителей.

**Междуфазное короткое замыкание — короткое замыкание между двумя или более фазными проводниками.**

В стандарте МЭК 60050-195 определен термин «короткое замыкание линии на линию»: короткое замыкание между двумя или более линейными проводниками, совмещенное или нет с коротким замыканием на землю в том же самом месте. Аналогичный термин определен в стандарте МЭК 60050-826.

В стандарте МЭК 60909-0 также определен термин «короткое замыкание линии на линию»: случайный или преднамеренный проводящий путь между двумя или более линейными проводниками с или без соединения с землей.

В национальной терминологии указанный термин не применяют. Близким по смыслу является термин «междуфазное короткое замыкание», который можно использовать для электрических систем, электроустановок, электрических цепей и электрооборудования переменного тока. При определении этого термина следует учитывать, что линейные проводники могут быть использованы и при переменном, и при постоянном токе. Поэтому междуфазное короткое замыкание представляет собой короткое замыкание между фазными проводниками в электрической системе переменного тока.

### **Перегрузка — условия оперирования в электрически не поврежденной цепи, которые вызывают сверхток.**

В стандарте МЭК 60050-441 «Международный электротехнический словарь. Часть 441. Коммутационная аппаратура, аппаратура управления и плавкие предохранители» 1984 г. с поправкой 2000 г. [26, 27] определен термин «перегрузка» — условия оперирования в электрически не поврежденной цепи, которые вызывают сверхток.

В другой части МЭС — стандарте МЭК 60050-151 термин «перегрузка» определен иначе: превышение фактической нагрузки сверх полной нагрузки, выраженное посредством их различия.

В стандарте МЭК 60204-1 «Безопасность механического оборудования. Электрическое оборудование для машин. Часть 1. Основные требования» 2005 г. [28] определен термин «перегрузка (цепи)»: отношение время/ток в цепи, которое выражается в превышении номинальной полной нагрузки цепи, когда цепь не находится в условии повреждения. Примечание к определению уточняет, что перегрузку не следует использовать как синоним сверхтока. В стандартах МЭК 60947-1 и МЭК 61892-2 «Мобильные и неподвижные морские основания. Электрические установки. Часть 2. Системное проектирование» 2005 г. [29] использовано определение рассматриваемого термина, заимствованное из стандарта МЭК 60050-441.

В ГОСТ Р 50030.1 термин «перегрузка» определен следующим образом: «Условия появления сверхтока в электрически не поврежденной цепи».

В электрических цепях электроустановки здания могут возникать сверхтоки при отсутствии в них электрических повреждений. Причиной появления этих сверхтоков является перегрузка электрических цепей.

Вероятность возникновения перегрузки в одних электрических цепях существенно больше, чем в других. Перегрузка маловероятна в распределительных электрических цепях, а также в групповых электрических цепях, имеющих в своем составе только стационарные электроприемники, например, стационарные электрические светильники. В групповых электрических цепях штепсельных розеток вероятность перегрузки значительно выше. В какой-то момент времени сумма электрических токов всех одновременно работающих переносных, передвижных и стационарных электроприемников, которые подключены к штепсельным розеткам, может превысить номинальный ток их групповой электрической цепи.

Длительная перегрузка проводников может вызвать их сильный нагрев и стать причиной пожара в здании. Поэтому в электроустановках зданий выполняют специальные мероприятия по защите их частей от перегрузок. Электрические цепи защищают устройствами защиты от сверхтока, которые, в том числе, должны своевременно отключать токи перегрузки.

Перегрузки часто возникают в переходных режимах работы электрических цепей, например, при включении какого-либо электрооборудования. Пусковые токи электрооборудования могут в 5—7 и более раз превышать их номинальные токи и вызывать кратковременные перегрузки. Однако устройства защиты от сверхтока не должны отключать электрические цепи, которые они защищают, при появлении в них кратковременных пусковых токов.

### **Сверхток — электрический ток, превышающий номинальный электрический ток.**

В стандарте МЭК 60050-151 термин «сверхток» определен так: электрический ток, значение которого превышает определенное предельное значение. В другой части МЭС — стандарте МЭК 60050-441 термин «сверхток» определен более кратко: ток, превышающий номинальный ток. Аналогичное определение дано этому термину в стандарте МЭК 60050-442.

В стандарте МЭК 60050-826 2004 г. рассматриваемый термин определен следующим образом: электрический ток, превышающий номинальный электрический ток. В примечании к определению рассматриваемого термина отмечено, что для проводников номинальный ток считают равным токопроводящей способности. В ранее действовавшем стандарте МЭК 60050-826 1982 г. термин «сверхток» был определен иначе: любой ток, превышающий номинальное значение. Для проводников номинальное значение является токопроводящей способностью.

Приложение В стандарта МЭК 60364-1 содержит следующее примечание к определению термина «сверхток» из стандарта МЭК 60050-826 2004 г.: сверхток может или не может иметь вредные воздействия, зависящие от его значения и продолжительности. Сверхтоки могут быть следствием перегрузок в электроприемниках или повреждений таких, как короткие замыкания или замыкания на землю.

В стандарте МЭК 60204-1 определение термина «сверхток» выполнено на основе информации из стандарта МЭК 60050-826 2004г.: ток, превышающий номинальное значение. Для проводников номинальное значение является токопроводящей способностью. Однако оно почти полностью соответствует определению этого термина, приведенному в стандарте МЭК 60050-826 1982 г. В стандартах МЭК 60947-1 и МЭК 60898-1 определение термина «сверхток» заимствовано из стандарта МЭК 60050-441. В стандарте МЭК 61009-1 рассматриваемый термин определен так: любой ток, превышающий номинальный ток.

Стандарт BS 7671 определил термин «сверхток» аналогично тому, как это сделано в стандарте МЭК 60050-826 1982г.: ток, превышающий номинальное значение. Для проводников номинальное значение является токопроводящей способностью.

В ГОСТ Р 50571.1 термин «сверхток» определен следующим образом: «ток, значение которого превосходит наибольшее рабочее значение тока электроустановки». Прочитанное определение содержит в себе значительную неопределенность, так как критерием отнесения какого-либо электрического тока к сверхтоку здесь выбран наибольший рабочий ток электроустановки. Любая электроустановка здания имеет десятки, сотни и тысячи электрических цепей, каждая из которых характеризуется собственным номинальным током. Поэтому бессмысленно говорить только об одном рабочем токе применительно к электроустановке здания. В определении следовало упомянуть номинальный ток элемента электроустановки, то есть — номинальный ток электрической цепи.

В ГОСТ Р 50571.23 рассматриваемый термин определен более точно: «Ток, значение которого превышает номинальное значение тока электрической цепи».

В ГОСТ Р 50030.1 этот термин определен так: «Любой ток, превышающий номинальный». Такое же определение имеет термин «сверхток» в ГОСТ Р 50345 и в ГОСТ Р 51327.1.

Сверхток представляет собой любой электрический ток, величина которого превышает номинальный ток какого-либо элемента электроустановки здания или номинальный ток используемого в ней электрооборудования, например, номинальный ток электрической цепи, допустимый длительный ток проводника, номинальный ток автоматического выключателя, плавкого предохранителя и т.д.

Появление сверхтока в каком-либо элементе электроустановки здания может привести к его перегреву, возгоранию и, как следствие, к возникновению пожара в здании. Поэтому в электроустановке здания выполняют специальные мероприятия, имеющие своей целью защиту ее элементов от сверхтока.

В нормативной документации различают два основных вида сверхтока — ток перегрузки и ток короткого замыкания. Появление тока перегрузки обычно не связано с возникновением какого-либо повреждения. Ток короткого замыкания, как правило, возникает при появлении единич-

ного или множественных повреждений, то есть в аварийном режиме электроустановки здания.

## **Ток короткого замыкания — сверхток в электрической цепи при коротком замыкании.**

В стандарте МЭК 60050-441 термину «ток короткого замыкания» дано следующее определение: сверхток, являющийся результатом короткого замыкания из-за повреждения или неправильного соединения в электрической цепи (over-current resulting from a short circuit due to a fault or an incorrect connection in an electric circuit). В другой части МЭС — стандарте МЭК 60050-195 этот термин определен более кратко: электрический ток в данном коротком замыкании. Рассматриваемый термин аналогично определен и в стандарте МЭК 60050-826 2004 г.

В ранее действовавшем стандарте МЭК 60050-826 1982 г. был определен термин «ток (металлического) короткого замыкания»: сверхток, являющийся результатом повреждения с пренебрежимо малым полным сопротивлением между токоведущими проводниками, имеющими разницу в потенциале при нормальных условиях оперирования.

В стандарте МЭК 60909-0 рассматриваемый термин определен так: сверхток, являющийся результатом короткого замыкания в электрической системе. Примечание к определению термина содержит следующее уточнение: Необходимо проводить различие между током короткого замыкания в месте короткого замыкания и частичными токами короткого замыкания в ветвях сети в любой точке сети.

В стандартах МЭК 60947-1 и МЭК 60204-1 использовано определение рассматриваемого термина, заимствованное из стандарта МЭК 60050-441, а в стандарте МЭК 60439-1 «Низковольтные сборки коммутационной аппаратуры и аппаратуры управления. Часть 1. Сборки, полностью и частично прошедшие типовые испытания» 2004 г. [30] так определен термин «ток короткого замыкания ( $I_c$  (цепи сборки))».

В стандартах МЭК 60898-1 и МЭК 61009-1 термин «ток короткого замыкания» определен следующим образом: сверхток, являющийся результатом повреждения с пренебрежимо малым полным сопротивлением между точками, предназначенными быть под разными потенциалами при нормальном функционировании. В примечании к определению сказано, что ток короткого замыкания может происходить в результате повреждения или неправильного соединения.

В стандарте МЭК 62128-1 рассматриваемый термин определен следующим образом: электрический ток, протекающий через короткое замыкание.

Стандарт BS 7671 определил «ток короткого замыкания» также как в стандарте МЭК 60050-826 1982г.: сверхток, являющийся результатом повреждения с пренебрежимо малым полным сопротивлением между токоведущими проводниками, имеющими разницу в потенциале при нормальных условиях оперирования.

В ГОСТ Р 50571.1 рассматриваемый термин определен так: «сверхток, обусловленный повреждением с пренеб-

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

В ГОСТ Р 50030.1 рассматриваемый термин определен следующим образом: «Сверхток, появляющийся в результате короткого замыкания, вызываемого повреждением или неправильным соединением в электрической цепи».

В ГОСТ Р 50345 этот термин определен так: «Сверхток, обусловленный замыканием с ничтожно малым полным сопротивлением между точками, которые в нормальных условиях эксплуатации должны иметь различный потенциал». В примечании к определению разъяснено, что «Ток короткого замыкания может явиться результатом повреждения или неправильного соединения».

В ГОСТ Р 51327.1 рассматриваемому термину дано следующее определение: «Сверхток, появляющийся в результате короткого замыкания между точками, которые в нормальных условиях эксплуатации должны иметь различные потенциалы с ничтожно малым сопротивлением». Примечание к определению термина, уточняет, что «Ток короткого замыкания может быть результатом повреждения или неправильного соединения в электрической цепи. Процитированное определение имеет логическую ошибку. Слова «с ничтожно малым сопротивлением» относятся к короткому замыканию, а не к различным потенциалам».

Ток короткого замыкания представляет собой одну из разновидностей сверхтока. В отличие от тока перегрузки ток короткого замыкания обычно возникает в аварийном режиме электроустановки здания, характеризующемся повреждением изоляции каких-либо токоведущих частей, находящихся под разными электрическими потенциалами, и возникновением между ними электрического контакта с пренебрежимо малым полным сопротивлением. В аварийном режиме возможно также замыкание токоведущих частей на проводящие части, которые находятся под иными электрическими потенциалами, например, на открытые и сторонние проводящие части, имеющие электрическую связь с нейтралью источника питания (при типах заземления системы TN-C, TN-S и TN-C-S).

Ток короткого замыкания может также возникнуть в условиях отсутствия повреждений из-за ошибочных соединений проводящих частей с разными электрическими потенциалами, допущенных при монтаже и эксплуатации электроустановки здания. Если ошибочно выполнено электрическое соединение, например, фазного и нейтрального проводников какой-то электрической цепи, то при ее включении по обоим проводникам будет протекать ток короткого замыкания.

Величина тока короткого замыкания может многократно (на несколько порядков) превышать значение тока перегрузки. Даже кратковременное его воздействие на какие-либо элементы электроустановки зданий может вызвать их механическое повреждение, перегрев, возгорание и, как следствие, явиться причиной пожара в здании. Поэтому электрооборудование и, прежде всего, проводники электрических цепей в электроустановках зданий долж-

ны быть надежно защищены от токов короткого замыкания с помощью устройств защиты от сверхтока — автоматических выключателей и плавких предохранителей.

Токи короткого замыкания определяют при проектировании электроустановок зданий и учитывают при выборе характеристик электрооборудования. Максимальные токи короткого замыкания всегда соотносят с предельными сверхтоками, которые способны отключить коммутационные устройства и устройства защиты от сверхтока. Минимальные токи короткого замыкания используют для проверки способности устройств защиты от сверхтока выполнить их отключение в течение нормируемого или предпочтительного промежутка времени.

### *Ток перегрузки — сверхток в электрической цепи при перегрузке.*

В стандарте МЭК 60050-826 термин «ток перегрузки (электрической цепи)» определен следующим образом: сверхток, возникающий в электрической цепи, который не вызывает короткое замыкание или замыкание на землю.

Процитированное определение имеет серьезную логическую ошибку — не всякое замыкание на землю приводит к протеканию сверхтока замыкания на землю. Сверхтоки замыкания на землю имеют место в электроустановках зданий, соответствующих типам заземления системы TN-C, TN-S и TN-C-S, когда опасные токоведущие части замыкаются на открытые проводящие части, сторонние проводящие части или защитные проводники. В электроустановках зданий, соответствующих типам заземления системы TT и IT, даже короткие замыкания на землю сопровождаются незначительными токами замыкания на землю. При замыкании токоведущей части на землю через какое-то сопротивление, ток замыкания на землю может измеряться долями ампера.

В ранее действовавшем стандарте МЭК 60050-826 1982 г. определение термина «ток перегрузки (цепи)» не имело указанной логической ошибки: сверхток, возникающий в цепи в отсутствие электрического повреждения.

В стандарте МЭК 60947-1 рассматриваемый термин определен так: сверхток, возникающий в электрически неповрежденной цепи. В стандартах МЭК 60898-1 и МЭК 61009-1 рассматриваемый термин имеет такое же определение, в примечании к которому разъяснено, что ток перегрузки может быть причиной повреждения, если протекает достаточное время.

Стандарт BS 7671 определил термин «ток перегрузки» следующим образом: сверхток, возникающий в цепи, которая является электрически доброкачественной.

В ГОСТ Р 50571.1 термин «ток перегрузки» определен так: «сверхток в электрической цепи электроустановки при отсутствии электрических повреждений».

В ГОСТ Р 50030.1, ГОСТ Р 50345 и ГОСТ Р 51327.1 рассматриваемому термину дано одинаковое определение: «Сверхток в электрически не поврежденной цепи». В примечании к определению в ГОСТ Р 50345 сказано,

что «Достаточно длительный ток перегрузки может привести к повреждению», а в примечании ГОСТ Р 51327.1 — «Ток перегрузки может вызвать повреждение цепи, если будет протекать достаточно долго».

Ток перегрузки представляет собой разновидность сверхтока, который может возникнуть в какой-либо части электроустановки здания при появлении в ней перегрузки. При этом в этой части электроустановки здания отсутствуют электрические повреждения. Вероятность появления тока перегрузки в одних электрических цепях существенно больше, чем в других. В групповых электрических цепях освещения, в которых используют стационарные электрические светильники, а также в других групповых электрических цепях, имеющих в своем составе только стационарные электроприемники, вероятность появления длительного тока перегрузки мала. В групповых электрических цепях штепсельных розеток вероятность возникновения тока перегрузки значительно выше. В какой-то момент времени сумма электрических токов всех одновременно работающих переносных и передвижных электроприемников, подключенных к штепсельным розеткам, может превысить номинальный ток их групповой электрической цепи.

Длительное протекание тока перегрузки по проводникам может вызвать их сильный нагрев и стать причиной пожара в здании. Поэтому электрические цепи в электроустановках зданий защищают от токов перегрузки с помощью устройств защиты от сверхтока — автоматических выключателей и плавких предохранителей.

В большинстве электрических цепей могут возникать кратковременные токи перегрузки, которые обусловлены пусковыми токами электрооборудования. Например, при включении асинхронных электродвигателей пусковые токи могут в 5—7 раз превышать их номинальные токи. При включении светильников с лампами накаливания пусковой ток может превышать десятикратный номинальный ток. Продолжительность промежутка времени, в течение которого протекают пусковые токи, не превышает нескольких секунд. Устройства защиты от сверхтока не должны отключать защищаемые ей электрические цепи при появлении в них пусковых токов.

### ***Защита от сверхтока — защита, отключающая электрическую цепь при появлении в ней сверхтока.***

В стандарте МЭК 60050-448 «Международный электротехнический словарь. Глава 448. Защита энергетической системы» 1995 г. [31] термин «защита от сверхтока» определен следующим образом: защита, предназначенная оперировать, когда ток представляет собой превышение предопределенного значения.

В электроустановке здания должна быть выполнена защита от сверхтока проводников ее электрических цепей. С этой целью электрические цепи подключают к устройствам защиты от сверхтока, к которым, прежде всего, относятся автоматические выключатели и плавкие предохранители. Требования к защите электрических цепей от токов перегрузки и короткого замыкания сформулирова-

ны в стандарте МЭК 60364-4-43 «Электрические установки зданий. Часть 4-43. Защита для безопасности. Защита от сверхтока» 2001 г. [32]. В нашей стране эти требования изложены в ГОСТ Р 50571.5 [33] и ГОСТ Р 50571.9 [34], которые были разработаны на основе действовавших ранее стандартов МЭК 60364-4-43 и МЭК 60364-4-473, датированных 1977 г.

В ГОСТ Р 50571.5 изложены общие требования к осуществлению защиты от сверхтока проводников в электроустановках зданий, установлены требования к характеристикам устройств защиты от сверхтока, приведены требования по согласованию характеристик проводников и устройств защиты от перегрузки и короткого замыкания, а также конкретизированы требования по защите проводников от токов перегрузки и токов короткого замыкания.

В электроустановках зданий в качестве устройств защиты от сверхтока можно использовать автоматические выключатели, плавкие предохранители и их сочетания. Устройства защиты от токов перегрузки должны иметь время-токовую характеристику с обратной зависимостью выдержки времени, а также обеспечивать отключение токов перегрузки раньше, чем произойдет опасное повышение температуры проводников и их соединений. Отключающая способность устройств защиты от перегрузки может быть меньше ожидаемого тока короткого замыкания в месте их установки. Устройства защиты от токов короткого замыкания должны отключать любые токи короткого замыкания вплоть до их отключающей способности раньше, чем эти токи вызовут опасные повышения температуры проводников и их соединений или опасные механические воздействия на проводники. Эти устройства могут быть установлены в местах, где защита от токов перегрузки не требуется или ее выполняют другими защитными устройствами.

В ГОСТ Р 50571.9 приведены требования по выполнению защиты от сверхтока в электрических цепях электроустановки здания. В соответствии с этими требованиями устройства защиты от перегрузок и коротких замыканий, как правило, следует устанавливать в тех точках электрических цепей, где из-за изменения сечения, конструкции или материала проводников, а также способа их прокладки уменьшают значения допустимых длительных токов проводников. Рекомендуется не устанавливать устройства защиты от сверхтока в электрических цепях, питающих электрооборудование, отключение которого может привести к возникновению угрозы безопасности. К таким электрическим цепям относят, например, цепи возбуждения электрических машин, электрические цепи, питающие грузоподъемные электромагниты, вторичные цепи трансформаторов тока. В этих случаях необходимо устанавливать устройства аварийной сигнализации.

В фазных проводниках необходимо выполнять обнаружение сверхтоков. Отключать следует те фазные проводники, в которых сверхток обнаружен. Однако если отключение одного фазного проводника может вызвать опасные



последствия, например, в электрической цепи, питающей трехфазный электродвигатель, должны быть предусмотрены специальные меры.

В электроустановках зданий, соответствующих типам заземления системы TN-C, TN-S, TN-C-S и TT, не требуется обнаружение сверхтока в нейтральных проводниках в том случае, если их сечения равны сечениям фазных проводников. Если в какой-то электрической цепи сечение нейтрального проводника меньше сечения фазных проводников, следует предусмотреть обнаружение в нем сверхтока с последующим отключением фазных проводников. Нейтральный проводник при этом можно не отключать. Однако не требуется обнаружение сверхтока в нейтральном проводнике при выполнении следующих двух условий:

- нейтральный проводник защищен от короткого замыкания с помощью защитного устройства фазных проводников электрической цепи;

- максимальный ожидаемый ток, который может протекать по нейтральному проводнику в нормальном режиме, меньше значения допустимого длительного тока этого проводника.

В электроустановках зданий, соответствующих типу заземления системы IT и имеющих нейтральные проводники, требуется обнаружение сверхтока в нейтральном проводнике каждой электрической цепи. При его выявлении следует отключить все проводники, находящиеся под напряжением, включая нейтральный проводник. В некоторых случаях стандарт не предписывает выполнение указанных мер.

Если необходимо отключить нейтральный проводник, то это можно сделать после отключения фазных проводников. Включение нейтрального проводника можно выполнять раньше или одновременно с фазными проводниками.

### **Защита от короткого замыкания — защита, отключающая электрическую цепь при возникновении в ней короткого замыкания.**

В электроустановке здания должна быть выполнена защита от короткого замыкания проводников ее электрических цепей с помощью устройств защиты от сверхтока. Требования к защите электрических цепей от короткого замыкания сформулированы в стандарте МЭК 60364-4-43. В нашей стране эти требования изложены в ГОСТ Р 50571.5 и ГОСТ Р 50571.9.

В соответствии с требованиями ГОСТ Р 50571.5 любое устройство защиты от короткого замыкания должно отвечать двум следующим условиям:

- отключающая способность устройства должна быть не менее значения ожидаемого тока короткого замыкания в том месте, где оно установлено;

- время отключения короткого замыкания в любой точке электрической цепи не должно превышать промежуток времени, в течение которого температура проводников достигнет предельно допустимого значения.

Для короткого замыкания продолжительностью до 5 с время отключения короткого замыкания можно приблизительно рассчитать по формуле:

$$\sqrt{t} = K \frac{S}{I}, \quad (1)$$

где

$t$  — продолжительность, с;

$S$  — сечение проводника, мм<sup>2</sup>;

$I$  — действующее значение тока короткого замыкания, А;

$K = 115$  — для медных проводников с поливинилхлоридной изоляцией и для соединений медных проводников, выполняемых пайкой;

$K = 135$  — для медных проводников с резиновой изоляцией и изоляцией из сшитого полиэтилена;

$K = 74$  — для алюминиевых проводников с поливинилхлоридной изоляцией;

$K = 87$  — для алюминиевых проводников с резиновой изоляцией и изоляцией из сшитого полиэтилена.

В стандарте указано, что для очень малой продолжительности короткого замыкания (менее 0,1 с), а также для токоограничивающих устройств защиты от сверхтока значение  $K^2 S^2$  должно быть больше значения пропускаемой энергии ( $I^2 t$ ), заявленного производителем защитного устройства<sup>3</sup>.

Если характеристики устройства защиты от перегрузки соответствует требованиям, предъявляемым к характеристикам устройства защиты от короткого замыкания, оно может быть использовано в качестве единого устройства, которое применяют и для защиты от перегрузки, и для защиты от короткого замыкания. В противном случае следует применять два защитных устройства, согласовав их характеристики так, чтобы мощность короткого замыкания не превышала значения, которое может выдержать устройство защиты от перегрузки.

В электроустановках зданий для защиты от короткого замыкания электрических цепей обычно применяют автоматические выключатели. Современные автоматические выключатели бытового назначения (по МЭК 60898 и ГОСТ Р 50345) должны отключать короткое замыкание за промежуток времени менее чем за 0,1 с по нормативным требованиям, а фактически могут его отключать менее чем за 0,01 с. Такое быстрое срабатывание автоматического выключателя происходит при токах короткого замыкания, превышающих верхнюю границу стандартного диапазона токов мгновенного расцепления. Поэтому целесообразно обеспечивать следующее соотношение характеристик автоматического выключателя и короткозамкнутой электрической цепи:

$$kI_n \leq I_{K3 \min}, \quad (2)$$

где

$k$  — коэффициент, равный 5, 10 или 50 соответственно для типа мгновенного расцепления В, С или D;

<sup>3</sup> Речь идет о значении характеристики  $I^2 t$  устройства защиты от сверхтока. То есть необходимо обеспечить следующее соотношение:  $I^2 t$

$I_n$  — номинальный ток автоматического выключателя, А;

$I_{K3 min}$  — минимальный ток однофазного короткого замыкания в наиболее удаленной точке групповой электрической цепи, А.

Иными словами, минимальный ток однофазного короткого замыкания в наиболее удаленной точке электрической цепи должен быть больше или равен верхней границе стандартного диапазона токов мгновенного расцепления автоматического выключателя, который защищает эту электрическую цепь. Выполнение этого условия позволит автоматическим выключателям наиболее быстро отключать токи короткого замыкания во всех электрических цепях, минимизировав их негативное воздействие на проводники и другое электрооборудование. Кроме того, согласование указанных характеристик автоматического выключателя и короткозамкнутой электрической цепи предпочитательнее области применения автоматических выключателей с разными типами мгновенного расцепления.

Автоматические выключатели с типом мгновенного расцепления В, которые имеют стандартный диапазон токов мгновенного расцепления свыше 3 до 5  $I_n$ , целесообразно применять для защиты от сверхтока большинства групповых электрических цепей в электроустановках индивидуальных жилых домов, в электроустановках квартир и в других, им подобных, электроустановках. Например, с помощью таких автоматических выключателей можно выполнять защиту групповых электрических цепей освещения и штепсельных розеток. Препятствием, ограничивающим использование этих автоматических выключателей, является наличие больших пусковых токов электрооборудования.

Автоматические выключатели с типом мгновенного расцепления С, которые имеют стандартный диапазон токов мгновенного расцепления свыше 5 до 10  $I_n$ , обычно используют для защиты от сверхтока электрических цепей, в которых возможны большие пусковые токи при включении электрооборудования, например, групповых электрических цепей освещения, в которых предусмотрено одновременное включение большого числа светильников, групповых электрических цепей, в состав которых входит электрооборудование с электродвигателями, и др.

Автоматические выключатели с типом мгновенного расцепления D, которые имеют стандартный диапазон токов мгновенного расцепления свыше 10 до 50  $I_n$ , применяют для защиты от сверхтока тех электрических цепей, в которых имеются большие импульсные пусковые токи, появляющиеся, например, при включении трансформаторов, электромагнитных клапанов, больших емкостных нагрузок и др.

Автоматические выключатели, мгновенно срабатывающие при меньшей кратности номинального тока, чем автоматические выключатели с типом мгновенного расцепле-

ния В, используют для защиты от сверхтока электрических цепей с полупроводниковыми приборами, измерительных цепей с преобразователями, а также электропроводок большой протяженности.

Для защиты от короткого замыкания групповых электрических цепей целесообразно использовать токоограничивающие автоматические выключатели, которые имеют класс ограничения электроэнергии 3, и токоограничивающие плавкие предохранители, поскольку токоограничивающие устройства защиты от сверхтока обеспечивают наиболее сильное снижение негативного воздействия токов короткого замыкания на проводники и другое электрооборудование.

### **Защита от перегрузки — защита, отключающая электрическую цепь при возникновении в ней перегрузки.**

В стандарте МЭК 60050-448 термин «защита от перегрузки» определен следующим образом: защита, предназначенная оперировать в случае перегрузки на защищенном участке.

В электроустановке здания должна быть выполнена защита от перегрузки проводников ее электрических цепей с помощью устройств защиты от сверхтока. Требования к защите электрических цепей от перегрузки сформулированы в стандарте МЭК 60364-4-43. В нашей стране эти требования изложены в ГОСТ Р 50571.5 и ГОСТ Р 50571.9.

В соответствии с требованиями ГОСТ Р 50571.5 рабочая характеристика любого устройства защиты от сверхтока, применяемого для защиты кабеля (проводов) электропроводки от перегрузки, должна отвечать следующим условиям:

$$I_B \leq I_n \leq I_Z, \quad (3)$$

$$I_2 \leq 1,45 I_Z, \quad (4)$$

где

$I_B$  — рабочий ток электрической цепи<sup>4</sup>, А;

$I_n$  — номинальный ток устройства защиты от сверхтока, А;

$I_Z$  — допустимый длительный ток жил кабеля (провода), А;

$I_2$  — ток, обеспечивающий надежное срабатывание устройства защиты от сверхтока, А.

Ток  $I_2$  принимают равным для автоматических выключателей — току срабатывания при заданном времени срабатывания, для плавких предохранителей — току плавления плавкой вставки при заданном времени срабатывания.

Однако, как отмечается в стандарте, при соблюдении указанных требований нельзя обеспечить защиту проводников от малых длительных токов перегрузки. Если подобные токи могут иметь место в электрических цепях электроустановки здания, то для обеспечения гарантированной защиты проводников электропроводок от малых токов перегрузки целесообразно обеспечить следующее

<sup>4</sup> В стандарте МЭК 60364-4-43 здесь указано: ток, для которого цепь спроектирована.

согласование характеристик устройств защиты от сверхтока и защищаемых им проводников:

$$I_n < I_Z, \quad (5)$$

Иными словами, допустимый длительный ток проводника должен превышать номинальный ток автоматического выключателя и плавкого предохранителя. Такой подход достаточно широко распространен в некоторых странах. Например, в Норвегии для защиты от перегрузки электрических цепей, выполненных медными проводниками сечением 1,5 мм<sup>2</sup>, 2,5 мм<sup>2</sup> и 4,0 мм<sup>2</sup> с изоляцией из поливинилхлорида, применяют устройства защиты от сверхтока с номинальным током не более соответственно 13 А (при некоторых условиях — не более 10 А), 16 А и 25 А (при некоторых условиях — не более 20 А).

Подобную практику следует «узаконить» и в нашей стране, обеспечив на этапе создания электроустановок зданий повсеместное применение устройств защиты от сверхтока с номинальным током не более 10 А для защиты от сверхтока медных проводников сечением 1,5 мм<sup>2</sup>, 16 А — 2,5 мм<sup>2</sup> и 20 А — 4,0 мм<sup>2</sup>. Аналогичного подхода следует придерживаться и при проведении реконструкции существующих электроустановок зданий.

**Устройство защиты от сверхтока — устройство, отключающее электрическую цепь в том случае, когда электрический ток в ее проводниках превышает предопределенное значение в течение установленного времени.**

В стандарте МЭК 60050-442 термин «устройство защиты от сверхтока (для устройств дифференциального тока<sup>5</sup>)» определен следующим образом: устройство, определенное производителем устройства дифференциального тока, которое должно быть установлено в цепи последовательно с устройством дифференциального тока для того, чтобы защитить его от сверхтоков.

В другой части МЭС — стандарте МЭК 60050-826 термин «устройство защиты от сверхтока» определен так: устройство, предусмотренное прерывать электрическую цепь, если ток проводника в электрической цепи превышает предопределенное значение в течение определенной продолжительности.

ВГОСТР 50571.23 термину «устройство защиты от сверхтока» дано следующее определение: «Коммутационный аппарат, размыкающий электрическую цепь при превышении сверхтоком этой цепи установленного значения».

Термин «устройство защиты от сверхтока» широко используют в стандартах МЭК и начинают использовать в национальной нормативной документации для идентификации специальных защитных устройств, которые предназначены для осуществления защиты от токов перегрузки и токов короткого замыкания. В электроустановках зданий обычно применяют наиболее распространенные устрой-

ства защиты от сверхтока — автоматические выключатели и плавкие предохранители.

Устройство защиты от сверхтока отключает электрические цепи, когда по их проводникам протекает сверхток. Время отключения сверхтока зависит от время-токовой характеристики защитного устройства. Время-токовая характеристика обычно имеет такие параметры, которые позволяют устройству защиты от сверхтока отключать токи перегрузки в течение нескольких минут или секунд, а токи короткого замыкания — в течение долей секунды. Таким образом, с одной стороны, можно устранить ложные срабатывания устройства защиты от сверхтока при возникновении в защищаемых им проводниках кратковременных пусковых сверхтоков и, с другой стороны, максимально быстро отключить токи короткого замыкания, которые оказывают значительное негативное воздействие на проводники электрических цепей.

Требования к применению устройств защиты от сверхтока сформулированы в стандарте МЭК 60364-4-43. В нашей стране эти требования изложены в ГОСТ Р 50571.5 и ГОСТ Р 50571.9.

**Устройство защиты от короткого замыкания — устройство защиты от сверхтока, предназначенное для осуществления защиты от короткого замыкания.**

В стандарте МЭК 60050-442 термин «устройство защиты от короткого замыкания (для устройств дифференциального тока), УЗКЗ (сокращение)» определен следующим образом: устройство, определенное производителем устройства дифференциального тока, которое должно быть установлено в цепи последовательно с устройством дифференциального тока для того, чтобы защитить его только от коротких замыканий.

В стандарте МЭК 60947-1 термин «устройство защиты от короткого замыкания (УЗКЗ)» определен следующим образом: устройство, предназначенное защищать цепь или части цепи от токов короткого замыкания посредством их прерывания. В стандарте МЭК 62091 «Низковольтная коммутационная аппаратура и аппаратура управления. Контроллеры для приводов стационарных пожарных насосов» 2007 г. [35] этому термину дано аналогичное определение.

В ГОСТ Р 50030.1 использован термин «аппарат защиты от коротких замыканий (АЗКЗ)», определенный следующим образом: «Аппарат, предназначенный для защиты цепи или частей цепи от токов короткого замыкания путем их отключения».

Устройство защиты от короткого замыкания представляет собой устройство защиты от сверхтока, предназначенное для защиты электрических цепей только от коротких замыканий. Устройства защиты от короткого замыкания должны отключать токи коротких замыканий максимально быстро. Обычно они отключают токи короткого замыкания за промежутки времени не более 0,1 с и, следовательно, надежно защищают электрические цепи электроустановки

<sup>5</sup> В национальной нормативной документации эти устройства называют устройствами защитного отключения.

<< 32

● Ячейка типа КСО 298 MSM 301-312 ВВ на выкатной тележке, применяется в качестве секционной ячейки с СР.

● Ячейка типа КСО 298 MSM 402, 404-410 с ТН и выкатной тележкой

● Ячейка типа КСО 298 MSM 401, 403 с ТСН и выкатной тележкой применяется для питания устройств в собственных нуждах РП

● Ячейка типа КСО 298 MSM 501 с заземли-телем типа ЗРБ применяется для заземления сборных шин.

[www.samaratransformer.ru](http://www.samaratransformer.ru)

**ВАКУУМНЫЕ  
АВТОМАТИЧЕСКИЕ  
ВЫКЛЮЧАТЕЛИ  
СРЕДНЕГО НАПРЯЖЕНИЯ  
ДЛЯ ГЕНЕРАТОРОВ  
CUTLER-HAMMER VCP-WG**

Выключатели Cutler-Hammer VCP-WG рассчитаны на нормальную эксплуатацию при номинальном токе до 4000 ампер при естественном воздушном охлаждении. В тоже время конструкция ВАВ позволяет использовать выключатель при максимальном значении тока более 8000 ампер в условиях специальной конструкции.

Уникальной является способность данного ВАВ обеспечивать защиту оборудования от пробоя в двух направлениях — со стороны генератора и со стороны трансформатора. В соответствии со стандартом IEEEE выключатели Cutler-Hammer VCP-WG обладают способностью работать в условиях выпадения фаз, когда напряжения генератора и энергосистемы не синхронизированы.

В ходе тестовых испытаний автоматические выключатели Cutler-Hammer VCP-WG продемонстрировали свою способность осуществлять прерывание трехфазных токов пробоя с уровнем аперриодической составляющей до 135%.

По мнению отраслевых экспертов в настоящее время в России спрос на генераторные выключатели, которые являются одним из основных видов электротехнического оборудования электростанций, весьма высок. Однако отечественные предприятия пока еще не выпускают генераторные выключатели с требуемыми характеристиками. В настоящий момент российская компания ЭДС-Холдинг заключила соглашение о стратегическом партнерстве с Eaton Electrical.

В частности, рассматривается возможность развертывания выпус-

здания от негативного воздействия, которое оказывают на них токи короткого замыкания. К устройствам защиты от короткого замыкания, прежде всего, относятся устройства, предназначенные для защиты от сверхтока — автоматические выключатели и плавкие предохранители.

**Устройство защиты от перегрузки — устройство защиты от сверхтока, предназначенное для осуществления защиты от перегрузки.**

В стандарте МЭК 60050-442 термин «устройство защиты от перегрузки (для устройств дифференциального тока)» определен следующим образом: устройство, определенное производителем устройства дифференциального тока, которое должно быть установлено в цепи последовательно с устройством дифференциального тока для того, чтобы защитить его только от перегрузок.

Устройство защиты от перегрузки представляет собой устройство защиты от сверхтока, предназначенные для защиты электрических цепей только от перегрузок. Устройства защиты от перегрузки, с одной стороны, должны быстро отключать токи перегрузки, не допуская нагревания проводников защищаемых ими электрических цепей, а, с другой стороны, не должны срабатывать при появлении в электрических цепях кратковременных пусковых сверхтоков. Время-токовая характеристика этих защитных устройств характеризуется обратной зависимостью времени срабатывания от значения сверхтока. Чем больше сверхток, тем меньше время срабатывания защитного устройства. К устройствам защиты от перегрузки, прежде всего, относят устройства, предназначенные для защиты от сверхтока — автоматические выключатели и плавкие предохранители.

**Литература**

1. International standard IEC 60050-826. International Electrotechnical Vocabulary. Part 826: Electrical installations. Second edition. — Geneva: IEC, 2004-08.
2. International standard IEC 60364-1. Low-voltage electrical installations. Part 1: Fundamental principles, assessment of general characteristics, definitions. Fifth edition. — Geneva: IEC, 2005-11.
3. Publication 50 (826). International Electrotechnical Vocabulary. Chapter 826: Electrical installations of buildings. First edition. — Geneva: IEC, 1982.
4. British Standard BS 7671-2001. Requirements for Electrical Installations. IEE Wiring Regulations. Sixteenth edition. — London: BSI and IEE, 2001.
5. ГОСТ Р 50571.1-93 (МЭК 364-1-72, МЭК 364-2-70). Электроустановки зданий. Основные положения. — М.: Изд-во стандартов, 1993.
6. International standard IEC 60364-5-52. Electrical installations of buildings. Part 5-52: Selection and erection of electrical equipment. Wiring systems. Second edition. — Geneva: IEC, 2001-08.
7. ГОСТ Р 50571.15-97 (МЭК 364-5-52-93). Электроустановки зданий. Ч. 5. Выбор и монтаж электрооборудования. Гл. 52. Электропроводки. — М.: ИПК Изд-во стандартов, 1997.
8. International standard IEC 60364-4-41. Low-voltage electrical installations. Part 4-41: Protection for safety. Protection against electric shock. Fifth edition. — Geneva: IEC, 2005-12.
9. International standard IEC 60050-444. International Electrotechnical Vocabulary. Part 444: Elementary relays. First edition. — Geneva: IEC, 2002-01.
10. International standard IEC 60050-442. International Electrotechnical Vocabulary. Part 442: Electrical accessories. First edition. — Geneva: IEC, 1998-11.
11. International standard IEC 61071. Capacitors for power electronics. First edition. — Geneva: IEC, 2007-01.
12. International standard IEC 61558-1. Safety of power transformers, power supplies, reactors and similar products. Part 1: General requirements and tests. Second edition. — Geneva: IEC, 2005-09.
13. International standard IEC 61810-1. Electromechanical elementary relays. Part 1: General and safety requirements. Second edition. — Geneva: IEC, 2003-08.
14. International standard IEC 60947-1. Low-voltage switchgear and controlgear. Part 1: General rules. Fourth edition. — Geneva: IEC, 2004-03.

45 >>

15. International standard IEC 60898-1. Electrical accessories. Circuit-breakers for overcurrent protection for household and similar installations. Part 1: Circuit-breakers for a. c. operation. Edition 1.2. — Geneva: IEC, 2003-07.

16. International standard IEC 61009-1. Residual current operated circuit-breakers with integral overcurrent protection for household and similar uses (RCOBs). Part 1: General rules. Edition 2.1. — Geneva: IEC, 2003-02.

17. ГОСТ Р 50030.1-2000 (МЭК 60947-1 - 99). Аппаратура распределения и управления низковольтная. Ч. 1. Общие требования и методы испытаний. — М.: ИПК Изд-во стандартов, 2001.

18. ГОСТ Р 50345-99 (МЭК 60898-95). Аппаратура малогабаритная электрическая. Автоматические выключатели для защиты от сверхтоков бытового и аналогичного назначения. — М.: ИПК Изд-во стандартов, 2000.

19. ГОСТ Р 51327.1-99 (МЭК 61009-1 - 96). Выключатели автоматические, управляемые дифференциальным током, бытового и аналогичного назначения со встроенной защитой от сверхтоков. Ч. 1. Общие требования и методы испытаний. — М.: ИПК Изд-во стандартов, 2000.

20. International standard IEC 60050-195. International Electrotechnical Vocabulary. Part 195: Earthing and protection against electric shock. First edition. — Geneva: IEC, 1998-08.

21. International standard IEC 60050-195-am<sup>1</sup>. International Electrotechnical Vocabulary. Part 195: Earthing and protection against electric shock. First edition. Amendment 1. — Geneva: IEC, 2001-01.

22. International standard IEC 60050-151. International Electrotechnical Vocabulary. Part 151: Electrical and magnetic devices. Second edition. — Geneva: IEC, 2001-07.

23. International standard IEC 60909-0. Short-circuit currents in three-phase a. c. systems. Part 0: Calculation of currents. First edition. — Geneva: IEC, 2001-07.

24. International standard IEC 62128-1. Railway applications. Fixed installations. Part 1: Protective provisions relating to electrical safety and earthing. First edition. — Geneva: IEC, 2003-05.

25. ГОСТ Р 50571.23-2000 (МЭК 60364-7-704-89). Электроустановки зданий. Ч. 7. Требования к специальным электроустановкам. Раздел 704. Электроустановки специальных площадок. — М.: ИПК Изд-во стандартов, 2001.

26. International standard IEC 60050-441. International Electrotechnical Vocabulary. Part 441: Switchgear, controlgear and fuses. Second edition. — Geneva: IEC, 1984-01.

27. International standard IEC 60050-441-am<sup>1</sup>. International Electrotechnical Vocabulary. Part 441: Switchgear, controlgear and fuses. Second edition. Amendment 1. — Geneva: IEC, 2000-07.

28. International standard IEC 60204-1. Safety of machinery. Electrical equipment of machines. Part 1: General requirements. Fifth edition. — Geneva: IEC, 2005-10.

29. International standard IEC 61892-2. Mobile and fixed offshore units. Electrical installations. Part 2: System design. First edition. — Geneva: IEC, 2005-03.

30. International standard IEC 60439-1. Low-voltage switchgear and controlgear assemblies. Part 1: Type-tested and partially type-tested assemblies. Edition 4.1. — Geneva: IEC, 2004-04.

31. International standard IEC 60050-448. International Electrotechnical Vocabulary. Chapter 448: Power system protection. Second edition. — Geneva: IEC, 1995-12.

32. International standard IEC 60364-4-43. Electrical installations of buildings. Part 4-43: Protection for safety. Protection against overcurrent. Second edition. — Geneva: IEC, 2001-08.

33. ГОСТ Р 50571.5-94 (МЭК 364-4-43-77). Электроустановки зданий. Ч. 4. Требования по обеспечению безопасности. Защита от сверхтока. — М.: Изд-во стандартов, 1994.

34. ГОСТ Р 50571.9-94 (МЭК 364-4-473-77). Электроустановки зданий. Ч. 4. Требования по обеспечению безопасности. Применение мер защиты от сверхтоков. — М.: Изд-во стандартов, 1995.

35. International standard IEC 62091. Low-voltage switchgear and controlgear. Controllers for drivers of stationary fire pumps. First edition. — Geneva: IEC, 2007-01.

ка выключателей серии Cutler-Hammer VCP-WG на мощностях российского предприятия.

Компания ЭДС-Холдинг

## ЭЛЕКТРОЦИТ-ТМ САМАРА ВОЗВОЗНОВЛЯЕТ ПРОИЗВОДСТВО ТОКОПРОВОДОВ

Самарский завод «Электроцит» — один из ведущих отечественных производителей электротехнической продукции. На сегодняшний день «Электроцит» выпускает номенклатуру электротехнических изделий от 0,4 до 220 кВ в том числе и силовые трансформаторы, трансформаторы тока и напряжения, вакуумные выключатели, разъединители, выключатели нагрузки.

Одна из важнейших задач руководителей завода на текущий момент — возобновление производства токопроводов и шинопроводов, которые были разработаны и произведены специалистами завода в семидесятые годы. Токопроводы используются при строительстве и расширении электрических станций всех типов (тепловых, гидроэлектростанций, атомных станций), а также для подключения к электрическим сетям промышленных предприятий. Производство токопроводов было приостановлено, вследствие принятия решения Министерством энергетики освободить производственные мощности Самарского «Электроцита» для изготовления более сложной продукции, и передать выпуск продукции другим предприятиям.

Объявленное в 2006 году руководством Группы компаний «Электроцит» — Самара намерение возобновить производство токопроводов уже нашло свое реальное отражение в серьезных шагах в данном направлении. На сегодня проделана большая организационно-подготовительная работа в данном направлении. Так, на стадии согласования в проектных институтах гидро-, тепловой- и атомной энергетики находятся обновленные технические условия на основные типы токопроводов генераторного напряжения и собственных нужд, проводятся сертификационные испытания опытных образцов, подготовлена и оснащена современным высокотехнологичным оборудованием одна из ответственных предприятий для выпуска этой продукции производственных площадок, сформирован и приступил к работе штат квалифицированного производственно-



## ТЕКУЩИЙ РЕМОНТ ТРАНСФОРМАТОРОВ

**Текущий ремонт трансформаторов производится в следующем объеме:**

- наружный осмотр и устранение дефектов, поддающихся устранению на месте;
- чистка наружной поверхности изоляторов и бака;
- спуск грязи из расширителя, доливка масла, проверка маслоуказателя;
- смена сорбента в фильтрах;
- проверка спускного крана и уплотнений;
- осмотр и чистка охлаждающих устройств, проверка (замена) подшипников двигателей системы охлаждения и вентиляторов, их балансировка;
- проверка защит и разрядников на трансформаторах с устройством РПН и контрольно-измерительных приборов;
- проверка гидравлического затвора, мембраны выхлопной трубы, отсекавателя, осмотр и проверка вводов;
- отбор и проверка проб масла из бака трансформатора, негерметичных и при необходимости герметичных вводов;
- осмотр, проверка маслопроводности верхнего контактного узла вводов и при необходимости замены уплотнений;
- проверка устройств защиты масла от старения и окисления и замена поврежденных элементов этих устройств;
- проведение измерений и испытаний.

У трансформаторов с РПН ежегодно производятся внеочередные ремонты регулирующего устройства в соответствии с указаниями заводских инструкций.

У маслонаполненных негерметизированных вводов при ремонте производится отбор пробы масла, замена масла в масляном затворе, доливка масла, смена сорбента в воздухоосушительном фильтре и измерение тангенса угла диэлектрических потерь ввода, и при необходимости выполняется полная замена масла.

При текущем ремонте трансформаторов с принудительным охлаждением проверяется герметичность охладителей и замена уплотнений, состояние подшипников электродвигателей и производится их замена с одновременной балансировкой электродвигателей. Герметичность масловодяных охладителей проверяется согласно инструкции завода-изготовителя путем создания избыточного давления поочередно со стороны масляной и затем водяной системы, при этом заменяются дефектные уплотнения и производится завальцовка и глушение некоторого количества (двух-трех) трубок трубного пучка.

При текущем ремонте восстанавливаются сварные швы и устраняется течь масла. Течь масла в местах поврежденных швов бака устраняется сваркой под вакуумом (если бак рассчитан и испытан на вакуум) с отключением трансформатора. Технологические операции текущего ремонта являются частью типового капитального ремонта (иначе называемого средним ремонтом).

**Технология некоторых видов работ при текущем ремонте трансформаторов**

### *Ремонт (замена) вентиля на баке без слива масла*

Замена или ремонт неисправного вентиля, установленного на баке трансформатора (вентиль радиатора, охла-

дителя, термосифонного фильтра или сливной), требуют предварительного слива масла из трансформатора в количестве, обеспечивающем снижение уровня масла в баке несколько ниже уровня ремонтируемого вентиля. Избежать трудоемкой работы по сливу масла возможно при условии создания в баке на время ремонта вакуума, предотвращающего вытекание масла из бака.

Очевидно, что вакуум должен выбираться исходя из высоты столба масла в баке над уровнем вентиля.

Порядок выполнения работы следующий:

- перекрыть вентиль на маслопроводе к расширителю;
- подсоединить вакуумный насос к верхней точке бака трансформатора и создать необходимый вакуум в надмасляном пространстве;
- отремонтировать или заменить дефектный вентиль;
- снять вакуум, открыть вентиль на маслопроводе к расширителю и выпустить воздух из газового реле;
- при необходимости долить сухим маслом расширитель.

Производительность вакуумного насоса должна быть достаточной для поддержания необходимого вакуума при возможном подсосе воздуха через патрубок вентиля в момент снятия или ремонта последнего.

Следует иметь в виду, что в соответствии с ГОСТ бак трансформатора мощностью 1000 кВА и более рассчитан на вакуум с остаточным давлением для трансформаторов напряжением до 150 кВ включительно 50 кПа и выше 150 кВ — 5 кПа. Для трансформаторов мощностью менее 1000 кВА ГОСТ допустимый вакуум не регламентирует и давление в баке должно уточняться по данным завода-изготовителя.

Принимая во внимание, что столб трансформаторного масла высотой 1 м создает давление 8 кПа, можно ремонтировать описанным способом вентили, расположенные не ниже 6 м от уровня масла у трансформаторов напряжением до 150 кВ включительно и 60 см у трансформаторов более высоких напряжений.

### Очистка и регенерация трансформаторного масла

В процессе эксплуатации трансформаторов производят очистку масла в них с помощью фильтр-пресса, вакуумных сепараторов с применением сорбентов.

При очистке масла под напряжением должны соблюдаться следующие условия:

- вакуумный сепаратор или фильтр-пресс к трансформатору присоединяют гибкими шлангами (металлическими или из маслупорной резины) с надежными соединениями;
- до начала очистки масла заполняют сухим маслом всю аппаратуру (фильтр-пресс и сепаратор) и маслопроводы; масло должно забираться внизу бака и поступать обратно в бак через расширитель трансформатора;
- сепаратор (фильтр-пресс) и маслопроводы надежно заземляют;
- у сепаратора (фильтр-пресса) устанавливают постоянное дежурство персонала;

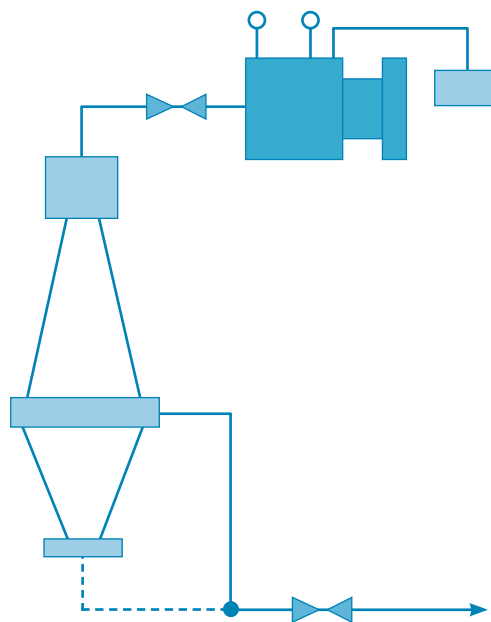


Рис.1

- газовую защиту переводят с действием на сигнал, остальные защиты от внутренних повреждений трансформатора переводят с действием на отключение;

- воздух, скапливающийся в газовом реле при очистке, выпускают периодически сразу после появления сигнала от газового реле; при появлении воздуха в газовом реле, свидетельствующем об имеющихся подсосах воздуха в схеме обработки масла, необходимо прервать процесс обработки масла и устранить неплотности в схеме обработки.

Очистку масла под напряжением проводят и оформляют согласно требованиям ПТБ.

Непрерывную регенерацию осуществляют естественной циркуляцией масла через термосифонный фильтр на основе термосифонного эффекта, а в адсорбционном фильтре — принудительной циркуляцией масла. Фильтры заполняют сорбентом (силикагелем, активной окисью алюминия и др. кроме цеолита).

Сорбент в термосифонном фильтре заменяют в том случае, если в пробе масла, отбираемой не реже 1 раза в 3 года, выявлено увеличение кислотного — числа выше 0,15 мг КОН.

Сорбент в адсорбционном фильтре (в системе ДЦ или Ц) заменяют впервые после 1 года эксплуатации, а затем — если в пробе масла, отбираемой не реже 1 раза в 3 года, выявлено увеличение кислотного числа выше 0,15 мг КОН.

### Замена масла во вводах без их демонтажа с трансформатора

Замена масла во вводах без их демонтажа с трансформатора производится при текущем ремонте методом вытеснения свежим маслом или азотом, заменой масла под вакуумом и т.п.

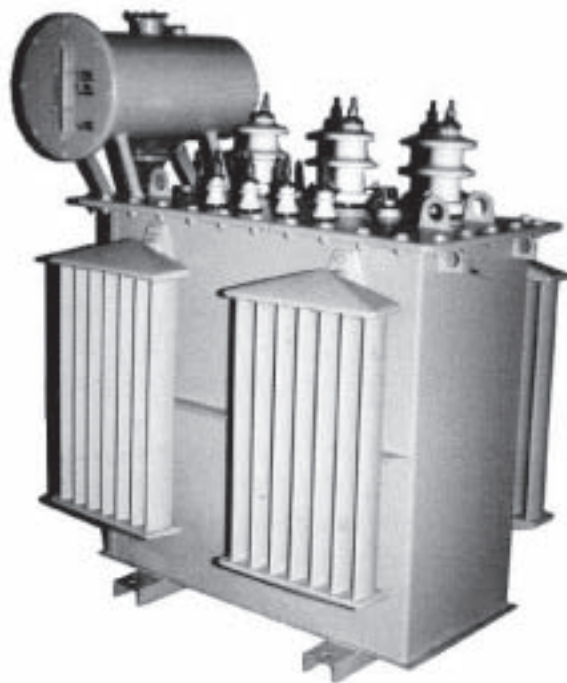
На рис.1 приведена схема замены масла во вводе методом вытеснения, получившим широкое применение в эксплуатации и выполняемом в следующей последовательности.

Подготавливается емкость для масла, которая должна быть в 3—4-раза больше объема масла ввода, снабжена воздухоосушителем на дыхательной трубке и иметь в нижней части штуцер с краном для присоединения шланга. Свежее, удовлетворяющее нормам масло заливается в емкость и подогревается до температуры 60—80°C; нагрев масла осуществляется подогревателями, исключая его окисление; перепад температур масла емкости и ввода не должен превышать 30 °С. Емкость с подогретым маслом располагается выше уровня расширителя ввода.

Заменяется масло в гидравлическом затворе ввода, для чего оно сливается через пробку слива; через дыхательный вывод затвор промывается небольшим количеством масла, закрывается пробка слива и затвор полностью заполняется маслом, отверстие закрывается пробкой с уплотнением; пробка отверстия для выпуска воздуха из расширителя ввода заменяется штуцером с надетым на него шлангом от емкости со свежим маслом, ввод полностью заливается. К маслоотборному устройству ввода подсоединяется шланг с вентилем, связанным со свободной емкостью, открываются запорное устройство маслоотбора и вентили 1 и 5 (см. рис. 1) для непрерывного потока масла через ввод. Необходимо следить, чтобы ввод был постоянно заполнен маслом, и не допускать опустошения емкости 2. Через ввод пропускается трехкратный объем масла, перекрываются вентили 5 и 1, а также запорное устройство маслоотбора и снимается шланг с вентилем. Производится вакуумирование ввода при остаточном давлении не более 1330 Па в течение: 2 ч для вводов 110 кВ, 6 ч — для вводов 220 кВ, 10 ч — для вводов 330 кВ и выше; снимается вакуум. Ввод испытывается гидравлическим давлением. Устанавливается нормальный уровень масла во вводе и гидрозатворе. Взамен глухих пробок у вводов 220—500 кВ устанавливается дыхательный вывод. У вводов 110-150 кВ дыхательное отверстие оставляется открытым. Отверстие для доливки масла закрывается пробкой с уплотнением. Производится оценка состояния внутренней изоляции вводов — измеряются сопротивление изоляции,  $\tan\delta$ , отбирается проба масла.

Вводы ПО кВ при удовлетворительных результатах измерения могут быть поставлены под напряжение через 30 мин, вводы 220кВ — через 1 ч, вводы 330—500 кВ — через 2 ч после снятия вакуума. Операция по замене масла, промывке внутренней изоляции вводов является трудоемкой; она может производиться несколько раз в зависимости от степени старения масла.

Текущий ремонт устройств РПН. Текущие ремонты устройств переключения с выводом их из работы проводятся совместно с текущими ремонтами трансформаторов не реже 1 раза в год или после определенного числа переключений, указанного в заводской инструкции.



## **Внеочередные осмотры контакторов переключающих устройств**

Внеочередные осмотры контакторов переключающих устройств проводят в сроки, указанные в заводской инструкции.

При загрязнении и увлажнении масла контактора, установленного на опорном изоляторе, при текущем ремонте проводят его ревизию.

Бак контакторов полностью освобождают от масла.

Части контактора и бак заполняют чистым сухим маслом.

Проводят осмотр, ревизию и смазку элементов привода переключающего устройства.

Масло в баках контакторов заменяют при снижении его пробивного напряжения ниже 25 кВ в контакторах устройств РПН класса напряжения 10 кВ, ниже 30 кВ в устройствах РПН класса напряжения 35 кВ и ниже 35 и 40 кВ в устройствах РПН классов напряжения соответственно 110 и 220 кВ. Замену масла и промывку контактора производят по заводским инструкциям.

## **Замена вводов на трансформаторах с азотной (плёночной) защитой масла**

Согласно техническим условиям заводов-изготовителей замена вводов ВН на трансформаторах с азотной или плёночной защитой масла должна производиться со сливом масла из бака. Такая организация работы неизбежно требует дегазации всего слитого масла и последующей заливки его в бак трансформатора под вакуумом.

Однако для замены вводов столь значительный слив масла не требуется, достаточно слить его в таком объеме, чтобы уровень масла в баке опустился до нижнего среза адаптеров вводов.



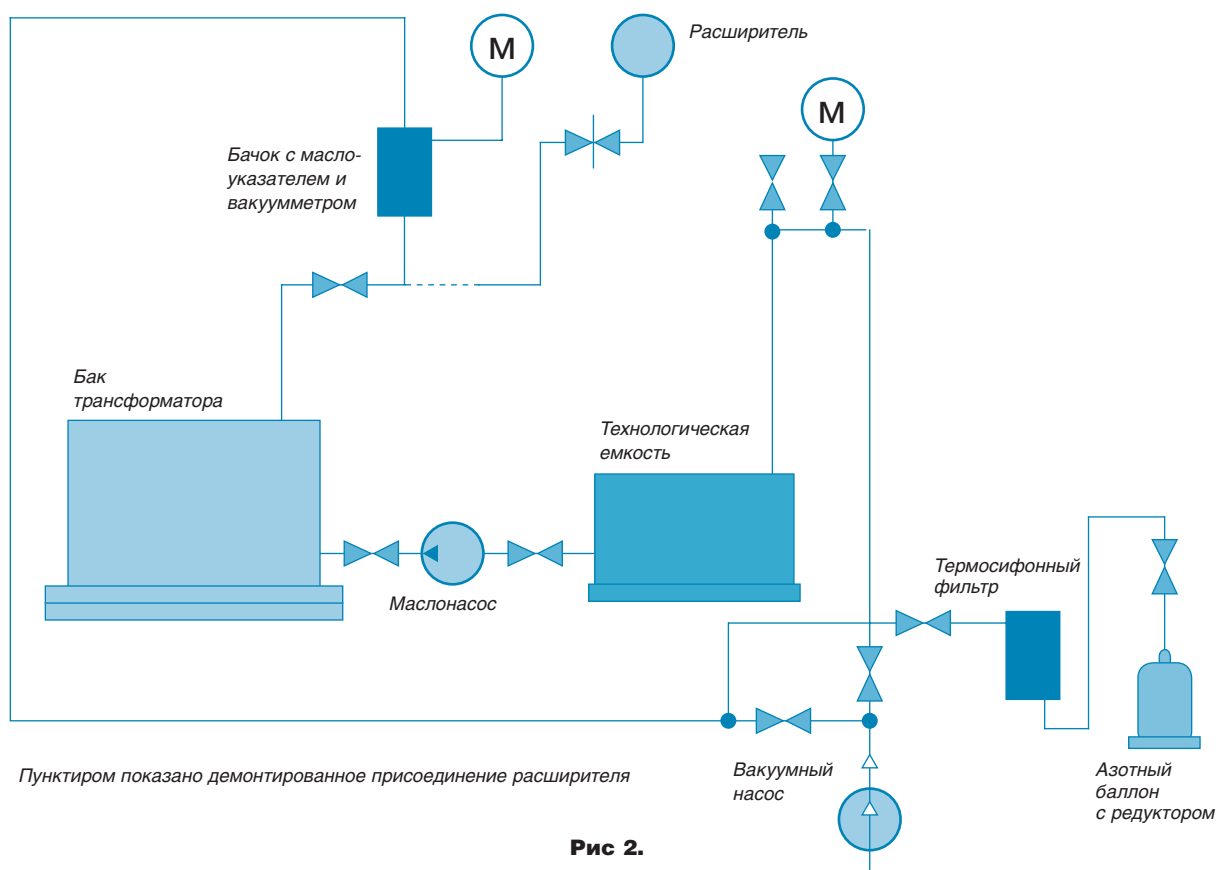


Рис 2.

Возможность ограничиться уменьшенным сливом масла (не более пяти тонн для самых крупных трансформаторов) обеспечивается тем, что при смене ввода в условиях эксплуатации нет необходимости регулировать изоляционные экраны, как это делается при первоначальном монтаже трансформатора, и весь объем работ, связанный с отсоединением старого и присоединением нового ввода, проводится вне бака трансформатора. При таких предпосылках, как показывает практика, технология замены вводов существенно упрощается и сводится к тому, что после временного слива некоторого количества масла в специальную технологическую емкость надмасляное пространство в баке трансформатора заполняется азотом, а сама замена вводов осуществляется при непрерывной продувке надмасляного пространства азотом во избежание увлажнения масла или насыщения его кислородом воздуха.

Основой упрощенной технологии работ является использование специальной технологической емкости, позволяющей содержать необходимый объем дегазированного масла под вакуумом, т.е. без нарушения уровня дегазации, для чего емкость оборудуется сильфонными вентилями, обеспечивающим необходимую газоплотность.

Последовательность операций при описываемой технологии работ следующая:

1. Собрать технологическую схему (рис.2).
2. Перекрыть вентиль на маслопроводе к расширителю, снятии газового реле трансформатора и вместо него

временно установить бачок с маслоуказателем и вакуумметром.

3. Включить в работу вакуумный насос и создать вакуум в технологической емкости и бачке не ниже 5,3 кПа, слить под вакуумом необходимое количество масла из бака трансформатора в технологическую емкость.

4. Снять вакуум в баке трансформатора подачей сухого азота в надмасляное пространство.

5. С помощью автокрана или другого механизма произвести замену ввода или вводов, допуская срыв азотной защиты на минимально необходимый срок — примерно по 30—40 минут на ввод.

6. Вновь создать вакуум в баке трансформатора и поддерживать его не менее двух часов для обеспечения восстановления возможно нарушенной дегазации масла, оставшегося в баке.

7. Не снимая вакуума, долить бак трансформатора маслом из технологической емкости до появления масла на указателе временного бачка, остановить вакуумный насос и снять временный бачок, после чего установить на место газовое реле и открыть вентиль на маслопроводе к расширителю.

8. Выпустить газ из газового реле и при необходимости долить сухое дегазированное масло в расширитель.

9. Разобрать технологическую схему.

По материалам [www.transform.ru](http://www.transform.ru)



**Эдуард Порет,  
Борис Хайлов**

## ПРАКТИЧЕСКОЕ ПРИМЕНЕНИЕ ПГУ НА ПРИМЕРЕ СХЕМЫ ПГУ-ТЭЦ

*В последнее время в России предпринимаются серьезные меры для ликвидации дефицита электрической мощности и по замене устаревшего оборудования на электростанциях. Эти меры, как правило, связаны с внедрением парогазовых и газотурбинных установок (ПГУ и ГТУ), обеспечивающих наивысшие на сегодняшний день технико-экономические и экологические показатели работы электростанций.*

Одна из первых газовых турбин с начальной температурой продуктов горения 1100 градусов была собрана в 1981 году компанией Siemens. Ее мощность составляла 150 МВт, собственный КПД — около 33%, а КПД парогазовых установок, построенных на ее базе, превышал 50%. Парогазовые установки получили широкое распространение на территории промышленно-развитых стран США, Канады, а также Западной и Восточной Европы. Сегодня, в свете задач по ликвидации энергодефицита и модернизации всей энергетической отрасли, эти передовые установки начинают внедряться и в Российской Федерации.

### **Эффективность и рентабельность**

Парогазовые установки (в англоязычном мире используется название combined-cycle power plant) представляют собой особый тип генерирующих станций, работающих на газе или на жидком топливе. Устройство агрегата состоит из двух блоков: газотурбинной (ГТУ) и паросиловой (ПС) установок. В чем основные достоинства рассматриваемых установок?

Парогазовые установки — сравнительно новый тип генерирующих станций, работающих на газе или на жидком топливе. Принцип работы самой экономичной и распространенной классической схемы таков. Устройство состоит из двух блоков: газотурбинной (ГТУ) и паросиловой (ПС) установок. В ГТУ вращение вала турбины обеспечивается образовавшимися в результате сжигания природного газа, мазута или солянки продуктами горения — газами. Образовавшиеся в камере сгорания газотурбинной установки продукты горения вращают ротор турбины, а та, в свою очередь, крутит вал первого генератора.

Уже в первом, газотурбинном цикле КПД превышает 38%. Отработавшие в ГТУ, но все еще сохраняющие высокую температуру продукты горения поступают в так называемый котел-утилизатор. Там они нагревают пар до температуры и давления (500 градусов по Цельсию и 80 атмосфер), достаточных для работы паровой турбины, к которой подсоединен еще один генератор. Во втором, паросиловом цикле используется еще около 20% энергии сгоревшего топлива. В сумме КПД всей установки парогазового цикла (ПГУ) колеблется от 52 до 60%.

Другое важное достоинство работающей парогазовой установки состоит в том, что ее можно быстро — за минуты — запускать и так же быстро останавливать. Для сравнения: современной паросиловой установке мощностью 800 МВт требуется четыре-пять часов для того, чтобы после запуска подать в сеть ток. Парогазовые установки позволяют также снизить затраты, связанные с финансированием проектных и строительно-монтажных работ при реконструкции или строительстве новых электростанций.



## ПГУ и энергетическая стратегия

В связи с оживлением экономики России и ростом жилищного строительства в различных регионах страны наметился дефицит мощности для выработки электроэнергии. В работе, выполненной ОАО «Институт Энергосетьпроект» произведен анализ и дан прогноз развития ЕЭС России на период до 2011 года. В качестве основного варианта для прогноза принят повышенный сценарий выработки электроэнергии в объеме 1030 млрд. кВтч в 2010 году, характеризующийся более высокими темпами развития спроса на электроэнергию за счет возрастания доли высокотехнологичных отраслей: машиностроения, химии и нефтехимии, частично легкой и пищевой промышленности. Региональная специфика заключается в опережающем спросе на электроэнергию в Европейской части страны и на Урале. Потребности генерирующих мощностей по этому варианту для России в целом к 2011 году должны составить 231 млн кВт, а ввод новых — 39,8 млн кВт.

В теплоэнергетике России на период до 2011 года будут выполняться работы по продлению ресурса службы действующего оборудования ТЭС на срок до 10 лет и замена части их устаревших паросиловых установок на новое оборудование, а также на оборудование, использующее парогазовые и газотурбинные технологии (ПГУ и ГТУ). Кроме этого, для энергоснабжения могут выполняться работы по созданию малых ГТУ-ТЭЦ и ПГУ-ТЭЦ, установке газовых турбин, работающих со сбросом газов в топку существующих или заменяемых котлов на действующих ТЭЦ.

Строительство малых ГТУ-ТЭЦ и ПГУ-ТЭЦ вместо отопительных котельных для строящегося жилья, промышленных предприятий и других потребителей в небольших городах позволят снижать требуемую величину выработки электроэнергии на конденсационных электростанциях, т.к.

расход топлива на кВт/ч при комбинированной выработке тепла и электроэнергии будет ниже. Установка газовых турбин со сбросом газов, кроме снижения удельных расходов топлива на кВт/ч электроэнергии, позволяет вырабатывать, в случае необходимости, электроэнергию для покрытия пиковых нагрузок при работе котла на основную паровую турбину. Расход топлива в этом случае получается значительно ниже, чем на пиковых газотурбинных электростанциях. Внедрение в практику таких газотурбинных технологий позволяет также увеличить выработку электроэнергии со сниженным выбросом парниковых газов.

## ПГУ в схеме ПГУ-ТЭЦ

Рассмотрим возможность практического применения ПГУ на примере схемы ПГУ-ТЭЦ тепловой мощностью  $Q=400$  Гкал/ч, которую можно применить, построив ее для энергообеспечения небольших городов, вместо обычно применяемых в большинстве случаев отопительных котельных той же теплопроизводительности.

Тепловой схемой ПГУ-ТЭЦ предусматривается, для несения базовой тепловой нагрузки, применение паровых котлов и турбин, а для повышения на ней выработки электроэнергии — установка газовых турбин с паровым котлом-утилизатором, работающим с параметрами пара, одинаковыми с основными паровыми котлами. Такая пристройка газовой турбины позволяет существенно увеличить выработку электроэнергии с низким удельным расходом топлива, увеличить выработку тепловой энергии. Появляется возможность круглогодичной загрузки газовой турбины. При ее аварийном или ином отключении тепловая мощность ТЭЦ сохраняется практически на прежнем уровне за счет остающихся в работе паровых и водогрейных котлов.

<< 45

го и технического персонала, имеющего необходимый опыт в проектировании и производстве токопроводов.

«Взятые темпы позволяют сейчас говорить о том, что озвученный нами ранее плановый выпуск в объеме 1500 погонных метров ежемесячно к концу 2007 года не только реально достигим, но и может быть фактически превышен. К тому же к этому нас двигают и предпосылки по заказам», — заявляют в руководстве Самарского «Электрощита».

Те типы токопроводов, которые разработаны предприятием и в настоящий момент готовятся к производству, уже имеют ряд преимуществ. Среди них можно отметить использование современных полимерных материалов для герметизации крепления опорных и проходных изоляторов; новые конструкторские решения узлов подсоединения, позволяющие обеспечивать максимально легкий доступ для обслуживающего персонала, что в свою очередь уменьшает издержки на обслуживание токопроводов. Крепление токопроводов к строительным конструкциям будет обеспечиваться при помощи специальных хомутов, что позволит значительно сократить сроки монтажа, а новейшие технологии сварки дают возможность применять усовершенствованные гибкие медные компенсаторы для компенсации тепловых расширений и в местах соединений к оборудованию.

Вместе с тем конструкторскими службами предприятия ведутся разработки по качественно иным типам токопроводов, в том числе и в твердой изоляции на базе современных полимерных материалов.

«Выпуск токопроводов — не самоцель для Самарского «Электрощита», речь идет не о получении прибыли от нового производства, что в масштабах предприятия составит очень незначительные цифры, а о комплексности поставок, — объясняют в руководстве компании. —» Предприятие обладает устойчивым положением на рынке, занимая крупную его долю в производстве широкого спектра электротехнической продукции так называемой вторичной генерации. Компания уже сейчас имеет возможность предоставлять и предоставляет комплекс услуг по реконструкции и строительству энергетических и промышленных объектов, начиная от проектирования и заканчивая монтажом. И реализация данного проекта позволит нам предлагать заказчикам еще более полный объем работ, избавляя их от необ-

75 >>

Предлагаемая схема представляет также интерес для малых и средних ТЭЦ, имеющих одинаковые параметры и близкий набор оборудования, работающих на газе, резервным топливе мазуте или даже на местных топливах: бурых углях, фрезторфе, сланцах. При установке на них газовых турбин по предлагаемой схеме можно существенно увеличить выработку электроэнергии без больших капитальных затрат. Существующие ТЭЦ получают новую жизнь за счет увеличения выработки электроэнергии газовой турбиной при сохранении выработки тепла. В результате будет сокращаться использование газа на выработку энергии.

**Оборудование**

Выбор оборудования ПГУ-ТЭЦ малой мощности производится с учетом заказа его на отечественных предприятиях. Газовую турбину желательно выбирать исходя из возможности ее полной загрузки в течение всего года. Наибольшая выработка электроэнергии будет у газовой турбины с более высоким КПД.

Основное теплосиловое оборудование — паровой котел и турбины отечественного производства — длительно и надежно работает на ряде ТЭЦ страны на параметрах пара 4,0 МПа и 440 градусов С, оно является более простым в эксплуатации и более дешевым, т.к. не требует для изготовления высоколегированных сталей и имеет при этом достаточно высокие технико-экономические показатели работы и менее затратное ремонтное обслуживание. Паровые турбины разрабатываются Калужским турбинным заводом. Некоторые уже установлены в конце 90-х гг. на объектах Мосэнерго: на ТЭС-1 (турбина Р-25—3,5/0,12) и на ТЭЦ-7, фил. ТЭЦ-12, (турбина П6—3,5/0,5).

Паровые и водогрейные котлы изготавливаются, в том числе, на Белгородском котельном заводе. Что касается газовой турбины, то в настоящей работе предлагается к установке ГТЭ-25У, головной образец которой будет пущен на ГТУ-ТЭЦ г. Электросталь в этом году.

Турбинный цех ПГУ-ТЭЦ не потребует для работы больших объемов циркуляционной воды, поскольку главные ее потребители — турбины П-6 — в зимний период будут работать с ухудшенным вакуумом с подачей в конденсаторы сетевой воды, а в летний период нагрузка на них будет неполная. В основном, техническая вода потребуется для работы маслоохладителей турбин и воздухоохладителей турбогенераторов. Это обстоятельство снижает требования к возможности строительства предлагаемой ПГУ-ТЭЦ.

Установка газовой турбины дает возможность загрузить ее полностью для выработки электроэнергии в течение всего года, т.к. паропроизводительность ее котла-утилизатора составляет сравнительно небольшую величину (~14,3%) от общей всех паровых котлов ТЭЦ.

Аварийная остановка газовой турбины практически не скажется на надежности теплоснабжения потребителей, запрет или ограничение на использования газа также не повлияет на теплоснабжение. Подобные обстоятельства с отключением газового топлива случаются при сильных морозах, когда газоснабжающая организация не в состоянии обеспечить всех потребителей в полном объеме, даже, несмотря на наличие запасов газа в подземных хранилищах. Необходимость применения в проектируемой ТЭЦ вместо водогрейных котлов паровых турбин для обеспечения базовой части тепловой нагрузки, диктуется соображениями большей надежности обеспечения теплом потребителей и возможностью выработки большего количества электроэнергии при возникновении трудностей в полном обеспечении газом ТЭЦ. Важным преимуществом предлагаемой ГТУ-ТЭЦ является возможность применения для паровых котлов резервного топлива.

Состав основного оборудования ПГУ-ТЭЦ:

- газовая турбина ГТЭ-25У (УТМЗ), для охлаждения дымовых газов после турбины (~100°С) предлагается паровой котел-утилизатор на параметры пара 4,0 МПа, 440°С, 1 установка;

- паровой котел газомазутный БелКЗ,  $D=75$  т/ч,  $P=4,0$  МПа,  $t = 400^{\circ}\text{C}$  (4 шт.);

- паровая турбина Р-25—3,5/0,12 КТЗ (1 шт.);
- паровая турбина П-6—3,5/0,5 КТЗ (2 шт.);
- водогрейный котел ПТВМ-120 (2 шт.).

Для снижения температуры уходящих газов до  $100^{\circ}\text{C}$  на котле-утилизаторе предусматривается установка подогревателя сетевой воды, теплопроизводительность которого составит  $10,4$  Гкал/ч.

Основные показатели: тепловая мощность ПГУ-ТЭЦ —  $400$  Гкал/ч; электрическая —  $72$  МВт. Расчетная паропроизводительность котла-утилизатора для ГТЭ-25У  $D=50$  т/ч при указанных выше параметрах пара и температуре питательной воды  $104^{\circ}\text{C}$ . Отопительная нагрузка —  $310$  Гкал/ч; вентиляционная нагрузка —  $31,0$  Гкал/ч; нагрузка горячего водоснабжения —  $46,5$  Гкал/ч; нагрузка подпитки тепловой сети —  $12,5$  Гкал/ч зимой и  $4,15$  Гкал/ч — летом.

## Режим работы

В отопительный период времени можно полностью загрузить газовую турбину, паровые турбины Р-25 и П-6, причем конденсаторы турбин П-6 могут работать весь отопительный сезон в режиме с ухудшенным вакуумом. Отборный пар турбин П-6 используется на собственные нужды ТЭЦ: на ПВД, деаэраторы, мазутное хозяйство и частично на пиковые подогреватели сетевой воды. Нехватка этого пара компенсируется работой РОУ 40/5.

В летний период времени для несения нагрузки ГВС и подпитки теплосети работает с полной нагрузкой газовая турбина и две паровые турбины П-6 с отбором пара на подогрев сетевой воды и частичным пропуском пара в конденсатор, охлаждаемый циркуляционной водой.

Так как на обе турбины требуется  $\sim 100$  т/ч пара, то недостающее его количество будет поступать от парового котла. Пики тепловых нагрузок в отопительный период покрываются за счет работы водогрейных котлов.

Схема такой загрузки оборудования дает возможность полностью загрузить газовую турбину в течение всего года, а паровую турбину Р-25 — в отопительный период. За счет работы турбин П-6 обеспечивается работа деаэраторов и подогревателей собственных нужд ТЭЦ, а в летний период частично тепловая нагрузка. За счет такой загрузки обеспечивается быстрейшая окупаемость затрат устанавливаемого оборудования.

Расчетные величины тепловых нагрузок:

- тепловая мощность турбины Р-25— $100$  Гкал/ч;
- сетевого подогревателя котла-утилизатора газовой турбины —  $104$  Гкал/ч;
- тепловая мощность пикового пароводяного подогревателя, работающего на паре отборов П-6 и РОУ 40/5 — до  $45$  Гкал/ч, в т.ч.  $50$  т/ч котла-утилизатора газовой турбины;
- требующаяся паропроизводительность котлов —  $311$  т/ч, в т.ч.  $50$  т/ч котла-утилизатора газовой турбины;

- тепло, получаемое от конденсаторов двух турбин П-6, при их работе на ухудшенном вакууме —  $18,6$  Гкал/ч.

Летняя тепловая нагрузка ГВС и подпитка теплосети составляет  $44,2$  Гкал/ч.

## Результат

При указанных режимах загрузки оборудования и расчетных величинах мощностей ТЭЦ были определены ее основные показатели. Годовой отпуск энергии составил:

- тепло сетевой водой —  $1234,6$  Гкал;
- электроэнергии —  $423,41$  млн кВтч (при  $8\%$  на с. н.);
- годовой расход топлива —  $283,7$  тыс. т. у. т.;
- расход топлива на отпущенную Гкал —  $156$  кг. у. т.;
- удельный расход на отпущенный кВтч —  $220$  г/кВтч.

Из  $283,7$  тыс. тут. газовая турбина израсходовала  $92,4$  тыс. тут. ( $32,6\%$ ) и было отпущено  $58,9\%$  электроэнергии и  $16,3\%$  тепловой энергии ТЭЦ с учетом выработки паровых турбин на паре котла-утилизатора.

Сравним показатели ПГУ-ТЭЦ с показателями отопительной котельной  $Q=400$  Гкал/ч по топливной составляющей. Предположим, что котельная отпустила потребителям то же количество тепла с расходом  $156$  кг/Гкал и израсходовала  $190,97$  тыс. тут, вместо  $283,7$  тыс. тут на ПГУ-ТЭЦ, но ТЭЦ при этом выработала и отпустила потребителю  $423,41$  млн кВтч электроэнергии, которые, если их получить даже на высокoeкономичной ГРЭС по  $320$  г/кВтч, потребуют  $135,5$  тыс. тут, да и сама отопительная котельная затратит на собственные нужды  $\sim 20$  млн кВтч, которые потребуют  $\sim 6,4$  тыс. тут. Таким образом, вариант раздельной выработки энергии потребует  $332,5$  тыс. тут против варианта ПГУ-ТЭЦ —  $238,7$  тыс. тут. Экономия топлива составит  $50,0$  тыс. тут.

Строительство подобных ПГУ-ТЭЦ вместо отопительных котельных снижает парниковый эффект за счет более экономичного расхода топлива, снижает потери электроэнергии при ее передаче в центр потребления от далеко расположенных электростанций. Кроме того, намечаемая РАО ЕЭС, программа развития энергетики страны до 2011 года, предусматривает широкое внедрение мощных ПГУ-блоков, которые потребуют большого количества газового топлива, особенно в период особо низких температур наружного воздуха, при которых потребуются переход на резервное топливо — обычно это высокосернистый мазут.

Длительная работа на этом мазуте водогрейных котлов приводит к снижению на них тепловой нагрузки или даже аварийному останову. Паровые котлы с мазутом вполне справляются. Предлагаемая ПГУ-ТЭЦ более надежна при теплоснабжении, чем водогрейная котельная. К тому же, в Европейской части России и в других регионах действует большое количество малых ТЭЦ среднего и повышенного давления, имеющих очень похожий или близкий, к предлагаемой ПГУ-ТЭЦ состав оборудования. Применение на них установки одной или двух газовых турбин с паровым котлом-утилизатором, как предлагается в настоящем материале, позволит увеличить без больших капитальных затрат выработку электроэнергии на тепловом потреблении.



**Иоффе О. И.,  
«Техсовет»**

## ПАРОВОЙ РЕНЕССАНС

*Мир возвращается к старому доброму пару. В процессе поиска новых видов энергии и попыток решения мировых экологических проблем выяснилось, что громоздкий, шумный, чумазый, неэффективный паровой привод еще не сказал своего последнего слова. Новые материалы и технологии позволяют создавать малогабаритные паровые машины, существенно повысить их КПД. А ресурс и экологические характеристики ставят паровой двигатель вне конкуренции. Поиски идут в нескольких направлениях.*

### **Экономика и экология**

Самое актуальное — использовать паровой привод механизмов. К примеру, на предприятии котельная при изменении потребления сбрасывает неиспользованный пар в атмосферу. В то же время его можно использовать для работы питательных насосов, вентиляторов, дымососов. Рассказывает **Сергей Перминов**, директор ООО «ЭЛТА»

*«Использование паровой турбины малой мощности в качестве привода насоса, вентилятора или прямососа в котельной очень перспективно с точки зрения экономии электроэнергии. Если частотный привод искажает сеть, в ней появляется гармоническая составляющая, что приводит к потерям в электропотреблении, то паровой привод использует энергию «дармового» пара, которая обычно «вылетает в трубу». Утилизационная турбина направляет отработавший пар на технологические нужды и теплоснабжение.*

*Сегодняшний уровень наших конструкторских разработок и технологий позволяет изготавливать паровые турбины малых габаритов (ПТМ), под любые конкретные параметры эксплуатации. С экономической точки зрения замена*

*частотного привода на паровой дает большой эффект: по нашим расчетам (с учетом расхода пара) — порядка 38—40 коп. на кВт., не считая экономии на самом оборудовании. Именно поэтому, как только на предприятии начинают заниматься энергоаудитом, искать пути экономии ресурсов или возможности закрыть дефицит электроэнергии, усиливается интерес к паровой энергии.*

*Кроме того, учитывая состояние российского электроэнергетического хозяйства, установка двух небольших паровых турбин в каждой котельной в качестве резервного привода сетевого насоса и генератора, позволила бы избежать тяжелых последствий аварийных ситуаций».*

Специалисты отмечают еще один существенный плюс паровой машины — экологический. На выходе парогенератора — обычный дым, остаточный пар, который можно использовать для сушки, систем ГВС и отопления, и зола, тоже пригодная как удобрение. Все как у обычной деревенской печи. В газогенераторной установке еще остаются т.н. подсмольные воды, фенолы, спирты, ацетоны, и др. Кроме того, паровая техника по простоте обслуживания не сравнится ни с какой другой.

### **Мощь и скорость**

Потенциально автомобильные паровые двигатели (ПД) — двигатели внешнего сгорания — вырабатывают меньше вредных окисей азота, чем стандартные современные двигатели внутреннего сгорания (ДВС), поскольку максимальные температуры и давление в них ниже. Даже несмотря на то, что ПД, как и другие, сжигают обычное горючее, их технология позволяет эффективнее контролировать выделение и выбросы двуокиси углерода. Именно поэтому конструкторы автомобильных корпораций, решая проблему сокращения вредных выбросов вновь обращают

ся к пару. На заре 20 века паромобили успешно конкурировали с электромобилями и автомобилями, и даже били мировые рекорды скорости. Сошли они с арены потому, что потребляли в 2—3 раза больше топлива, чем машины с ДВС. По той же причине на железной дороге на смену паровозам пришли тепловозы и электровозы. Недавно корпорация Volkswagen объявила о том, что новый революционный паровой двигатель будет установлен на автомобиле Skoda Fabia. Это трехцилиндровый 1.0-литровый двигатель Ezee, потребляющий дизельное топливо, не дающий вредных выбросов. На его создание потребовалось 6 лет и около \$55 млн. Маленькая роторная версия этого двигателя разработана для установки на гибридных автомобилях.

В этом же направлении работает BMW: новой разработке баварских инженеров используется принцип обычного парового двигателя для переработки горячих выхлопных

газов в энергию. Это должно увеличить крутящий момент на 20 Нм, а мощность двигателя на 15—20% при такой же, а то и более высокой экономичности.

Группа английских энтузиастов «Британский паровой автомобильный вызов» строит болид «Вдохновение» (Inspiration), чтобы побить на нем рекорд скорости для автомобилей с паровым приводом. Для этого создан принципиально новый паровой двигатель, способный развивать мощность 225 кВт (300 л. с. на валу) при 12000 оборотах в минуту. Топливом для болида выбран сжиженный пропан. Четыре парогенератора будут поставлять паровой машине около 10 кг пара в минуту.

В России проблемами использования пара занимаются в Московском авиационном институте (МАИ). Здесь разработан паровой двигатель, в котором рабочее тело — аммиачный пар. КПД такого двигателя на 24% выше, чем у тради-



**Рис. Внешний вид турбомашин типа «ПТМ» мощностью 250 кВт. (фото от авторов турбины)**

данные установки могут найти широкое применение и в отдаленных поселках при создании станций использующих местные виды топлива, в замен существующим ДЭС. Дополнительные преимущества, такие как когенерация тепла, повышение надёжности, отсутствие сетевых издержек, уже сейчас делают распределённую генерацию выгодной во многих применениях. Справедливая рыночная оценка всех преимуществ является ключевым фактором для определения перспективности таких проектов.

Технология комбинированного производства энергии и тепла с использованием противодавленческих паровых турбин зарекомендовала себя как наиболее эффективная с точки зрения энергосбережения. В таком комплексе пар на технологический процесс направляется через турбину, а работа, совершаемая в ней паром, используется для привода электрического генератора, насосов, вентиляторов и других устройств. Это поз-

## ПАРОВЫЕ ТУРБИНЫ МАЛОЙ МОЩНОСТИ

*Андрей Матвеев, Кирилл Тарасенко  
ООО «Электротехнический альянс»*

Самым эффективным и экономически оправданным, на сегодняшний день, является создание распределённой энергетической системы на базе уже существующих котельных, путем перевода их в режим мини-ТЭЦ с использованием паротурбинных энергетических установок. Но вместе с тем,

воляет значительно снизить затраты электроэнергии на привод устройств и повысить КПД использования пара. Самое существенное преимущество паротурбинного привода — высокий ресурс (рис.).

Внутреннее КПД турбины «ПТМ» достигает 70%, а малая собственная длина позволяет разместить ее в действующей установке на существующем фундаменте взамен электропривода (или вместе с ним). Конструктивные и технологические особенности турбины ПТМ (отсутствие редуктора и системы маслоснабжения) повышают надёжность работы, снижают уровень шума, обеспечивает пожаробезопасность. Такую турбину можно устанавливать и эффективно эксплуатировать в помещении существующей котельной в непосредственной близости с котлом. Время работы турбомашин до вывода из эксплуатации не менее 40 лет. Средний срок окупаемости — 2—3 года.

**Таблица 1**

### Ресурс энергетических установок различного типа

Паровая турбина «ПТМ» Р = 4МПа ООО «ЭЛТА»	300 тыс. часов
Паровая турбина Р = 24МПа	200 тыс. часов
Газовая энергетическая турбина t = 750°C	130 тыс. часов
Газовая энергетическая турбина t = 1100°C	65 тыс. часов
ДВС зарубежного производства	60 тыс. часов
ДВС отечественного производства 1000 об/мин	40 тыс. часов

ционной ПМ, удельный вес, вместе с паробразователем — не более 1,2 кг/л. с., т.е. такой же, как и у карбюраторных автомобильных моторов, а удельный расход топлива всего 1,6 кг/л. с., что ниже, чем у дизельного мотора. Расчеты автора изобретения показывают, что по сравнению и с традиционной ПМ и с ДВС при той же мощности, он компактнее на 40—60%, имеет более высокий КПД (порядка 43,5% экономический и около 85% механический), расходует меньше соляра, чем, скажем, дизель... Даже на моторном масле, которого новый двигатель требует значительно меньше обычного, можно получить многомиллионную экономию. Такой двигатель можно использовать не только для транспортных средств, а так же как стационарный для привода электрогенераторов различной мощности.

## Мнение эксперта

Владимир Казанцев, Директор НПО «Инверсия».

С развитием малого и среднего бизнеса растет спрос на источники пара небольшой мощности: закупать пар у крупных котельных — очень дорого. При этом потребитель платит не только за собственно пар, но и за невозврат конденсата, за утечки на дырявых паропроводах и т.д.. Парогенераторы с небольшой производительностью от 5 кг пара до 2 т пара, давлением от 0,7 атм до 40 атм все больше используются в стройиндустрии, при выпуске пенополистирола, упаковочных изделий и материалов, в пищевой промышленности, при сушке пиломатериалов и т.д. Особенность в том, что у каждого заказчика свои особенности производства, и парогенератор должен иметь определенные характеристики (производительность, давление, вид топлива и т.д.). Наша компания, например, выпускает примерно 3—4 десятка модификаций.

Сегодня существенно растет интерес и к паровым электростанциям. Хотя все знают невысокий КПД паровоза, однако далеко не всегда этот показатель критичен. Например, в деревообработке скапливается очень много отходов, которые надо сжигать, в то же время там нужно и тепло для сушилок и электроэнергия для пилорам. Паровая электростанция дает возможность, сжигая отходы в обычных паровых котлах с небольшим давлением и невысокой температурой, получать электроэнергию и тепло, причем существенно дешевле, чем от централизованной системы или автономной дизельной станции. Производство электроэнергии при помощи пара — стабильнее и дешевле. И, что особенно важно для уральской лесной глубинки, — не нужна высокая квалификация обслуживающего персонала.

В отличие от генераторных электростанций, у которых двигатель требует серьезного ремонта через год-два эксплуатации, паровые турбины работают десятилетиями. Конечно, на низких параметрах пара достичь высокого КПД машины невозможно, но часто это и не интересует наших заказчиков, т.к. используются отходы в качестве топлива. В настоящее время изготовлена паровая электростанция мощностью 5 кВт и разрабатывается на 30 кВт (в перспективе до 100 кВт).

## ПРИМЕНЕНИЕ УЛЬТРАЗВУКОВЫХ АППАРАТОВ УПА-2М ДЛЯ ОЧИСТКИ КОТЛОВ

**Зверев В. С., ведущий инженер**

В последние 10—15 лет успешно развивается ультразвуковой метод борьбы с накипеобразованием в теплоагрегатах. Это вызвано существенными преимуществами ультразвукового метода перед другими. Преимущества ультразвукового метода это: простота, экономичность, надежность в применении и высокое качество очистки.

Наше предприятие более 10 лет занимается проектированием, изготовлением и внедрением ультразвуковых аппаратов. За это время мы накопили большой практический опыт. В настоящее время нами выпускается аппарат УПА-2М. С техническими данными этого аппарата можно ознакомиться в журнале «Главный Энергетик» №8 за 2006 год.



УПА-2М уже зарекомендовал себя как простой и надежный прибор, применение которого дает существенный экономический эффект. Аппараты успешно работают в самых разных регионах России на различных теплоагрегатах. Например, аппараты УПА-2М эксплуатируются более 7 лет в котельной локомотивного депо в Московской области. Ежегодный экономический эффект составил более 500 000 руб. Аппараты УПА-2М, установленные в котельной на территории Карачаево-Черкесской республики, по расчетам местных экономистов, дают годовой экономический эффект в 225 000 руб., при этом срок окупаемости составил всего 36 дней. Аппараты установленные в различных котельных в Ханты-Мансийском автономном округе на котлы разной мощности, за полгода дали экономию более 254 000 руб. на аппарат. При этом экономический эффект в основном получен от экономии топлива. В Иркутской области при внедрении аппаратов УПА-2М в котельной мясокомбината получили годовой экономический эффект составил около 472 000 руб. На Дальнем Востоке аппараты УПА-2М устанавливались не только на стационарных котлах и теплоагрегатах, но и на корабельных котлах. При этом везде эксплуатирующие организации отмечают значительный экономический эффект.

Приглашаем все заинтересованные организации к сотрудничеству.

**ООО «Энергосервис»,**

Россия, 644029, г Омск-29, а/я 150,

т/ф: (3812) 22-55-40, 64-61-10.

e-mail: ooo\_energосervis@inbox.ru





## ОСОБЕННОСТИ ТЕХНИЧЕСКОЙ ДИАГНОСТИКИ ПОРШНЕВЫХ КОМПРЕССОРНЫХ МАШИН

Современные тенденции развития компрессоростроения в России и за рубежом свидетельствуют о все более частом применении систем контроля технического состояния в процессе эксплуатации. Это является единственным способом обеспечения безотказности работы машины и повышения надежности на эксплуатационном уровне.

Как показывают исследования, в мировой структуре производства 40—50% общей потребности приходится на поршневые компрессоры [1]. Однако в России и странах СНГ их доля существенно выше — она составляет около 80% [2].

В машинах такого типа вследствие возвратно-поступательного движения поршня, возникает нестационарность динамических воздействий, что характеризуется более сложным, в отличие от роторных машин, характером вибрационного состояния. Это приводит к возникновению дополнительных источников вибрации:

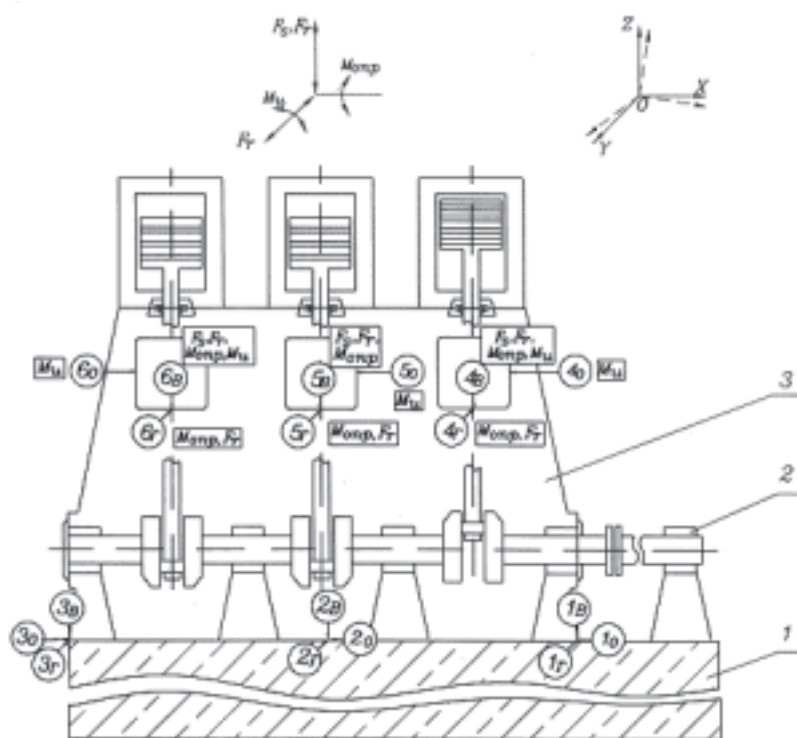
- неуравновешенные силы инерции вращающихся  $F_r$  и поступательно движущихся масс  $F_S$ ;
- момент сил инерции  $M_i$  вращающихся и поступательно движущихся масс;
- опрокидывающий момент  $M_{опр}$ ;
- крутильные колебания коленчатого вала;
- пульсация давления газа в цилиндрах и межступенчатых коммуникациях;
- удары элементов механизма движения, цилиндропоршневой группы (ЦПГ) и клапанов.

Ряд исследований в области вибродиагностики поршневых компрессоров был проведен и проводится в ОАО «ЛенНИИхиммаш», ООО «ВНИИГаз», ИМАШ РАН, НПЦ «Динамика», «Вибро-Центр», Ленинградском и Одесском институтах холодильной промышленности, Пензенском политехническом институте и других организациях. Однако большинство этих работ основано на статистическом накоплении виброхарактеристик и соответствующих неисправностей машины. Это не способствует выявлению физических закономерностей формирования виброимпульсов и требует проведения длительных экспериментов. Кроме того, изучение влияния многочисленных факторов экспериментальными методами не дает возможности выявить действие отдельных параметров в их взаимосвязи. Существенно облегчает решение данной задачи математическое моделирование работы компрессора.

Одной из характерных особенностей диагностирования поршневых машин является то, что колебания, проявляющиеся вследствие неисправностей, накладываются на общее вибрационное состояние от неуравновешенности масс. Это приводит к необходимости рассмотрения двух подходов:

1. анализ колебаний компрессора как единого целого, возникающих от его неуравновешенности;
2. анализ вибрации узлов компрессора, возникающей от дефектов.

Для каждого из этих подходов разрабатывается своя математическая модель работы объекта. Причем для ана-



**Рис.1. Схема компрессора TV2S3K-400/630 с контрольными точками измерения вибрации:**

**1—6 — контрольные точки; 1 — фундамент; 2 — электродвигатель; 3 — станина компрессора**

лиза неуравновешенности, немаловажное значение оказывает конструкция компрессора. Исследования вибрационного состояния проводили на различных типах компрессоров с различным числом и схемой расположения цилиндров, мощностью привода, скоростью вращения коленвала. В качестве примера приведем результаты теоретических и экспериментальных исследований для азотных вертикальных трехрядных двухступенчатых компрессоров типа TV2S3K-400/630 (корпус предварительного сжатия) и TV2S3K-400/270 (дожимающий корпус) (ГДР). Производительность компрессора равна 110 м<sup>3</sup>/мин, конечное давление нагнетания — 10МПа, мощность электродвигателя 800кВт, частота вращения вала — 2930об/мин. Эти компрессоры установлены в ОАО Новомосковская акционерная компания «Азот» в крупнотоннажном производстве разделения остаточных газов синтеза аммиака. Схема компрессора с контрольными точками (КТ) измерения вибрации показана на рис.1.

Расчет сил инерции и их моментов за цикл работы механизма движения

**Таблица 1**

### Низкочастотный анализ спектра вибрации

Контрольная точка	Направление измерения вибрации	Действующие факторы	Гармоника	Примечания
4, 6	Вертикальное (В)	$F_r, F_s$	I, II	
		$M_{и}$	I, II	
	Горизонтальное (Г)	$M_{опр}$	I...VI	хол. режим III гарм.
		$F_r$	I	
5	Вертикальное (В)	$F_r, F_s$	I, II	
		$M_{опр}$	I...VI	хол. режим III гарм.
	Горизонтальное (Г)	$F_r$	I	
		$M_{опр}$	I...VI	хол. режим III гарм.
1, 3	Осевое (О)	$M_{и}$	I, II	
	Вертикальное (В)	$F_r, F_s$	I, II	
		$M'_{и}$	I, II	
2	Горизонтальное (Г)	$F_r$	I	
	Вертикальное (В)	$F_r, F_s$	I, II	
		Осевое (О)	—	—

проводился на ЭВМ с использованием классического кинестатического метода [3]. Гармонический анализ полученных зависимостей позволил определить основные гармоники от действия того или иного фактора, что представлено в табл.1. В результате показано, что II гармоника неуравновешенных сил и моментов проявляется вследствие ограниченной длины шатуна. В опрокидывающем моменте этот фактор учитывается на III гармонике. Исследования неуравновешенности компрессора проводились на рабочем и холостом режимах, из которых установлено, что в последнем случае, Мопр характеризуется, в основном, третьей гармоникой.

Действие различных источников вибрации приводит к сложному колебательному движению станины машины с фундаментом. На рис.1 показаны направления действия неуравновешенных сил и моментов.

Следует отметить, что амплитуда колебаний от действия неуравновешенных моментов сил инерции увеличивается с ростом высоты расположения датчика над уровнем основания фундамента ( $M_i > M'_i$ ). Поэтому их рекомендуется контролировать в окнах станины (КТ 4—6). Напротив, для оценки сил инерции, с целью избавления от вредного влияния моментов, измерения необходимо проводить как можно ближе к основанию фундамента в его средней точке (КТ 2). В табл.2 показаны средние квадратические значения (СКЗ) виброскорости компрессора, вышедшего из капитального ремонта. Из нее видно, что в крайних точках (КТ 4, 6) вертикальная вибрация имеет почти одинаковые значения и она существенно больше, чем в средней (КТ 5). Это объясняется тем, что под действием  $M_i$ , станина компрессора с фундаментом совершает качательные движения относительно средней точки в плоскости XOZ (рис.1). В горизонтальном направлении в КТ 4—6 наблюдается характерное увеличение вибраций до II и III гармоник, что частично, вызвано, действием Мопр. Таким образом, анализ контурной характеристики компрессора

позволяет определить степень его неуравновешенности и основной источник вибрации, а также выработать рекомендации по его снижению.

Расчет амплитуд колебаний различных точек станины необходимо проводить с учетом собственных частот, жесткостных характеристик и геометрических параметров фундамента, а также свойств грунта.

Другой особенностью поршневых машин является функционирование узлов механизма движения в условиях циклически изменяющихся нагрузок. Это приводит к появлению в них ударов. Расчет скорости соударения и времени появления ударных импульсов для каждого сопряжения позволяет выделить их в виброакустическом сигнале. В результате была поставлена задача динамического анализа механизма движения поршневого компрессора с учетом зазоров в подвижных соединениях.

Исследованием динамики механизмов с зазорами занимались многие ученые во второй половине XX века. Следует выделить работы Бруевича Н. Г., Кобринского А. Е., Сергеева В. И., Середы В. Т., Юдина К. М. и др.. Однако реализованные в них методы исследований не позволяют полностью описать динамику для всех видов движения звеньев (контактного и свободного пролета деталей до столкновения). Поэтому задача была решена с помощью уравнений Лагранжа II рода с множителями [4]:

$$\frac{d}{dt} \frac{\partial T}{\partial \dot{q}_j} - \frac{\partial T}{\partial q_j} = Q_j + Q_j^R, \quad (j=1,2,\dots, r) \quad (1)$$

$$Q_j^R = \sum_{a=1}^s \lambda_a \frac{\partial f_a}{\partial q_j},$$

где

$\lambda$  — множитель, характеризующий реакцию связи  $a$ ;

$T$  — кинетическая энергия механической системы (механизма движения компрессора),

**Таблица 2**

**Номинальные значения СКЗ виброскорости в окнах станины, мм/с.**

Контрольная точка	Направл. измер. вибрации	Гармоника				
		1	2	3	4	5
4	В	0,15	0,06	0,037	0,01	0,02
	Г	0,03	0,07	0,04	0,06	0,04
	О	0,39	0,16	0,046	0,07	0,04
5	В	0,018	0,028	0,04	0,013	0,014
	Г	0,02	0,08	0,09	0,08	0,05
	О	0,35	0,17	0,05	0,07	0,04
6	В	0,13	0,063	0,044	0,037	0,0056
	Г	0,02	0,07	0,1	0,08	0,05
	О	0,35	0,16	0,04	0,06	0,04

# ВОЗДУХОСНАБЖЕНИЕ

$Q_j^R$  и  $Q_j$  — соответственно обобщенная реактивная и активная силы;

$f_a$  — уравнение связи а контактного движения деталей;

$r$  — число обобщенных координат.

При этом в качестве обобщенных координат  $q_j$  рассматривалось относительное движение деталей сопряжений в поле зазора и угол поворота коленвала. Зазоры учитывались в узлах «поршень-цилиндр», «башмак крещкопфа-направляющая», а также в крещкопфном и шатунном подшипниках скольжения. Введение в уравнения движения реактивной составляющей  $Q_j^R$  позволило описать весь цикл виброударного режима работы механизма с помощью одних и тех же зависимостей.

Разработанная математическая модель реализована в программном пакете на ЭВМ. С ее помощью были исследованы кинематические и динамические параметры для различных типов поршневых компрессоров. Анализ результатов расчета показал, что удары во всех исследуемых узлах, в основном, проявляются вблизи мертвых положений. С целью проверки адекватности математической модели были проведены экспериментальные исследования виброакустических характеристик компрессора при соответствующих износных состояниях узлов трения. Полученные результаты свидетельствуют о том, что положение импульсов на временной реализации вибросигнала и ее статистических функциях, соответствуют времени возникновения ударов в шатунных подшипниках, крещкопфном узле и цилиндро-поршневой группе, определенных расчетным путем.

Для выделения информативных диагностических признаков в амплитудном спектре, по результатам моделирования, был определен спектр силы соударения:

$$P(k) = \frac{2\tau\rho_{\max}T}{\pi} \times \frac{\cos\left(\frac{k\pi\tau}{T}\right)}{T^2 - 4k^2\tau^2}, \quad (k=0,1,2,\dots), \quad (2)$$

где

$T$  — период следования удара;

$\rho_{\max}$  — максимальная сила удара;

$\tau$  — время соударения;

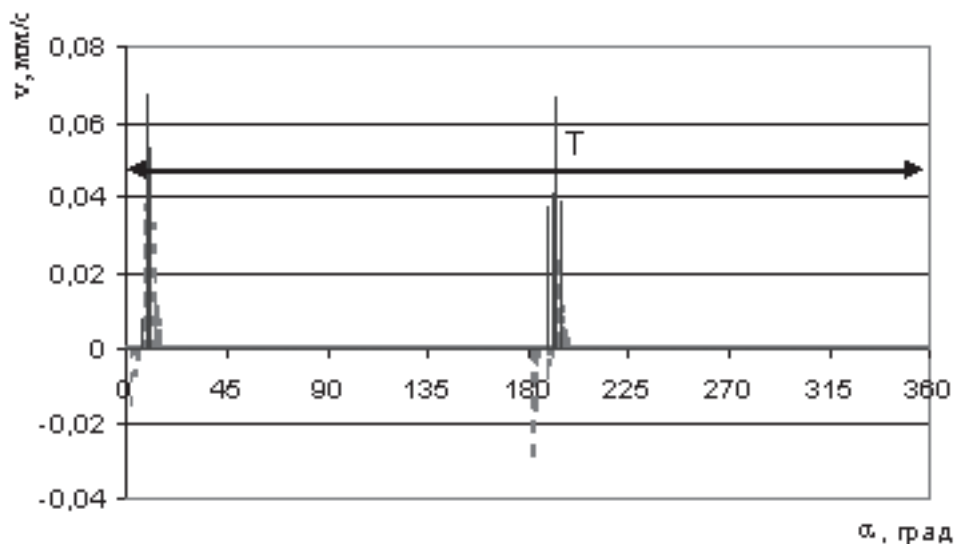
$k$  — номер гармоники.

Переход от номера гармонической составляющей к частоте осуществляется по формуле:

$$\omega = k / T.$$

Определив время удара для всех диагностируемых узлов с учетом физико-механических свойств контактируемых материалов, с использованием (2), были построены спектры, из которых получены значения собственных частот каждого узла для азотных компрессоров: шатунный подшипник — 2500 Гц, крещкопфный подшипник — 7500 Гц, «башмак крещкопфа-направляющая» — 1700 Гц, «поршневые кольца-втулка цилиндра» — 3600 Гц.

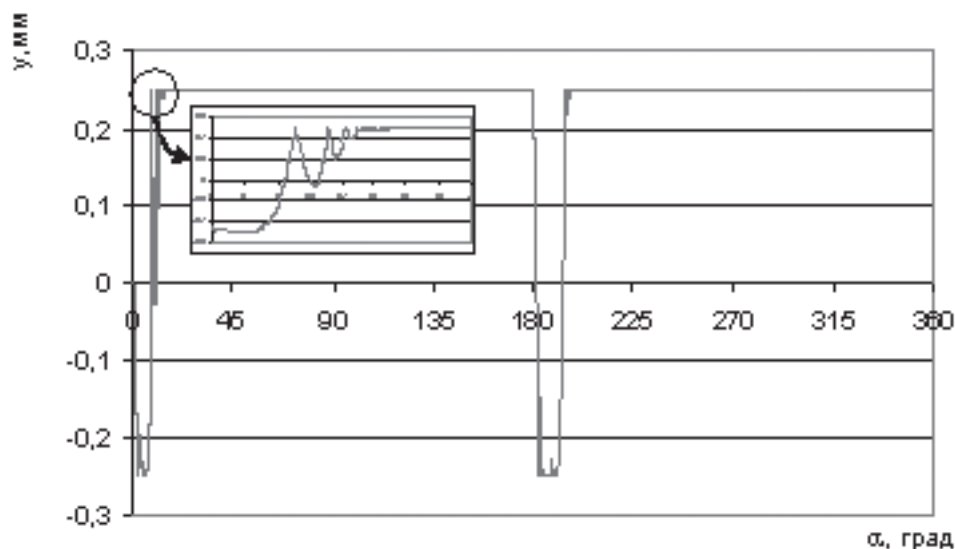
Для установления взаимосвязи параметров вибрации с износным состоянием сопряжений компрессора, в течение всего ремонтного цикла (3-х лет) проводились экспериментальные исследования по измерению виброакустических характеристик до и после ремонта. Во время аварийной остановки компрессора при его разборке было обнаружено, что поршневые кольца на одной из ступеней полностью изношены (зазор составлял почти 2 мм). При этом работа компрессора сопровождалась сильным стуком. Спектр вибрации показал, что на частоте 3600 Гц амплитуда стала почти в 2,5 раза превышать номинальное значение.



**Рис.2. Скорость соударения в крещкопфном узле II ступени компрессора АГК-56:**

----- — узел «крещкопф-направляющая»;

————— — крещкопфный подшипник.

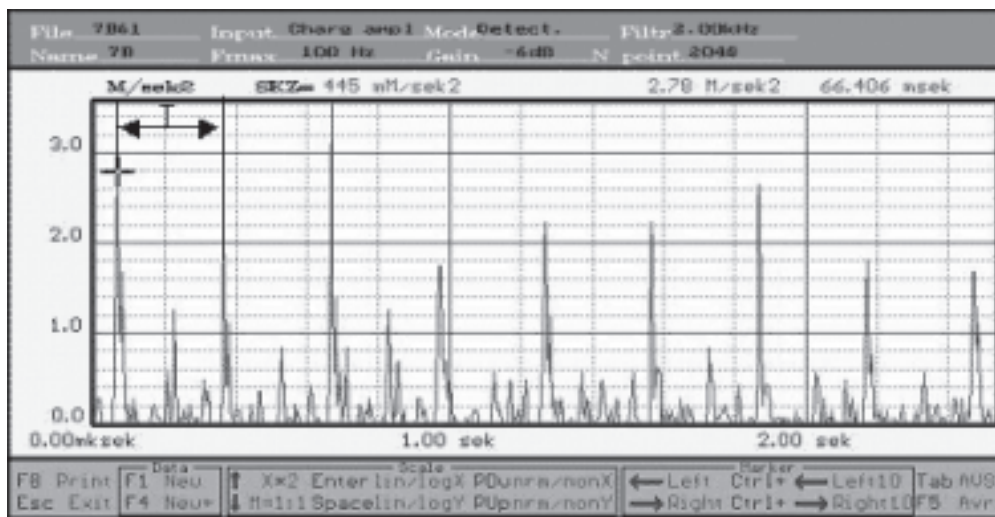


**Рис.3. Диаграмма переключений клапана компрессора АГК-56**

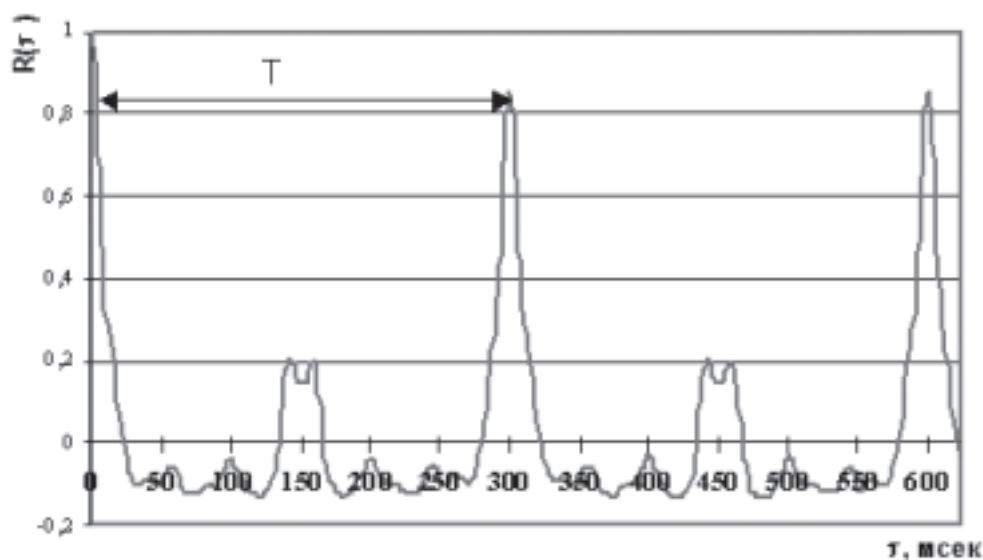
На характер вибрации также большое влияние оказывают и промежуточные давления ступеней компрессора. Их регулировали путем перепуска сжимаемого азота через байпасы, соединяющие линии нагнетания последних ступеней хладокомбинат №7» (Москва). При этом использовался вибронализатор «ПР200Ех» НТЦ «ПРИЗ». Хладопроизводительность агрегата составляет 150 000 ккал/час, конечное давление нагнетания 1,3 МПа, частота вращения вала 187 об/мин, мощность электродвигателя 240 кВт. На рис.2 показан график скорости соударения для клапанного узла II ступени за 1 оборот коленвала. Из него видно, что максимальная интенсивность ударов наблюдается вблизи мертвых точек клапана. Непосредственно перед и после ударов, из-за наличия отскоков, имеют место менее интенсивные ударные импульсы, что связано как с упругопластическими свойствами контактируемых материалов, так и «дрожанием» деталей вследствие коле-

баний сил реакций. На рис.3 показана диаграмма переключений клапана в поле зазора, где положительная область характеризует положение клапана на верхней направляющей, а отрицательная — на нижней.

На рис.4 показана огибающая вибросигнала, измененная на направляющей клапана II ступени за 3 полных оборота коленвала (период  $T$  равен 320 мс). При этом средние зазоры, определенные во время предыдущей разборки, проведенной за месяц до обследования, имели следующие значения: в коренных подшипниках 0,17—0,18 мм, в шатунном — 0,10 мм, в клапанном подшипнике — 0,17 мм, в узле «клапан-направляющая» — 0,28 мм, в цилиндро-поршневой группе — 1,0 мм. При этих же соотношениях зазоров был построен график, представленный на рис.2 и 3. Начало отсчета на них соответствует задней мертвой точке клапана. Поскольку вибросигнал имеет случайную природу, что видно на рис.4,



**Рис.4. Огибающая вибросигнала ускорения II ступени компрессора АГК-56**



**Рис.5. Автокорреляционная функция огибающей вибросигнала ускорения**

то для определения периодических составляющих и подавления шумовых и случайных компонент, целесообразно подвергнуть его статистической обработке. Такой особенностью обладает, в частности, корреляционная функция (рис.5). Сопоставление графических зависимостей (рис. 2 и 5) показывает, что определенные расчетным путем динамические параметры соотносятся с экспериментально измеренными виброимпульсами на автокорреляционной функции огибающей вибросигнала.

При проведении вибродиагностики компрессора АГК-56 на ОАО «Хладокомбинат №7» было обнаружено, что на крышке коренного подшипника II ступени в вертикальном и осевом направлениях наблюдается повышенная вибрация. При этом вибросигнал характеризуется большой периодичностью (рис.6а). В спектре огибающей (рис.6б) видно множество гармоник, кратных частоте вращения вала ( $f_p = 3,3$  Гц), амплитуда которых затухает только при приближении к 100Гц (30-я гармоника). При измерении вибрации на крышке коренного подшипника I ступени, вибросигнал четко выраженных периодических составляющих не имел (рис. 6в). Отсутствие четко выраженных ударных взаимодействий шейки вала о вкладыш подтверждалось и на спектре огибающей (рис.6г). При моделировании работы компрессора с учетом фактических давлений в ступенях и зазорах во всех сопряжениях было установлено, что ударов в коренном и шатунном подшипниках I и II ступенях быть не должно, либо их интенсивность очень мала. Тогда высказалось предположение, что на коренном подшипнике II ступени возможно образование больших дефектов. При разборке этих узлов данный факт подтвердился. Шейки вала были в хорошем состоянии. Вкладыш подшипника I ступени на рабочей поверхности дефектов не имел. А на вкладыше II ступени были обнаружены выбоины размером до 65x20мм и трещины различного направления протяженностью, равной ширине вкладыша.

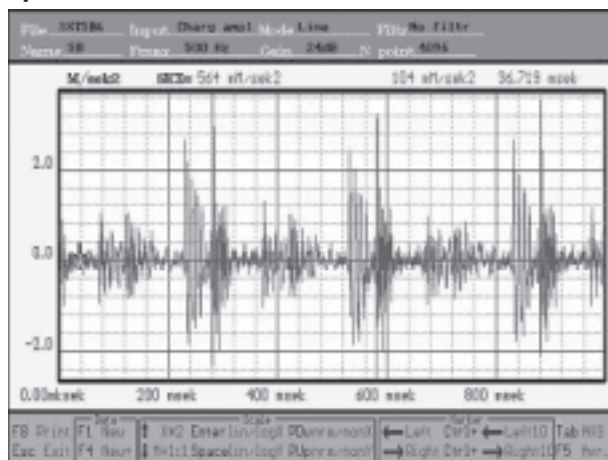
Обследование остальных трех позиций компрессоров на заводе показало, что спектр огибающей вибрации подшипниковых узлов, характеризующимся хорошим техническим состоянием, имеет вид широкополосного шума, без проявления каких-либо гармоник. При неудовлетворительном состоянии вкладышей, вибросигнал и спектр огибающей отличается периодичностью и наличием гармоник с медленно уменьшающейся амплитудой вибрации при увеличении частоты. В первую очередь, это вызвано ударами. Кроме того, разность амплитуды вибрации на гармонике и шума также может служить диагностическим признаком. Так, разность в 20—30 дБ уже является высоким значением и сигнализирует о необходимости ремонта.

В крейцкопфном узле и цилиндро-поршневой группе, где удары неизбежно проявляются в мертвых положениях механизма, по амплитуде вибрации с использованием разработанной математической модели, были оценены величины зазоров в этих узлах. При разборке машины, теоретические предположения подтвердились.

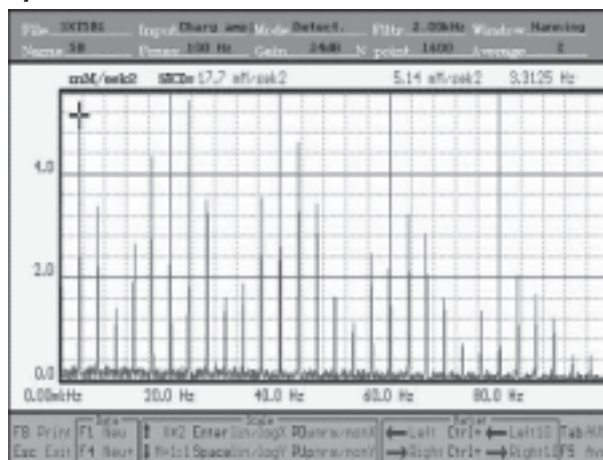
Таким образом, диагностирование поршневых компрессоров по вибрационным параметрам необходимо проводить с одновременным анализом временной реализации вибросигнала, ее огибающей, спектральных характеристик и статистических функций.

Моделирование динамики механизма движения компрессора с учетом зазоров позволяет определить силовые параметры в узлах, необходимые для проведения расчета на статическую и усталостную прочность. В настоящее время эти расчеты проводятся в соответствии с методиками, изложенными в [6], где нормальные и касательные составляющие реакций определяются методом кинестатики. Однако как показали теоретические исследования, это справедливо лишь в первом приближении. Максимальные значения сил в моменты ударов могут превышать соответствующие значения реакций в механизме без учета зазоров

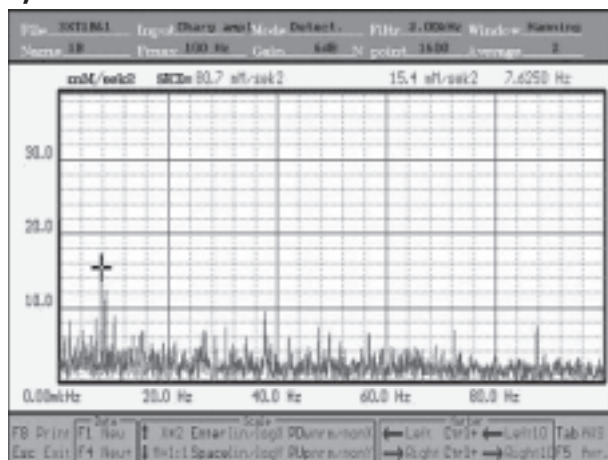
а)



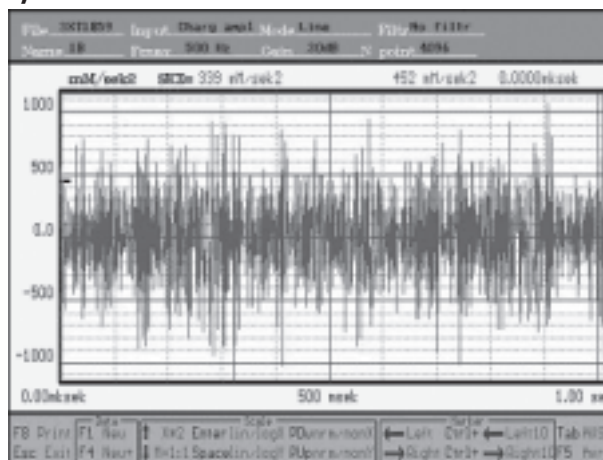
б)



в)



г)



**Рис. 6. Вибрационные характеристики компрессора АГК-56:**

**а) временная реализация виброускорения неисправного коренного подшипника**

**б) спектр огибающей вибрации неисправного коренного подшипника**

**в) временная реализация виброускорения исправного коренного подшипника**

**г) спектр огибающей вибрации исправного коренного подшипника**

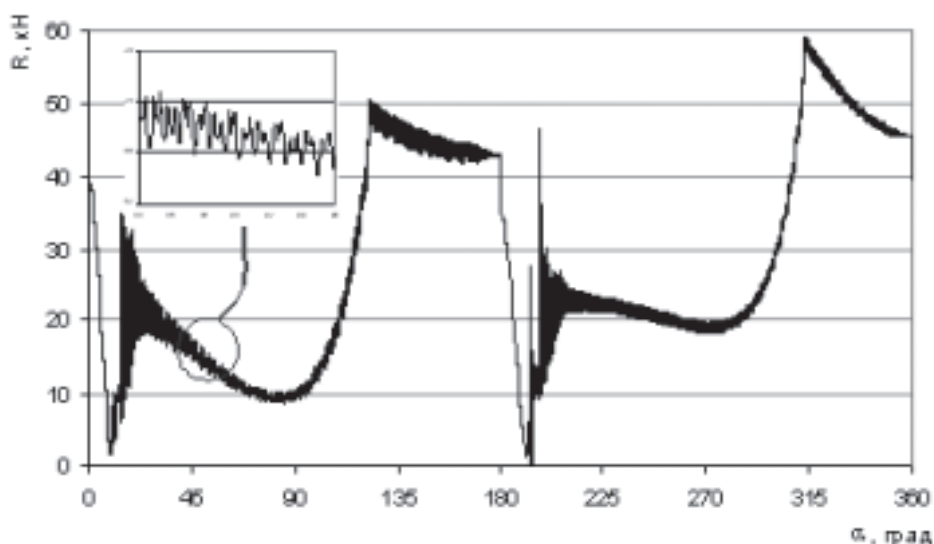
более, чем в 2 раза. Кроме этого, как показано на рис.7, в условиях контактного движения деталей, наблюдаются модулированные высокочастотные колебания циклическим характером нагружения узла. При этом величина реакции периодически изменяется от максимального до минимального значения. Частота этих колебаний определяется скоростью вращения коленвала, значениями зазоров во всех сопряжениях механизма, их режимом трения и тому подобное. Установлено, что ВЧ колебания появляются вследствие того, что движение деталей относительно друг друга происходит не плавно, а «рывками» — из-за влияния зазоров в подшипниках. Таким образом, соотношения зазоров узлов имеют существенное влияние на динамику всего механизма. Этот вывод согласуется с результатами исследований, проведенными в работе [7].

Кроме внесения поправки в прочностные расчеты, этот факт необходимо учитывать и при определении ресурса.

Несмотря на то, что амплитудное значение колебаний напряжений ВЧ цикла меньше, чем НЧ, число их накопительных циклов от влияния зазоров намного больше. Это может привести к более быстрому накоплению усталостных трещин в нагруженных деталях и, как следствие, к уменьшению ресурса.

Информация, полученная при техническом диагностировании компрессора, проведенной в соответствии с [8], позволяет провести прогнозирование его технического состояния по определяющим параметрам до достижения предельного состояния. Использование разработанной математической модели способствуют более точному определению остаточного ресурса всех деталей и узлов машины.

Специалистами экспертной организации ООО НПП «Механик» накоплен достаточный опыт по проведению вибродиагностики различных типов компрессоров (в том числе



**Рис.7. Реакция в шатунном подшипнике II ступени компрессора АГК-56**

и поршневых), расчетов на прочность и остаточный ресурс. Распространение установленной взаимосвязи технического состояния отдельных узлов с виброхарактеристиками на разные типы компрессоров в дальнейшем позволит провести нормирование уровней вибрации на отдельных гармониках, а также сформировать логическую модель диагностических признаков для ее использования в экспертных системах. Кроме того, в настоящее время ведется работа по созданию математической модели прогнозирования комплекса динамических, прочностных и трибологических характеристик. При этом расчету подвергаются ударные параметры, силовые взаимодействия деталей, механические напряжения и износ поверхностей трения, полученных в зависимости от заданной наработки объекта в конкретных условиях эксплуатации.

По материалам компании «Энергомаш»

## Литература

1. Сафин А.Х. Тенденции в технико-экономической структуре производства и развитии компрессорного оборудования. — Компрессорная техника и пневматика. 2002. №2. С.4—9.
2. Пластинин П.И. Поршневые компрессоры. Том.1. Теория и расчет/2-е изд. перераб. и доп. — М.: Колос, 2000. — 456с.
3. Захаренко С.Е., Анисимов С.А., Дмитревский В.А. и др. Поршневые компрессоры. — М.: Л.Машгиз, 1961. — 455с.
4. Гриб В.В., Сафонов Б.П., Жуков Р.В. Динамика механизма движения поршневого компрессора с учетом зазоров в подвижных соединениях. — Вестник машиностроения. 2002. №4. С.3—7.
5. Береснев В.Н. Некоторые результаты исследований виброхарактеристик поршневого компрессора//Машины и аппараты холодильной техники и кондиционирования воздуха. — Л.,1978. №3. С.164-171.

6. Видякин Ю.А., Доброклонский Е.Б., Кондратьева Т.Ф. Оппозитные компрессоры. — Л.: Машиностроение, 1979. — 279с.

7. Сергеев В.И., Юдин К.М. Исследование динамики плоских механизмов с зазорами. — М.: Наука, 1974. — 111с.

8. РД 09—102—95. Методические указания по определению остаточного ресурса потенциально опасных объектов, поднадзорных Госгортехнадзору России.

**ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ  
ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО И МЕХАНИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ**

## НПО «ТЕХПРИБОРСЕРВИС»

- УНИВЕРСАЛЬНЫЙ ВИБРОАНАЛИЗАТОР  
КОН. ТЕСТ 795М
- ПОРТАТИВНЫЙ ВИБРОМЕТР КОН. ТЕСТ 795
- ПРИБОР КОНТРОЛЯ ПОДШИПНИКОВ КАЧЕНИЯ  
КОН. ТЕСТ 77Д11
- ТАХОМЕТР ТЭД
- ЛАЗЕРНЫЙ ЦЕНТРОВЩИК АВВ-01
- УНИВЕРСАЛЬНОЕ МЕХАНИЧЕСКОЕ  
ЦЕНТРИРУЮЩЕЕ УСТРОЙСТВО УЦУ-1
- ПОРТАТИВНАЯ ЛАБОРАТОРИЯ АНАЛИЗА МАСЛА
- ИНДИКАТОР ЖЕЛЕЗА В МАСЛЕ
- ИНДИКАТОР СОСТОЯНИЯ ЦПГ ДИЗЕЛЕЙ
- УСТРОЙСТВО ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОБРЫВОВ  
И ВИТКОВЫХ ЗАМЫКАНИЙ ЭД

МЕТОДИКИ, ГАРАНТИЙНОЕ И СЕРВИСНОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ, ОБУЧЕНИЕ  
198035, Санкт-Петербург, Межевой канал 3, к. 1.  
Тел./факс: (812) 326-23-86  
E-mail: vibtest@rol.ru www.tpservice.ru





## КАК УСТАНОВИТЬ КОМПРЕССОРНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

*Человек, проектирующий компрессорный зал в первый раз, может потерять кучу времени и нервов, перечитывая две непонятные книги ПБ 03-581-03 и ПБ 03-576-03, суммарным объемом более 180 страниц. При этом самые необходимые на практике статьи правил можно не увидеть за огромным количеством «воды».*

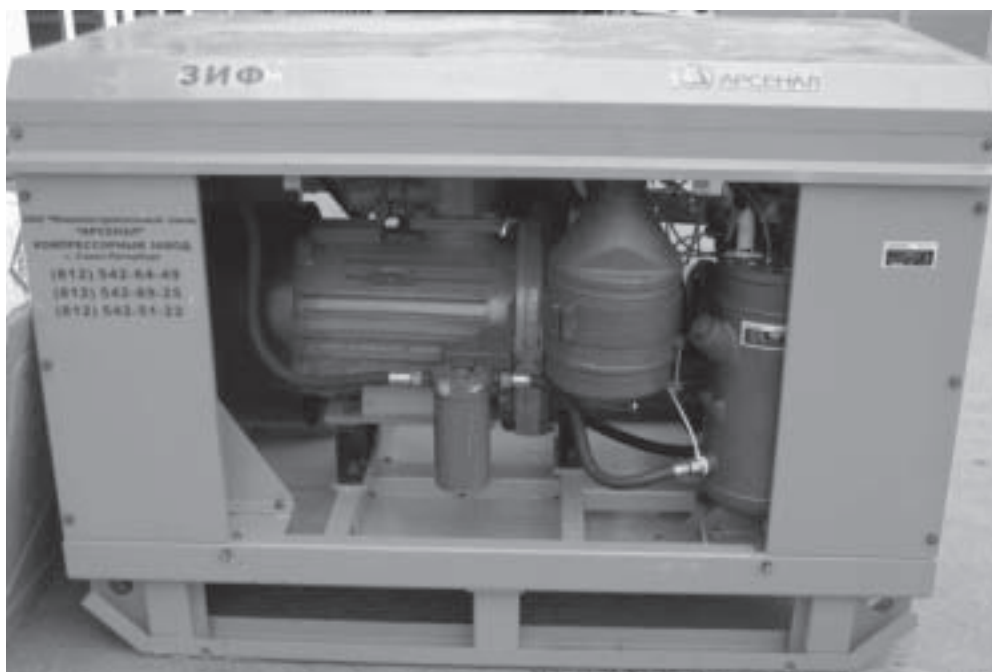
Итак начнем, пожалуй, с документов на компрессорное оборудование, которое будет необходимо предъявить инспектору. Прежде всего компрессоры должны иметь сертификат соответствия ГОСТ 12.2.016-81, ГОСТ 12.2.016.1-91 и ГОСТ 12.2.016.5-91, а осушители и доохладители должны иметь сертификат по ГОСТу 12.2.003-91. Воздушный ресивер должен удовлетворять требованиям (иметь сертификат соответствия) ГОСТ 12.2.003-91 и ГОСТ 26291-84. Это, что касается сертификатов соответствия.

Для эксплуатации компрессора, имеющего полную потребляемую мощность более 14 кВт может потребоваться паспорт на компрессор — документ с завода изготовителя, содержащий технические характеристики компрессора, а также элементы серийных номеров комплектующих. Кроме того, для таких компрессоров необходимо предоставить разрешение на применение, выданное органами Госгортехнадзора. Также это разрешение необходимо для эксплуатации сосудов, работающих под давлением (в нашем случае воздушных ресиверов). Напомним, что под действие попадает любой ресивер, объемом более 25 л и производство рабочего давления в барах на объем сосуда в литрах превышает 200.



Для ресивера самым необходимым документом является паспорт сосуда, работающего под давлением — документ, содержащий в себе технические характеристики сосуда, расчеты на прочность, материалы из которых он изготовлен, чертежи и многое другое. Причем не существует такого правила в законодательстве, которое обязывает поставщика сосуда, также предоставлять паспорт на сосуд. И это очень важно! Так как, если вовремя не согласовать наличие в договоре пункта о предоставлении паспорта на ресивер, это может привести юридически, к покупке «консервной банки».

На каждом ресивере согласно правил должны быть установлены манометр и предохранительный клапан.



Проблема в том, что основные западные поставщики ресиверов, монтируют предохранительный клапан, который никак удовлетворяет требованиям ГОСТ. Обходится эта проблема следующим образом: в правилах сосудов, работающих под давлением, имеется пункт 5.5.5, согласно которому установка предохранительного клапана и манометра необязательна в случае, если рабочее давление сосуда равно или больше максимального давления питающего источника и в сосуде исключена возможность повышения давления от химической реакции или обогрева. На практике это выглядит следующим образом: для ресивера с рабочим давлением, например 11 бар, приобретается компрессор с максимальным рабочим давлением 7,5, 8 или 10 бар. И в этом случае установка манометра и предохранительного клапана на ресивере уже не требуется, как и предоставление документов на них. Более того, если уже собрана система с компрессором, максимальное рабочее давление которого превышает рабочее давление ресивера, в этом случае тоже существует способ ее решить.

Место и взаимное расположение ресиверов может вылиться в настоящую головную боль на предприятии. Согласно требованиям правил, сосуды, работающие под давлением, должны устанавливаться на открытых площадках или же в помещениях, примыкающих к производственным зданиям, при условии отделения их от здания капитальной стеной. На практике это значит либо применение дорогостоящей адсорбционной осушки или обеспечить дополнительное отопление в прилегающем помещении, чтобы исключить возможность замерзания конденсата в холодное время года.

Что касается компрессорной, то прежде всего следует обратить внимание на то, что «в помещениях компрес-

сорных установок не допускается размещать аппаратуру и оборудование, технологически и конструктивно не связанные с компрессорами». Это значит, что оборудование, предназначенное для осушки воздуха, или не дай бог, ресиверы, могут вызвать очень живое любопытство инспектора. Проходы в машинном зале должны выбираться, исходя из более жесткого требования: правил и инструкции эксплуатации оборудования. Проблема в том, что для технического обслуживания крупных компрессоров, необходимо довольно много места, что иногда превышает требования правил.

Все вышеперечисленное — далеко не полный перечень проблем, с которыми можно столкнуться, но по значимости, на взгляд автора, они занимают первые места. Мы надеемся, что данная статья будет вам полезна в работе.

По материалам ООО «Вактех»



## НПО КВАЛИТЕТ

### Предлагает:

- осушители сжатого воздуха собственного производства;
- фильтры сжатого воздуха;
- поставки компрессорного оборудования;
- комплексное обслуживание систем пневмоснабжения предприятий.

Тел.: (495)540-37-93; тел/факс (495)532-84-80

E-mail: [Info@qualitet.org](mailto:Info@qualitet.org)

[www.qualitet.org](http://www.qualitet.org)



Янсюкевич В.А.

## МЕТОДИКА ИСПЫТАНИЯ ГЕНЕРАТОРОВ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА

### Область применения

Рекомендации настоящей методики распространяются на испытания генераторов переменного тока всех типов и напряжений.

Испытания генераторов переменного тока проводятся для оценки состояния изоляции и выявления образующихся в ней дефектов.

Изоляция электрических машин является наиболее существенной частью, которая определяет надежность и срок службы машины в основном по причине старения под действием различных факторов.

Основной причиной повреждения изоляции генераторов является совместное действие тепловых, механических и электрических воздействий, а также влияние окружающей среды (влажность, загрязненность, высокая температура и т.д.). Тепловое старение органических составляющих изоляции (смолы, бумага, ткани) сильно снижает электрическую прочность машинной изоляции. Неорганические составляющие (слюда, стекло, асбест) не подвержены тепловому старению при обычных для генераторов рабочих температурах. Тепловое старение делает изоляцию уязвимой для механических воздействий. При работе машин их обмотки подвергаются воздействию электрических усилий от действия электромагнитных сил при нормальных или аварийных режимах, что приводит к их перемещению. Кроме того, обмотки подвержены воздействию сил, возникающих при тепловых расширениях неодинаковых для различных частей.

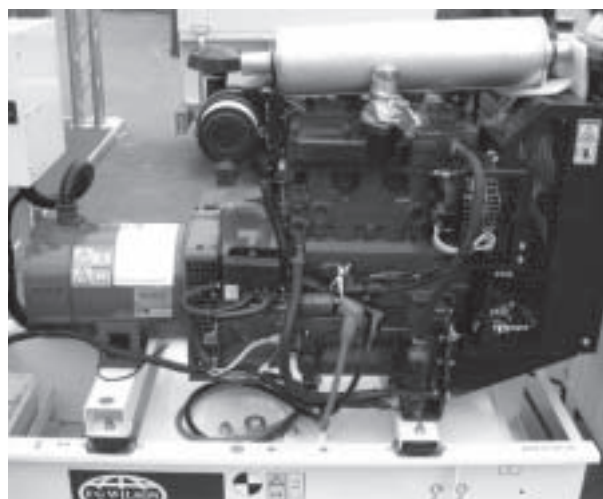


Рис. 1.

Для новой изоляции все эти воздействия не представляют большой опасности, но при потере механической прочности, изоляция менее способна противостоять обычным условиям вибрации или ударов, разности тепловых расширений и сжатий меди, стали и конструктивных деталей.

Наиболее характерными видами дефектов изоляции обмоток электрических машин являются местные дефекты (трещины, расслоения, воздушные включения, местные перегревы, истирания и т.п.), охватывающие незначительную часть площади изоляции.

Синхронные машины являются обрабатываемыми — это значит, что синхронный генератор можно использовать и в качестве генератора и в качестве электродвигателя. Это обусловлено одинаковой конструкцией машин и, кроме того, практически одинаковыми конструкциями возбуждающих устройств.

Активно используются синхронные машины и в качестве синхронных компенсаторов — синхронных машин для генерирования реактивной мощности, основная цель синхронного компенсатора — поддержание коэффициента мощности сети.

Диапазон мощностей синхронных генераторов достаточно велик.

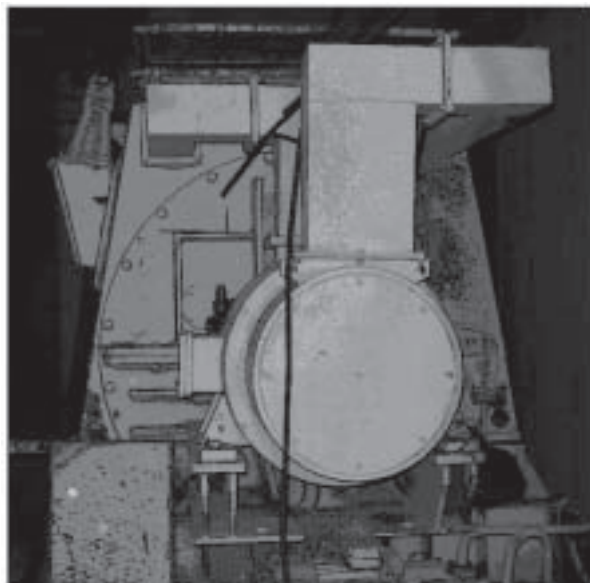
Мощные синхронные генераторы — гидрогенераторы и турбогенераторы — характеризуются значительной мощностью (от 30 до 1200 МВА) и высоким напряжением на статоре (до 30 кВ). Эти генераторы применяются на крупных электростанциях.

Наряду с этим широко используются агрегаты для автономного снабжения — небольших населенных пунктов и предприятий, удаленных от промышленных центров, временных промышленных установок и т.п. Эти агрегаты могут быть стационарными и передвижными (рисунок 1). Основным видом приводного двигателя в таких агрегатах являются дизельные двигатели, а при небольшой мощности агрегата возможно применение бензиновых двигателей. На агрегатах стационарной установки и сравнительно большей мощности применяются газотурбинные двигатели. Диапазон мощности синхронных генераторов для автономного электроснабжения от 5 до 800 кВт при напряжении на выходе обычно 230 и 400 В, при мощности от 800 кВт напряжение на выходе может быть 6—10 кВ. Не редко применение автономной электростанции с повышающим трансформатором (для работы на линию электропередач).

Электрические испытания генераторов должны проводиться специально обученным персоналом с учетом следующих положений:

1. профилактические испытания должны, как правило, совмещаться с текущими и капитальными ремонтами генератора.
2. перед испытаниями генератор следует тщательно осмотреть, изучить заводскую документацию на него, подготовить приборы и приспособления.
3. во время испытания должно производиться непрерывное наблюдение с безопасного расстояния за состоянием генератора.
4. заключение о пригодности генератора к эксплуатации производится на основании сравнения данных, полученных при испытании с заводскими данными, данными предыдущих испытаний и требованиями НТД.

Пуск генератора в работу (для проведения испытаний холостого хода и вибрации подшипников) осуществляется после окончания всех остальных испытаний и обработки полученных при этом материалов.



**Рис. 2. Синхронный генератор. Внешний вид со стороны БВУ**

## Объект испытания

Статор синхронного генератора конструктивно выполнен аналогично статору синхронного или асинхронного электродвигателя. Особенностью выполнения статора генератора может являться дополнительная обмотка, которая используется для питания возбуждающих устройств, хотя большие по мощности генераторы могут использовать отдельный источник энергии для цепей возбуждения (например специальный генератор постоянного тока — возбуждатель).

Ротор синхронного генератора аналогичен по конструкции от ротору синхронного электродвигателя, и представляет собой магнит постоянного тока (при поданном напряжении возбуждения). Обмотка ротора, которая питается от источника постоянного тока, называют обмоткой возбуждения. Вращающуюся обмотку ротора соединяют с внешним источником тока (возбудителем) посредством контактных колец и щеток. Кроме ротора с контактными кольцами синхронные генераторы могут снабжаться безщеточными возбуждающими устройствами (БВУ). Внешний вид синхронного генератора с БВУ представлен на рис. 2. Принцип работы генератора от конструкции возбуждающего устройства не меняется.

БВУ представляет собой небольшой по мощности генератор, который служит для питания ротора генератора постоянным током — током возбуждения. Таким образом, выработанная генератором БВУ электроэнергия используется только для возбуждения синхронного генератора.

Синхронный генератор является обрабатываемой машиной и может работать и как генератор и как электродвигатель. В режиме генератора генерируемое напряжение снимается с обмотки статора машины, при этом обмотка возбуждения выполняет одну и ту же функцию (как для двигателя, так и для генератора). Частота вращения ротора синхронно-

Таблица 1

**Допустимые значения сопротивления изоляции и коэффициента абсорбции для обмоток генераторов**

Мощность, номинальное напряжение электродвигателя, вид изоляции	Критерии оценки состояния изоляции обмотки статора					
	Значение сопротивления изоляции не менее (МОм)					
Обмотка статора генератора напряжением до 1 кВ (каждая фаза в отдельности относительно корпуса и других заземленных фаз)	0,5					—
Обмотка статора генератора напряжением свыше 1кВ (все виды изоляции)	T (°C)	3кВ	6кВ	10кВ	Не менее 1,2	
	10	30	60	100		
	20	20	40	70		
	30	15	30	50		
	40	10	20	35		
	50	7	15	25		
	60	5	10	17		
75	3	6	10			
Обмотка ротора генератора	0,5 (допускается для неявнополюсных машин – не ниже 2 кОм при температуре +75°С или 20кОм при +20°С)					—
Вспомогательная обмотка генератора	1					—

го генератора жестко привязана к частоте, что является важнейшим эксплуатационным свойством данного типа машин.

**Определяемые характеристики**

**Определение возможности включения без сушки генераторов выше 1кВ.** При решении вопроса о необходимости сушки компаундированной, терморезистивной и гильзовой изоляции обмотки статора синхронного генератора следует руководствоваться следующим:

- внешним осмотром подтверждена целостность машины после транспортировки, отсутствие поврежденных частей обмотки, целостность системы возбуждения
- сопротивление изоляции обмотки статора генератора по фазам (если есть возможность измерения по фазам) не отличается более чем в три раза по отношению друг к другу, при этом величина сопротивления изоляции сомой «слабой» фазы должна быть не ниже указанной ниже в таблице 1.
- коэффициент абсорбции обмотки статора должен быть не ниже 1,3.
- сопротивление изоляции вспомогательной обмотки статора и сопротивление изоляции ротора должно быть не ниже нормируемой ниже (в зависимости от температуры при проведении испытаний).

Для генераторов с бумажно-масляной изоляцией необходимость сушки устанавливается в соответствии с инструкцией завода-изготовителя.

**Сопротивление изоляции**  $R_{из}$  является основным показателем состояния изоляции статора и ротора генератора. Одновременно с измерением сопротивления изоля-

ции обмотки статора определяют коэффициент абсорбции. Измерение сопротивления изоляции ротора проводится у генераторов с номинальным напряжением выше 1кВ.

Сопротивление изоляции вспомогательной обмотки определяется при ее наличии у генераторов с номинальным напряжением выше 1кВ. (у низковольтных генераторов дополнительная обмотка может испытываться в качестве дополнительного испытания при оценке общей работоспособности генератора)

Значение сопротивления изоляции и коэффициента абсорбции указаны в табл. 1.

**Испытание повышенным выпрямленным напряжением**

Испытание изоляции обмотки статора повышенным выпрямленным напряжением с измерением тока утечки по фазам. Испытанию подвергается каждая фаза или ветвь в отдельности при других фазах или ветвях, соединенных с корпусом.

У генераторов с водяным охлаждением обмотки статора испытание производится в случае, если возможность этого предусмотрена в конструкции генератора.

Значения испытательного напряжения приведены в таблице 2.

Для турбогенераторов типа ТГВ-300 испытание следует производить по ветвям.

Испытательное выпрямленное напряжение для генераторов типов ТГВ-200 и ТГВ-300 следует принимать в соответствии с инструкцией по эксплуатации этих генераторов.

Измерение токов утечки для построения кривых зависимости их от напряжения производится не менее чем при пяти значениях выпрямленного напряжения — от  $0,2U_{max}$

Таблица 2

## Испытательное выпрямленное напряжение для обмоток статоров синхронных генераторов и компенсаторов

Мощность генератора, МВт	Номинальное напряжение, кВ	Амплитудное испытательное напряжение, кВ	
Менее 1	Все напряжения	$2,4 U_{НОМ} + 1,2$	0,4кВ – 2,1кВ 0,66кВ – 2,7кВ
1 и более	До 3,3	$2,4 U_{НОМ} + 1,2$	3кВ – 8,4кВ
	Выше 3,3 до 6,6	$3 U_{НОМ}$	6кВ – 18кВ
	Выше 6,6	$2,4 U_{НОМ} + 3,6$	10кВ – 27кВ

до  $U_{\max}$  равными ступенями. На каждой ступени напряжения выдерживается в течение 1 мин. При этом фиксируются токи утечки через 15 и 60 с.

### Испытание повышенным напряжением промышленной частоты

Испытание изоляции повышенным напряжением промышленной частоты. Испытание проводится по нормам, приведенным в таблице 3. Испытанию подвергается каждая фаза или ветвь в отдельности при других фазах или ветвях, соединенных с корпусом.

Продолжительность приложения нормированного испытательного напряжения 1 мин.

При проведении испытаний изоляции повышенным напряжением промышленной частоты следует руководствоваться следующим:

а) испытание изоляции обмоток статора генератора рекомендуется производить до ввода ротора в статор. Если стыковка и сборка статора гидрогенератора осуществляются на монтажной площадке и впоследствии статор устанавливается в шахту в собранном виде, то изоляция его испытывается дважды: после сборки на монтажной площадке и после установки статора в шахту до ввода ротора в статор. Если испытание производится на генераторе с установленным ротором, то обмотку ротора необходимо закоротить и заземлить.

В процессе испытания осуществляется наблюдение за состоянием лобовых частей машины: у турбогенераторов — при снятых торцовых щитах, у гидрогенераторов — при открытых вентиляционных люках;

б) испытание изоляции обмотки статора для машин с водяным охлаждением следует производить при циркуля-

Таблица 3

## Испытательное напряжение промышленной частоты для обмоток синхронных генераторов и компенсаторов

Испытуемый объект	Характеристика электрической машины	Испытательное напряжение, кВ
Обмотка статора синхронного генератора	Мощность до 1 МВт, номинальное напряжение выше 100 В	$1,6 U_{НОМ} + 0,8$ , но не менее 1,2
	Мощность более 1 МВт, номинальное напряжение до 3,3 кВ	$1,6 U_{НОМ} + 0,8$
	То же, но номинальное напряжение выше 3,3 кВ до 6,6 кВ	$2U_{НОМ}$
Реостат возбуждения	—	1
Резистор гашения поля	—	2
Заземляющий резистор	—	$1,5 U_{НОМ}$ генератора
Обмотка статора синхронных генераторов, у которых стыковка частей статора производится на месте монтажа (гидрогенераторы) по окончании полной сборки обмотки и изолировки соединений	Мощность более 1 МВт, номинальное напряжение выше 6,6 кВ	$1,6 U_{НОМ} + 2,4$
	Мощность до 1 МВт, номинальное напряжение выше 100 В	$2 U_{НОМ} + 1$ , но не менее 1,5
	Мощность более 1 МВт, номинальное напряжение до 3,3 кВ	$2 U_{НОМ} + 1$
	То же, но номинальное напряжение выше 3,3 кВ до 6,6 кВ	$2,5 U_{НОМ}$
	То же, но номинальное напряжение выше 6,6 кВ	$2 U_{НОМ} + 3$
Обмотка явнополюсного ротора	—	$7,5 U_{НОМ}$ возбуждения генератора, но не менее 1,1 и не более 2,8
Обмотка неявнополюсного ротора	—	1 (в том случае, если это не противоречит требованиям технических условий завода-изготовителя)

ции дистиллированной воды в системе охлаждения с удельным сопротивлением не менее 75 кОм/см и номинальном расходе;

в) после испытания обмотки статора повышенным напряжением в течение 1 мин у генераторов 10 кВ и выше испытательное напряжение снизить до номинального напряжения генератора и выдержать в течение 5 мин для наблюдения за коронированием лобовых частей обмоток статора. При этом не должно быть сосредоточенного в отдельных точках свечения желтого или красного цвета, появления дыма, тления бандажей и тому подобных явлений. Голубое и белое свечение допускается;

г) испытание изоляции обмотки ротора турбогенераторов производится при номинальной частоте вращения ротора — только для щеточных машин, на которых можно выполнить данное испытание при вращающемся роторе. На машинах с БВУ испытание производится при остановленном генераторе и заземленной обмотке статора.

**Измерение сопротивления обмоток постоянному току** производится у генераторов для сравнения различных фаз обмоток между собой, с заводскими данными (указаны в паспорте генератора), или с данными предыдущих испытаний, а обмотки возбуждения синхронных генераторов — для сравнения с данными предыдущих испытаний, или заводскими данными. Полученные данные не должны отличаться друг от друга (одна фаза или группа обмоток от другой фазы или группы) и от исходных данных больше чем на 2%.

Измеренные значения должны быть приведены к температуре заводских измерений.

Для реостатов и пусковых резисторов, установленных на генераторах, сопротивление измеряется на всех ответвлениях. Для генераторов с номинальным напряжением ниже 3кВ измеряется общее сопротивление реостатов и пусковых резисторов и проверяется целостность отпаек.

Измерение сопротивления обмоток постоянному току небольших по мощности генераторов номинальным напряжением 0,4кВ проводится для оценки общего состояния генератора. В генераторах данного типа расхождение по сопротивлению может быть выше 2% в связи с разными длинами выводных отпаек от разных фаз. Максимальное различие в сопротивлении не должно превышать 4%. Это не относится к генераторам с номинальным напряжением 0,4кВ и мощностью от 30кВт и выше.

**Измерение сопротивления обмотки ротора переменному току промышленной частоты**

Производится для генераторов мощностью более 1 МВт.

Для щеточных машин: измерение следует производить при напряжении не более 220 В на трех-четырех ступенях частот вращения, включая номинальную, а также в неподвижном состоянии. Для явнополюсных машин при неизолированных местах соединений в неподвижном состоянии измерение производится для каждого полюса

в отдельности или попарно. Отклонения измеренных значений от данных завода-изготовителя или от среднего сопротивления полюсов должны находиться в пределах точности измерения.

Для машин с БВУ: измерение следует производить при напряжении не более 220 В при заторможенном роторе.

**Измерение воздушного зазора между сталью ротора и статора** должно производиться, если позволяет конструкция генератора. Если инструкциями на генераторы отдельных типов не предусмотрены более жесткие нормы, то зазоры в диаметрально противоположных точках могут отличаться друг от друга не более чем:

на 5% среднего значения (равного их полусумме) для турбогенераторов 150 МВт и выше с непосредственным охлаждением проводников;

на 10% — для остальных турбогенераторов;

на 20% — для гидрогенераторов.

Измерение зазора у явнополюсных машин производится под всеми полюсами.

**Определение характеристик генератора:**

а) трехфазного КЗ. Характеристика снимается при изменении тока от нуля до номинального значения. Отклонения от заводской характеристики должны находиться в пределах точности измерения.

Снижение измеренной характеристики, которое превышает точность измерения, свидетельствует о наличии витковых замыканий в обмотке ротора.

У генераторов, работающих в блоке с трансформатором, снимается характеристика КЗ всего блока (с установкой закоротки за трансформатором). Характеристику собственно генератора, работающего в блоке с трансформатором, допускается не определять, если имеются протоколы соответствующих испытаний на стенде заводов-изготовителей.

б) холостого хода. Подъем напряжения номинальной частоты на холостом ходу производить до 130% номинального напряжения турбогенераторов и синхронных компенсаторов, до 150% номинального напряжения гидрогенераторов. Допускается снимать характеристику холостого хода турбо- и гидрогенератора до номинального тока возбуждения при пониженной частоте вращения генератора при условии, что напряжение на обмотке статора не будет превосходить 1,3 номинального. У синхронных компенсаторов разрешается снимать характеристику на выбеге. У генераторов, работающих в блоке с трансформаторами, снимается характеристика холостого хода блока; при этом генератор возбуждается до 1,15 номинального напряжения (ограничивается трансформатором). Характеристику холостого хода собственно генератора, отсоединенного от трансформатора блока, допускается не снимать, если имеются протоколы соответствующих испытаний на заводе-изготовителе. Отклонение характеристики холостого хода от заводской не нормируется, но должно быть в пределах точности измерения.

**Наибольшая допустимая вибрация подшипников (крестовины) синхронных генераторов, компенсаторов и их возбудителей**

Номинальная частота вращения ротора, мин <sup>-1</sup>	3000*	1500—500**	375—214	187	До 100
Вибрация, мкм	40	70	100	150	180

\* Для генераторов блоков мощностью 150 МВт и более вибрация не должна превышать 30 мкм.  
 \*\*Для синхронных компенсаторов с частотой вращения ротора 750—1000 мин<sup>-1</sup> вибрация не должна превышать 80 мкм.

### Межвитковая изоляция обмотки статора

Испытание межвитковой изоляции. Испытание следует производить подъемом напряжения номинальной частоты генератора на холостом ходу до значения, соответствующего 150 % номинального напряжения статора гидрогенераторов, 130 % — турбогенераторов и синхронных компенсаторов. Для генераторов, работающих в блоке с трансформатором, — смотри пункт выше — определение характеристик генератора. При этом следует проверить симметрию напряжений по фазам. Продолжительность испытания при наибольшем напряжении — 5 мин. Испытание межвитковой изоляции рекомендуется производить одновременно со снятием характеристики холостого хода.

### Измерение вибрации

Вибрация (удвоенная амплитуда колебаний) подшипников синхронных генераторов, измеренная в трех направлениях (у гидрогенераторов вертикального исполнения производится измерение вибрации крестовины со встроенными в нее направляющими подшипниками), и их возбудителей не должна превышать значений, приведенных в таблице 4.

### Проверка изоляции подшипников

Проверка изоляции подшипника при работе генератора. Производится путем измерения напряжения между концами вала, а также между фундаментной плитой и корпусом изолированного подшипника. При этом напряжение между фундаментной плитой и подшипником должно быть не более напряжения между концами вала. Различие между напряжениями более чем на 10 % указывает на неисправность изоляции.

### Испытание под нагрузкой

Испытание генератора под нагрузкой производится в соответствии с возможностями ввода машины в работу под нагрузку в период приемо-сдаточных испытаний. Нагрев статора при данной нагрузке должен соответствовать паспортным данным.

### Измерение остаточного напряжения генератора при отключении АГП в цепи ротора

Значение остаточного напряжения не нормируется.

### Испытание возбудителей

Испытание устройств системы возбуждения генератора производится в объеме устройств, которые входят в состав системы возбуждения и включают в себя измерение сопротивления изоляции, испытание повышенным напряжением, измерение сопротивления постоянному току, проверка диодов и тиристоров.

Проверку диодов и тиристоров необходимо выполнять после отсоединения их от схемы БВУ по крайней мере с одной стороны полупроводникового элемента.

Проверка станции возбуждения производится в объеме, определяемом соответствующими инструкциями производителя.

### Условия испытаний и измерений

Испытание электрических характеристик генераторов производят при температуре окружающей среды не ниже +10°C, с контролем температуры статора машины. При проведении испытаний следует помнить, что температура обмоток генератора может быть выше температуры окружающей среды, поэтому контроль температуры обмоток осуществляют непосредственно внутри корпуса электрической машины. Для этого можно использовать датчики температуры КИП, которые выводят температуру обмотки на МДП (местный диспетчерский пункт) оператора.

Влажность окружающего воздуха имеет значение при проведении высоковольтных испытаний обмоток ротора и статора, т.к. конденсат на обмотках может привести к пробое изоляции и, соответственно, к выходу из строя машины и испытательного оборудования. Оценку увлажнения обмоток генератора проводят при измерении коэффициента абсорбции.

Атмосферное давление особого влияние на качество проводимых испытаний не оказывает, но фиксируется для занесения данных в протокол.

При подготовке рабочего места необходимо проверить возможность рассоединения обмоток генератора для проведения полноценных испытаний изоляции обмоток относительно корпуса и между собой.

*Продолжение в след. номере*





Карпов А. И.  
Киреева Э. А.

## ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ РАБОТЫ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ МОЖАЙСКОГО ГИДРОУЗЛА ПРИ ЗАМЕНЕ МАСЛЯНЫХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ 35 КВ НА ЭЛЕГАЗОВЫ ВЫКЛЮЧАТЕЛИ

**Н**а ГЭС №3 Можайского гидроузла (МГУ) установлен один генератор типа ВГС-260/34—24 мощностью 1250 кВт 6,3 кВ с вертикальной радиально-осевой турбиной РО-123-ВМ-120 с расходом воды = 7,78 м<sup>3</sup>/сек.

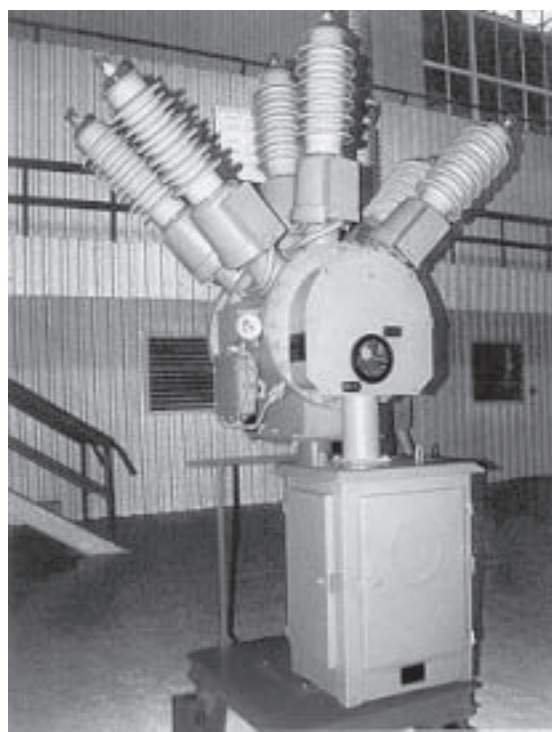
Основная задача ГЭС №3 — бесперебойная подача воды в г. Москву с одновременной выработкой электроэнергии.

Электроснабжение ГЭС №3 осуществляется от сетей 35 кВ через собственную подстанцию ОРУ-35 кВ. Для подачи напряжения на станцию применяются масляные выключатели типа ВМ-35 с приводом ПП-67, установленные на ОРУ-35 кВ.

В процессе эксплуатации масляных выключателей выявлен ряд существенных недостатков, которые приводят к дополнительным расходам, вследствие чего возникла необходимость замены масляных выключателей на более надежные и современные, например, элегазовые серии ВГБ-35.

Данные выключатели отвечают основным требованиям экономичности, надежности, безопасности и удобства в эксплуатации.

Опыт эксплуатации высоковольтного оборудования ОРУ-35 кВ показывает, что наиболее ненадежным элементом в их составе являются масляные выключатели.



С появлением элегазовых выключателей стала целесообразной замена ими масляных. Такая замена выключателей силами службы эксплуатации обеспечивает минимальные затраты.

Выключатели типа ВМ-35, находящиеся в эксплуатации на объектах МГУ, относятся к трехполюсным высоковольтным выключателям, у которых в качестве дугогасящей среды используется трансформаторное масло. Они предназначены для коммутации высоковольтных цепей трехфазного тока в номинальном режиме работы установки, а также для автоматического отключения цепей при коротких замыканиях и перегрузках, возникающих в системах электроснабжения.

В процессе эксплуатации масляных выключателей типа ВМ-35 за период более 20 лет были установлены следующие недостатки:

- недостаточная герметичность резьбовых соединений, в связи с чем увеличивается течь трансформаторного масла;

- течь масла через буфер, который предназначен для смягчения удара в процессе отключения выключателя;

- регулярные неполадки в пружинно-грузовом механизме, требующие внеплановых ремонтов и наладки;

- значительные нагрузки на фундамент;

- наличие выброса в атмосферу;

- ежегодные (как правило, к паводковому режиму) трудоемкие ремонты с заменой масла, регулировкой и т.д.

Таким образом, значительные затраты на поддержание масляных выключателей в работоспособном состоянии обусловили необходимость замены масляных выключателей.

Элегазовые выключатели прошли проверку временем и занимают в настоящее время одно из лидирующих положений.

Элегазовые выключатели серии ВГБ-35 представляют собой трехфазный коммутационный аппарат, в котором гасящей средой является элегаз (шестифтористая сера SF<sub>6</sub>).

## Технические характеристики выключателей серии ВГГ

Номинальное напряжение, кВ	35
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	40,5
Номинальный ток, А	630
Номинальный ток отключения, кА	12,5
Номинальное относительное содержание апериодической составляющей %, не более	32
Сosφ тока нагрузки	0,91
Наибольший пик (ток электродинамической стойкости), кА	35
Начальное действующее значение периодической составляющей, кА	12,5
Ток термической стойкости, кА	12,5
Время протекания тока термической стойкости, с	3
Отключаемый емкостной ток одиночной конденсаторной батареи, А, не более	600
Отключаемый ток намагничивания ненагруженных трансформаторов, А	0,24...6,5
Собственное время отключения, с	0,035
Полное время отключения, с	0,065
Минимальная бестоковая пауза при АПВ, с	0,3
Собственное время включения, с	0,12
Разновременность замыкания и размыкания контактов полюсов при включении и отключении, с не более	0,01
Избыточное давление заполнения элегазом при температуре 20°C, МПа (кгс/см <sup>2</sup> )	0,45+0,02 (4,5 + 0,2)
Избыточное давление предварительной сигнализации об утечке элегаза при температуре 20°C, МПа (кгс/см <sup>2</sup> )	0,33 (3,3)
Избыточное давление автоматической подачи команды на блокировку или отключение выключателя (минимальное допустимое давление) при температуре 20°C, МПа (кгс/см <sup>2</sup> )	0,3 (3,0)
Номинальное напряжение электромагнитов управления:	
При питании постоянным током, В	110 или 220
Масса выключателя с приводом, кг	800±15
Масса элегаза, кг	4

Выключатель имеет следующие типоразмеры:

ВГБЭ-35—12,5/630 УХЛ1 (Т1); ВГБЭП-35—12,5/630 УХЛ1 (Т1),

где

В — выключатель;

Г — элегазовый;

Б — условное обозначение конструктивного исполнения (баковый);

Э, ЭП — условное обозначение типа привода («Э» — электромагнитный постоянного тока, «ЭП» — электромагнитный переменного тока);

35 — номинальное напряжение в кВ;

12,5 — номинальный ток отключения в кА;

630 — номинальный ток в А.

УХЛ (Т) — климатическое исполнение;

1 — категория размещения.

Допускаемое для каждого полюса выключателя без осмотра и ремонта дугогасительных устройств, контактов и замены элегаза число операций отключения (ресурс по коммутационной стойкости) составляет не менее одной из величин:

- при токах в диапазоне свыше 60 до 100% номинального тока отключения — 33 операции;

- при токах в диапазоне от 30 до 60% номинального тока отключения — 70;

- при номинальном токе нагрузки — 2000 операций (в том числе операций отключения емкостных токов до 600 А одиночных конденсаторных батарей).

Допустимое дополнительное число операций включения составляет 50% от указанного числа операций отключения (при номинальном токе нагрузки — 100%).

Выключатель имеет следующие показатели надежности и долговечности:

- ресурс по механической стойкости до капитального ремонта — 5000 циклов «включение — произвольная пауза — отключение» (В-tn-O);

- срок службы до капитального ремонта — 15 лет с момента выпуска выключателя заводом-изготовителем (если до этого срока не исчерпаны ресурсы по механической стойкости или ресурс по коммутационной стойкости);

- срок службы до списания — 25 лет.

Ток нагрузки выключателя при температурах окружающего воздуха в течение суток, не превышающих 20ТС, ОСС и минус 20С, может быть увеличен соответственно на 10, 20 и 30%.

На Можайском гидроузле на насосной станции Колоць уже смонтированы два элегазовых выключателя серии ВГБ-35 вместо масляных выключателей. В процессе эксплуатации выключателей замечаний по их работе не возникало. Дальнейшая замена масляных выключателей позволит повысить надежность работы объектов Можайского гидроузла и позволит уменьшить затраты на ремонт.

Элегазовые выключатели имеют по сравнению с масляными выключателями следующие преимущества:

а) малое потребление по цепям включения и отключения;

б) диапазон напряжения питания привода:

- (85—110) % от номинального на включение;

- (65—120) % от номинального на отключение;

в) отсутствие сжатого воздуха или трансформаторного масла;

г) взрывоопасность;

д) малое время отключения;

е) высокая скорость восстановления прочности дугогасящего промежутка;

ж) герметизация дугогасительного устройства;

з) пожаробезопасность;

и) большой срок службы (25 лет);

к) отсутствие необходимости ремонтов в эксплуатационных условиях;

л) удобство обслуживания.

ходимости прибегать к услугам не одного, а нескольких поставщиков и проектировщиков, а тем самым от необходимости согласования и координирования этих фирм. Кроме того, комплексная поставка позволяет удешевить цену отдельных ее компонентов, в данном случае токопроводов. Наша же стратегия тут заключается в том, чтобы сделать роль компании на рынке России и стран СНГ еще более весомой, максимально возможно охватив его за счет широкой зоны ответственности, высокого качества, передовых технологий, современной и неустанно развивающейся конструкторской мысли».

[www.celec.ru](http://www.celec.ru)

## РЫБИНСКАБЕЛЬ: ОСВОЕННАЯ ПРОДУКЦИЯ 2006 ГОДА

С целью удовлетворения потребностей клиентов в 2006 году предприятие активно занималось продвижением на рынок новой и модернизированной продукции. Был запущен проект по производству силовых кабелей напряжением до 1 кВ с пластмассовой изоляцией сечением до 120 мм<sup>2</sup>. Освоены: бронированные кабели марки (А) ВББШв (в том числе исполнение «нг», «нг-LS») с числом жил 4 сечением 70—120 мм<sup>2</sup>. Введены усовершенствования в конструкцию пятижильных кабелей (А) ВВГз сечением 70—120 мм<sup>2</sup>. В настоящее время указанные кабели изготавливаются с сердечником и заполнением межжильного пространства из мелонаполненного ПВХ пластиката. В рамках данного проекта были освоены в производстве и сертифицированы кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена марок: АПвБбШп и АПвБбШпг с числом жил — 4 сечением до 120 мм<sup>2</sup> и пятижильные медь — до 95 мм<sup>2</sup> и алюминий — до 120 мм<sup>2</sup>; (А) ПвВГ сечением до 120 мм<sup>2</sup> и (А) ПвБбШв сечением до 50 мм<sup>2</sup> и четырехжильные сечением до 120 мм<sup>2</sup>.

Кроме того, освоены силовые кабели марки КГ напряжением 660В одножильные сечением 150-240 мм<sup>2</sup>; силовые кабели марки КГ напряжением 660 В пятижильные сечением 25—50 мм<sup>2</sup>; силовые кабели марок КПГС, КПГСН напряжением 660В сечением основных жил 25—95 мм<sup>2</sup>; кабели судовые марок КНР, НРШМ напряжением до 690В одножильные сечением 150-240 мм<sup>2</sup>; кабель установочный марки NYM; кабели силовые марки ВВГ напряжением до 1 кВ одножильные



Ольга Мариничева

## РАСПЛАТА ЗА ЭНЕРГОПОТЕРИ

**Н**ачиная с 2007 г. налоговые органы смогут штрафовать энергоснабжающие предприятия за непредоставление документально подтвержденных нормативов технологических потерь в тепловых сетях и электросетях на текущий год. Что до нормативов на 2008 г., то они должны быть представлены для утверждения уже к 1 апреля 2007 г., а не к 1 июня, как было заявлено первоначально.

Речь идет об отчетах о действительном положении дел в энергосистеме предприятия с указанием величин возможных технологических энергопотерь, подтвержденных независимой экспертизой. При этом сверхлимитные или ненормированные потери будут относиться на прибыль предприятий.

Эти нововведения, озвученные президентом группы компаний «Городской центр экспертиз» Александром Москаленко, стали главной темой первой северо-западной конференции «Энергоэффективность предприятия: нормирование и расчеты», организованной Городским центром экспертиз (Санкт-Петербург) при поддержке Федерального агентства по энергетике СЗФО. Новый порядок утвержден статьей 25 Налогового кодекса и приказами Минпромэнерго РФ № 265, 267, 268, 269 от 4 октября 2005 г. Вышеперечисленные приказы обязывают энергоснабжающие компании ежегодно рассчитывать и представлять в органы, регулирующие тарифы, утвержденные нормативы потерь в электрических и тепловых сетях. До 2006 г. предприятия могли включать все технологические потери в тарифы. Начиная с 2006 г. действует порядок, в соответствии с которым они будут платить за сверхнормативные потери из своего кармана. Более подробную информацию о новых правилах, ответственности за их неисполнение, а также о независимых экспертах, наделенных правом участвовать в рас-

четах нормативных энергопотерь, можно найти на сайте Минпромэнерго РФ.

По информации компании «Городской центр экспертиз Энергетика», только в 2006 г. крупные предприятия Санкт-Петербурга употребили газа на 20% выше заявленного показателя. Только по электричеству было выявлено 5 млрд кВт-ч, необоснованно заложенных в тарифы, что в денежном эквиваленте составляет около 5 млрд руб. Как подчеркивает заместитель руководителя регионального управления Федерального агентства по энергетике по СЗФО Александр Подсевалов, следует ожидать, что в 2007 г. Минпромэнерго будет жестче подходить к утверждению нормативов энергопотерь, чем в «пробном» 2006 г. По-видимому, ни послаблений, ни пролонгации сроков подачи документов до декабря на этот раз не будет. Еще один стимул к своевременному утверждению нормативов энергопотерь, который начал действовать уже с 1 января 2007 г., — вступление в силу постановления о порядке предоставления коммунальных услуг гражданам. Согласно этому постановлению, граждане или выступающие от их имени организации могут потребовать разъяснения позиций со стороны энергоснабжающей организации, не утвердившей нормативы технологических потерь, их претензии по оплате услуг по теплоснабжению. Это требование закономерно, потому что оплата сверхнормативных потерь должна происходить за счет предприятия, а не за счет населения.

### Спрос на энергоаудит должен вырасти

Несколько недель, оставшихся до даты утверждения нормативов на будущий год, — слишком малый срок для того, чтобы спохватиться и начать все с нуля. Реально для расчета, экспертизы и утверждения нормативов нужно не несколько недель, а несколько месяцев. К тому же тре-



бование об обязательном утверждении нормативов потерь было обнародовано больше года назад, так что оговориться незнанием приказов Минпром-энерго сложно. В обязательности организации энергоаудита тоже нет ничего нового, подчеркивает Александр Подсевалов, потому что оно необходимо для составления энергетического паспорта потребителя ТЭР. Другое дело, что в настоящее время контроль за наличием энергетического паспорта сведен к минимуму. Но начиная с 1 января 2006 г. энергоснабжающие предприятия просто обязаны обращаться к услугам экспертных организаций. Теперь, помимо основной задачи, энергоаудит компаний предусматривает также последующую экспертизу для подтверждения документальных данных, необходимых для расчета нормативов энергопотерь. К сожалению, не все предприятия могут предоставить эти данные в полном объеме. Как отметил руководитель департамента энергоаудита «Городского центра экспертиз Энергетика» Василий Тарасовский, за последние 2 года «мы обследовали больше двадцати предприятий, и ни на одном из них не было современной системы энергоучета, которая учитывала бы все используемые энергоносители. Только на 6 из них были автоматизированные системы учета отдельных энергоносителей, чаще всего — электроэнергии».

## **Зачем это нужно**

Но знание «слабых мест» в энергетическом хозяйстве предприятия необходимо не только для того, чтобы не подвергнуться взысканиям свыше, но и для сведения к минимуму энергопотерь. Как напомнил участникам конференции руководитель программы Международной финансовой корпорации в Северо-Западном регионе Максим Титов, энергосбережение — это повышение конкурентоспособности предприятия, бесперебойная работа оборудования и защита от удорожания энергии. Это дополнительный

шанс на привлечение инвесторов, особенно зарубежных, принимающих решение с учетом наличия природоохранных и энергосберегающих мер.

Одно из типичных препятствий для проведения энергоэффективной политики на предприятиях, по мнению ведущего специалиста «Городского центра экспертиз Энергетика» Владимира Завадского, — отсутствие корпоративности во взаимоотношениях между четырьмя специалистами, определяющими энергетическую политику предприятия: главным энергетиком, финансовым директором, технологом и юристом. При этом, чем чаще встречается позиция «это не мое дело», тем больше шансов, что отдельно взятому специалисту придется решать задачи, находящиеся вне сферы его компетенции. К примеру, главный энергетик вынужден вникать в тонкости частотного регулирования, в то время как его задача — знать, сколько кВт·ч предприятие должно экономить в год. Остальное — не его проблема.

А какую роль в процессе энергосбережения могут играть юристы? Самую прямую. В частности, они должны принимать участие в определении максимума нагрузки. Особенно актуальна эта задача для муниципальных предприятий. «Многие руководители считают, что предприятию необходимо иметь запас мощности, и заявляют заведомо завышенные цифры, — поясняет Владимир Завадский. — Но в том случае, если заявленные мощности действительно понадобятся, предприятию придется предпринимать дополнительные усилия и затраты, необходимые для выполнения заявленных обязательств. Таким образом, ошибочно понятая предусмотрительность предприятий оборачивается против них самих».

**По материалам газеты  
«Энергетика и промышленность России»**



На вопросы читателей отвечает  
канд. техн. наук, доцент  
Юрий Владимирович Харечко

## ВОПРОСЫ МОЖНО ЗАДАВАТЬ ПО ПОЧТОВОМУ АДРЕСУ РЕДАКЦИИ ИЛИ ЭЛЕКТРОННОЙ ПОЧТЕ: GLAVENERGO@MAIL.RU

### — Требованиям каких стандартов должны соответствовать современные автоматические выключатели?

— В настоящее время требования к автоматическим выключателям изложены в ГОСТ Р 50030.2–99 (МЭК 60947-2–98) «Аппаратура распределения и управления низковольтная. Часть 2. Автоматические выключатели», который применяют только в совокупности с ГОСТ Р 50030.1–2000 (МЭК 60947-1–99) «Аппаратура распределения и управления низковольтная. Часть 1. Общие требования и методы испытаний», ГОСТ Р 50031–99 (МЭК 60934–94) «Автоматические выключатели для электрооборудования (АВО)» и ГОСТ Р 50345–99 (МЭК 60898–95) «Аппаратура малогабаритная электрическая. Автоматические выключатели для защиты от сверхтоков бытового и аналогичного назначения». Рассмотрим более подробно перечисленные национальные стандарты, а также стандарты Международной электротехнической комиссии (МЭК), положенные в их основу<sup>1</sup>.

### ГОСТ Р 50030.1, ГОСТ Р 50030.2 и стандарты МЭК 60497-1, МЭК 60497-2

ГОСТ Р 50030.1 разработан на основе стандарта МЭК 60947-1 1999 г. и введен в действие с 1 января 2002 г.

ГОСТ Р 50030.1 предназначен для согласования правил и требований общего характера, относящихся к низковольтной аппаратуре распределения и управления<sup>2</sup>, с целью их унификации в соответствующих классах аппаратов и устранения необходимости испытаний по различным стандартам. В ГОСТ Р 50030.1 изложены требования и правила, которые являются общими для низковольтной коммутационной аппаратуры и аппаратуры управления, предназначенной для эксплуатации в электрических цепях переменного тока напряжением до 1000 В и постоянного тока — до 1500 В включительно. Требования этого стандарта применяют совместно с требованиями ГОСТ Р 50030.2 на автоматические выключатели, а также совместно с требованиями других стандартов, входящих в состав комплекса ГОСТ Р 50030 «Аппаратура распределения и управления низковольтная»<sup>3</sup>.

В ГОСТ Р 50030.1 установлена терминология и классификация низковольтной аппаратуры, перечислены характеристики аппаратуры, их номинальные и предельные значения, приведены требования к объему и составу информации об аппаратуре и к ее маркировке, заданы условия эксплуатации аппаратуры, ее транспортировки и хранения, представлены требования к конструкции и работоспособ-

<sup>1</sup> С середины 2003 г. в России действует закон «О техническом регулировании», который предписывает разрабатывать национальные стандарты, как правило, на основе международных стандартов. Для электрооборудования такими стандартами являются стандарты МЭК. Поэтому практически все национальные стандарты, содержащие требования к электрооборудованию, в том числе — к автоматическим выключателям, следует разрабатывать и пересматривать на основе соответствующих стандартов МЭК.

<sup>2</sup> Аппаратура распределения и управления — общий термин для коммутационных аппаратов и их комбинаций с относящимися к ним устройствами управления, измерения, защиты и регулирования, а также для узлов, в которых такие устройства соединяют с соответствующими электрическими цепями, комплектующим оборудованием, оболочками и опорными конструкциями. В стандарте МЭК 60947-1 этот термин имеет наименование «switchgear and controlgear», которому на русском языке больше соответствует следующее наименование — «коммутационная аппаратура и аппаратура управления».

<sup>3</sup> Комплекс ГОСТ Р 50030 более правильно поименовать так: «Низковольтная коммутационная аппаратура и аппаратура управления».

ности аппаратуры, указаны виды и объемы испытаний, которым должны быть подвергнуты низковольтные коммутационные устройства, иная коммутационная аппаратура и аппаратура управления, а также изложены другие требования. ГОСТ Р 50030.1 состоит из 8 разделов и включает в себя 15 приложений. Его объем составляет около 120 с. формата А4.

В настоящее время стандарт МЭК 60947-1 1999 г. уже не действует. В марте 2004 г. был принят новый стандарт МЭК 60947-1 «Низковольтная коммутационная аппаратура и аппаратура управления. Часть 1. Общие правила» (IEC 60947-1 Low-voltage switchgear and controlgear. Part 1: General rules), который заменил стандарт МЭК 60947-1 1999 г. и две поправки к нему 2000 и 2001 гг. Действующий стандарт МЭК 60947-1 2004 г. состоит из 8 разделов и включает в себя 14 приложений. Его объем составляет около 180 с. формата А4.

Требования ГОСТ Р 50030.2, разработанного на основе стандарта МЭК 60947-2 1998 г. и введенного в действие с 1 января 2002 г., распространяются на автоматические выключатели, предназначенные для работы в электрических цепях переменного тока напряжением до 1000 В и постоянного тока до 1500 В включительно. Такие автоматические выключатели могут иметь любые номинальные токи, различные конструкции и способы применения. Этот стандарт также содержит дополнительные требования к автоматическим выключателям со встроенными плавкими предохранителями.

Указанные автоматические выключатели применяют в низковольтных распределительных устройствах, установленных в различных сооружениях, в трансформаторных подстанциях, в распределительных пунктах и др. Эти автоматические выключатели используют также во вводно-распределительных устройствах, во вводных устройствах, в главных распределительных щитах и других мощных низковольтных распределительных устройствах электроустановок жилых, общественных, производственных и других зданий.

Приложение В ГОСТ Р 50030.2 содержит требования к автоматическим выключателям, управляемый дифференциальным током, со встроенной защитой от сверхтока (АВДТ) и устройствам дифференциального тока (УДТ), которые предназначены для использования в совокупности с автоматическими выключателями. Соединенные УДТ и автоматический выключатель образуют АВДТ. Значение номинального отключающего дифференциального тока рассматриваемых АВДТ может быть равным 0,006; 0,01; 0,03; 0,1; 0,3; 0,5; 1; 3; 10; 30 А.

В ГОСТ Р 50030.2 приведены термины и их определения, установлена классификация автоматических выключателей, заданы характеристики автоматических выключателей и их предпочтительные значения, указана информация, которая должна быть представлена с аппаратами; перечислены условия, которым должны удовлетворять автоматические выключатели в нормальном режиме и при наличии сверхтока, а также установлены требования к конструкции

и работоспособности автоматических выключателей, указаны виды и методы их испытаний. ГОСТ Р 50030.2 состоит из 8 разделов и включает в себя 12 приложений. Его объем составляет около 100 с. формата А4.

В настоящее время стандарт МЭК 60947-2 1998 г. уже не действует. В апреле 2003 г. Международная электротехническая комиссия приняла стандарт МЭК 60947-2, который заменил стандарт МЭК 60947-2 1998 г. и поправку к нему 2001 г. В мае 2006 г. был принят новый стандарт МЭК 60947-2 «Низковольтная коммутационная аппаратура и аппаратура управления. Часть 2. Автоматические выключатели» (IEC 60947-2 Low-voltage switchgear and controlgear. Part 2: Circuit-breakers), который заменил стандарт МЭК 60947-2 2003 г. Действующий стандарт МЭК 60947-2 2006 г. состоит из 8 разделов и включает в себя 14 приложений. Его объем составляет около 220 с. формата А4.

## **ГОСТ Р 50031 и стандарт МЭК 60934**

ГОСТ Р 50031 разработан на основе стандарта МЭК 60934 1993 г. и двух поправок 1994 и 1997 гг. Он введен в действие с 1 января 2001 г. В ГОСТ Р 50031 изложены требования к автоматическим выключателям для электрооборудования (АВО), которые специально предназначены для защиты электрических цепей в электрооборудовании. Указанные автоматические выключатели применяют в электрических цепях переменного тока, имеющих напряжение до 440 В, и в электрических цепях постоянного тока при напряжении до 250 В включительно. Номинальный ток рассматриваемых АВО не может быть более 125 А. ГОСТ Р 50031 состоит из 8 разделов и включает в себя 9 приложений. Его объем составляет около 60 с. формата А4.

В настоящее время стандарт МЭК 60934 1993 г. с двумя поправками уже не действует. В октябре 2000 г. был принят новый стандарт МЭК 60934 «Автоматические выключатели для оборудования (АВО)» (IEC 60934 Circuit-breakers for equipment (CBE)), который заменил стандарт МЭК 60934 1993 г. и поправки к нему. Действующий стандарт МЭК 60934 2000 г. состоит из 9 разделов и включает в себя 10 приложений. Его объем составляет около 110 с. формата А4.

## **ГОСТ Р 50345 и стандарты МЭК 60898, МЭК 60898-1, МЭК 60898-2**

ГОСТ Р 50345 разработан на основе стандарта МЭК 60898 «Электрические аксессуары. Автоматические выключатели для защиты от сверхтока для бытовых и подобных установок» (IEC 60898 Electrical accessories. Circuit-breakers for overcurrent protection for household and similar installations) 1995 г. Он введен в действие с 1 января 2001 г. В ГОСТ Р 50345 изложены требования к автоматическим выключателям бытового и аналогичного назначения, предназначенным для применения в электроустановках жилых зданий. ГОСТ Р 50345 состоит из 9 разделов и включает в себя 10 приложений. Его объем составляет около 70 с. формата А4.

В ГОСТ Р 50345 приведены требования к воздушным автоматическим выключателям, контакты которых замыкаются и размыкаются в воздухе при атмосферном давлении. Автоматические выключатели предназначены для работы в электрических цепях переменного тока частотой 50 и (или) 60 Гц. Они должны иметь номинальное напряжение не выше 440 В, номинальный ток — до 125 А и номинальную отключающую способность<sup>4</sup> — не более 25000 А.

Автоматические выключатели бытового и аналогичного назначения предназначены для использования обычными лицами<sup>5</sup> и не нуждаются в обслуживании. Эти автоматические выключатели могут иметь одно или несколько значений номинального тока. Однако механизм, с помощью которого в автоматическом выключателе осуществляют переход от одного значения номинального тока к другому, в нормальных условиях эксплуатации должен быть недоступным потребителю, а само переключение должно быть возможным только при помощи инструмента.

Автоматические выключатели, номинальный ток которых регулируют средствами, доступными потребителю, а также автоматические выключатели, предназначенные для защиты электродвигателей, в ГОСТ Р 50345 не рассматривают.

В ГОСТ Р 50345 установлены основные термины и их определения; дана классификация автоматических выключателей; рассмотрены характеристики автоматических выключателей, их стандартные и предпочтительные значения; перечислена информация, которая должна маркироваться на автоматических выключателях и содержаться в документации изготовителя; изложены требования к конструкции автоматических выключателей, их функционированию, а также к условиям окружающей среды; определены условия, которым должны соответствовать автоматические выключатели при их работе в нормальном режиме, при перегрузках и коротких замыканиях, вплоть до сверхтоков в главной цепи, равных номинальной отключающей способности; установлены объемы и методики проведения испытаний автоматических выключателей и т.д.

В настоящее время стандарт МЭК 60898 1995 г. уже не действует. В январе 2002 г. Международная электро-

техническая комиссия приняла стандарт МЭК 60898-1, который заменил стандарт МЭК 60898 1995 г. В 2002 и 2003 гг. в стандарт МЭК 60898-1 2002 г. были внесены две поправки, которые вошли в текст стандарта МЭК 60898-1 «Электрические аксессуары. Автоматические выключатели для защиты от сверхтока для бытовых и подобных установок. Часть 1. Автоматические выключатели для оперирования при переменном токе» (IEC 60898-1 Electrical accessories. Circuit-breakers for overcurrent protection for household and similar installations. Part 1: Circuit-breakers for a. c. operation), датированного июлем 2003 г. Действующий стандарт МЭК 60898-1 2003 г. устанавливает требования к автоматическим выключателям, предназначенным для использования в электрических цепях переменного тока частотой 50 и (или) 60 Гц, имеющим номинальное напряжение до 440 В, номинальный ток до 125 А и номинальную коммутационную способность при коротком замыкании до 25000 А. Стандарт состоит из 9 разделов и включает в себя 12 приложений. Его объем составляет около 140 с. формата А4.

В июне 2000 г. Международная электротехническая комиссия приняла стандарт МЭК 60898-2, который устанавливает дополнительные требования к однополюсным и двухполюсным автоматическим выключателям, предназначенным для использования также в электрических цепях постоянного тока и имеющим номинальное напряжение до 220 В (однополюсные) и до 440 В (двухполюсные), номинальный ток до 125 А и номинальную коммутационную способность при коротком замыкании (для постоянного тока) до 10000 А. В 2003 г. в указанный стандарт была внесена поправка, которая вошла в текст стандарта МЭК 60898-2 «Автоматические выключатели для защиты от сверхтока для бытовых и подобных установок. Часть 2. Автоматические выключатели для оперирования при переменном токе и постоянном токе» (IEC 60898-2 Circuit-breakers for overcurrent protection for household and similar installations. Part 2: Circuit-breakers for a. c. and d. c. operation), датированного июлем 2003 г. Действующий стандарт МЭК 60898-2 2003 г. состоит из 9 разделов и включает в себя 1 приложение. Его объем составляет около 20 с. формата А4. Стандарт МЭК 60898-2 2003 г. применяют совместно со стандартом МЭК 60898-1 2003 г.

<sup>4</sup> В первоисточнике (стандарте МЭК 60898 1995 г.) эта характеристика названа номинальной коммутационной способностью при коротком замыкании (rated short-circuit (making and breaking) capacity).

<sup>5</sup> Под обычным лицом понимают лицо, которое не является ни квалифицированным лицом, ни обученным лицом. В отличие от обученного и квалифицированного лица, обычное лицо не прошло специального обучения и поэтому не может надлежащим образом осознавать риски и избегать опасностей, создаваемых электричеством. В помещениях здания, доступных обычным лицам, нельзя применять некоторые виды электрооборудования, например, автоматические выключатели по ГОСТ Р 50030.2. Более 99 % населения нашей страны следует классифицировать в качестве обычных лиц. Обученные и квалифицированные лица составляют менее одного процента населения.





**Огородников Д. Д.**  
**ООО «Техэксерго»,**  
**Князева В. В.**  
**МАИ Москва**

## ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ АУДИТ И СОСТОЯНИЕ ПРОБЛЕМЫ ТЕПЛОВОГО ЗАГРЯЗНЕНИЯ

**У**скорение темпов роста экономики и народонаселения неизбежно сопровождается ростом мирового производства и потребления энергии. По существующей статистике происходит удвоение добычи электроэнергии каждые 30 лет. Есть прогноз, что к 2350 году она сравнится с солнечной энергией достигающей земли. При этом 70% потребляемой человечеством энергии рассеивается в виде тепла в окружающую среду.

Подземные газопроводы промышленных предприятий, имеющие температуру 140-160°C, теплотрассы (50—150°C), сборные коллекторы и коммуникации (35—45°C) вызывают нагревание почвы. Сброс нагретых вод в водоемы обуславливает повышение в них температуры воды на 6—8°C, площадь нагретых вод может достигать 30 км<sup>2</sup>, что приводит к уменьшению содержания кислорода и снижению способности к самоочищению. Горячие газовые выбросы предприятий вызывают нагревание окружающего воздуха, повышение его влажности, образование туманов, выпадение осадков.

Законодательно установлено, что эффективным использованием энергетических ресурсов является такое их использование, которое достижимо и экономически оправданно при существующем уровне развития технологий и соблюдении требований к охране окружающей природной среды.

С целью установления показателей, которые характеризуют эффективность использования ТЭР, и выработки экономически обоснованных мер по их повышению, закон

предписывает проведение энергетических обследований (энергоаудита).

Для энергоаудитора из законодательных норм следует, что показатели энергоэффективности должны быть неразрывно обусловлены соблюдением природоохранных требований. Объекты энергоэффективны и экологичны тогда, когда известна степень прямого и косвенного воздействия людей и их хозяйства на природу в целом или на отдельные экологические компоненты и элементы (ландшафты, природные ресурсы, виды живого и т.д.), а также когда обеспечена экологическая надежность — способность экосистем относительно полно самовосстанавливаться и саморегулироваться (в пределах естественных для них суточных, сезонных, межгодовых и вековых флуктуаций).

Система долгосрочных наблюдений, оценки, контроля и прогноза состояния и изменения объектов (энергетический и экологический мониторинг) не может быть построена без детальной классификации объектов по признакам антропогенной (техногенной) нагрузки. Без упомянутой классификации невозможен скрининг, т.е. биологическая или химическая оценка и контроль потенциально вредных эффектов, которые могут быть вызваны промышленными (особенно энергетическими) отходами.

Однако активно развивающаяся в настоящее время программно-методическая база энергоаудита достаточно подробно и детально ориентирована на инспектирование ресурсопотоков и энергопотоков генерирующего оборудования и систем, энергопотребляющего оборудования



и систем, но практически никак не регламентирует инспектирование природоохранных аспектов взаимодействия упомянутых систем и окружающей среды. Исключение составляет только контроль над возможными протечками топлива и выделением вредных продуктов сгорания. И практически никак не проработаны методические проблемы контроля над тепловым загрязнением.

Программно-методическая база экоаудита, экологического контроля и мониторинга также ограничена в отношении контроля над тепловым загрязнением, как и инструментарий энергоаудиторов. Экологи, в отличие от энергоаудиторов, имеют очень детальную проработку методов, способов и инструментария контроля над выделением вредных продуктов сгорания, но они только начали концептуально-теоретическую проработку вопроса теплового загрязнения.

Вместе с тем усилиями энергоаудиторов стало общепризнанным, что более половины тепловой энергии в наших хозяйственных комплексах неэффективно используется, рассеиваясь в окружающей среде в форме протечек иногда высоко потенциального тепла.

Предельные нормы (экологические лимитирующие показатели) вредного воздействия или неблагоприятных свойств бесконтрольно утекающей тепловой энергии, не проработаны. Тогда как она фактически является термальным загрязнением — формой физического загрязнения среды, характеризующейся периодическим или длительным повышением ее температуры против естественного уровня.

Термальное загрязнение представляет особую и мало изученную опасность для экосистемы в местах разме-

щения энергетического оборудования и систем транспортировки тепла (тепловых сетей). Зональные, высотные и глубинные факторы распределения тепла, с градиентами и закономерностями циркуляции (абиотические факторы в экосистемах) вызывают уже наблюдаемые перемены в средообразующих компонентах или их сочетаниях, которые, вполне вероятно, не могут быть компенсированы в ходе природных восстановительных процессов (необратимое изменение среды). Достаточно вспомнить наблюдаемость теплотрасс по проталинам, измененную вегетацию растительного покрова. При этом не известно и не изучено смещение биогеоценозов на уровне микрофлоры. За последние пятьдесят лет фактически разрушена или неконтролируемо изменена биота большинства санитарно-защитных зон (полос, отделяющих промышленное предприятие от населенного пункта). Отсутствует исторически сложившийся комплекс живых организмов, обитаю-

щих на таких территориях, изменена совокупность организмов, населяющих регион, выбранный для размещения предприятий.

Неизвестны долговременные последствия таких явлений. Однако наблюдаемые изменения уже могут свидетельствовать о том, что энергетика нарушает гомеостазис (способность экологических систем противостоять влиянию факторов внешней среды, сохраняя общую систему функционирования). Вокруг объектов с большими теплопотерями и теплотрасс вполне вероятно ухудшение состояния (состава, производительности и т.п.) биологического сообщества по внешним причинам (дигрессия), которая может идти вплоть до катациноза, после чего экосистема санитарно-защитных зон окончательно разрушается.

На территориях, граничащих с объектами низкой энергоэффективности, может происходить сложение вредного эффекта от воздействия не только тепла, но и других загрязнителей (кумуляция загрязнителей). Оно явится результатом сосредоточения воздействующего начала по принципу дополнительного (усиливающего) воздействия химических, физических и биологических факторов. Также возможно, что ккумуляция загрязнителей инициирует спонтанный синтез новых химических агентов, сильнее воздействующих на организмы или растения, чем изначальные. Вероятны заражения организмами-паразитами (инвазия), вторжение в такую местность нехарактерного для нее вида животных; включение в сообщество экосистемы новых для него видов. Не предсказуема сукцессия — последовательная смена во времени одних биоценозов другими на определенном участке земной поверхности.

По всей вероятности тепловое загрязнение не только является признаком расточительности, но и источником ситуации в природной среде, представляющей угрозу для сохранения экологического равновесия и экологических ресурсов территории (опасной экологической ситуации), а также для дальнейшего существования эволюционно сформировавшихся биогеоценозов, тем более, что длительность естественных природовосстановительных процессов больше обозначенного выше периода наблюдения (масштаба столетия и более).

Проблема обостряется тем, что на повестке дня множество проектов выведения производственных комплексов за территории городов с высокой численностью и плотностью населения. В Москве такие программы уже обсуждаются публично. Это означает, что администрациям областей и районов центрального округа придётся принимать непростые решения о размещении эвакуируемых производств.

Важной становится проблема правильного определения бонитета — экономически значимой характеристики хозяйственно ценной группы объектов или угодий, отличающей их от других подобных образований. Требуется корректная оценка ущербов от нарушения природного баланса — определение экономических и внеэкономических потерь, связанных с прямыми и косвенными последствиями коренного изменения среды жизни и общественного производства в результате нарушения экологического равновесия.

Потребуется изменения капиталовложения государственного и частного секторов, направляемые на охрану и воспроизводство природных ресурсов, сохранение природных условий жизни населения. В настоящее время такие расходы в странах с развитой демократией и экономикой достигли среднего уровня 5% ВВП (в интервале от 0,5% до 12% ВВП).

Напомним, что энергоэффективность — это ориентация на существующий уровень развития техники и технологий. Следовательно, это ориентация на концепцию «реутилизационного производства» — цепь технологических процессов, где отходы одного производства становятся сырьём для другого, способная приблизить к теоретическому минимуму глобальных антропогенных отходов, равному отходам в биосферных циклах (известняки, угли и др. биогенные породы, практически все вещество стратосферы). В глобальной совокупности энергетическая эффективность технологий, видимо, не может быть выше достигнутой биосферой — около 1% от вовлекаемой (в случае биосферы — приходящей от Солнца) энергии. Для всех конкретных технологических процессов есть расчетный, теоретически достижимый максимум малоотходности, к сожалению пока не рассчитываемый. Однако любому хозяйственнику выгодна технология, дающая теоретически достижимый минимум отходов всех видов («безотходная технология»).

В каждом таком случае необходимы эсергетическая и экологическая экспертиза проекта. Понадобится комплексная оценка статического и долговременного воздействия предприятия на природные ресурсы, природные условия, факторы дальнейшего развития хозяйства и условия жизни людей на локальном участке местности.

Администрациям комплексность позволит использовать очень широко применяемый в цивилизованном природопользовании юридический принцип — узурфрукт, или право пользоваться чужой (в том числе государственной) собственностью и доходами от нее без причинения ущерба этой собственности.

Оптимизация с энергетических и экологических позиций хозяйственных решений требует проведения надлежащей классификации энергетического оборудования и технологий по признакам и критериям, многие из которых обозначены выше.

Спонсорами повышения энергоэффективности хозяйственных комплексов, наряду с органами госэнергонадзора и энергоаудиторскими организациями обязаны стать органы экологического контроля и мониторинга.

75 &lt;&lt;

сечением 150-240 мм<sup>2</sup>; провода для подвижного состава рельсового транспорта марок ППСРМ-1, провода для подвижного состава рельсового транспорта марок ППСРМ, ППСРВМ напряжением до 4000В сечением 150, 185, 240 мм<sup>2</sup>; самонесущие изолированные провода (СИП).

[www.ielectro.ru](http://www.ielectro.ru)

### НОВЫЙ ТРЕХФАЗНЫЙ МНОГОФУНКЦИОНАЛЬНЫЙ ЭЛЕКТРОСЧЕТЧИК СЕ304

Новый трехфазный многофункциональный электросчетчик СЕ304 является развитием электросчетчика ЦЭ6850, и при этом обладает рядом дополнительных возможностей:

- функция параллельной работы по 2 интерфейсам;
- возможность хранения 16 профилей измеряемых параметров с различным диапазоном усреднения. Глубина хранения параметров, усредненных на 30-минутном интервале, составляет 330 суток;
- фиксация положения коммутационной аппаратуры;
- возможность ведения много-тарифного учета для приборов учета с телеметрическим выходом, подключаемых к счетчику СЕ304;
- работа в расширенном диапазоне температур (от минус 40 до плюс 60°С).

В течение 2007 года будет произведена замена счетчика ЦЭ6850 на новый электросчетчик СЕ304.

[www.energomera.ru](http://www.energomera.ru)

### НОВАЯ СТАНЦИЯ АВТОМАТИЧЕСКОГО ВКЛЮЧЕНИЯ РЕЗЕРВА АВР — 1250 — КС

Специнжэлектро совместно с «Русской Электротехнической Компанией» разработала:

- станцию автоматического включения резерва АВР — 1250 — КС для трансформаторных подстанций мощностью до 630 кВА включительно.

ШНН (шкаф низкого напряжения) со сборными шинами выполненными из алюминия для трансформаторных подстанций мощностью до 1000 кВА. Оборудование сертифицировано и рекомендовано к применению в МГЭСК (Московской городской электросетевой компании) и всех регионах РФ.

ООО Специнжэлектро



## ЗАЧЕТ ПО ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЮ

*Самые ощутимые из всех бесполезных потерь, которые несет предприятие, — потери тепла и электроэнергии. По подсчетам специалистов, на обогрев и освещение «улицы» тратится не менее 20—30% от всех подобных расходов. В то же время желающим уменьшить расход энергии ничего не нужно изобретать, остается только внедрять готовые решения.*

### Комбинированная генерация

Большая российская энергетика работает высокоэффективно, в этом сходятся практически все, кто занят энергосбережением. Выработка тепла и электричества на энергоблоках крупных российских ТЭЦ и ГРЭС вполне конкурентоспособна по сравнению с аналогичными европейскими производителями. Однако, помимо больших станций, питающих города, существуют локальные котельные, спроектированные 30—40 лет назад, когда стоимость тонны мазута или угля имела символическое значение.

Закрытие объектов с низким КПД, реконструкция и перевод на газ, установка дополнительного оборудования, позволяющего вести комбинированную выработку тепла и электроэнергии, позволят значительно повысить эффективность расходования топлива. «На многих промышленных предприятиях работают котельные, производящие пар и горячую воду для технологических целей, дополнительная установка турбин малой мощности (3—5 МВт) позволяет начать выработку электроэнергии и повысить эффективность использования топлива. При комбинированном способе себестоимость вырабатываемой электроэнергии существенно ниже, чем в централизованной сети. Расчеты показывают, что в отдельных случаях она может

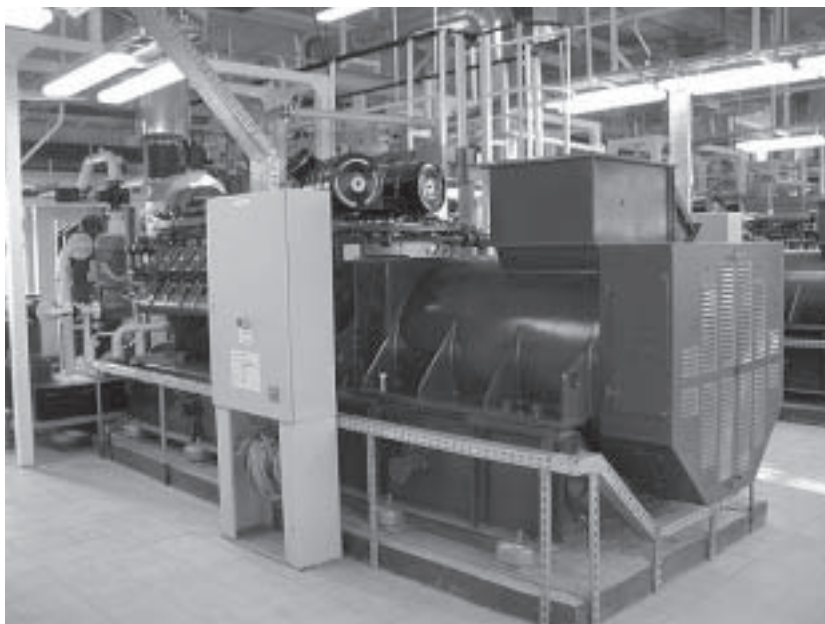


составить всего 25—30 коп. за 1 кВт. Точно так же можно модернизировать и котельные, отапливающие жилые микрорайоны.

Переход к комбинированной генерации частично закроет дефицит электроэнергии, позволит вести строительство там, где сегодня есть нехватка электрической мощности, или обеспечит создание ее резерва. Подобные проекты имеют высокую экономическую эффективность, вложения способны окупиться за три-восемь лет.

Задача реконструкции сетей и снижения потерь при доставке тепла до потребителей имеет не меньшее значение, чем сокращение удельных затрат топлива на локальных энергоисточниках.

Реконструкция тепловых сетей — один из основных потенциальных источников энергосбережения, в среднем тепловые сети изношены более чем на 50%, не менее



15% сетей требует безотлагательной замены. В качестве успешного примера решения проблемы можно привести принятие правительством Москвы специального распоряжения об использовании пенополиуретановой изоляции труб теплосетей. Постановление запрещает применение в проектно-сметной документации на объектах муниципального заказа устаревших теплоизоляционных материалов. Применение современных технологий при техническом перевооружении тепловых сетей не только решает проблему энергосбережения, но и способствует повышению энергобезопасности, а вместе с этим повышению качества теплоснабжения населения городов и поселков.

К основным преимуществам теплопроводов с пенополиуретановой теплоизоляцией в полиэтиленовой оболочке типа «труба в трубе» можно отнести повышение срока службы сети до 30 и более лет, снижение тепловых потерь с действительных 15—25% до 3—5%, уменьшение утечек теплоносителя до 0,5%, сокращение эксплуатационных расходов в девять раз. В Новосибирске путем технического перевооружения тепловых сетей можно сэкономить до 500 тыс. тонн условного топлива в год, сократив выбросы углекислого газа в объеме 1300 тыс. тонн.

## Энергетическая паспортизация

Наличие документа, в котором описаны параметры теплозащиты здания и каждой из его энергетических систем, с приложением рекомендаций по мерам улучшения энергопоказателей с 2002 года является обязательным для стран, входящих в Евросоюз. В России также продекларирована обязательность составления подобных энергетических паспортов для строящихся зданий, с 2000 года в проекте каждого возводимого объекта присутствует раздел «Энергоэффективность», однако для существующих зданий требование энергетического аудита не являет-

ся обязательным. Тем не менее опыт показывает, что энергетическая паспортизация — важный шаг в направлении снижения потерь потребляемых энергоресурсов.

## Интеллектуальные здания

Желание владельцев больших административных и торговых зданий уменьшить размеры счетов из энергокомпаний заставляет многих из них задуматься об управлении тепло- и энергопотреблением своих объектов. Возможность экономить 10—15% энергии за отопительный период может дать управляемое снижение температуры внутри зданий ночью, в выходные и праздничные дни, однако это — одна из самых простых задач. Специальные средства автоматизации оптимизируют расход

тепла, воды и электричества, одновременно управляя системами вентиляции, освещения и отопления.

«Сегодня яркий солнечный день, и фасад здания, в котором мы находимся (наружное остекление занимает больше 50% площади), нагревается внутри до 25 градусов тепла, даже когда на улице 20 градусов мороза. Притом, что существует автоматика, которая с 10 часов утра постепенно снизила отопление, полностью убрав его с солнечной стороны. Параметры, выведенные на экран компьютера, от датчиков, установленных по периметру здания, показывают — избыточный перегрев был эффективно смягчен, потребление из централизованной тепловой сети нулевое, но, если бы не автоматика, перерасход тепла был бы неизбежен».

Статистика использования автоматизированных систем управления, подобных СОТ, показывает, что расход энергии на теплопотребление снижается в больших зданиях в среднем на 20—30%. Помимо ощутимой экономии, использование подобных систем помогает улучшить микроклимат в помещениях, так как избыток тепла, как и его недостаток, вызывает ощущение дискомфорта. «Человек должен иметь возможность задавать температурные параметры помещений, в которых он находится. Современные технические средства позволяют полностью управлять микроклиматом зданий, передавая информацию с объекта на объект в режиме on-line. При обмене данными используется стандартное программное обеспечение, как для работы в Интернет, и обычные каналы связи (в том числе мобильной). Управлять интеллектуальными системами можно не только в пределах одного города, но также и на более удаленном расстоянии, что открывает путь для их применения в ЖКХ, где они уже понемногу начинают внедряться.

По материалам «Континент Сибирь»



## СПРАВОЧНИК ЭНЕРГЕТИКА

**М.: «КОЛОС». — 2006. — 488 с.**

В задачах, стоящих перед энергетиками России, предусматривается прежде всего широкое внедрение энергосберегающих техники и технологии. В связи с этим важное значение приобретает рационализация энергопотребления, включающая в себя снижение расхода тепловой и электрической энергии и увеличение энерговооруженности промышленности, транспорта и сельского хозяйства. Здесь ведущая роль принадлежит инженерно-техническому персоналу, занимающемуся вопросами распределения и потребления электрической и тепловой энергии на различных объектах.

Особенностью настоящего времени является появление большого количества нового электроэнергетического и теплотехнического оборудования при том, что значительная часть действующего оборудования отработала свой нормативный срок и устарела.

Помощь в решении всех этих вопросов должны оказать материалы настоящего справочника, в который включены необходимые сведения по выбору теплового и электрооборудования. В справочнике учтены запросы специалистов, занимающихся эксплуатацией электротехнических и теплотехнических аппаратов, устройств и систем.

Подготовлен справочник коллективом авторов — сотрудников и преподавателей Московского энергетического института (технического университета) и Тверского государственного технического университета.

Справочник состоит из двух разделов и приложения. В первом разделе (электротехническом) приведены систематизированные сведения по электрооборудованию напряжением до и выше 1 кВ (выключателям, контакторам, силовым и измерительным трансформаторам, разъединителям, конденсаторам, кабелям, низковольтному оборудованию), а также справочные материалы по электрическому освещению. Таблицы параметров современного электрооборудования (силовых выключателей, трансформаторов и кабелей, воздушных линий, конденсаторов и конденсаторных установок, контакторов) приведены в отдельной большой главе раздела.

Во втором разделе рассмотрено энергосиловое и тепломеханическое оборудование. Здесь даны основные сведения по энергетическому топливу, промышленным котельным установкам, типоразмерам и параметрам паровых и водогрейных котлов. Представлены типы нагнетательных машин: насосы, вентиляторы и компрессоры, рассмотрены принципы их работы, характеристики, способы регулирования и расчеты мощности на валу и приводного электродвигателя. Показаны конструкции теплообменных аппаратов и приведены примеры расчета теплообменников разных типов. В отдельной главе приведены сведения об автономных источниках энергоснабжения предприятий. Раздел дополнен большим количеством таблиц с параметрами нового теплоэнергетического и теплотехнического оборудования.

В приложении рассмотрены вопросы энергоаудита на предприятиях промышленности, объектах сельскохозяйственно-го назначения. Здесь рассмотрены цели и задачи, порядок проведения энергоаудита, а также приведены таблицы параметров оборудования для его проведения.

В книге 488 стр., выпущена она в твердом переплете. По вопросам приобретения книги следует обращаться по адресу:

**107996, Москва, Садовая-Спаская, 18, «Колос»,  
тел.: 207-19-45, 207-22-95, 207-21-25, 975-55-27.**

Московский институт энергобезопасности и энергосбережения (телефон (495) 965-37-90, сайт [www.mieen.ru](http://www.mieen.ru)) в декабре 2006 г. и феврале 2007 г. издал следующие книги, рассчитанные на специалистов проектных, электромонтажных и эксплуатационных организаций, которые также могут быть рекомендованы в качестве учебных пособий для студентов энергетических специальностей

## ХАРЕЧКО В. Н., ХАРЕЧКО Ю. В. АВТОМАТИЧЕСКИЕ ВЫКЛЮЧАТЕЛИ

4-е изд. — М.: ПТФ МИЭЭ, 2006. — 155 с.: ил.



В книге изложены требования ГОСТ Р 50345—99 (МЭК 60898—95) к автоматическим выключателям бытового и аналогичного назначения, которые широко применяют в электроустановках зданий для защиты от сверхтока электрических цепей. Рассмотрены конструкция и характеристики автоматических выключателей, приведена их классификация.

В книге представлены данные о номенклатуре выпускаемых автоматических выключателей, приведена информация о дополнительных устройствах, с помощью которых осуществляют управление, контроль и другие операции с автоматическими выключателями.

В отличие от предыдущих изданий книги, в четвертом издании изложены основные требования к использованию автоматических выключателей для защиты от перегрузки и короткого замыкания. Рассмотрены меры защиты от поражения электрическим током и применение автоматических выключателей в составе такой электротехнической меры, как автоматическое отключение питания. Приведены примеры применения автоматических выключателей в электроустановках жилых зданий.

В книге также рассмотрены принцип действия, конструкция и характеристики устройств дифференциального тока, которые в совокупности с автоматическими выключателями образуют управляемые дифференциальным током автоматические выключатели бытового и аналогичного назначения со встроенной защитой от сверхтока (АВДТ).

Книга содержит 13 таблиц, 24 иллюстрации, библиография включает в себя 41 название.

## ХАРЕЧКО В. Н., ХАРЕЧКО Ю. В. УСТРОЙСТВА ЗАЩИТНОГО ОТКЛЮЧЕНИЯ

4-е изд. — М.: ПТФ МИЭЭ, 2006. — 240 с.: ил.



В книге изложены требования стандартов, входящих в состав комплексов ГОСТ Р 51326 (МЭК 61008) и ГОСТ Р 51327 (МЭК 61009), к устройствам защитного отключения бытового и аналогичного назначения без встроенной защиты от сверхтока и со встроенной защитой от сверхтока, рассмотрены принцип действия и конструкция устройств защитного отключения, даны основные характеристики и приведена их классификация.

Представлены данные о номенклатуре выпускаемых устройств защитного отключения, приведена информация о дополнительных устройствах, с помощью которых осуществляют управление, контроль и другие операции с устройствами защитного отключения.

В книге рассмотрены меры защиты от поражения электрическим током и особенности использования устройств защитного отключения в электроустановках зданий в составе электротехнических мер.

В отличие от предыдущих изданий книги, в четвертом издании выполнен анализ требований стандартов комплекса ГОСТ Р 50571 «Электроустановки зданий», Правил устройства электроустановок седьмого издания и рекомендации СП 31 110 по применению устройств защитного отключения в низковольтных электроустановках. Рассмотрены основные принципы применения устройств защитного отключения и приведены примеры их применения в электроустановках жилых зданий.

Книга содержит 10 таблиц, 25 иллюстраций, библиография включает в себя 87 названий.



## ТИПОВАЯ ИНСТРУКЦИЯ ПО ОХРАНЕ ТРУДА ДЛЯ МАШИНИСТОВ КОМПРЕССОРОВ ПЕРЕДВИЖНЫХ С ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕМ

СОГЛАСОВАНА  
постановлением  
Президиума ЦК профсоюза  
работников строительства  
и промышленности  
строительных материалов  
России от 15 декабря  
1994 г. — 19—70

УТВЕРЖДЕНА  
постановлением Госстроя  
России от 13 марта 1995 г.  
№ 18—22

## ТИПОВАЯ ИНСТРУКЦИЯ ПО ОХРАНЕ ТРУДА ДЛЯ МАШИНИСТОВ КОМПРЕССОРОВ ПЕРЕДВИЖНЫХ С ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕМ ТОИ Р-66-37-95 Дата введения 01.07.95

Машинисты компрессоров передвижных с электродвигателем (далее — «машинисты») при производстве работ согласно имеющейся квалификации обязаны выполнять требования безопасности, изложенные в «Типовой инструкции по охране труда для работников строительства, промышленности строительных материалов и жилищно-коммунального хозяйства», настоящей типовой инструкции, разработанной с учетом строительных норм и правил Российской Федерации, «Правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением» Госгортехнадзора России, а также требования инструкций заводов-изготовителей по эксплуатации компрессоров передвижных с электродвигателем (далее — «компрессоров»).

### Требования безопасности перед началом работы

1. Перед началом работы машинист обязан:

а) предъявить руководителю удостоверение о проверке знаний безопасных приемов и методов работ, а также о наличии II квалификационной группы по электробезопасности, получить задание и пройти инструктаж на рабочем месте по специфике выполняемых работ;

б) надеть спецодежду, спецобувь и каску установленного образца, приготовить другие средства индивидуальной защиты.

2. После получения задания у руководителя работ машинист обязан:

а) проверить рабочее место и подходы к нему на соответствие требованиям безопасности и убрать ненужные предметы. В зимнее время площадка, где расположен компрессор, должна быть очищена от снега и льда, а при гололеде — посыпана песком;

б) убедиться в наличии и исправности щитков, ограждающих движущиеся части механизмов компрессора, проверить исправность всех его манометров и предохранительных клапанов;

в) проверить наличие и уровень масла в редукторе и воздушных фильтрах компрессора, а также наличие и исправность защитного заземления.

3. В случае установки компрессора на новом месте после его передислокации машинист обязан:

а) совместно с руководителем работ убедиться в отсутствии опасных производственных факторов на месте установки компрессора (от строящихся зданий,



работающих машин и механизмов, откосов, котлованов и траншей);

б) поставить компрессор на ровной горизонтальной площадке и закрепить его, установив противооткатные башмаки, если машина на колесах; выровнять клиньями, если машина на полозьях;

в) установить коммутирующую аппаратуру (рубильник) и размотать электрокабель. Подсоединять компрессор к сети должен дежурный электромонтер. Запрещается машинисту самостоятельно подключать компрессор к электросети и к очагу заземления;

г) при отсутствии рядом сети заземления забить стержни инвентарного заземляющего устройства;

д) проложить шланги от компрессора к местам производства работ;

е) проверить работоспособность машины на холостом ходу.

4. Эксплуатация компрессора не допускается при следующих нарушениях требований безопасности:

а) неисправностях, указанных в инструкции завода-изготовителя по эксплуатации компрессора, при которых не допускается его применение;

б) несвоевременном проведении очередных испытаний (технического освидетельствования) компрессора и ресивера;

в) неисправности манометров или предохранительных клапанов в пневмосистеме компрессора. Манометры и предохранительные клапаны должны быть своевременно испытаны и опломбированы;

г) недостаточной освещенности рабочего места и подходов к нему;

д) отсутствию или неисправности защитного заземления корпуса компрессора;

е) неисправности вентиля на раздаточной гребенке.

Обнаруженные нарушения требований безопасности и неисправности компрессора должны быть устранены собственными силами, а при невозможности сделать это машинист обязан сообщить о них руководителю работ и ответственному за содержание компрессора в исправном состоянии.

### Требования безопасности во время работы

5. Во время работы компрессора машинист обязан:

а) следить за работой компрессора и показаниями приборов, контролировать исправность работы всех его механизмов;

б) следить за давлением в пневмосистеме компрессора;

и) не допускать в пневмосистеме компрессора давления, величина которого превышает паспортные данные.

6. Машинисту компрессора запрещается:

а) запускать двигатель компрессора при давлении в воздухохборнике выше атмосферного;

б) присоединять шланги непосредственно к магистрали или инструменту без вентиля на магистрали;

в) допускать переламывание шлангов, их запутывание и перекручивание, а также соприкосновение с горячими и масляными поверхностями;

г) направлять струю сжатого воздуха на себя или на работающих;

д) изменять резко давление в пневмосистеме;

е) обслуживать машину, в том числе чистить, регулировать или смазывать отдельные ее части во время работы компрессора;

ж) производить ремонт отдельных механизмов, воздухопроводов или соединений шлангов;

з) оставлять рабочее место при включенном двигателе;

и) подключать компрессор и отсоединять его от сети.

Подключать и отключать электрокабель, а также защитное заземление обязан дежурный электрослесарь.

7. Подключать или отсоединять шланги к воздухохборнику, воздуховоду или пневмоинструменту допускается только при закрытых вентилях на воздухохборнике. Подключать шланги допускается только с применением соответствующих штуцеров и стяжных хомутов. Открывать вентиль на воздухохборнике компрессора следует плавно, без рывков.

8. Ремонтировать компрессор, а также чистить и смазывать его механизмы допускается только после отключения силовой электролинии, остановки компрессора и спуска воздуха из ресивера. На пусковом рубильнике при этом должна быть вывешена табличка «Не включать — работают люди!».

### Требования безопасности в аварийных ситуациях

9. При возникновении неисправностей компрессора его работу следует остановить. Если устранить неисправности собственными силами не представляется возможным, то машинист обязан поставить в известность о случившемся руководителя работ и ответственного за содержание компрессора в исправном состоянии.

Пуск компрессора после аварийной остановки допускается только по разрешению ответственного за содержание компрессора в исправном состоянии.

10. При возгорании горючесмазочных или других материалов машинист обязан немедленно приступить к тушению очагов загорания стационарным углекислотным огнетушителем и другими подручными средствами. При невозможности выполнить это собственными силами машинист обязан вызвать пожарную охрану в установленном порядке и сообщить бригадиру и руководителю работ.

### Требования безопасности по окончании работы

11. По окончании работы машинист компрессора обязан:

а) продуть ресивер, отключить компрессор, закрыть раздаточные краны, выключить электродвигатель, запорить пусковой рубильник на замок;

б) очистить и смазать трущиеся части механизмов, собрать шланги, очистить их от загрязнений и уложить в отведенное для хранения место;

в) сообщить руководителю работ и ответственному за содержание компрессора в исправном состоянии о всех неполадках, возникших во время работы.



**Постановление Правительства Российской Федерации от 31 августа 2006г. № 530  
«Об утверждении Правил функционирования розничных рынков электрической энергии  
в переходный период реформирования электроэнергетики» (продолжение)**

Утверждены  
Постановлением Правительства  
Российской Федерации  
от 31 августа 2006г. № 530

**Правила  
функционирования розничных рынков  
электрической энергии в переходный период  
реформирования электроэнергетики**

49. В случае проведения внеочередного конкурса в период осуществления функций гарантирующего поставщика территориальной сетевой организацией в соответствии с пунктом 51 настоящих Правил статус гарантирующего поставщика не может быть присвоен ранее истечения 6 месяцев с даты присвоения статуса гарантирующего поставщика территориальной сетевой организации и позднее истечения 15 дней с даты подведения итогов конкурса или 7 месяцев с даты присвоения статуса гарантирующего поставщика территориальной сетевой организации (в зависимости от того, что наступит позднее).

В случае если ни одно из обстоятельств, предусмотренных пунктом 48 настоящих Правил, не наступило и в течение одного года с даты возникновения оснований для проведения внеочередного конкурса в зоне деятельности данного гарантирующего поставщика такие основания возникли повторно (или сохранились), а отобранная по результатам внеочередного конкурса организация соответствует требованиям пункта 25 настоящих Правил, внеочередной конкурс повторно не проводится и статус гарантирующего поставщика присваивается такой организации по истечении 15 дней с даты повторного выявления оснований для проведения внеочередного конкурса.

50. Исчисление 3-летнего периода выполнения функций гарантирующего поставщика для отобранной по результатам внеочередного конкурса организации начинается с начала периода регулирования тарифов, следующего за тем периодом, в котором она приступила к их осуществлению.

51. В случае если на дату наступления обстоятельств, предусмотренных пунктом 48 настоящих Правил, внеочередной конкурс не был проведен либо был признан несостоявшимся, статус гарантирующего поставщика присваивается территориальной сетевой организации, на электрических сетях которой располагаются соответствующие точки (группы точек) поставки гарантирующего поставщика на оптовом рынке независимо от ее соответствия требованиям, указанным в пункте 25 настоящих Правил. При наличии более одной территориальной сетевой организации в зоне деятельности гарантирующего поставщика статус гарантирующего поставщика присваивается той сетевой организации, на электрических сетях которой находятся точки (группы точек) поставки на оптовом рынке, в которых приобретает электрическая энергия, предназначенная для подачи в большинство точек поставки на розничном рынке в соответствующей зоне деятельности гарантирующего поставщика.

В технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах статус гарантирующего поставщика в указанных случаях присваивается территориальной сетевой организации, на сетях которой находится большинство точек поставки на розничном рынке в соответствующей зоне деятельности гарантирующего поставщика.

До истечения 4 месяцев с даты присвоения статуса гарантирующего поставщика территориальной сетевой организации уполномоченный орган исполнительной власти субъекта Российской Федерации объявляет и не ранее 30 дней с даты объявления проводит внеочередной конкурс в соответствующей зоне деятельности. Внеочередной конкурс проводится не реже чем каждые 3 месяца, пока не будет определен победитель конкурса или статус гарантирующего поставщика не будет присвоен в соответствии с пунктом 26 настоящих Правил единственному участнику конкурса.

52. Территориальная сетевая организация при получении уведомления от уполномоченного органа исполнительной власти субъекта Российской Федерации о возможном присвоении данной территориальной сетевой организации статуса гарантирующего поставщика обращается в установленном порядке с заявлениями о выдаче лицензии на осуществление деятельности по продаже электрической энергии гражданам, о предоставлении права на участие в торговле электрической энергией (мощностью) на оптовом рынке в отношении соответствующих точек (групп точек) поставки гарантирующего поставщика и об установлении в отношении нее тарифов на электрическую энергию (мощность) на оптовом рынке, а также иных тарифов, необходимых для осуществления ею функций гарантирующего поставщика.

Территориальная сетевая организация, получившая статус гарантирующего поставщика в соответствии с пунктом 51 настоящих Правил, в 3-дневный срок с даты получения такого статуса представляет в федеральный орган исполнительной власти в области регулирования тарифов и лицензирующий орган документы, свидетельствующие о приобретении статуса гарантирующего поставщика.

53. Организация утрачивает статус гарантирующего поставщика с даты присвоения этого статуса в соответствующей зоне деятельности другой организации.

### III. Порядок определения и изменения границ зон деятельности гарантирующих поставщиков

54. Границами зоны деятельности гарантирующего поставщика, определяемого в соответствии с подпунктом «а» пункта 36 настоящих Правил, являются административные границы субъекта (субъектов) Российской Федерации, на территории которого на дату вступления в силу настоящих Правил осуществляет свою деятельность соответствующая организация.

Если в пределах административных границ субъекта Российской Федерации деятельность в качестве гарантирующих поставщиков осуществляют несколько таких организаций, являющихся участниками оптового рынка, разграничение зон деятельности гарантирующих поставщиков производится по их точкам (группам точек) поставки на оптовом рынке.

55. Границами зоны деятельности гарантирующего поставщика, определяемого в соответствии с подпунктами «б», «в» и «г» пункта 36 настоящих Правил и не являющегося участником оптового рынка, являются границы балансовой принадлежности электрических сетей соответствующей энергоснабжающей организации (сетевой организации, хозяйствующего субъекта), к сетям которой присоединены потребители, подлежащие обслуживанию указанным гарантирующим поставщиком. Если электрические сети расположены на территории более чем одного субъекта Российской Федерации, такие зоны деятельности устанавливаются в каждом из соответствующих субъектов Российской Федерации, но не более одной в каждом из субъектов Российской Федерации.

Территории, соответствующие зонам деятельности указанных в настоящем пункте гарантирующих поставщиков, исключаются из зон деятельности гарантирующих поставщиков, определенных в соответствии с подпунктом «а» пункта 36 настоящих Правил.

В случае отказа организации, указанной в подпункте «б» или «в» пункта 36 настоящих Правил, от статуса гарантирующего поставщика в соответствии с пунктом 38 настоящих Правил либо лишения такой организации статуса гарантирующего поставщика в соответствии с пунктом 40 настоящих Правил территория, соответствующая зоне ее деятельности в качестве гарантирующего поставщика, включается в расположенную на территории того же субъекта Российской Федерации зону деятельности гарантирующего поставщика, определенного в соответствии с подпунктом «а» пункта 36 настоящих Правил.

56. Уполномоченные органы исполнительной власти субъектов Российской Федерации (органы исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов, в случаях если такие уполномоченные органы не определены) в течение 45 дней с даты вступления в силу настоящих Правил согласовывают определенные в соответствии с пунктами 54 и 55 настоящих Правил границы зон деятельности гарантирующих поставщиков и в течение 5 дней с даты согласования уведомляют о принятом решении организации, получившие статус гарантирующего поставщика, а также направляют в федеральный орган исполнительной власти в области регулирования тарифов перечень организаций, получивших статус гарантирующего поставщика на территории данного субъекта Российской Федерации, с указанием зон их деятельности, перечень организаций, которые направили заявление об отказе от статуса гарантирующего поставщика, а также перечень организаций, которым отказано в присвоении статуса гарантирующего поставщика с указанием причин такого отказа (в связи с несоответствием предусмотренным пунктом 36 настоящих Правил требо-

# НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

ваниям), и организаций, которые лишены статуса гарантирующего поставщика в соответствии с пунктом 40 настоящих Правил. Указанные сведения учитываются при формировании федерального информационного реестра гарантирующих поставщиков и зон их деятельности, ведение которого осуществляет федеральный орган исполнительной власти в области регулирования тарифов.

57. Уполномоченные органы исполнительной власти субъектов Российской Федерации не позднее 10 дней с даты принятия решения о смене организации, осуществляющей функции гарантирующего поставщика в какой-либо зоне деятельности, или о согласовании изменения границ зон деятельности гарантирующих поставщиков уведомляют об этом федеральный орган исполнительной власти в области регулирования тарифов в целях внесения соответствующих изменений в федеральный информационный реестр гарантирующих поставщиков и зон их деятельности.

58. Границы зоны деятельности гарантирующего поставщика не подлежат изменению в период между проведением очередных конкурсов.

Изменение границ зон деятельности гарантирующих поставщиков допускается по инициативе уполномоченных органов исполнительной власти соответствующих субъектов Российской Федерации или на основании письменных заявлений возможных участников очередного конкурса о готовности обслуживать зоны, отличные от установленных зон деятельности гарантирующих поставщиков.

Указанные заявления могут быть направлены в соответствующий уполномоченный орган исполнительной власти субъекта Российской Федерации не позднее чем за 220 дней до окончания 3-летнего периода осуществления функций гарантирующим поставщиком и должны содержать подтверждение готовности к организации коммерческого учета в соответствии с Правилами оптового рынка электрической энергии (мощности) переходного периода по границам вновь определяемой зоны.

59. В конкурсной документации может предусматриваться изменение границ зон деятельности гарантирующего поставщика (их разделение или объединение) с соблюдением следующих условий:

а) количество обслуживаемых потребителей в каждой из вновь определенных зон деятельности гарантирующих поставщиков составляет не менее 25 процентов количества потребителей, располагающихся на территории данного субъекта Российской Федерации, и объем поставки электрической энергии для снабжения потребителей-граждан и потребителей, финансируемых за счет средств бюджетов различных уровней, в каждой из вновь определенных зон деятельности гарантирующих поставщиков составляет не менее 50 млн. кВт·ч в год;

б) величина бытовой надбавки в любой из вновь определенных зон деятельности гарантирующих поставщиков не превысит величину бытовой надбавки, применяемую в исходных зонах деятельности гарантирующих поставщиков, или в случаях, предусмотренных пунктом 28 настоящих Правил, величину бытовой надбавки, рассчитанную исходя из экономически обоснованного размера необходимой валовой выручки на осуществление деятельности гарантирующих поставщиков в исходных зонах деятельности;

в) все вновь определенные зоны деятельности должны располагаться в пределах исходных зон деятельности гарантирующих поставщиков и охватывать всех лиц, ответственность за обеспечение электрической энергией которых возлагалась на соответствующих гарантирующих поставщиков до изменения границ зон деятельности;

г) ни одна из зон деятельности гарантирующих поставщиков не может пересекаться с зоной деятельности другого гарантирующего поставщика;

д) при проведении разграничения зон деятельности гарантирующих поставщиков учитываются места расположения обособленных подразделений каждого гарантирующего поставщика, необходимых для обслуживания покупателей электрической энергии;

е) каждой из вновь определенных зон деятельности гарантирующих поставщиков должны соответствовать удовлетворяющие требованиям оптового рынка группы точек поставки, в которых электрическая энергия будет приобретаться на оптовом рынке.

60. В случае если предусматривается разделение зоны деятельности гарантирующего поставщика, конкурс проводится одновременно по каждой вновь определенной зоне деятельности. При этом смена гарантирующего поставщика осуществляется при условии определения лиц, которым присваивается статус гарантирующего поставщика по результатам конкурса, в каждой из вновь определенных зон деятельности. Указанные лица приступают к осуществлению функций гарантирующего поставщика одновременно с даты, указанной в решении о присвоении статуса гарантирующего поставщика в последней из вновь определенных зон деятельности.

## **IV. Правила деятельности гарантирующих поставщиков на розничных рынках и правила заключения публичных договоров с гарантирующими поставщиками и их исполнения**

61. Гарантирующий поставщик обязан заключить договор энергоснабжения (договор купли-продажи (поставки) электрической энергии) с любым обратившимся к нему лицом (далее — заявитель) в отношении точек поставки лиц, чьи энергопринимающие устройства находятся в границах зоны его деятельности, а также принять на обслуживание граждан при отсутствии их обращения в случаях, установленных разделом VI настоящих Правил.

Гарантирующий поставщик вправе отказаться от заключения договора энергоснабжения (договора купли-продажи (поставки) электрической энергии) с заявителем в случае:

- отсутствия технологического присоединения в установленном порядке соответствующих энергопринимающих устройств к электрическим сетям;
- нахождения точек поставки на розничном рынке, в отношении которых заявитель намеревается заключить договор, вне зоны деятельности гарантирующего поставщика.

В случае если в точках поставки на розничном рынке, в отношении которых заявитель намеревается заключить договор, не обеспечивается учет электрической энергии и оказанных услуг с использованием приборов учета, отвечающих требованиям, установленным разделом XII настоящих Правил, объем потребленной электрической энергии и оказанных услуг определяется в соответствии с утверждаемыми федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим функции по выработке государственной политики в сфере топливно-энергетического комплекса, правилами коммерческого учета электрической энергии на розничных рынках электрической энергии или с использованием одного из предусмотренных разделом XII настоящих Правил расчетных способов.

В случае отказа от заключения договора энергоснабжения (договора купли-продажи (поставки) электрической энергии) по основаниям, предусмотренным настоящим пунктом, гарантирующий поставщик должен в 5-дневный срок со дня обращения заявителя в письменной форме уведомить его об отказе от заключения договора с указанием причин такого отказа.

62. Договор энергоснабжения (договор купли-продажи (поставки) электрической энергии) заключается в письменной форме, за исключением случаев, предусмотренных пунктом 64 настоящих Правил. Лицо, намеревающееся заключить договор энергоснабжения (договор купли-продажи (поставки) электрической энергии), направляет гарантирующему поставщику заявку о заключении соответствующего договора с указанием планируемого объема потребления электрической энергии (мощности) и приложением документов, подтверждающих выполнение необходимых для его заключения условий: присоединение энергопринимающих устройств потребителя к электрической сети сетевой организации в установленном порядке, обеспечение учета электрической энергии, надлежащее техническое состояние энергопринимающих устройств потребителя, удостоверенное федеральным органом исполнительной власти по государственному энергетическому надзору. Для заключения договора купли-продажи (поставки) электрической энергии с гарантирующим поставщиком энерго-сбытовая организация дополнительно предоставляет гарантирующему поставщику сведения о точках поставки, в которых данная организация собирается приобретать электрическую энергию у гарантирующего поставщика, о приборах учета электрической энергии, которыми оснащены указанные точки поставки, и о местах расположения пунктов приема платежей за электрическую энергию от покупателей электрической энергии данной организации.

В случае если гражданин намеревается заключить в письменной форме договор энергоснабжения (договор купли-продажи электрической энергии) для бытового потребления, он направляет гарантирующему поставщику заявку о заключении соответствующего договора с приложением имеющихся у него на дату направления заявки документов, подтверждающих выполнение необходимых для его заключения условий. В случае если представленных гражданином документов недостаточно для подтверждения выполнения указанных условий или у гражданина отсутствуют соответствующие документы, соблюдение таких условий проверяется гарантирующим поставщиком самостоятельно.

63. В течение 30 дней со дня получения заявки о заключении договора энергоснабжения (договора купли-продажи (поставки) электрической энергии) гарантирующий поставщик обязан ее рассмотреть и направить (передать) заявителю подписанный со своей стороны проект соответствующего договора, а в случае если заявителем представлен проект договора — подписать его или направить ему протокол разногласий.

Заявитель, получивший от гарантирующего поставщика проект договора и не имеющий возражений по его условиям, заполняет договор в части, относящейся к включаемым в договор сведениям о покупателе электрической энергии, и направляет один подписанный экземпляр договора гарантирующему поставщику.

В случае несогласия с условиями, содержащимися в проекте договора или протоколе разногласий, заявитель вправе в свою очередь направить гарантирующему поставщику протокол разногласий.

Гарантирующий поставщик обязан в течение 7 дней со дня получения от заявителя указанного протокола разногласий принять меры по урегулированию разногласий либо в письменной форме уведомить заявителя об отказе во внесении предложенных предложений в проект договора с указанием причин отказа, которые могут быть обжалованы заявителем в суде.

Гарантирующий поставщик, получивший протокол разногласий, но не принявший мер по урегулированию указанных разногласий и не направивший заявителю мотивированный отказ в учете их в проекте договора в установленный срок, обязан возместить понесенные заявителем убытки, вызванные уклонением от заключения договора в соответствии с законодательством Российской Федерации, что не освобождает его от обязанности заключить договор. В таком случае заявитель вправе обратиться в суд с требованием об урегулировании разногласий, возникших при заключении договора, или с требованием о понуждении гарантирующего поставщика заключить договор.

64. Действие договора энергоснабжения с гражданином-потребителем не может ставиться в зависимость от заключения или не заключения договора в письменной форме. Наличие заключенного с гражданином-потребителем договора

# НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

подтверждается документом об оплате гражданином потребленной им электрической энергии, в котором указаны наименование и платежные реквизиты гарантирующего поставщика, осуществляющего энергоснабжение данного потребителя. Договор с гарантирующим поставщиком считается заключенным с даты, соответствующей началу периода, за который гражданином-потребителем произведена первая оплата электрической энергии данному гарантирующему поставщику.

В случае отсутствия первой оплаты электрической энергии гражданином-потребителем гарантирующему поставщику или выявления факта потребления электрической энергии до начала расчетного периода, за который гражданином-потребителем произведена первая оплата, задолженность такого гражданина по оплате потребленной им электрической энергии перед гарантирующим поставщиком исчисляется с даты технологического присоединения его энергопринимающего устройства к электрической сети в зоне деятельности данного гарантирующего поставщика или даты присвоения статуса гарантирующего поставщика соответствующей организации (в зависимости от того, какая дата наступит позднее).

Информация об условиях указанных в настоящем пункте договоров энергоснабжения доводится гарантирующим поставщиком до сведения граждан-потребителей вместе с информацией о реквизитах, необходимых для оплаты электрической энергии, а также предоставляется им по запросу гражданина-потребителя в течение 5 дней с даты поступления такого запроса. При этом могут использоваться условия примерного договора энергоснабжения граждан-потребителей согласно приложению N 5. Плата за предоставление гарантирующим поставщиком указанной информации не взимается.

Обязательства гарантирующего поставщика по поставке электрической энергии по указанному в настоящем пункте договору энергоснабжения прекращаются с даты присвоения статуса гарантирующего поставщика в соответствующей зоне деятельности другой организации, если иное не установлено договором энергоснабжения.

65. Качество электрической энергии, поставляемой по договору энергоснабжения (договору купли-продажи (поставки) электрической энергии), должно соответствовать требованиям технических регламентов и иным обязательным требованиям.

66. В договоре энергоснабжения (договоре купли-продажи (поставки) электрической энергии) в том числе определяются:

- а) порядок согласования договорного объема потребления электрической энергии;
- б) порядок компенсации стоимости отклонений фактического объема потребления электрической энергии от договорного объема потребления;
- в) дата и время начала исполнения обязательств по договору каждой из сторон;
- г) срок исполнения покупателем обязательства по оплате электрической энергии (срок платежа).

67. Договорный объем потребления электрической энергии (мощности) с помесечной детализацией заявляется покупателем (за исключением граждан-потребителей) гарантирующему поставщику не позднее чем за 2 месяца до начала очередного периода регулирования тарифов.

68. Стоимость отклонений фактического объема потребления электрической энергии от договорного объема потребления компенсируется в соответствии с правилами определения стоимости электрической энергии (мощности), предоставляемой на розничном рынке по регулируемым ценам (тарифам), компенсации стоимости отклонений фактических объемов потребления от договорных, а также возмещения расходов в связи с изменением договорного объема потребления электрической энергии, утверждаемыми федеральным органом исполнительной власти в области регулирования тарифов (далее — правила определения стоимости поставки электрической энергии (мощности) на розничном рынке).

69. Исполнение обязательств по договору купли-продажи (поставки) электрической энергии каждой из сторон не может быть начато ранее начала предоставления покупателю услуг по передаче электрической энергии.

70. Если иное не установлено договором энергоснабжения (договором купли-продажи (поставки) электрической энергии), покупатель (за исключением граждан-потребителей и организаций, приобретающих электрическую энергию для целей оказания коммунальных услуг) оплачивают гарантирующему поставщику по тарифу, установленному органом исполнительной власти субъекта Российской Федерации для данной категории потребителей, половину договорного объема потребления электрической энергии и мощности в срок до 15-го числа месяца, в котором осуществляется потребление электрической энергии.

71. В целях надлежащего исполнения обязательств по договору энергоснабжения (договору купли-продажи (поставки) электрической энергии) покупателем должен быть обеспечен учет электрической энергии в соответствии с разделом XII настоящих Правил. В случае если объем фактически потребленной электрической энергии и услуг по ее передаче определяется с использованием приборов учета, в договоре энергоснабжения (договоре купли-продажи (поставки) электрической энергии) определяются:

- а) технические данные используемых для этих целей приборов, в том числе измерительных трансформаторов (включая тип прибора, заводской номер, коэффициент трансформации, начальные показания), и места их расположения;
- б) требования, предъявляемые к условиям эксплуатации и сохранности приборов учета;
- в) порядок и периодичность передачи данных коммерческого учета потребителем;
- г) срок восстановления работоспособности прибора учета в случае его временного выхода из эксплуатации или утраты;

д) условие об обязательности обеспечения периодического (не чаще 1 раза в месяц) доступа уполномоченных представителей гарантирующего поставщика и (или) сетевой организации, к сетям которой присоединены энергопринимающие устройства потребителя и которая является стороной в заключаемом договоре либо представляет интересы гарантирующего поставщика, к приборам учета для цели проверки условий их эксплуатации и сохранности, снятия контрольных показаний.

72. При заключении и исполнении договоров энергоснабжения (договоров купли-продажи (поставки) электрической энергии) потребители, владеющие на праве собственности или ином законном основании энергопринимающим оборудованием, присоединенная мощность которого превышает 750 кВ·А, или обслуживающие их энергосбытовые организации уведомляют гарантирующего поставщика о договорных почасовых объемах потребления электрической энергии в определенных договорами энергоснабжения (договорами купли-продажи (поставки) электрической энергии) порядке и компенсируют стоимость отклонений фактических почасовых объемов потребления от договорных почасовых объемов потребления в соответствии с разделом VII настоящих Правил и правилами определения стоимости электрической энергии (мощности) на розничном рынке. Для целей определения присоединенной мощности энергопринимающего оборудования используется присоединенная мощность энергопринимающего оборудования, находящегося в единых границах балансовой принадлежности.

73. Граждане-потребители и организации, приобретающие электрическую энергию для целей оказания коммунальных услуг, в соответствии с законодательством Российской Федерации и договором энергоснабжения (договором купли-продажи (поставки) электрической энергии) потребляют электрическую энергию в необходимом им количестве.

Расчетным периодом при энергоснабжении таких покупателей электрической энергии является один календарный месяц.

Плата за электрическую энергию и услуги, предоставляемые в соответствии с договором энергоснабжения, вносится указанными покупателями не позднее 10-го числа месяца, следующего за расчетным периодом.

Договором энергоснабжения (договором купли-продажи электрической энергии) с гражданами-потребителями определяется порядок возврата или перечисления по заявлению потребителя (в письменной форме) в адрес гарантирующего поставщика организацией, утратившей статус гарантирующего поставщика, суммы платежей, излишне уплаченных потребителем по договору, обязательства по которому прекращаются.

Гарантирующий поставщик не вправе устанавливать в договорах энергоснабжения с гражданами-потребителями иные по сравнению с указанными в разделе XII настоящих Правил и иных нормативных правовых актах требования к приборам учета в точках присоединения энергопринимающих устройств граждан-потребителей к электрической сети.

74. В случае заключения договора энергоснабжения (договора купли-продажи (поставки) электрической энергии) с потребителем, в отношении которого сетевой организацией приостановлено исполнение обязательств по оказанию услуг по передаче электрической энергии путем введения полного ограничения режима потребления электрической энергии, срок начала исполнения обязательств по продаже электрической энергии определяется не ранее даты устранения обстоятельств, явившихся основанием приостановления исполнения обязательств по оказанию услуг по передаче электрической энергии, и (или) отмены введенного полного ограничения режима потребления.

75. Договор энергоснабжения (договор купли-продажи (поставки) электрической энергии), заключенный на определенный срок, считается продленным на тот же срок и на тех же условиях, если до окончания срока его действия ни одна из сторон не заявит о его прекращении или изменении либо о заключении нового договора. Договоры энергоснабжения (договоры купли-продажи (поставки) электрической энергии), заключенные до вступления в силу настоящих Правил, могут быть продлены при условии приведения их в соответствие с настоящими Правилами.

Если одной из сторон до окончания срока действия договора внесено предложение об изменении или заключении нового договора, то отношения сторон до заключения нового договора регулируются в соответствии с условиями ранее заключенного договора.

76. В договоре энергоснабжения (договоре купли-продажи (поставки) электрической энергии) с гарантирующим поставщиком должно предусматриваться право покупателя, не имеющего перед гарантирующим поставщиком признанной им по акту сверки расчетов или подтвержденной решением суда задолженности по оплате, заключить договор энергоснабжения (договор купли-продажи (поставки) электрической энергии) с энергосбытовой организацией (далее — переход на обслуживание к энергосбытовой организации).

При переходе на обслуживание к энергосбытовой организации покупатель обязан выполнить следующие условия:

- обеспечить своими силами либо силами энергосбытовой организации, с которой потребитель намеревается заключить договор энергоснабжения (договор купли-продажи (поставки) электрической энергии), отдельный учет объемов потребления электрической энергии данным потребителем и любыми прочими потребителями, обслуживаемыми данным гарантирующим поставщиком (энергоснабжающей организацией), в соответствии с разделом XII настоящих Правил;
- возместить убытки гарантирующего поставщика в размере разницы между его необходимой валовой выручкой, рассчитанной на период с даты расторжения договора до окончания текущего периода регулирования тарифов с учетом снижения затрат, связанных с обслуживанием такого потребителя, и выручкой гарантирующего поставщика от прода-

# НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

жи электрической энергии в течение указанного периода без учета такого потребителя по установленным тарифам, но не выше суммы, необходимой для компенсации соответствующей части экономически обоснованных расходов гарантирующего поставщика по поставке электрической энергии населению и иным категориям потребителей, которые не учтены в тарифах, установленных для этих категорий потребителей.

В случае если покупатель электрической энергии заключил договор энергоснабжения (договор купли-продажи (поставки) электрической энергии) с энергосбытовой организацией в отношении всего объема электрической энергии, предусмотренного договором с гарантирующим поставщиком, обязательства по договору с гарантирующим поставщиком считаются прекращенными в связи с невозможностью исполнения с даты вступления в силу указанного договора с энергосбытовой организацией.

77. В договоре энергоснабжения (договоре купли-продажи (поставки) электрической энергии) с гарантирующим поставщиком должно предусматриваться право покупателя перейти на обслуживание к энергосбытовой организации (организации, получившей статус гарантирующего поставщика) в случае лишения продавца статуса гарантирующего поставщика при условии исполнения обязательств по оплате потребленной электрической энергии и предоставленных услуг по договору энергоснабжения (договору купли-продажи (поставки) электрической энергии) в полном объеме.

Покупатель в соответствии с договором энергоснабжения (договором купли-продажи (поставки) электрической энергии) уведомляет продавца о переходе на обслуживание к энергосбытовой организации (организации, получившей статус гарантирующего поставщика) в письменной форме не менее чем за 30 дней до предполагаемой даты вступления в силу договора с иным продавцом электрической энергии. Покупатель, не уведомивший продавца о переходе на обслуживание к энергосбытовой организации (организации, получившей статус гарантирующего поставщика), продолжает нести все предусмотренные договором обязательства.

78. Гарантирующий поставщик вправе в порядке, установленном разделом XIII настоящих Правил, приостановить исполнение обязательств по договору энергоснабжения (договору купли-продажи (поставки) электрической энергии) с покупателем в случае неисполнения покупателем обязательств по оплате приобретенной им электрической энергии и оказанных услуг суммарно за два и более расчетных периода, а если покупателем выступает энергосбытовая организация — в случае нарушения ею двух и более сроков платежа подряд, если соответствующим договором не установлено иное. Приостановление подачи электрической энергии в рамках оказания коммунальной услуги по электроснабжению осуществляется в соответствии с жилищным законодательством Российской Федерации.

79. При выявлении случаев потребления электрической энергии с нарушением установленного договором энергоснабжения (договором купли-продажи (поставки) электрической энергии) и настоящими Правилами порядка учета электрической энергии со стороны покупателя, выразившимся во вмешательстве в работу соответствующего прибора учета или несоблюдении установленных договором сроков извещения об утрате (неисправности) прибора учета, обязанность по обеспечению целостности и сохранности которого возложена на покупателя, а также в иных действиях покупателя, приведших к искажению данных о фактическом объеме потребления электрической энергии (далее — безучетное потребление электрической энергии), гарантирующий поставщик вправе приостановить исполнение обязательств по договору с покупателем в порядке, установленном разделом XIII настоящих Правил.

Приостановление исполнения обязательств по договору энергоснабжения (договору купли-продажи (поставки) электрической энергии) по основаниям, предусмотренным настоящим пунктом, не освобождает покупателя от обязанности оплатить в полном объеме потребленную электрическую энергию.

80. Договоры энергоснабжения (договоры купли-продажи (поставки) электрической энергии) с покупателями, приобретающими электрическую энергию (мощность) одновременно на розничном и на оптовом рынках, должны соответствовать требованиям Правил оптового рынка электрической энергии (мощности) переходного периода в части обеспечения участия таких покупателей в торговле на оптовом рынке.

81. Гарантирующий поставщик приобретает электрическую энергию на оптовом рынке.

Организация, которой статус гарантирующего поставщика присвоен по результатам внеочередного конкурса, или территориальная сетевая организация, которой присвоен этот статус, до даты получения права на участие в торговле электрической энергией (мощностью) на оптовом рынке приобретает электрическую энергию на розничном рынке у энергосбытовой организации, ранее выполнявшей функции гарантирующего поставщика и обладающей правом на участие в торговле электрической энергией (мощностью) на оптовом рынке.

В случаях, предусмотренных разделом X настоящих Правил, гарантирующий поставщик приобретает электрическую энергию (мощность) на розничном рынке у производителей (поставщиков) электрической энергии.

Гарантирующий поставщик также вправе приобретать электрическую энергию (мощность) на розничном рынке у потребителей — участников оптового рынка для иных потребителей, присоединенных к объектам электросетевого хозяйства указанных участников оптового рынка, по цене, не превышающей средневзвешенную стоимость единицы электрической энергии (мощности), приобретаемой гарантирующим поставщиком на оптовом рынке.

Энергоснабжающая (энергосбытовая) организация, получившая статус гарантирующего поставщика в соответствии с подпунктами «б» и «в» пункта 36 настоящих Правил и не обладающая правом на участие в торговле электрической



энергией (мощностью) на оптовом рынке по соответствующим ее зоне деятельности точкам (группам точек) поставки, до получения ею права на участие в торговле электрической энергией (мощностью) на оптовом рынке по этим точкам (группам точек) поставки приобретает электрическую энергию по договорам, заключенным до вступления в силу настоящих Правил, а в случае истечения срока их действия или расторжения в установленном законодательством Российской Федерации порядке — у гарантирующего поставщика — участника оптового рынка, с которым у такой организации граничат зоны деятельности, и (или) у производителей (поставщиков) электрической энергии в соответствии с разделом X настоящих Правил.

Гарантирующие поставщики, зоны деятельности которых расположены в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах и граничат между собой, заключают договоры купли-продажи электрической энергии в объемах, не использованных потребителями в зоне деятельности одного из этих гарантирующих поставщиков и необходимых для снабжения электрической энергией потребителей в зоне деятельности другого гарантирующего поставщика. Покупка (продажа) электрической энергии на розничном рынке указанными гарантирующими поставщиками осуществляется по тарифам, установленным органом исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов.

82. Гарантирующий поставщик в течение 3 рабочих дней с даты заключения с покупателем электрической энергии договора купли-продажи (поставки) электрической энергии (изменения условий ранее заключенного договора), по условиям которого покупатель самостоятельно урегулирует отношения по передаче электрической энергии, а также не позднее чем за 15 рабочих дней до даты прекращения обязательств по договору с покупателем электрической энергии обязан направить соответствующее уведомление с указанием сведений о покупателе электрической энергии, включающих наименование и место нахождения юридического лица (фамилию, имя, отчество и место жительства физического лица), точки поставки, платежные реквизиты:

- собственнику или иному законному владельцу электрической сети, к которой присоединено энергопринимающее устройство покупателя электрической энергии либо лица, для которого он приобретает электрическую энергию;
- территориальной сетевой организации, на которую в соответствии с пунктом 51 настоящих Правил может быть возложено осуществление функций гарантирующего поставщика.

В случае если гарантирующий поставщик после заключения договора купли-продажи (поставки) с покупателем электрической энергии не представил указанную информацию или не обратился в сетевую организацию для заключения договора оказания услуг по передаче электрической энергии в целях исполнения своих обязательств по договору энергоснабжения и приступил к их исполнению, он несет в соответствии с гражданским законодательством Российской Федерации и настоящими Правилами ответственность за пользование услугами по передаче электрической энергии без договора оказания соответствующих услуг. В этом случае сетевая организация вправе взыскать с гарантирующего поставщика стоимость услуг по передаче электрической энергии покупателю, обслуживаемому на основании указанного договора. Объем потребленных таким образом услуг определяется в соответствии с порядком осуществления коммерческого учета, установленным разделом XII настоящих Правил. В указанном случае гарантирующий поставщик также несет ответственность за прекращение предоставления сетевой организацией или иным законным владельцем электрической сети услуг по передаче электрической энергии покупателю электрической энергии в связи с отсутствием у них сведений о наличии заключенного договора энергоснабжения (договора купли-продажи (поставки) электрической энергии) и договора оказания услуг по передаче электрической энергии.

В случае если гарантирующий поставщик не уведомил или несвоевременно уведомил сетевую организацию о расторжении договора купли-продажи (поставки) электрической энергии или договора энергоснабжения и сетевой организацией не получено уведомление о заключении покупателем нового договора купли-продажи (поставки) электрической энергии или договора энергоснабжения:

- сетевая организация продолжает оказывать услуги по передаче электроэнергии до даты получения уведомления гарантирующего поставщика, если иной срок прекращения оказания этих услуг не установлен законодательством Российской Федерации или в уведомлении. При этом гарантирующий поставщик обязан оплатить оказанные сетевой организацией услуги по передаче электрической энергии;
- объем электрической энергии, переданный такому покупателю до момента прекращения оказания этих услуг, не включается в объем рассчитываемых в соответствии с разделом IX настоящих Правил потерь электрической энергии в сетях данной сетевой организации. Объем переданной при этом электрической энергии рассчитывается таким же образом, как если бы договор продолжал действовать.

## **V. Особенности функционирования энергосбытовых организаций и участия организаций сферы жилищно-коммунального хозяйства в торговле электрической энергией на розничных рынках**

83. При переходе на обслуживание к энергосбытовой организации лица, приобретающего электрическую энергию у гарантирующего поставщика (иной энергосбытовой организации), такая энергосбытовая организация урегулирует отношения по купле-продаже электрической энергии с соответствующим гарантирующим поставщиком (энергосбытовой

# НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

организацией) с условием поставки с даты вступления в силу договора энергоснабжения (договора купли-продажи (поставки) электрической энергии) энергосбытовой организации с таким лицом до даты начала покупки ею электрической энергии в соответствующих точках (группах точек) поставки на оптовом рынке или по договору купли-продажи (поставки) электрической энергии на розничном рынке с иной энергосбытовой организацией или производителем (поставщиком) электрической энергии. При этом лицо, реализующее право перехода на обслуживание к энергосбытовой организации, несет риск выбора недобросовестного поставщика электрической энергии и отвечает перед третьими лицами за убытки, возникшие у них в связи с таким выбором, с учетом положений настоящего пункта.

В случаях, указанных в разделе X настоящих Правил, лицо, приобретающее электрическую энергию у гарантирующего поставщика, может перейти на обслуживание к производителю (поставщику) электрической энергии.

84. В целях недопущения нарушения прав и законных интересов сетевой организации и иных участников отношений, связанных с обращением электрической энергии на розничном рынке, лицо, переходящее на обслуживание к энергосбытовой организации, должно удостовериться в наличии у энергосбытовой организации права на распоряжение электрической энергией, которое подтверждается в том числе:

а) наличием у энергосбытовой организации заключенных договоров, обеспечивающих приобретение электрической энергии на оптовом рынке в соответствующих точках (группах точек) поставки;

б) наличием у энергосбытовой организации соответствующего договора с производителем (поставщиком) электрической энергии, заключенного на розничном рынке в соответствии с требованиями раздела X настоящих Правил;

в) наличием у энергосбытовой организации заключенного с иной энергосбытовой организацией (гарантирующим поставщиком) договора купли-продажи (поставки) электрической энергии, предусматривающего условие поставки, указанное в пункте 83 настоящих Правил.

85. Право энергосбытовой организации на распоряжение электрической энергией считается подтвержденным, если указанные в пункте 84 настоящих Правил договоры (в части покупки электрической энергии в соответствующих точках (группах точек) поставки) вступают в силу и начинают исполняться не позднее даты, с которой энергосбытовая организация приступает к исполнению обязательств по продаже электрической энергии соответствующему покупателю.

В случае если покупатель электрической энергии, перешедший на обслуживание к энергосбытовой организации, которая не имеет права на распоряжение соответствующей электрической энергией, не принял предусмотренные настоящим пунктом меры для подтверждения наличия у энергосбытовой организации этого права, такой покупатель несет предусмотренную настоящими Правилами и иными нормативными правовыми актами ответственность за потребление электрической энергии, осуществляемое без заключенного в установленном порядке договора энергоснабжения (договора купли-продажи (поставки) электрической энергии). Сетевая организация, к электрическим сетям которой присоединены энергопринимающие устройства покупателя электрической энергии (обслуживаемых им потребителей), в течение 1 дня с даты, когда ей стало известно о факте такого потребления, направляет покупателю электрической энергии соответствующее уведомление с требованием:

- заключить в течение 30 дней с даты получения уведомления договор с гарантирующим поставщиком либо с энергосбытовой организацией (производителем (поставщиком) электрической энергии), обладающими правом на распоряжение электрической энергией;

- оплатить фактический объем потребления электрической энергии за весь период, в течение которого у покупателя электрической энергии отсутствовал договор с поставщиком электрической энергии, обладающим правом на распоряжение электрической энергией.

В случае невыполнения указанных требований по истечении 30 дней с даты получения уведомления сетевая организация вправе ввести в отношении покупателя ограничение режима потребления электрической энергии в соответствии с разделом XIII настоящих Правил и взыскать стоимость электрической энергии в объеме, потребленном после перехода на обслуживание к энергосбытовой организации без необходимого для этого договора. В этом случае объем принятой покупателем электрической энергии рассчитывается таким же образом, как если бы продолжал действовать договор, по которому покупатель приобрел электрическую энергию до перехода на обслуживание к энергосбытовой организации.

Лицо, переходящее на обслуживание к энергосбытовой организации, вправе требовать у энергосбытовой организации документы, подтверждающие наличие у нее права на распоряжение электрической энергией, а также обратиться за подтверждением наличия у нее этого права к сетевой организации, которая вправе запросить соответствующие сведения у администратора торговой системы оптового рынка либо гарантирующего поставщика.

86. Энергосбытовая организация, не имеющая договора купли-продажи (поставки) электрической энергии с соответствующей сетевой организацией для целей компенсации потерь электрической энергии в ее сетях, покупает электрическую энергию в точках (группах точек) поставки, в каждой из которых осуществляется поставка электрической энергии только обслуживаемым ею покупателям электрической энергии.

В случае если энергосбытовая организация поставляет электрическую энергию сетевой организации (энергоснабжающей организации) для целей компенсации потерь электрической энергии в ее сетях, объем электрической энергии, покупаемой такой энергосбытовой организацией, определяется как разница между объемом электрической энергии, пос-

тупившим в электрическую сеть соответствующей сетевой организации, и объемами электрической энергии, получаемыми потребителями иных субъектов розничного рынка, энергопринимающие устройства которых присоединены к электрическим сетям такой сетевой организации, и переданными в электрические сети других сетевых организаций.

87. Энергосбытовая организация предоставляет сетевой организации сведения об обслуживаемых потребителях, энергопринимающие устройства которых присоединены к сетям такой сетевой организации, а также о заключении, изменении и расторжении договоров энергоснабжения (договоров купли-продажи (поставки) электрической энергии) с такими потребителями и несет ответственность за непредставление таких сведений в соответствии с пунктом 82 настоящих Правил.

88. Собственники жилых помещений в многоквартирном доме, собственники жилых домов, а также наниматели жилых помещений по договорам социального или коммерческого найма жилых помещений потребляют услугу электроснабжения на основании договоров, заключенных в соответствии с жилищным законодательством Российской Федерации.

Собственники жилых помещений в многоквартирном доме, осуществляющие непосредственное управление многоквартирным домом, а также собственники жилых домов вправе приобретать электрическую энергию непосредственно у гарантирующего поставщика (энергосбытовой организации) в соответствии с настоящими Правилами и жилищным законодательством Российской Федерации. При этом определение объемов поставленной электрической энергии осуществляется на границе балансовой принадлежности электрических сетей сетевой организации и внутридомовых электрических сетей.

Порядок распределения между собственниками и нанимателями жилых помещений в многоквартирном доме объема электрической энергии, поставленного на границе балансовой принадлежности электрических сетей сетевой организации и внутридомовых электрических сетей, определяется в соответствии с жилищным законодательством Российской Федерации. Гарантирующий поставщик (энергосбытовая организация) или сетевая организация несут ответственность за надежность энергоснабжения и качество электрической энергии на границе балансовой принадлежности электрических сетей сетевой организации и внутридомовых электрических сетей. Ответственность за надежность энергоснабжения и качество электрической энергии в пределах границ балансовой принадлежности внутридомовых электрических сетей в соответствии с жилищным законодательством Российской Федерации несет лицо, осуществляющее обслуживание внутридомовых инженерных систем.

Владельцы нежилых помещений в многоквартирных домах приобретают электрическую энергию на основании договора энергоснабжения (договора купли-продажи (поставки) электрической энергии), заключенного с гарантирующим поставщиком (энергосбытовой организацией).

89. Исполнитель коммунальных услуг на основании договора энергоснабжения (договора купли-продажи (поставки) электрической энергии) и в соответствии с настоящими Правилами приобретает электрическую энергию у гарантирующего поставщика (энергосбытовой организации) для целей оказания собственникам и нанимателям жилых помещений в многоквартирном доме и собственникам жилых домов коммунальной услуги электроснабжения, использования на общедомовые нужды (освещение и иное обслуживание с использованием электрической энергии межквартирных лестничных площадок, лестниц, лифтов и иного общего имущества в многоквартирном доме), а также для компенсации потерь электроэнергии во внутридомовых электрических сетях. При этом количество приобретаемой исполнителем коммунальных услуг у гарантирующего поставщика (энергосбытовой организации) электрической энергии определяется на границе балансовой принадлежности электрических сетей сетевой организации и внутридомовых электрических сетей.

Потери электроэнергии во внутридомовых электрических сетях определяются исполнителем коммунальных услуг как разность между объемом электрической энергии, приобретенным на границе балансовой принадлежности электрических сетей сетевой организации и внутридомовых электрических сетей, объемом использования электрической энергии на общедомовые нужды и объемом оказанных потребителям коммунальных услуг электроснабжения.

90. Договором энергоснабжения (договором купли-продажи (поставки) электрической энергии), заключенным с исполнителем коммунальных услуг, может предусматриваться право гарантирующего поставщика (энергосбытовой организации) на получение платы за потребленную проживающими в жилых помещениях лицами электрическую энергию непосредственно от собственников и нанимателей соответствующих жилых помещений, а также право на уведомление исполнителя коммунальных услуг о потребителях, которые не исполняют или ненадлежащим образом исполняют обязательства по оплате электрической энергии, и о необходимости введения в отношении таких потребителей ограничения режима потребления электрической энергии.

91. В случае приобретения исполнителями коммунальных услуг электрической энергии у гарантирующего поставщика в целях оказания коммунальной услуги по электроснабжению гражданам-потребителям стоимость электрической энергии определяется в соответствии с положениями раздела VII настоящих Правил, установленными для граждан-потребителей.

92. Исполнители коммунальных услуг при предоставлении коммунальной услуги по электроснабжению применяют положения раздела XII настоящих Правил, если иное не установлено жилищным законодательством Российской Федерации.

Положения пунктов 88—92 настоящих Правил применяются также к иным потребителям, приравненным в соответствии с нормативными правовыми актами в области государственного регулирования тарифов к категории граждан-потребителей.

## РАСЦЕНКИ НА РАЗМЕЩЕНИЕ РЕКЛАМЫ В ЖУРНАЛАХ НП ИД «ПАНОРАМА»

Формат	Размеры, мм	Стоимость, цвет	Стоимость, ч/б
2-я обложка	205x285 — обрезной	30 000	—
3-я обложка		25 000	—
4-я обложка	210x295 — дообрезной	35 000	—
Полоса		20 000	10 000
1/2	102x285/205x142	12 000	6000
1/3	68x285/205x95	8000	4000
1/4	102x142/205x71	6000	3000
1/8	51x142 /102x71	3000	1500
1/16	51x71	1400	700

Все цены указаны в рублях, НДС не облагается (упрощенная система налогообложения).

### СКИДКИ:

- за кратность публикаций — 2—3 (5%), 4—6 (10%), 7—9 (15%), 10 и более (20%)
- рекламным агентствам — 15%.

### УСЛОВИЯ ОПЛАТЫ И РАЗМЕЩЕНИЯ:

- предоплата 100%;
- макет должен соответствовать техническим требованиям, применяемым для публикации материалов в журналах ИД «Панорама».

**ЦЕНА УКАЗЫВАЕТСЯ ПО ПОДПИСНОМУ КАТАЛОГУ.**

Ф. СП-1

АБОНЕМЕНТ на журнал		82717	
(наименование издания)		Индекс издания	
<b>Главный энергетик</b>		Количество комплектов	

на 2007 год по месяцам

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

Куда \_\_\_\_\_ (почтовый индекс) \_\_\_\_\_ (адрес)

Кому \_\_\_\_\_ (фамилия, инициалы)

---

ДОСТАВОЧНАЯ КАРТОЧКА		82717	
на журнал		(индекс издания)	
ПВ	место	ли-тер	

**Главный энергетик**  
(наименование издания)

Стоимость	подписки	руб. коп.	Количество комплектов
	Перед-ресошки	руб. коп.	

на 2007 год по месяцам

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

Куда \_\_\_\_\_ (почтовый индекс) \_\_\_\_\_ (адрес)

Кому \_\_\_\_\_ (фамилия, инициалы)

**ЦЕНА УКАЗЫВАЕТСЯ ПО ПОДПИСНОМУ КАТАЛОГУ.**

Ф. СП-1

АБОНЕМЕНТ на журнал		16579	
(наименование издания)		Индекс издания	
<b>Главный энергетик</b>		Количество комплектов	

на 2007 год по месяцам

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

Куда \_\_\_\_\_ (почтовый индекс) \_\_\_\_\_ (адрес)

Кому \_\_\_\_\_ (фамилия, инициалы)

---

ДОСТАВОЧНАЯ КАРТОЧКА		16579	
на журнал		(индекс издания)	
ПВ	место	ли-тер	

**Главный энергетик**  
(наименование издания)

Стоимость	подписки	руб. коп.	Количество комплектов
	Перед-ресошки	руб. коп.	

на 2007 год по месяцам

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

Куда \_\_\_\_\_ (почтовый индекс) \_\_\_\_\_ (адрес)

Кому \_\_\_\_\_ (фамилия, инициалы)

**ПРОВЕРЬТЕ ПРАВИЛЬНОСТЬ  
ОФОРМЛЕНИЯ АБОНЕМЕНТА!**

На абонементе должен быть проставлен отпечаток кассовой машины.

При оформлении подписки (переездросовки) без кассовой машины на абонементе проставляется отпечаток календарного штемпеля отделения связи. В этом случае абонемент выдается подписчику с квитанцией об оплате стоимости подписки (переездросовки).

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

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

**ПРОВЕРЬТЕ ПРАВИЛЬНОСТЬ  
ОФОРМЛЕНИЯ АБОНЕМЕНТА!**

На абонементе должен быть проставлен отпечаток кассовой машины.

При оформлении подписки (переездросовки) без кассовой машины на абонементе проставляется отпечаток календарного штемпеля отделения связи. В этом случае абонемент выдается подписчику с квитанцией об оплате стоимости подписки (переездросовки).

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

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

# Некоммерческое партнерство Издательский Дом «ПАНОРАМА»

Юр. адрес: 107045, Москва, Печатников пер., д.22 , стр.1  
тел.: (495) 749-51-45

## Образец заполнения платежного поручения

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

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

### Получатель

ИНН 7702558751/КПП 770201001

сч. № 40703810038180133849

Некоммерческое партнерство Издательский Дом «Панорама»

Вернадское ОСБ 7970

### Банк получателя

Сбербанк России ОАО, г. Москва

БИК 044525225

к/сч. № 30101810400000000225

**СЧЕТ № 2Ж7 от 10.04.2007**

Покупатель:

Расчетный счет №:

Адрес:

№№ п/п	Предмет счета (наименование издания)	Кол-во экз.	Цена за 1 экз.	Сумма	НДС, %	Всего
1	Главный энергетик	6	520	3120	Не обл.	3120
<b>ИТОГО:</b>						

### ВСЕГО К ОПЛАТЕ:

Генеральный директор

Главный бухгалтер



*Москаленко*

К.А. Москаленко

*Москаленко*

Л.В. Москаленко

### ВНИМАНИЮ БУХГАЛТЕРИИ!

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

ОПЛАТА ДОСТАВКИ ЖУРНАЛОВ ОСУЩЕСТВЛЯЕТСЯ ИЗДАТЕЛЬСТВОМ.

НДС НЕ ВЗИМАЕТСЯ (УПРОЩЕННАЯ СИСТЕМА НАЛОГООБЛОЖЕНИЯ).

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