



НОВОСТИ

23 декабря определен Днем Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору

Такое решение было принято на заседании Коллегии Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору **4 августа 2006 г.**

История Ростехнадзора берет свое начало от времен Петра I, когда Петром I был утвержден Указ об учреждении Берг-коллегии в 1719 году. После этого стали создаваться структуры по надзору за безопасностью работ в частных рудниках и на заводах. Затем была учреждена Фабричная инспекция, а позднее — особая горнозаводская инспекция.

Константин Борисович Пуликовский, который вел Коллегию, отметил, что выбор даты профессионального праздника — Дня Федераль-

ной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору, может быть сделан между тремя датами. Одна из них — **23 декабря** — определяется датой образования надзорных органов в России. Вторая дата — **20 мая 2004 г.** — день, когда вышел Указ Президента РФ о создании Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору на базе Федеральной службы по технологическому надзору и Федеральной службы по атомному надзору и передаче ей функций в сфере экологического надзора. А третья дата — **30 июля 2004 года** — день подписания Постановления Правительства РФ № 401 «О Федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору». Предпочтение было отдано старейшей дате. Теперь день **23 декабря** будет считаться профессиональным Днем Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору.

Итоги работы Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору за I полугодие 2006 г.

4 августа 2006 г. в Ростехнадзоре под председательством Руководителя службы К.Б. Пуликовского состоялось заседание Коллегии по итогам работы Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору за I полугодие 2006 г.

К.Б. Пуликовским были представлены руководители Межрегиональных территориальных управлений технологического и экологического надзора по семи федеральным округам и структура территориальных органов Службы, созданная с целью оптимизации деятельности территориальных органов в федеральных округах.

На Коллегии были рассмотрены следующие вопросы:

- *Об итогах работы* Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору за I полугодие 2006 года.
- *О законопроектной деятельности*, деятельности в области технического регулирования, о нормативно-правовом и методическом обеспечении Службы.
- *О реализации мероприятий* комплексного Плана работы Ростехнадзора на 2006 год. и исполнительской дисциплине

- *Об итогах работы* ФГУ «ЦЛАТИ». О ходе взимания платы за негативное воздействие на окружающую среду.
- *Об итогах деятельности* балансовых комиссий. О ходе подготовки к осенне-зимнему максимуму 2006–2007 гг. Итоги деятельности Ростехнадзора по подготовке к саммиту «Группы восьми».

Константин Борисович Пуликовский, подводя итоги заседания, отметил, что надзорные и контрольные мероприятия, предусмотренные в первом полугодии 2006 года «Комплексным планом работы Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору на 2006 год» и планами работы территориальных органов на 2006 год, в целом, выполнены.

Коллегия по итогам работы Службы за 9 месяцев будет проведена в первой декаде ноября 2006 г. Также будут проводиться ежемесячные совещания с руководителями Межрегиональных территориальных управлений технологического и экологического надзора по семи федеральным округам, Межрегиональных территориальных округов по надзору за ядерной и радиационной безопасностью, ФГУ «ЦЛАТИ» по федеральным округам с отчетами по итогам работы за каждый месяц.

Подведены итоги деятельности Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору по подготовке к саммиту «Группы восьми»

В 2006 году председателем в «Группе восьми» является Российская Федерация. Россия предложила для «Группы восьми» три основные темы, связанные с энергетической безопасностью, образованием и борьбой с инфекционными заболеваниями. Поскольку первая тема непосредственно касается сферы деятельности Ростехнадзора, Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору внесла в Оргкомитет по подготовке и обеспечению председательства Российской Федерации в «Группе восьми» предложение о проведении ряда мероприятий в рамках «восьмерки». Все предложения были приняты. Распоряжением Правительства Российской Федерации за Ростехнадзором закреплены подготовка, организация и проведение шести мероприятий.

Ростехнадзор, в соответствии с графиком, до Саммита лидеров стран «Группы восьми» провел пять мероприятий из шести запланированных.

На заседании экспертов (30–31 января 2006 г.) были согласованы общие подходы и направления деятельности, которые отражены в принятых на состоявшейся 23–24 марта 2006 г. встрече руководителей органов государственного регулирования экологической и технологической безопасности стран «Группы восьми» «Концептуальном документе» и Резюме председателя.

В них зафиксированы необходимость обмена наилучшим практическим опытом регулирования экологической и технологической безопасности, целесообразность сопоставления национальных приоритетов и программ по минимизации отходов и выбросов и определение общих подходов к управлению экологическими и технологическими рисками, способствующих решению проблем энергетической безопасности, изменения климата и устойчивого развития.

В заседаниях приняли участие руководители органов государственного регулирования, эксперты стран «Группы восьми», представители Европейского Союза, Всемирного банка, Международного энергетического агентства и Программы ООН по окружающей среде (ЮНЕП). С российской стороны участвовали представители Ростехнадзора, МИДа России, Минпромэнерго России, Минэкономразвития России, МПР России, Росгидромета, профильных институтов и организаций.

Основываясь на достигнутых результатах и договоренностях, руководитель Ростехнадзора, возглавлявший российскую делегацию на 14-й сессии Комиссии ООН по устойчивому развитию (11–13 мая, Нью-Йорк, США), выступил с докладом и инициативой об организации «Партнерства по обеспечению экологической и технологической безопасности энергетики», а также провел ряд двусторонних встреч с руководителями делегаций стран «восьмерки» и Европейского союза, которые поддержали это предложение.

Соответствующие документы были направлены Ростехнадзором российскому шерпе и в МИД России.

В период с 28 февраля по 3 марта 2006 г. в Москве проведена конференция МАГАТЭ «Эффективные системы регулирования ядерной безопасностью, проблемы безопасности и сохранности». В работе конференции приняли участие представители руководящего уровня органов регулирования 59 стран-членов МАГАТЭ и семи международных организаций. Конференция была первым в истории международным форумом органов регулирования ядерной и физической безопасности такого уровня, где обсуждались компетенция, ответственность и функции органов регулирования в современных условиях. По результатам Конференции подготовлен итоговый документ, основные положения которого вошли составной частью в итоговые документы Саммита.

1 марта и 24–25 мая 2006 г. были проведены заседания Группы по ядерной и физической безопасности (ГЯБ), в работе которых принимали участие около 40 представителей стран «Группы восьми» и профильных международных организаций. Отчет ГЯБ был одобрен руководством страны и представлен лидерам стран «Группы восьми». И впервые в истории «восьмерки» отчет о работе ГЯБ был принят в качестве отдельного самостоятельного документа Саммита «Группы восьми». Это — объективное признание компетенции Службы. В ноябре Ростехнадзору предстоит еще одно заседание группы, на котором мы передадим председательство в ГЯБ Германии.

На состоявшемся 15–17 июля 2006 года в Санкт-Петербурге Саммите лидеров стран «Группы восьми» принято 16 документов. В документе «Глобальная энергетическая безопасность» нашли отражение результаты мероприятий, проведенных Ростехнадзором, а именно «Глобальная энергетическая безопасность и окружающая среда» и «Глобальная энергетическая безопасность и ядерная энергетика». Как уже упоминалось выше, отчет Группы по ядерной и физической безопасности был утвержден на Саммите в качестве отдельного документа. Подробнее с документами, приня-

тыми на Саммите, можно ознакомиться на официальных сайтах «Группы восьми» и Президента Российской Федерации.

Результаты июльского Саммита в Санкт-Петербурге, подчеркнувшего особую роль «глобальной энергетической безопасности» и задачи, стоящие перед Ростехнадзором по реализации Федерального закона «О техническом регулировании», диктуют необходимость перегруппировки сил в целях активизации взаимодействия с государственными надзорными органами стран восьмерки: Великобритания, Германия, Италия, Канада, США, Франция, Япония.

VII Всероссийский Форум «Системы оценки соответствия на объектах, подконтрольных Федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору»

С 26 по 27 июля 2006 г. в г. Москве в Международной промышленной академии прошел двухдневный VII Всероссийский Форум «Системы оценки соответствия на объектах, подконтрольных Федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору». Проводит Форум Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору.

Открыл работу Форума руководитель Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору К.Б. Пуликовский.

Задачей Форума являлось обсуждение проблем создания и перспектив развития Единой системы оценки соответствия на объектах, подконтрольных Ростехнадзору. В рамках этой Системы станет возможным унифицировать процедуры и упорядочить требования к различным видам оценки соответствия, осуществляемым в области экологической и промышленной безопасности, безопасности гидротехнических сооружений, безопасности в энергетике и строительстве. Также обсуждаются вопросы развития процедур аккредитации и оценки соответствия.

В своем выступлении К.Б. Пуликовский отметил, что задача Ростехнадзора — обеспечить применение единых требований при проведении оценки соответствия объектов, подконтрольных Ростехнадзору, в целях достижения безопасности оборудования и технологий, используемых на этих объектах, и снижения за счет этого аварийности и травматизма. Это также будет способствовать повышению эффективности деятельности предприятий. Применение единого подхода к организации оценок соответствия в

Обмен опытом по развитию законодательства в области технологической безопасности, налаживание и развитие двусторонних и многосторонних диалогов и организация Партнерства по обеспечению экологической и технологической безопасности энергетики между странами-производителями оборудования и энергоресурсов и странами-потребителями энергоресурсов отвечает как конкретным сегодняшним задачам Службы, так и политическим интересам страны.

28 ноября 2006 г. Ростехнадзор проведет в Москве заседание Группы по ядерной и физической безопасности.

любой отрасли экономики наиболее целесообразно с точки зрения обеспечения безопасности. При этом должны быть одинаковые требования ко всем производителям продукции вне зависимости от формы собственности производителя. К.Б. Пуликовский подчеркнул, что должен быть обеспечен баланс между эффективностью производства, являющейся основой повышения уровня ВВП в стране, и соблюдением требований промышленной безопасности. «При этом безопасность должна стоять на первом месте. Например, для многих энергетических систем энергоэффективность стоит на первом месте, а для нас, надзорного органа, — энергобезопасность». К.Б. Пуликовский заметил, что при проведении надзора и контроля, испытаний, экспертных работ также решаются задачи оценки соответствия. Своей целью надзорный орган считает нацеливание и стимулирование собственника на проведение замен устаревшего оборудования и увеличение инвестиций для повышения безопасности производства и производимой продукции. Также необходимо вкладывать средства в организацию системы подготовки специалистов, персонала и работников предприятий. Именно персонал обеспечивает качество продукции, ее безопасность, безопасность производств. Например, в настоящее время не выстроена в должной мере система подготовки краповщиков, электриков. И в подготовке специалистов должны быть заинтересованы сами собственники. Экспертизы промышленной безопасности выявляют проблемы, которые необходимо учитывать при оценках соответствия. К.Б. Пуликовский отметил важность приобретенного опыта в сфере промышленной безопасности, но предстоит многое сделать в области экологической безопасности, энергетической безопасности и безопасности в области строительства, чтобы применять оценки соответствия для повышения безопасности.

На Форуме отмечалось о необходимости достигнуть международного признания Единой системы оценок соответствия на объектах в связи с вхождением России во Всемирную торговую организацию, а также о создании Национальной системы аккредитации предприятий. В настоящее время Россия теряет от 20 до 40 млн. долларов в год из-за того, что отсутствует национальная система аккредитации, производимая отечественная продукция не конкурентоспособна. Поэтому внедрение Единой системы оценок соответствия будет способствовать обеспечению необходимого качества и увеличению продаж отечественной продукции, которой будет сертификат безопасности. К.Б. Пуликовский заметил, что «если нет сертификата безопасности у продукта, это означает, что продукт не соответствует безопасности. А тогда его можно считать продуктом низкого качества.

Значит, он не будет на рынке конкурентоспособным. Вопрос о применении на объектах только качественной продукции является чрезвычайно важным для обеспечения безопасности на потенциально опасных производствах. И Ростехнадзор заинтересован в развитии Единой системы оценок соответствия».

В работе Форума приняли участие представители Торгово-промышленной Палаты Российской Федерации, Российского союза промышленников и предпринимателей, Российской академии наук, Международной промышленной академии, Общероссийской общественной организации «Российское общество по неразрушающему контролю и технической диагностики» (РОНКТД).

По завершению своей работы Форум принял Решение, направленное на совершенствование системы оценки соответствия.

Решение VII Всероссийского Форума Единой системы оценки соответствия на объектах, подконтрольных Ростехнадзору

Заслушав и обсудив доклады руководителя Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору Константина Борисовича Пуликовского и председателя Наблюдательного совета Николая Андреевича Махутова, участники форума отмечают, что **в настоящее время в Единой системе оценки соответствия на объектах, подконтрольных Ростехнадзору (Единая система):**

- **аккредитовано:** 735 экспертных организаций, 270 независимых аттестационно-методических центров, 22 независимых органа по аттестации экспертов, 22 инспекционные организации, 37 независимых органов по аттестации лабораторий неразрушающего контроля, 23 независимых органа по аттестации персонала в области неразрушающего контроля, 2 независимых органа по аттестации средств неразрушающего контроля, 4 независимых органа по аттестации методических документов по неразрушающему контролю;
- **аттестовано:** 2653 лаборатории неразрушающего контроля, более 25000 специалистов в области неразрушающего контроля;
- **осуществляют свою деятельность** 45 территориальных уполномоченных органов.

В работе Форума приняли участие более 260 человек из 162 организаций.

В докладах и выступлениях участников Форума отмечено, что:

- **использование процедуры аккредитации** позволяет обеспечить дополнительный контроль за качеством работ, выполняемых органами оценки соответствия;
- **имеет место недостаточное продвижение идеи аккредитации**, в результате чего на рынке работает большое количество органов оценки соответствия, не прошедших аккредитацию и, таким образом, не в полной мере подтвердивших свою компетентность;
- **необходимо распространить апробированные процедуры подтверждения компетентности** в Единой системе на органы оценки соответствия в области экологической безопасности, безопасности в энергетике и строительстве.

Участниками Форума принято решение считать основными направлениями своей деятельности:

1. Повышение качества работ по оценке соответствия, проводимых различными участниками Единой системы.
2. Обеспечение реализации Программы создания Единой системы оценки соответствия на объектах, подконтрольных Федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору, утвержденной руководителем Ростехнадзора К.Б. Пуликовским 31.03.2006.
3. Международное признание Единой системы.

Материалы рубрики предоставлены Пресс-службой Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору.

Организационная структура центрального аппарата Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору

РУКОВОДИТЕЛЬ
Федеральной службы по экологическому, технологическому
и атомному надзору

Константин Борисович Пуликовский,
Руководитель

Заместители Руководителя Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору

Николай Георгиевич Кутын

Константин Леонтьевич Чайка

Помощник Руководителя Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору

Сергей Михайлович Здориков

Советники Руководителя Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору

Иван Вячеславович Лопатин

Андрей Сергеевич Пешков

Николай Никитович Юрасов

**УПРАВЛЕНИЕ
делами**

Юрий Васильевич Пивоваров,
Начальник Управления

**УПРАВЛЕНИЕ
организационно-правового
обеспечения регулирующей
деятельности**

Виктор Владимирович Кочемасов,
Начальник Управления

**УПРАВЛЕНИЕ
международного сотрудничества**

Александр Александрович Хамаза,
Начальник Управления

**Финансово-экономическое
УПРАВЛЕНИЕ**

Алексей Вячеславович Аверьянов,
Начальник Управления

**Контрольное
УПРАВЛЕНИЕ**

Владимир Иванович Козырь,
Начальник Управления

**УПРАВЛЕНИЕ
по регулированию безопасности
атомных станций**

Михаил Иванович Мирошниченко,
Начальник Управления

**УПРАВЛЕНИЕ
по регулированию безопасности объектов
ядерного топливного цикла, надзору за учетом и
контролем ядерных материалов и радиоактивных
веществ и физической защитой**

Валерий Сергеевич Беззубцев,
Начальник Управления

**УПРАВЛЕНИЕ
по регулированию безопасности исследова-
тельских ядерных установок, ядерных энергетических
установок судов и радиационно опасных объектов**

Игорь Михайлович Плужников,
Начальник Управления

**УПРАВЛЕНИЕ
государственного
строительного надзора**

Владимир Семенович Котельников,
Начальник Управления

**УПРАВЛЕНИЕ
государственного энергетического
надзора**

Василий Иванович Поливанов,
Начальник Управления

**УПРАВЛЕНИЕ
по надзору за объектами нефте-газодобычи,
переработки и магистрального
трубопроводного транспорта**

Борис Адольфович Красных,
Начальник Управления

**УПРАВЛЕНИЕ
по надзору за специальными
и химически опасными
производственными объектами**

Григорий Максимович Селезнев,
Начальник Управления

**УПРАВЛЕНИЕ
государственного горного
и металлургического надзора**

Шамсудин Махмудович Тугуз,
Начальник Управления

**УПРАВЛЕНИЕ
государственного экологического
надзора**

Василий Васильевич Лещенко,
Начальник Управления

**УПРАВЛЕНИЕ
по вопросам государственной
службы, кадровой политики
и защиты государственной тайны**

Сергей Пантелеевич Карпенко,
Начальник Управления



ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ НАДЗОР

О ходе подготовки к зиме 2006 – 2007 годов (по материалам заседания Коллегии Ростехнадзора 4 августа 2006 г.)

Контроль за подготовкой энергоснабжающих организаций к работе в осенне-зимний период и его прохождением возложен на Управление Государственного энергетического надзора.

В соответствии с установленным порядком, Управление, начиная с июня, проводит анализ и до 10 числа каждого месяца представляет в Администрацию Президента Российской Федерации информацию о положении дел в регионах по вопросам подготовки организаций к зиме.

В течение июня-июля территориальные органы Службы проводили обследования электросетевых организаций, электростанций, отопительных и отопительно-производственных котельных. При работе инспекторов проводилось техническое диагностирование.

В ходе проведенных территориальными органами Службы проверок, было выявлено почти 40 тыс. нарушений норм и правил безопасности при ремонте энергетического оборудования, при этом привлечены к ответственности 965 должностных лиц.

По причине грубых нарушений правил промышленной безопасности при проведении ремонта приостанавливались работы на котлах и сосудах, работающих под давлением.

Наибольшее число нарушений выявлено инспекторским составом Уральского, Сибирского и Приволжского округах. Доложенные факты приостановки эксплуатации свидетельствуют скорее о более ответственном и строгом подходе государственных инспекторов этих регионов к вопросам надзора, чем о высоком уровне и культуре эксплуатации в других.

Руководителям Межрегиональных территориальных управлений указанных федеральных округов, а так же управлений соответствующих субъектов Российской Федерации необходимо взять под жесткий контроль устранение энергоснабжающими организациями выявленных недостатков, которые могут существенно повлиять на степень готовности объектов к предстоящему отопительному сезону.

Только за июнь 2006 г. имело место более 180 нарушений электроснабжения населения и социально значимых объектов. Больше всего перерывов в электроснабжении произошло в Южном федеральном округе (130).

Вызывает тревогу тот факт, что основными причинами отключений, наряду с неблагоприятными погодными условиями, явились неудовлетворительное состояние электрооборудования и сетей, а также ошибочные действия электротехнического персонала.

Анализ результатов проверки организаций позволяет сделать вывод, что в некоторых регионах не в полной мере уделяется внимание со стороны хозяйствующих субъектов проблеме подготовки к предстоящему отопительному сезону.

25 июля Министерством регионального развития с участием Управления государственного энергетического надзора Федеральной службы проведено Всероссийское селекторное совещание, которое поставило задачу руководителям на местах – войти в графики ремонтов и обеспечить удовлетворительную подготовку к зиме с целью недопущения повторения ситуаций, имевших место в прошедшую зиму в Томилино, Радужном, Хасавюрте, Черемхово и др. населенных пунктах, где сотни тысяч людей получали тепло- и электроэнергию с большими проблемами.

Федеральным законом вопросы осенне-зимней подготовки отнесены к компетенции местных органов самоуправления, поэтому территориальным органам Ростехнадзора необходимо активизировать взаимодействие с местными органами власти, главами муниципальных образований, полномочными представителями Президента Российской Федерации в субъектах Российской Федерации по вопросам качественной подготовки энергоснабжающих организаций к предстоящей зиме и устранению выявленных в ходе проверок Ростехнадзором недостатков.

В условиях организации совместной работы в подготовке к зиме 2006–2007 гг. управлениям Ростехнадзора необходимо:

- **безотлагательное информирование** органов управления и администрации областей, краев и муниципальных образований о выявленных персоналом Ростехнадзора недостатках при подготовке к зиме;

- *представителям Ростехнадзора* принимать участие в работе штабов организованных администрациями территорий, а также в работе комиссий по проверке готовности предприятий к работе в осенне-зимний период;
- *обращать особое внимание* на обученность персонала и проведение с ним тренировок по зимней тематике, в т.ч. и по взаимодействию с персоналом смежных предприятий (водоканал, электрические сети, топливоснабжающие организации).

Организация и ход работы подготовки к зиме электротехнического оборудования была признана удовлетворительной. Меньшими темпами идет работа по теплоэнергетическому оборудованию.

Наибольшую тревогу вызывают темпы работ в Северо-Западном, Южном, Сибирском и Дальневосточном федеральных округах.

Для исполнения поручения Правительства РФ обеспечить завершение проверки готовности объектов жилищно-коммунального хозяйства, а также электростанций ОАО РАО «ЕЭС России» и других объектов энергетики к работе в осенне-зимний период 2006–2007 гг. до 15.11.2006 г.

Управление государственного энергетического надзора в ближайшее время подготовит и направит в территориальные направления письмо с рекомендациями по усилению надзора за ходом подготовки подконтрольных предприятий и организаций к зиме.

ИНФОРМАЦИЯ

Специалистами Управления Государственного энергетического надзора Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору подготовлены ПРОЕКТЫ Руководящих документов:

- ✓ **«Положение об организации и осуществлении контроля за системой оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике»;**
- ✓ **«Инструкция о порядке допуска в эксплуатацию новых и реконструированных энергоустановок».**

Полные тексты проектов Руководящих документов представлены в рубрике «Законодательные акты и нормативные документы» (см. стр. 97–111) этого номера.

УВАЖАЕМЫЕ ЧИТАТЕЛИ!

**Просим вас принять активное участие в обсуждении
этих документов**

☛ **Свои отзывы, замечания и предложения просим направлять:**

по адресу:

123056, г. Москва, ул. Красина, д. 27, стр. 1, Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору, Управление государственного энергетического надзора;

по e-mail: rostekhnadzor@list.ru

Государственный надзор и контроль в сфере безопасности тепловых установок и тепловых сетей

*(материал подготовлен специалистами
Московского межрегионального территориального управления
технологического и экологического надзора Ростехнадзора)*

Одной из задач Управления по технологическому и экологическому надзору — территориального органа Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору — Государственный надзор и контроль в сфере безопасности тепловых установок и сетей (кроме бытовых).

Часть 2. Тепловые установки и тепловые сети

Надзор за техническим состоянием и безопасной эксплуатацией тепловых установок и тепловых сетей в территориальном управлении Ростехнадзора по г. Москве осуществляет отдел по надзору за тепловыми установками и тепловыми сетями потребителей.

К сфере деятельности отдела относится:

1. Государственный надзор за техническим состоянием и безопасностью тепловых сетей и теплопотребляющих энергоустановок: тепловых пунктов, систем отопления, вентиляции, кондиционирования воздуха, горячего водоснабжения, технологических энергоустановок.

2. Государственный надзор за выполнением Правил технической эксплуатации тепловых энергоустановок, Правил техники безопасности при эксплуатации теплопотребляющих установок и тепловых сетей потребителей, строительных норм и правил в части, касающейся сферы деятельности отдела, других нормативно-технических документов по устройству и безопасной эксплуатации поднадзорного оборудования и объектов, а также за выполнение технических регламентов в части вопросов, входящих в сферу деятельности отдела.

3. Допуск в эксплуатацию новых и реконструируемых теплоустановок и тепловых сетей.

Основными функциями отдела по надзору за тепловыми установками и тепловыми сетями потребителей являются:

Отдел в предусмотренной для него сфере деятельности осуществляет в установленном порядке следующие функции:

1. Организует и проводит проверки (инспекции) и иные мероприятия по надзору и контролю за соблюдением юридическими лицами и индивидуальными предпринимателями-владельцами тепловых установок и тепловых сетей, организациями, осуществляющими эксплуатацию тепловых установок и тепловых сетей законодательства РФ, нормативно-правовых актов, норм и правил устройства и эксплуатации тепловых сетей и тепловых установок, в том числе:

- за техническим состоянием и проведением мероприятий, обеспечивающих безопасность и надежность тепловых сетей и тепловых установок потребителей (государственный энергетический надзор);
- за соблюдением требований безопасности. Требования к устройству и эксплуатации тепловых сетей и тепловых установок при их вводе в эксплуатацию;
- за соблюдением установленных правилами требований к персоналу, эксплуатирующему тепловые сети и тепловые установки, его подготовке, периодичности и порядку проверки знаний норм и правил;

- *за своевременным проведением* технических освидетельствований тепловых сетей и тепловых установок;
- *осуществляет проверку* соответствия существующих схем теплоснабжения подконтрольных объектов установленным категориям надежности теплоснабжения;
- *за устранением нарушений*, выявленных в ходе проверок.

2. Организует и проводит проверки (инспекции) и иные мероприятия по надзору и контролю за соблюдением юридическими лицами и индивидуальными предпринимателями-владельцами тепловых сетей и тепловых установок; организациями, осуществляющими эксплуатацию тепловых сетей и тепловых установок законодательства Российской Федерации, нормативно-правовых актов, норм и правил устройства и эксплуатации тепловых сетей и тепловых установок, в том числе:

3. Осуществляет разрешительную деятельность, в том числе допуск в эксплуатацию новых и реконструированных тепловых сетей и тепловых установок потребителей.

4. Взаимодействует с органами по сертификации продукции, процессов производства, эксплуатации, работ, услуг, относящихся к сфере деятельности Управления, получает от них и анализирует информацию о продукции, поступившей на сертификацию, но не прошедшей ее.

5. Участвует в пределах сферы деятельности отдела в расследовании обстоятельств и причин аварий, инцидентов на теплоустановках и тепловых сетях, на поднадзорных объектах и несчастных случаев, связанных с эксплуатацией тепловых сетей и тепловых установок.

6. Участвует в работе комиссий, создаваемых Управлением по проверке знаний норм и правил эксплуатации тепловых установок и тепловых сетей.

7. Ведет делопроизводство по административным правонарушениям в пределах компетенции органа государственного энергетического надзора в соответствии с Кодексом Российской Федерации об административных правонарушениях.

8. Участвует в комплексных проверках энергоустановок потребителей.

9. Обобщает результаты проверок тепловых установок и тепловых сетей, расследования аварий, инцидентов с тепловыми установками и тепловыми сетями на поднадзорных объектах. Разрабатывает мероприятия, направленные на повышение безопасности и надежности поднадзорного оборудования.

10. Осуществляет контроль за соблюдением лицензиатом лицензионных требований и условий.

Отдел для осуществления своих задач и функций имеет право:

В случаях и в порядке, установленном законодательством Российской Федерации:

- *Давать юридическим лицам*, независимо от формы собственности и ведомственной принадлежности, индивидуальным предпринимателям и физическим лицам обязательные для исполнения предписания об устранении нарушений обязательных требований, содержащихся в нормативных правовых актах, нормах и правилах в части эксплуатации и технического состояния тепловых установок и тепловых сетей.
- *Беспрепятственного доступа* в служебное время при предъявлении служебного удостоверения, а при необходимости и документов, определяемых степенью режимности объектов, к тепловым установкам и тепловым сетям потребителей.
- *Запрашивать и получать в установленном порядке сведения*, необходимые для принятия решений по вопросам, относящимся к сфере деятельности отдела, в том числе требовать предъявление декларации о соответствии или сертификата соответствия, подтверждающих соответствие продукции, процессов производства, эксплуатации, работ и услуг требованиям технических регламентов и российских стандартов.
- *Проводить в пределах компетенции Управления необходимые расследования*. По поручению руководителей Управления организовать проведение экспертиз, заказывать проведение исследований, испытаний, измерений, анализов и оценок по вопросам осуществления надзора и контроля в установленной сфере деятельности отдела.
- *Давать разъяснения юридическим и физическим лицам* по вопросам, отнесенным к компетенции отдела.
- *Оформлять протоколы об административных правонарушениях*, предусмотренные ст. 7.19, 9.9–9.12, 17.7, 17.9, 19.5, 19.6, 27.16. Кодекса Российской Федерации об административных правонарушениях. Рассматривать дела об административных правонарушениях и применять по ним административные наказания или направлять в судебные и правоохранительные органы материалы о привлечении к ответственности лиц, виновных в нарушении обязательных требований, содержащихся в нормативных правовых актах, нормах и правилах, в пределах компетенции Управления.

- В порядке и в случаях, установленных законодательством Российской Федерации, *применять меры ограничительного, предупредительного и профилактического характера*, направленные на недопущение и (или) пресечение нарушений юридическими и должностными лицами обязательных требований в части эксплуатации и технического состояния тепловых установок и тепловых сетей потребителей, а также меры по ликвидации последствий указанных нарушений.
- *Вносить* в установленном в Управлении порядке *предложения о приостановлении действия лицензий организаций*, нарушающих требования норм и правил эксплуатации тепловых установок и тепловых сетей.

Основные положения по порядку допуска в эксплуатацию тепловых энергоустановок

Допуск в эксплуатацию энергоустановок включает проверку государственным инспектором соответствия проекту, Нормам, правилам и другой нормативно-технической документации смонтированных энергоустановок, выполнения требований нормативно-технических документов при их монтаже и наладке, а также условий для последующей надежной и безопасной эксплуатации энергоустановок.

1. Допуску в эксплуатацию подлежат новые и реконструированные энергоустановки (раздел 2.4 «Правил технической эксплуатации тепловых энергоустановок», далее Правил, «Положение о порядке допуска в эксплуатацию электрических и тепловых энергоустановок по городу Москве», далее — Положение) (в т. ч. субабонентов и арендаторов), в которых в результате проведения работ с заменой оборудования, по заранее выполненному проекту, изменяются основные технические характеристики (мощность, производительность), схемы присоединений, а также тепловые энергоустановки предприятий, организаций, индивидуальных предпринимателей при необходимости заключения (перезаключения) ими договоров теплоснабжения.

2. Допуск в эксплуатацию энергоустановок оформляется актом допуска в эксплуатацию тепловых установок и тепловых сетей потребителей (далее — акт допуска).

Акт допуска в эксплуатацию тепловых установок и тепловых сетей потребителя является основным документом, удостоверяющим возможность выработки, передачи, приема тепловой энергии, и служит основанием для последующего заключения договора теплоснабжения и ее включения или присоединения к тепловым сетям организаций или организации-владельца (для подключения субабонентов и арендаторов) этих сетей (энергоустановок).

3. Акт допуска в эксплуатацию котельных мощностью 10 Гкал/ч и выше, тепловые сети организаций, производящих энергию, может не оформляться при условии участия представителя Управления в приемочной комиссии.

Акт комиссии, подписанный представителем Управления, является основанием для допуска энергоустановки в эксплуатацию.

4. Все вновь смонтированные и реконструируемые тепловые энергоустановки должны быть выполнены по проекту, согласованному в части учета энергоснабжающей организацией и рассмотренному Управлением на соответствие действующей нормативно-технической документации, утвержденной в установленном порядке.

В организациях-потребителях тепловой энергии должен быть назначен приказом и в порядке, установленном Правилами, ответственный за исправное состояние и безопасную эксплуатацию тепловых энергоустановок (ответственный за тепловое хозяйство) и его заместитель.

5. По просьбе владельца (заказчика) энергоустановки государственный инспектор Управления может осуществлять проверку правильности выполнения монтажных работ и пуско-наладочных испытаний (которые выполняются в сроки не более 6-ти месяцев до проверки энергоустановки) **и выдавать предписания** об устранении выявленных нарушений и отступлений от существующих норм и правил до предъявления энергоустановки к допуску в эксплуатацию¹.

¹ Положение о порядке допуска в эксплуатацию электрических и тепловых энергоустановок по г. Москве от 05.08.05 (далее — Положение), п. 2.5.

6. Если смонтированные энергоустановки потребителя тепловой энергии передаются в собственность и (или) обслуживание другой организации, **техническую приемку их от монтажной и наладочной организации потребитель проводит совместно** с представителем этой организации².

7. После приемки энергоустановки рабочей комиссией (оформление приемо-сдаточных актов на выполненные работы) или, при необходимости, заключения (перезаключения) договоров теплоснабжения, ее собственник (субабонент, арендатор тепловых энергоустановок) или индивидуальный предприниматель подает в Управление **письменное заявление о готовности тепловой энергоустановки к допуску в эксплуатацию с представлением документации**, в части, его касающейся³.

Собственник тепловых энергоустановок, а в случаях, определенных Правилами, и эксплуатирующие организации должны предъявить в процессе обследования:

- технические условия на присоединение тепловых энергоустановок, справку о выполнении технических условий;
- проект, согласованный в установленном порядке;
- исполнительную схему трубопроводов и запорной арматуры с ее нумерацией и спецификацией оборудования;
- акты на промывку котлов, системы отопления, горячего водоснабжения и тепловых сетей; испытаний на прочность и плотность узла управления, теплового ввода, систем теплопотребления и теплогенерирующих энергоустановок;
- акты об установке регулирующих устройств (сопел, ограничивающих шайб) в системе теплоснабжения;
- акты приемки рабочей комиссией или приемо-сдаточный акт между монтажными организациями и заказчиком;
- акт готовности в постоянную (временную) эксплуатацию;
- техническое задание по обеспечению безопасности и надежности тепловых энергоустановок;
- акт разграничения балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности сторон;
- акты Госгортехнадзора о допуске в эксплуатацию оборудования, на которое распространяются требования Госгортехнадзора России;
- акт допуска в эксплуатацию электроустановок;
- акт комплексного опробывания тепловой энергоустановки;
- приказ о назначении ответственного за исправное состояние и безопасную эксплуатацию тепловых энергоустановок.

8. **Представленная документация рассматривается в Управлении:** в случае предварительно рассмотренного проекта — в течение 3 рабочих дней, без предварительного рассмотрения проекта — 5 рабочих дней. По результатам рассмотрения заявителю сообщаются мотивированные замечания по качеству и объему представленных материалов, обоснованные конкретными требованиями действующей нормативно-технической документации, а также согласовывается дата технического осмотра энергоустановки⁴.

9. **Технический осмотр энергоустановки проводится государственным инспектором Управления с участием представителя ее собственника** (ответственного за тепловое хозяйство) с привлечением, при необходимости, персонала монтажных и наладочных организаций⁵.

Теплопотребляющие установки с проектной тепловой нагрузкой выше 0,1 Гкал/час осматриваются в полном объеме, теплопотребляющие установки с проектной тепловой нагрузкой до 0,1 Гкал/час могут осматриваться выборочно⁶.

10. После проверки представленной документации и технического осмотра тепловой энергоустановки государственным инспектором Управления оформляется акт допуска ее в эксплуатацию. Акт допуска оформляется в двух (при необходимости в трех экземплярах), один из которых после утверждения передается владельцу энергоустановки.

² П. 2.6. Положения.

³ П. 2.7. Положения.

⁴ П. 2.8. Положения.

⁵ П. 2.10. Положения.

⁶ П. 2.11. Положения.

Акт допуска утверждается руководителем Управления или по его письменному распоряжению другими должностными лицами Управления в течение 3 рабочих дней после технического осмотра энергоустановки⁷.

11. В случае обнаружения отступлений от проектной документации, выявления нарушений при монтаже и наладке действующих нормативно-технических документов, государственный инспектор Управления составляет акт-предписание с исчерпывающим перечнем недостатков и дефектов на момент проверки.

Указания на соответствующие недостатки и дефекты должны содержать ссылки на конкретные положения нормативно-технических документов, которые нарушены⁸.

После устранения недостатков и дефектов, о чем письменно извещается Управление, энергоустановка предъявляется к повторному осмотру⁹.

12. В случае приостановления работы энергоустановки на 6 месяцев и более (отключение за неудовлетворительное техническое состояние, за неуплату потребления энергии, сезонный характер работы и т.д.) перед включением производится ее допуск в эксплуатацию как вновь вводимой или реконструируемой¹⁰.

13. В случае смены собственника энергоустановки новый собственник обращается в Управление для получения акта допуска в эксплуатацию своих энергоустановок с предоставлением полного комплекта документов. При отсутствии у нового владельца проекта энергоустановки представляется ее исполнительная документация, согласованная в части учета с энергоснабжающей организацией¹¹.

14. Срок действия акта допуска в эксплуатацию устанавливается равным 3 месяца. Если в течение указанного срока энергоустановка не будет подключена к сети, ее допуск в эксплуатацию должен осуществляться повторно.

По обоюдной договоренности потребителя и теплоснабжающей организации допускается переносить сроки подачи теплоносителя на согласованный срок. Повторного допуска при этом не требуется¹².

Включение энергоустановки в работу

1. Включение энергоустановки в работу по проектной схеме для пуско-наладочных работ и опробования технологического оборудования проводится после ее временного допуска в эксплуатацию Управлением. **Срок действия временного акта допуска в эксплуатацию устанавливается руководителем или по их поручению другими должностными лицами Управления,** исходя из режимов и графиков наладки и обкатки энергоустановок и оборудования, которые регламентируются заказчиком (пользователем энергоустановки) по письменному согласованию с Управлением.

Эксплуатацию тепловых энергоустановок организаций должен осуществлять подготовленный теплоэнергетический персонал.

Обязанности и ответственность должностных лиц предприятия по организации эксплуатации тепловых установок и тепловых сетей (тепловых энергоустановок)

Физическое или юридическое лицо (далее — собственник), владеющее на принадлежащем ему праве собственности или ином законном основании тепловыми установками и тепловыми сетями (тепловыми энергоустановками) и осуществляющее эксплуатацию тепловых энергоустановок, должно иметь подготовленный персонал для эксплуатации указанных устройств и сооружений, прошедший подготовку и аттестацию (проверку знаний) в установленном порядке, а также собственником должно быть назначено лицо, ответственное за тепловое хозяйство¹³.

⁷ П. 2.11. Положения.

⁸ П. 2.12. Положения.

⁹ П. 2.12. Положения.

¹⁰ П. 2.13. Положения.

¹¹ П. 2.14. Положения.

¹² П. 2.15. Положения.

¹³ П. 23 Правил подключения объекта капитального строительства к сетям инженерно-технического обеспечения.

Эксплуатацию тепловых энергоустановок организаций должен осуществлять подготовленный теплоэнергетический персонал.

В зависимости от объема и сложности работ по эксплуатации тепловых энергоустановок в организации создается энергослужба, укомплектованная соответствующим по квалификации теплоэнергетическим персоналом. Допускается проводить эксплуатацию тепловых энергоустановок специализированной организацией (п. 2.1.1 ПТЭ ТЭ).

Для непосредственного выполнения функций по эксплуатации тепловых энергоустановок руководитель организации назначает ответственного за исправное состояние и безопасную эксплуатацию тепловых энергоустановок организации и его заместителя из числа управленческого персонала или специалистов, со специальным теплоэнергетическим образованием, после проверки знаний настоящих Правил, правил техники безопасности и инструкций (п. 2.2.2 ПТЭ ТЭ).

При потреблении тепловой энергии только для отопления, вентиляции и горячего водоснабжения ответственность за исправное состояние и безопасную эксплуатацию тепловых энергоустановок может быть возложена на работника из числа управленческого персонала и специалиста, не имеющего специального теплоэнергетического образования, но прошедшего обучение и проверку знаний в порядке, установленном настоящими Правилами (п. 2.2.3 ПТЭ ТЭ).

Обязанности руководителя организации

Руководитель организации обязан обеспечить (п. 2.2.1 ПТЭ ТЭ):

- *содержание тепловых энергоустановок в работоспособном состоянии* и их эксплуатацию в соответствии с требованиями настоящих Правил, требований безопасности и охраны труда, соблюдение требований промышленной и пожарной безопасности в процессе эксплуатации оборудования и сооружений, а также других нормативно-технических документов;
- *своевременное и качественное проведение профилактических работ*, ремонта, модернизации и реконструкции тепловых энергоустановок;
- *разработку должностных и эксплуатационных инструкций* для персонала;
- *обучение персонала* и проверку знаний правил эксплуатации, техники безопасности, должностных и эксплуатационных инструкций;
- *поддержание исправного состояния*, экономичную и безопасную эксплуатацию тепловых энергоустановок;
- *соблюдение требований нормативно-правовых актов* и нормативно-технических документов, регламентирующих взаимоотношения производителей и потребителей тепловой энергии и теплоносителя;
- *предотвращение использования технологий и методов работы*, оказывающих отрицательное влияние на людей и окружающую среду;
- *учет и анализ нарушений в работе тепловых энергоустановок*, несчастных случаев и принятие мер по предупреждению аварийности и травматизма;
- *беспрепятственный доступ к энергоустановкам представителей органов государственного надзора* с целью проверки их технического состояния, безопасной эксплуатации и рационального использования энергоресурсов;
- *выполнение предписаний органов государственного надзора* в установленные сроки.

Обязанности ответственного за исправное состояние и безопасную эксплуатацию тепловых энергоустановок

Ответственный за исправное состояние и безопасную эксплуатацию тепловых энергоустановок организации обязан обеспечивать (п. 2.2.5 ПТЭ ТЭ):

- *содержание тепловых энергоустановок* в работоспособном и технически исправном состоянии;
- *эксплуатацию их в соответствии с требованиями ПТЭ ТЭ*, правил техники безопасности и другой нормативно-технической документацией;
- *соблюдение гидравлических и тепловых режимов работы* систем теплоснабжения;
- *рациональное расходование* топливно-энергетических ресурсов, разработку и выполнение нормативов их расходования;
- *учет и анализ технико-экономических показателей* тепловых энергоустановок;
- *разработку мероприятий по снижению расхода* топливно-энергетических ресурсов;
- *эксплуатацию и внедрение автоматизированных систем* и приборов контроля и регулирования гидравлических и тепловых режимов, а также учет тепловой энергии и теплоносителя;

- *своевременное техническое обслуживание* и ремонт тепловых энергоустановок;
- *ведение* установленной статистической *отчетности*;
- *разработку должностных инструкций* и инструкций по эксплуатации;
- *подготовку персонала и проверку его знаний* настоящих Правил, Правил техники безопасности, должностных инструкций, инструкций по эксплуатации, охране труда и других нормативно-технических документов;
- *разработку энергетических балансов* организации и их анализ в соответствии с установленными требованиями;
- *наличие и ведение паспортов и исполнительной документации* на все тепловые энергоустановки;
- *разработку*, с привлечением специалистов структурных подразделений, а также специализированных проектных и наладочных организаций, *перспективных планов снижения энергоемкости* выпускаемой продукции;
- *внедрение энергосберегающих и экологически чистых технологий*, утилизационных установок, использующих тепловые вторичные энергоресурсы, а также нетрадиционных способов получения энергии;
- *приемку и допуск* в эксплуатацию новых и реконструируемых тепловых энергоустановок;
- *выполнение предписаний в установленные сроки* и своевременное предоставление информации о ходе выполнения указанных предписаний в органы государственного надзора;
- *своевременное предоставление в органы Госэнергонадзора и Госгортехнадзора России информации о расследовании произошедших технологических нарушениях* (авариях и инцидентах) в работе тепловых энергоустановок и несчастных случаях, связанных с их эксплуатацией.

Проверка знаний настоящих Правил у ответственных за исправное состояние и безопасную эксплуатацию тепловых энергоустановок, их заместителей, а также специалистов по охране труда, в обязанности которых входит контроль за эксплуатацией тепловых энергоустановок, проводится в комиссии органов государственного энергетического надзора (п. 2.3.20 ПТЭ ТЭ).

Содержание должностных инструкций

В должностных инструкциях персонала должны быть указаны (п. 2.8.5 ПТЭ ТЭ):

- *перечень инструкций и другой нормативно-технической документации*, схем установок, знание которых обязательно для работника;
- *права, обязанности и ответственность* работника;
- *взаимоотношения работника* с вышестоящим, подчиненным и другим связанным по работе персоналом.

Содержание эксплуатационных инструкций

В эксплуатационных инструкциях по тепловой энергоустановке должны быть приведены (п. 2.8.6 ПТЭ ТЭ):

- *краткое техническое описание* энергоустановки;
- *критерии и пределы безопасного состояния* и режимов работы;
- *порядок подготовки к пуску, пуск, остановки во время эксплуатации* и при устранении нарушений в работе;
- *порядок* технического обслуживания;
- *порядок допуска* к осмотру, ремонту и испытаниям;
- *требования по безопасности труда*, взрыво- и пожаробезопасности, специфические для данной энергоустановки.

Содержание инструкций по безопасной эксплуатации

Инструкция по безопасной эксплуатации тепловых энергоустановок должна содержать следующие разделы (п. 2.10.3 ПТЭ ТЭ):

- *общие требования безопасности*,
- *требования безопасности* перед началом работы,
- *требования безопасности* во время работы,
- *требования безопасности* в аварийных ситуациях,
- *требования безопасности* по окончании работы.

По усмотрению технического руководителя инструкции могут быть дополнены.

Все изменения в тепловых энергоустановках, выполненные в процессе эксплуатации, вносятся в инструкции, схемы и чертежи до ввода в работу за подписью ответственного лица с указанием его должности и даты внесения изменения.

Информация об изменениях в инструкциях, схемах и чертежах доводится до сведения всех работников (с записью в журнале распоряжений), для которых обязательно знание этих инструкций схем и чертежей (п. 2.8.3. ПТЭ ТЭ).

Основные положения по проведению мероприятий по контролю

Государственный энергетический надзор в составе управлений Ростехнадзора предусматривает проведение проверки выполнения юридическим лицом или индивидуальным предпринимателем обязательных требований нормативных документов, установленных федеральными законами или принимаемыми в соответствии с ними нормативными правовыми актами и другой нормативно-технической документацией (далее — обязательные требования).

Мероприятие по контролю — совокупность действий должностных лиц органов государственного энергетического надзора, связанных с проведением проверки выполнения юридическим лицом или индивидуальным предпринимателем обязательных требований.

Мероприятия по контролю могут быть плановые и внеплановые. Плановые мероприятия проводятся при осуществлении текущего надзора согласно утвержденному годовому плану работ одним или несколькими государственными инспекторами по энергетическому надзору Ростехнадзора, комиссией (далее «инспектор») с выездом на место, оформлением и выдачей акта-предписания, а также принятие мер по результатам проведения мероприятия по контролю.

Организации с установленной или присоединенной мощностью тепловых установок 1 Гкал/час и выше подлежат комплексным или тематическим проверкам.

Тематическая проверка предусматривает проведение мероприятий по контролю по одной или нескольким темам.

Комплексная проверка предусматривает проведение мероприятий контроля по всем темам одновременно, в том числе и теме рационального и эффективного использования топливно-энергетических ресурсов.

Организации, имеющие мощности ниже 1 Гкал/ч, подлежат общей проверке по единой программе, разработанной управлением Ростехнадзора государственного энергетического надзора в субъекте Российской Федерации (далее — управление Ростехнадзора) и включающей одновременно проверку всех вопросов, входящих в компетенцию Ростехнадзора.

Комплексная проверка проводится комиссией под председательством начальника управления Ростехнадзора, его заместителя или начальника отдела или его заместителя.

Тематическая проверка может проводиться комиссией, несколькими или одним инспектором.

Общая проверка проводится одним или двумя инспекторами.

Продолжительность проверки определяется на основании нормативов времени, разработанных управлением Ростехнадзора, в зависимости от тепловой мощности, количества и типов установленного оборудования, видов основного и резервного топлива, вида обследования (комплексное, тематическое, общее) и других факторов.

Мероприятия по контролю проводятся на основании распоряжений (приказов) органов Ростехнадзора.

В распоряжении (приказе) о проведении мероприятия по контролю указываются:

- *номер и дата распоряжения* (приказа) о проведении мероприятия по контролю;
- *наименование органа* государственного энергетического надзора;
- *фамилия, имя, отчество и должность лица* (лиц), уполномоченного на проведение мероприятия по контролю;
- *наименование юридического лица* или фамилия, имя, отчество индивидуального предпринимателя, в отношении которых проводится мероприятие по контролю;
- *цели, задачи* и вид проводимого мероприятия по контролю;
- *правовые основания* проведения мероприятия по контролю, в том числе нормативные правовые акты, обязательные требования которых подлежат проверке;
- *дата начала и окончания* мероприятия по контролю.

Мероприятие по контролю может проводиться только тем должностным лицом (лицами), которое указано в распоряжении (приказе) о проведении мероприятия по контролю.

При проведении проверки двумя или более инспекторами, один из них назначается старшим. При участии в проверке работников других организаций старшим является государственный инспектор по энергетическому надзору, если начальником управления госэнергонадзора не будет принято другое решение.

Продолжительность мероприятия по контролю не должна превышать один месяц.

В исключительных случаях, связанных с необходимостью проведения специальных исследований (испытаний), экспертиз со значительным объемом мероприятий по контролю, на основании мотивированного предложения инспектора, осуществляющего мероприятие по контролю, руководителем органа Ростехнадзора или его заместителем срок проведения мероприятия по контролю может быть продлен, но не более чем на один месяц.

По прибытии в проверяемую организацию инспектор должен представиться ее руководителю или его заместителю, предъявить служебное удостоверение и распоряжение (приказ) о проведении мероприятия по контролю, согласовать порядок обсуждения результатов проверки, а также порядок подписания акта-предписания. Одновременно решается вопрос о представителях организации, которые будут присутствовать при обследовании.

Руководитель проверяемой организации обязан представить инспектору информацию и документы, необходимые для осуществления им своих полномочий.

В зависимости от объема проверки и особенностей проверяемой организации, по согласованию с ее представителем, инспектор намечает план проверки, который определяет последовательность, сроки ее проведения и время посещения структурных подразделений, отделов, служб и цехов, о чем представитель этой организации извещает соответствующие подразделения.

Мероприятия по контролю проводятся инспектором на основании действующей нормативно-технической документации с использованием разработанных органами государственного энергетического надзора программ, методик и рекомендаций.

Перед началом проведения проверки инспектор обязан в устной форме ознакомить представителя проверяемой организации с объемом проверки, основными нормативно-техническими документами, выполнение требований которых подлежат проверке, порядком проведения проверки и оформления акта-предписания.

Результаты проверки оформляются актом-предписанием по типовой форме.

Участие инспектора в расследовании произошедших аварий, инцидентов, пожаров, стихийных бедствий и несчастных случаев ведется в соответствии с действующими положениями и инструкциями.

В акт-предписание записываются только сведения, подтверждаемые официальной отчетностью, рассмотренной документацией и личным осмотром энергоустановок.

В конце акта-предписания записывается фраза: «Акт-предписание для исполнения получил» и ставится подпись руководителя проверяемой организации или индивидуального предпринимателя. Один экземпляр акта с копиями приложений вручается руководителю юридического лица или его заместителю и индивидуальному предпринимателю или их представителям, либо направляется посредством почтовой связи с уведомлением о вручении, которое приобщается к экземпляру акта, остающемуся в деле органа Ростехнадзора.

При выявлении в результате проведения мероприятия по контролю нарушений юридическим лицом или индивидуальным предпринимателем обязательных требований должностные лица органов Ростехнадзора обязаны принять меры по контролю за устранением выявленных нарушений, их предупреждением, предотвращением возможного причинения вреда жизни, здоровью людей, окружающей среде и имуществу, а также меры по привлечению лиц, допустивших нарушения, к ответственности.

В случае, если при проведении мероприятия по контролю будет установлено неудовлетворительное состояние энергетических установок, угрожающее аварией, пожаром или создающее угрозу жизни и безопасности граждан, инспектор обязан довести до сведения руководителя организации информацию об этом и потребовать немедленного отключения оборудования или приостановления производства.

Основные вопросы, подлежащие проверке инспектором Ростехнадзора при выполнении мероприятий по контролю

До выезда в обследуемую организацию инспектор должен ознакомиться с материалами, имеющимися в управлении, в том числе:

- *перечнем зданий* и сооружений;
- *перечнем и характеристиками* установленного основного и вспомогательного оборудования;
- *тепловыми схемами*;

- *особенностями эксплуатации* тепловых энергоустановок;
- *состоянием приборов учета* тепловой энергии;
- *актами разграничения* балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности сторон;
- *актами-предписаниями* предыдущих проверок (в том числе другими надзорными органами) и сведениями по их выполнению.

При осуществлении надзора за тепловыми установками и тепловыми сетями проверяются:

- 1. Организация безопасной эксплуатации тепловых установок и тепловых сетей,** соблюдения правил техники безопасности при эксплуатации тепловых установок и тепловых сетей потребителей.
 - 2. Техническое состояние** тепловых энергоустановок установок, и тепловых сетей.
 - 3. Вопросы соблюдения** техники безопасности.
 - 4. Вопросы подготовки** и прохождения отопительного сезона.
 - 5. Вопросы профилактики** травматизма.
- Результаты обследования оформляются актом-предписанием по типовой форме.

Вопросы, подлежащие контролю при проверке организации безопасной эксплуатации тепловых установок и тепловых сетей потребителей

1. Организация деятельности ответственного за тепловое хозяйство организации.

Наличие лица, ответственного за тепловое хозяйство, и лица, его замещающего, назначенных приказом по организации. Соответствие квалификации лица, назначенного ответственным за тепловое хозяйство, требованиям Правил. Наличие должностных инструкций и правильность административного и технического подчинения ответственного за тепловое хозяйство. Возложение ответственности за безопасную эксплуатацию тепловых установок и тепловых сетей на других лиц, в случаях, когда ответственный за тепловое хозяйство может не назначаться. Наличие утвержденного положения об энергослужбе (при наличии энергослужбы). Наличие договора аренды, в котором отражено распределение ответственности за эксплуатацию тепловых установок и тепловых сетей между арендодателем и руководителем предприятия.

2. Организация работы с персоналом, участвующим в эксплуатации и обслуживании тепловых установок и тепловых сетей.

3. Укомплектованность обслуживающим персоналом. Состояние первичных и периодических медицинских осмотров обслуживающего персонала. Наличие инструкций по охране труда. Наличие должностных и производственных инструкций, их пересмотр 1 раз в 3 года. Наличие перечня инструкций и схем, утвержденных главным инженером предприятия (для предприятий с производственными службами). Наличие приказа о создании комиссии по проверке знаний Правил технической эксплуатации тепловых энергоустановок и Правил техники безопасности при эксплуатации теплопотребляющих установок и тепловых сетей потребителей. Своевременная проверка знаний ПТЭТЭ и ПТБ при эксплуатации тепловых энергоустановок и тепловых сетей, должностных и производственных инструкций, ППБ и ведение соответствующих журналов в энергослужбе и других подразделениях организации. Наличие и ведение журнала вводного инструктажа, наличие программы вводного инструктажа. Наличие и ведение журнала регистрации инструктажа на рабочем месте обслуживающего персонала. Наличие у эксплуатирующего персонала служб организации Удостоверений о проверке знаний норм и правил работы на тепловых установках и тепловых сетях предприятия. Наличие утвержденной программы производственного обучения эксплуатационного персонала на рабочем месте до назначения на самостоятельную работу. Наличие распоряжения о допуске к стажировке и к самостоятельной работе оперативного персонала.

4. Наличие соответствующих распоряжений, определяющих:

- *лиц, имеющих право* производить оперативные переключения, единоличный осмотр, выдачи нарядов, распоряжений;
- *лиц, которые могут назначаться* ответственными руководителями и производителями работ, наблюдающими и допускающими;
- *лиц, имеющих право* ведения оперативных переговоров с энергоснабжающей организацией. Наличие папки действующих нарядов, правильность оформления работ (при наличии таковых).

5. Наличие перечня инструкций и самих инструкций, своевременность их пересмотра.

6. Наличие документов, подтверждающих выполнение годовых графиков ППР и профилактических испытаний (актов ревизий, протоколов испытаний).

Вопросы, подлежащие контролю при проверке технического состояния

Организация эксплуатации тепловых энергоустановок

1. Наличие приказов о назначении квалификационной комиссии и ответственного за исправное состояние и безопасную эксплуатацию тепловых энергоустановок Правил технической эксплуатации тепловых энергоустановок и Правил техники безопасности при эксплуатации теплопотребляющих установок и тепловых сетей потребителей, п. 2.3.21 ПТЭ ТЭ). Наличие ответственных за исправное состояние и безопасную эксплуатацию тепловых энергоустановок по цехам и участкам (3.1.2 ПТЭ ТЭ).

2. Проверка знаний членов квалификационной комиссии и ответственных за исправное состояние и безопасную эксплуатацию тепловых энергоустановок (2.3.20 ПТЭ ТЭ).

3. Наличие подготовленного персонала. Организацию работы с персоналом; проверку знаний Правил эксплуатации тепловых энергоустановок и Правил техники безопасности при эксплуатации теплопотребляющих установок и тепловых сетей потребителей, пожарной безопасности, производственных и должностных инструкций. Организацию обучения, стажировки, допуска к работе, проведения противоаварийных тренировок. Наличие и оформление журналов проверки знаний, состав комиссий, допуск к спецработам глава 2.3.4, 2.3.5, 2.3.8, 2.3.9, 2.3.14–2.3.25 ПТЭ ТЭ).

4. Наличие и организацию круглосуточного управления режимами работы тепловых энергоустановок раздел 15.1.1 ПТЭ ТЭ.

5. Наличие двух уровней (двух категорий) управления тепловых энергоустановок; оперативно-го управления и оперативного ведения п. 15.1.4, 15.1.5 ПТЭ ТЭ.

6. Наличие документа, регламентирующего распределение всех тепловых энергоустановок предприятия по уровням управления, и наличие утвержденных руководством предприятия должностных и производственных инструкций, определяющих взаимоотношения специалистов различных уровней управления п. 2.11.3, 2.11.4, 2.8.1, 15.1.4, 15.1.5 ПТЭ ТЭ.

7. Обеспечение рабочих мест дежурного, оперативно-ремонтного персонала средствами связи, технической документацией, противопожарным инвентарем, инструментами, запасными частями, материалами (15.5.17 ПТЭ ТЭ).

8. Наличие и порядок соблюдения утвержденного руководством цеха (участка) графика работы дежурного персонала, управляющего тепловыми энергоустановками предприятия (объекта) п. 6.2.26, 6.2.63 ПТЭ ТЭ.

9. Наличие утвержденного руководством предприятия списка лиц, имеющих право ведения оперативных переговоров с энергоснабжающей организацией и доведение указанного списка до энергоснабжающей организации, п. 15.1.11 ПТЭ ТЭ.

10. Выполнение требований Правил в части наличия на рабочих местах эксплуатационного персонала оперативных схем тепловых энергоустановок и их соответствие фактическому состоянию указанного на схемах оборудования и соответствия маркировок, нанесенных на оборудовании и на схемах п. 2.8.2 ПТЭ ТЭ.

11. Наличие на рабочем месте эксплуатационного персонала утвержденных руководством предприятия должностных и эксплуатационных инструкций и своевременность их пересмотра, Раздел 2.8 ПТЭ ТЭ.

12. Обеспеченность рабочих мест дежурного персонала оперативными документами, Приложение № 4 ПТЭ ТЭ.

13. Наличие договора на пользование тепловой энергией с энергоснабжающей организацией. Соблюдение установленных в договоре гидравлических и тепловых режимов потребления тепловой энергии. Выполнение договорных норм по количеству и качеству конденсата, возвращаемого в источники теплоты. Качество тепловой энергии на границе раздела и на вводах основных установок в дни проверок и по записям в оперативных журналах, п. 2.1.5, 15.2.2 ПТЭ ТЭ.

14. Контроль за использованием тепловой энергии. Раздел 2.5. ПТЭ ТУ и ТС.

15. Выполнение своевременного и качественного технического обслуживания и ремонта тепловых энергоустановок. Наличие документов, подтверждающих выполнение годовых планов ремонтов, Раздел 2.7 ПТЭ ТЭ.

16. Порядок организации эксплуатации и результаты проверки устройств защиты, автоматики и контрольно-измерительной аппаратуры, а также соблюдение установленных сроков освидетельствования и поверок, Раздел 2.6 ПТЭ ТЭ.

17. Приемку в эксплуатацию вновь построенных и реконструируемых тепловых энергоустановок. Наличие технической приемо-сдаточной документации и соответствие вводимых устройств условиям на присоединение (выданным энергосистемой) утвержденному проекту, требованиям Правил и Инструкции о порядке допуска в эксплуатацию новых и реконструируемых энергоустановок, Раздел 2.4.

Техническое состояние тепловых энергоустановок

1. Соответствие тепловых энергоустановок и тепловых пунктов предприятия требованиям, Раздел 9. ПТЭ ТЭ.

2. Соответствие и состояние сооружений (места установки объекта) тепловых энергоустановок и тепловых пунктов, эксплуатируемых предприятием, требованиям Правил, Раздел 3.

3. Наличие на рабочем месте инструкции по эксплуатации и ее соответствие конкретным условиям эксплуатации оборудования.

4. Состояние арматуры, контрольно-измерительных приборов, средств сигнализации и автоматики защиты, предохранительных устройств.

5. Состояние наружных поверхностей тепловых энергоустановок — тепловой изоляции, защитных покрытий и др.

6. Состояние воздушных и подземных теплотрасс магистральных трубопроводов пара, обратив особое внимание на состояние подвижных опор и компенсирующих устройств, а также организацию контроля за тепловыми расширениями.

7. Осмотр тепловых установок с нагрузкой до 0,1 Гкал/ч выборочно, более 0,1 Гкал/ч в полном объеме. В акте указывается точное наименование осмотренного участка.

8. Соответствие тепловых энергоустановок требованиям технических условий на присоединение, утвержденному проекту, изменением, внесенным в проект, требованиям директивных указаний, а также требованиям Правил. Проверить внесение в техническую документацию всех конструктивных изменений.

9. Техническое состояние систем сбора и возврата конденсата, Раздел 7 ПТЭ ТЭ.

Соблюдение правил ТБ при эксплуатации ТУ и ТС

1. Наличие утвержденных руководством предприятия (копии на рабочем месте начальника смены) **списков работников**, которые могут быть руководителями работ по нарядам и распоряжениям, Глава 1, 2 ПТБ ТУ и ТС.

2. Наличие и правильность заполнения на рабочем месте эксплуатационного персонала **журнала учета** выданных парадов и распоряжений.

3. Выполнение требований к оборудованию согласно главе 3 ПТБ ТУ и ТС.

4. Правил техники безопасности при эксплуатации теплотребляющих установок и тепловых сетей потребителей, в том числе: организацию учета и расследование несчастных случаев; наличие планов-мероприятий по предупреждению несчастных случаев и улучшению условий труда, а также их выполнение; выполнение мероприятий по актам расследования несчастных случаев; наличие перечня особо опасных мест и правил производства работ в особо опасных местах; организацию проведения противоаварийных тренировок, в том числе при работе в условиях низких температур; наличие и состояние лестниц и площадок обслуживания, а также ограждений.

5. Выборочно:

- *наличие у персонала удостоверения о допуске к работе*, ведение оперативной технической документации, правильность заполнения и оформления нарядов на допуск к работам, оформление и допуск к работе одной из бригад, правильность подготовки рабочего места (плакаты, ограждения, заземления, видимые отключения) и соответствие бригады, указанной в наряде;
- *наличие у лиц, обслуживающих теплотребляющие установки* и тепловые сети и допущенных к выполнению спецработ, *удостоверений с записью о проверке знаний*;
- *обеспеченность персонала спецодеждой*, спецобувью, инструментом, индивидуальными средствами защиты, а также нормативно-техническими документами, инструкциями, схемами — в соответствии с характером выполняемых работ;
- *укомплектованность рабочих мест* защитными средствами, их состояние и исправность (своевременность испытаний);
- *организацию обучения персонала* методам оказания первой помощи пострадавшим;
- *наличие плакатов по технике безопасности* и знаков безопасности.

Подготовка к отопительному сезону

1. При проведении проверки особое внимание уделяется подготовке к отопительному сезону тепловых энергоустановок (Раздел 11 ПТЭ ТЭ). **При этом проверяется:**

- **назначение на предприятии ответственного** за исправное состояние и безопасную эксплуатацию тепловых энергоустановок; наличие подготовленного персонала — специалисты и рабочие должны быть аттестованы в объеме своих должностных инструкций;
- **наличие планов работ** по подготовке к новому отопительному сезону, учет в них выявленных в отопительный период дефектов и отклонений от нормальных режимов работы. Заключение договоров с подрядными организациями на выполнение работ, решение вопросов материально-технического снабжения;
- **проведение наладочных мероприятий** систем теплоснабжения, установки дроссельных устройств;
- **проведение промывки и опрессовки** тепловых сетей и систем теплоснабжения. Наличие актов промывки и опрессовки;
- **составление актов** аварийной и технологической брони теплоснабжения. Участие предприятий в графиках ограничений потребления и отключений тепловой энергии;
- **наличие и выполнение графика** противоаварийных тренировок, в том числе при работе в условиях низких температур;
- **выполнение пунктов предписания инспектора** (энергоснабжающей организации) по вопросам подготовки тепловых энергоустановок к отопительному сезону;
- при проверке предприятий, готовых к отопительному сезону, **проверяется правильность и достоверность** занесенных в акт (паспорт) готовности сведений о состоянии тепловых энергоустановок;

При проверке состояния наружных тепловых сетей необходимо обратить внимание на:
В ТЕПЛОВЫХ КАМЕРАХ

- **полный контроль технического состояния** (ревизия) задвижек, вентилей с заменой негодных. Наличие надписей и указателей направления вращения штурвала задвижек и вентилей;
- **установку заглушек** на спускной и воздушной арматуре;
- **смазку и окраску** арматуры;
- **ремонт изоляции** на трубопроводах;
- **очистку тепловых камер**, ремонт скоб и лестниц, штукатурку и побелку стен;
- **установку крышек люков** и вторых крышек с замками;
- **обозначение тепловых камер** в соответствии с оперативной схемой.

2. В вводах в ЦТП, ИТП и внутрипроизводственных (внутриквартальных) сетях:

- **опрессовку трубопроводов от тепловой камеры** на границе балансовой принадлежности тепловой сети до входных задвижек на ЦТП, ИТП;
- **опрессовку трубопроводов внутрипроизводственных (внутриквартальных) сетей** после ЦТП;
- **заделку ниш каналов теплотрасс** на вводах в Здания и планировку поверхности земли;
- **устранение попадания водопроводной и канализационной воды** в каналы теплотрасс, в ЦТП и ИТП;
- **установку расчетных сопел** в элеваторы и сужающих устройств на вводах, калориферных установках и в системах теплоснабжения;
- **полную комплектацию оборудования** ЦТП и ИТП в соответствии с проектом;
- **контроль технического состояния задвижек** и вентилей;
- **контроль технического состояния**, ремонт, очистку и промывку водоподогревателей горячего водоснабжения и отопления с последующей опрессовкой;
- **контроль технического состояния элеваторов** с внутренним осмотром корпуса;
- **контроль технического состояния и ремонт регуляторов давления**, температуры, расхода и блокирующих устройств;
- **контроль технического состояния** и ремонт циркуляционных, подмешивающих, подкачивающих, подпиточных насосов и их опробование в работе;
- **выполнение подпитки независимых схем** (2-го контура) от тепловой сети с установкой регуляторов подпитки и расходомеров;
- **ликвидацию всех врезок водозабора** сетевой воды (в закрытых системах);
- **заглушку пробками воздушных и дренажных патрубков** на ЦТП и ИТП и их опломбирование;
- **опрессовку трубопроводов** и оборудования ЦТП и ИТП;

- *установку опломбированных госповерителем манометров*, предъявление в госповерку измерительных диаграмм и приборов учета;
- *проверку термометров*, очистку гильз с последующей заливкой технического масла, врезку недостающих гильз;
- *установку площадок для обслуживания арматуры* и приборов регулирования и контроля, расположенных на высоте более 1,5 м от пола;
- *ремонт электропроводки* в помещениях ЦТП, ИТП и обеспечение постоянного и аварийного освещения;
- *побелку стен помещений ЦТП и ИТП*, окраску панелей и изоляцию трубопроводов и оборудования;
- *вывешивание технических паспортов*, схем и графиков.

При проверке состояния внутренних систем обратить внимание на:

- *техническое состояние* регулировочной запорной арматуры с обязательной перебивкой сальниковых устройств;
- *заглушку пробками воздушников*, спускников и их опломбирование;
- *гидропромывку внутренней системы* отопления до полного осветления воды;
- *гидравлическую опрессовку системы* отопления в зависимости от типа отопительных приборов;
- *гидравлическую опрессовку системы* горячего водоснабжения;
- *оборудование caloriferных установок* автоматическими и блокирующими устройствами.

Основные руководящие документы, определяющие деятельность персонала отдела по надзору за тепловыми установками и тепловыми сетями потребителей:

Законы

1. Закон Российской Федерации «О защите прав потребителей» (от 7 февраля 1992 г. № 2300-1, в ред. Федеральных законов от 9 января 1996 г. № 2-ФЗ, от 17 декабря 1999 г. № 212-ФЗ, от 30 декабря 2001 г. № 196-ФЗ).
2. Закон Российской Федерации «О сертификации продукции и услуг» (от 10 июня 1993 г. № 5151-1).
3. Федеральный закон «Гражданский Кодекс Российской Федерации» (Часть 1 от 30 ноября 1994 г. № 51-ФЗ, часть 2 от 26 января 1996 г. № 14-ФЗ).
4. Закон города Москвы «Об обращениях граждан» (от 18 июня 1997 г. № 25).
5. Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» (от 21 июля 1997 г. № 116-ФЗ).
6. Федеральный закон «Об обязательном социальном страховании от несчастных случаев на производстве» (от 24 июля 1998 г. № 125-ФЗ).
7. Федеральный закон «Об основах охраны труда в РФ» (от 17 июля 1999 г. № 181-ФЗ).
8. Федеральный закон «О защите прав юридических лиц и индивидуальных предпринимателей при проведении государственного контроля (надзора)» (от 8 августа 2001 г. № 134-ФЗ).
9. Федеральный закон «Кодекс Российской Федерации об административных нарушениях» (от 30 декабря 2001 г. № 195-ФЗ).
10. Федеральный закон «Трудовой Кодекс Российской Федерации» (от 30 декабря 2001 г. № 197-ФЗ).
11. Федеральный закон «О техническом регулировании» (от 27 декабря 2002 г. № 184-ФЗ).
12. Федеральный закон «Об электроэнергетике» (от 26 марта 2003 г. № 35-ФЗ).
13. Федеральный закон «О государственной гражданской службе Российской Федерации» (от 27 июля 2004 г. № 79-ФЗ).

Постановления Правительства РФ

14. «О порядке прекращения или ограничения подачи электрической и тепловой энергии и газа организациям-потребителям при неоплате поданных им (использованных ими) топливно-энергетических ресурсов» (от 5 января 1998 г. № 5).

15. «Об утверждении положения о расследовании и учете несчастных случаев на производстве» (от 11 марта 1999 г. № 279).
16. «О нормативных правовых актах, содержащих государственные нормативные требования охраны труда» (от 23 мая 2000 г. № 399).
17. «Об утверждении Правил определения и предоставления технических условий подключения объекта капитального строительства к сетям инженерно-технического обеспечения и Правил подключения объекта капитального строительства к сетям инженерно-технического обеспечения» (от 13 февраля 2006 г. № 83).

Межотраслевые и отраслевые нормативные акты

18. ГОСТ 26629-85 Здания и сооружения. Метод тепловизионного контроля качества теплоизоляции ограждающих конструкций.
19. СНИП 2.09.03-85 Сооружения промышленных предприятий.
20. СНИП 3.05.01-85 «Внутренние санитарно-технические системы». — М.: «Стройиздат», 1986 г.
21. Правила техники безопасности при эксплуатации теплотребляющих установок и тепловых сетей потребителей. (Москва, 1992 г.).
22. ГОСТ 26254-84 (1994 г.) Здания и сооружения. Методы определения сопротивления теплопередаче ограждающих конструкций.
23. Правила учета тепловой энергии и теплоносителя (Москва, 1995 г.).
24. СНИП 11-01-95 Инструкция о порядке разработки согласования утверждения и составе проектной документации на строительство предприятий зданий и сооружений (взамен СНИП 1.02.01-85).
25. СНИП 2.09.04-87* «Административные и бытовые здания», ГП ЦПП, 1995.
26. СНИП 2.04.01-85* «Внутренний водопровод и канализация зданий», Москва, ГУП ЦПП, 1996 г.
27. СП 41-101-95 «Проектирование тепловых пунктов», Свод правил по проектированию и строительству, Минстрой России, Москва, 1997 г. Типовая инструкция по технической эксплуатации систем транспорта и распределения тепловой энергии (тепловые сети), РД 153-34.0-20.507-98 СПО ОРГРЭС, 1999 г.
28. ГОСТ 27330-97 Воздухонагреватели. Типы и параметры.
29. СНИП 12-03-99 «Безопасность труда в строительстве».
30. Правила работы с персоналом в организациях электроэнергетики Российской Федерации (изд. 2000 г.).
31. Сборник инструктивных материалов Госэнергонадзора (вып. 2, изд. 2000 г.).
32. ГОСТ Р 51649-2000 Теплосчетчики для водяных систем теплоснабжения. Общие технические условия.
33. СНИП 2.04.05-91 (2000 г.) Отопление, вентиляция и кондиционирование.
34. Методические рекомендации по сбору и представлению информации о несчастных случаях на объектах, подконтрольных органам Госэнергонадзора (и.п. от 29.11.2000 г. № 32-01-04/38).
35. СНИП 23-01-99 «Строительная климатология», Москва, Минстрой России, ГУП ЦПП, 2000 г.
36. Инструкция по проведению мероприятий по контролю при осуществлении государственного энергетического надзора за оборудованием, зданиями и сооружениями электрических и тепловых установок, электростанций, котельных, электрических и тепловых сетей энергоснабжающих организаций и потребителей тепловой и электрической энергии (утверждена Руководителем Госэнергонадзора Минэнерго России 26 ноября 2001 г.).
37. СНИП 2.09.04-87 (2001 г.) Административные и бытовые здания.
38. Межотраслевая инструкция по оказанию первой помощи при несчастных случаях на производстве Минтруда и Минздрава Российской Федерации 2001 года.
39. ГОСТ 30815-2002 Терморегуляторы автоматические отопительных приборов систем водяного отопления зданий. Общие технические условия.
40. Правила технической эксплуатации тепловых энергоустановок (рег. в Минюсте России № 4358 от 02.05.03 г.).
41. Правила пожарной безопасности в Российской Федерации (ППБ-01-03).
42. СНИП 41-02-2003 «Тепловые сети», Москва, Минстрой России, ГУП ЦПП, 2004 г.
43. СНИП 41-01-2003 «Отопление, вентиляция и кондиционирование», Москва, ГП ЦПП, 2004 г.
44. Прочие нормативные акты в соответствии с должностным регламентом государственного служащего.

Тверская область

Тверская область — одна из крупнейших энергопроизводящих областей Российской Федерации. В области вырабатывается около 2,6% от всего объема производимой в России электроэнергии. В состав энергетического комплекса области входят:

- **ФГУП «Калининская АЭС»** с установленной электрической мощностью 3000 МВт;
- **ОАО «Конаковская ГРЭС»** с установленной электрической мощностью 2400 МВт;
- энергоисточники ОАО «Тверская генерирующая компания» с установленной электрической мощностью 308 МВт.

Объем выработки электрической энергии в Тверской области в 2005 году составил более 26 млрд. кВт*ч. Потребление электроэнергии в целом по области за 2005 год составило около 5,4 млрд. кВт*ч, или около 23% от произведенной. По протяженности линий электропередачи Тверская область — одна из крупнейших в центральном регионе России. Тверская энергосистема входит в состав Объединенной энергосистемы Центра России и по линиям электропередачи напряжением 110, 220, 330, 500 и 750 кВ связана с восьмью соседними энергосистемами. Протяженность воздушных линий электропередачи 330–35 кВ более 7 тыс. км, воздушных линий электропередачи 10–0,4 кВ более 56 тыс. км, кабельных линий электропередачи 6–0,4 кВ более 7 тыс. км. Количество трансформаторных подстанций более 17 тыс. единиц.

Теплоснабжение области осуществляется с помощью ТЭЦ ОАО «Тверская генерирующая компания», а также муниципальными и ведомст-

венными котельными в количестве около 1100 единиц. Протяженность тепловых сетей около 1200 км. В 2005 году в области выработано более 9,4 млн. Гкал тепловой энергии.

Область по запасам торфа (около 600 млн. тонн условного топлива) и возобновляемой биомассы (запасы лесной древесины составляют около 400 млн. куб. м на площади 5 млн. га, в том числе 120 млн. куб. м перестойной древесины) является одной из крупнейших в Европе и располагает необходимой производственной базой по его добыче и переработке.

Администрация Тверской области уделяет большое внимание развитию энергетического комплекса области и решению возникающих в этой сфере деятельности проблем. Губернатор Тверской области с июня 2005 года является Председателем Союза территорий и предприятий атомной энергетики. В настоящее время, при участии Администрации области, принято решение о строительстве блока № 4 Калининской АЭС, ввод в эксплуатацию которого намечен в 2010 году.

В результате дальнейшего развития электроэнергетики в 2010 г. в Тверской области будет производиться ежегодно около 35 млрд. кВт*ч электроэнергии, из которых более 80% будет экспортироваться за пределы области. **Первоочередные вопросы развития ТЭК Тверской области, решаемые Администрацией области, в условиях реформирования энергетики государства, с учетом перспектив развития региона:**

1. Использование электроэнергии, выработанной Калининской АЭС для потребителей Тверской области.

Необходимо предоставить атомным электростанциям право реализации до 30% вырабатываемой электроэнергии по прямым договорам с потребителями электроэнергии в субъектах Российской Федерации, на территории которых размещены АЭС, в соответствии с соглашением, заключенным в июне 1998 года Минатом России, Минэнерго России, РАО «ЕЭС России» и ФЭК России.

2. Начало строительства и ввод в эксплуатацию 4-го энергоблока Калининской АЭС мощностью 1000 МВт.

В число приоритетных задач Министерства промышленности и энергетики РФ, Федерального агентства по атомной энергии, концерна «Рос-



Калининская АЭС



Конаковская ГРЭС

энергоатом» и РАО «ЕЭС России» включена работа по созданию и вводу в эксплуатацию 4-го энергоблока Калининской АЭС на базе строительного комплекса 3-го энергоблока. Строительство блока № 4 Калининской АЭС необходимо для замещения выбывающих мощностей РАО ЕЭС в электроэнергетике Центра и Северо-Запада России, удовлетворения перспективной потребности в электроэнергии на федеральном рынке энергии и мощности, с учетом складывающегося топливно-энергетического баланса на долгосрочный период. Состояние строительной индустрии в регионе, кадровый потенциал, социальная инфраструктура, созданные при строительстве 3-го энергоблока Калининской АЭС, экономически выгодно отличают КАЭС по сравнению с другими станциями, сопоставимыми в европейской части России.

3. Социальная защита населения, проживающего на территориях, прилегающих к объектам атомной энергетики.

Необходимо усиливать патерналистическую роль государства и распространять ее на социальную сферу. Патернализм в социальной политике предполагает продвижение крупных социальных проектов силами государства и под его жестким контролем.

Реформирование энергетики государства требует учета перспектив развития атомной энергетики и необходимости решения проблем территорий, на которых размещены АЭС. При этом регионы должны принимать активное участие в процессе реформирования энергетики страны. На совместном заседании Союза территорий и предприятий атомной энергетики и Межрегиональной ассоциации городов и предприятий атомной энергетики, председателем которой является в настоящее время Губернатор Тверской области, прошедшем в июне 2005 года в Москве, рассматривались вопросы развития атомной отрасли в России и социально-экономические проблемы регионов, в которых расположены объекты использования атомной энергии.

4. Развитие энергетической системы Центра России и Тверского региона.

С учетом ввода в эксплуатацию энергоблока № 3 и строительства энергоблока № 4 выдача дополнительной мощности с Калининской АЭС в ОЭС Центра России и Тверскую энергосистему невозможна без развития линий электропередачи. С целью обеспечения энергетической безопасности г. Москвы и Центрального региона России **необходимо строительство на территории области новых линий электропередачи:**

- линия электропередачи *Калининская АЭС – г. Москва;*
- линия электропередачи *Калининская АЭС – г. Череповец,* с привлечением инвестиций Череповецкого металлургического комбината.

5. Сдерживание роста тарифов и цен на энергоресурсы.

Тверская энергосистема имеет значительные суммарные генерирующие мощности около 6 тысяч МВт. При этом сложилась ситуация, при которой вся электроэнергия, вырабатываемая КАЭС и Конаковской ГРЭС, поставляется на Федеральный оптовый рынок электроэнергии и мощности (ФОРЭМ). Вместе с тем, обеспечение потребности области в электроэнергии лишь примерно на 25% осуществляется за счет источников ОАО «Тверьэнерго», а основная часть электроэнергии (около 75%) закупается на ФОРЭМ. Таким образом, при значительном избытке генерирующих мощностей область закупает недостающую электрическую мощность и электроэнергию на ФОРЭМ по тарифам, устанавливаемым ФСТ, что приводит к значительному повышению тарифов на электрическую энергию на территории Тверской области. Более высокий уровень тарифов на электроэнергию по сравнению с другими регионами (ЦФО и СЗФО), устанавливаемый Федеральной службой по тарифам России, изначально снижает конкурентоспособность нашего региона.

В связи с этим, при установлении ФСТ тарифов на покупную электроэнергию и мощность на ФОРЭМ, применительно к Тверской области необходимы льготные уровни тарифов.

6. Проведение энергосберегающей политики в регионе, снижение издержек на выработку энергоресурсов, использование местных видов топлива.

Важнейшим направлением развития ТЭК является энергосбережение. Развитие энергосбережения в регионе затруднено в связи с отсутствием на федеральном уровне законодательной и нормативно-правовой базы, определяющей в первую очередь:

- *механизм финансирования* региональных программ энергосбережения;

- **структурное управление** энергосбережением в регионах;
- **стимулирование развития энергосбережения.** Внесение дополнений в Федеральный закон «Об энергосбережении» по вышеуказанным вопросам позволит повысить эффективность деятельности по организации и реализации политики в сфере энергосбережения в регионах.

Тверская область полностью зависима по поставкам первичных энергоресурсов, 98% которых ввозится из других регионов и только около 2% приходится на местные виды топлива — торф, дрова. В условиях постоянного роста цен на привозные виды топлива и ограничения объемов их поставки, переход на топливо из биомас-

сы, торфа и органических отходов может стать решением проблемы обеспечения топливными ресурсами энергетического комплекса Тверской области и в первую очередь муниципальных котельных.

Роль российских лесных и болотных систем, продуктов глубокой переработки древесины и торфа может стать приоритетной в стабилизации экологического равновесия на Евро-Азиатском континенте. Эффективное использование древесины и торфа позволят сформировать новую инфраструктуру территорий, дополнительные рабочие места и внести существенный вклад в решение задачи по снижению энергоемкости внутреннего валового продукта, определенной Энергетической стратегией России до 2020 года.

Тульская область

I. Электроэнергетика

В 2005 году электроэнергетическая отрасль **Тульской области** вступила в завершающую стадию реформирования. В апреле 2005 года произошла реорганизация ОАО «Тулэнерго» путем выделения видов деятельности: монопольных (транспорт энергии — ОАО «Тулэнерго») и конкурентных (генерация — ОАО «Приокская территориальная генерирующая компания» и сбыт энергии — ОАО «Тульская сбытовая компания»). В настоящее время происходит интеграция предприятий энергетики в межрегиональные компании по направлению деятельности. После реорганизации электроэнергетическая отрасль региона представлена следующими предприятиями:

ОАО «Приокская территориальная генерирующая компания», вид деятельности: производство электрической и тепловой энергии.

В состав ОАО «ПТГК» входят 4 филиала-станции (Щекинская ГРЭС, Алексинская ТЭЦ, Первомайская ТЭЦ и Ефремовская ТЭЦ), а также 100% дочернее ОАО «Новомосковская ГРЭС». В настоящее время ОАО «ПТГК» находится в фазе межрегионального объединения генерирующих мощностей в составе Открытого акционерного общества «Территориальная генерирующая компания № 4» (ОАО «ТГК-4»).

ОАО «Тульская сбытовая компания», вид деятельности: сбыт электрической энергии.

ОАО «Тулэнерго», вид деятельности: транспорт электроэнергии, в состав которого входят предприятия электрических сетей: Тульские, Новомосковские, Суворовские, Ефремовские. ОАО

«Тулэнерго» стало частью ОАО «Межрегиональная распределительная компания Центра и Северного Кавказа» в числе 32 региональных сетевых компаний Центра России и Северного Кавказа.

Приокское предприятие магистральных электрических сетей — Филиал ОАО «ФСК ЕЭС», вид деятельности: транспорт электроэнергии (ВЛ 220 кВ, ПС 220 кВ).

Функции оперативно-технологического управления энергосистемой Тульской области переданы Тульскому региональному диспетчерскому управлению — филиалу ОАО «Системный оператор — ЦДУ ЕЭС».

Кроме указанных предприятий, электроэнергетическую отрасль представляют: ОАО «Черепетская ГРЭС» — дочернее предприятие ОАО РАО «ЕЭС России», которая в результате реформирова-



Черепетская ГРЭС

ния вошла в ОАО «Оптовая генерирующая компания № 3».

ОАО «Центрсельэлектросетей», осуществляющее строительство электрических сетей на территории Тульской области.

Выработка электрической энергии генерирующими предприятиями электроэнергетической отрасли ОАО «Приокская территориальная генерирующая компания» и ОАО «Черепетская ГРЭС» за 2005 год составила 6825,5 млн. кВт*ч, или 107,0% к прошлому году. Отпуск теплоэнергии с коллекторов составил 4972,1 тыс. Гкал, или 99,0% к прошлому году.

Электропотребление области за 2005 год составило 10266,7 млн. кВт*ч или 97% по сравнению с 2004 годом. Покупная электрическая энергия в объеме электропотребления области за отчетный период составила 5993,6 млн. кВт*ч, (58,4%).

II. Нефтегазовая отрасль

Газоснабжение

По общему объему потребления природного газа Тульская область с ее энергоемкими предприятиями металлургии, химии, энергетики и машиностроения входит в первую десятку российских регионов и потребляет более 8 миллиардов кубических метров природного газа в год. **Данная отрасль представлена в Тульской области следующими предприятиями:**

- ООО «Туларегионгаз»;
- ОАО АК «Тулаоблгаз»;
- ЗАО «Тулагоргаз»;
- Филиалы ООО «Мострансгаз» — Тульское управление магистральных газопроводов и Ефремовское управление магистральных газопроводов.

Общая протяженность магистральных газопроводов, проходящих по территории области, свыше 2 тысяч километров, газораспределительных сетей — почти 10 тысяч километров, компрессорных станций на магистральных газопроводах — две. На территории области функционируют 76 ГРС, 1042 ГРП, 1576 ШРП, 4 наполнительные станции сжиженного углеводородного газа.

Газомоторное топливо

На сегодняшний день Тульская область является лидером в использовании компримированного природного газа в ЦФО. На данный момент переведено на газомоторное топливо более 5 тыс. автотранспортных средств. В большинстве муниципальных образований области созданы пункты по установке, диагностике, монтажу и обеспечению безопасной эксплуатации газобаллонного оборудования. На базе Тульского государственного универ-

ситета осуществляется подготовка необходимых кадров.

Одним из главных сдерживающих факторов в вопросе газификации транспорта является нехватка газозаправочных средств. Считаем, что на решении этой проблемы должны быть сосредоточены основные усилия всех заинтересованных сторон и сконцентрированы финансовые и материальные ресурсы.

Нефтепродуктообеспечение

В настоящее время на территории Тульской области имеется 51 нефтебаза, 17 нефтескладов и 440 автозаправочных станций (АЗС), из которых 198 АЗС — ведомственные; 242 АЗС — коммерческие. По территории области проходит магистральный нефтепродуктопровод «Новки — Рязань — Тула — Орел», по которому осуществляется перекачка дизельного топлива и автомобильного бензина. Для перекачки нефтепродуктов на территории области действуют 2 промежуточно-перекачивающие станции.

Из общего количества АЗС — 56 АЗС являются собственностью ОАО «Туланефтепродукт» — дочернее общество Тюменской нефтяной компании (ТНК), 28 АЗС работают по джобберской программе под флагами ТНК, 18 АЗС — ОАО «ЛУКОЙЛ — Тула», 11 АЗС — ОАО «Мега — Ойл», 5 АЗС — ООО «Юкос». ОАО «Туланефтепродукт», головной поставщик нефтепродуктов Тульской области, распо-



АЗС

лагает 85% резервуарного парка, используемого для хранения нефтепродуктов.

В область за 2005 год через нефтебазы и АЗС ОАО «Туланефтепродукт» поставлено 475,2 тыс. тонн нефтепродуктов.

За 2005 год уплачено акцизов на нефтепродукты во все уровни бюджетов 1245,4 тыс. руб., что на 403 млн. руб. больше, чем в 2004 году.

В 2006 году планируется пуск в эксплуатацию 1-й очереди завода по переработке стабильного газового конденсата для получения светлых нефтепродуктов по современной технологии. Объем переработки 100 тыс. т в год.

III. Угольная отрасль

В процессе реструктуризации к 2004 году добыча угля была полностью прекращена и закрыты 20 угольных предприятий с производственной мощностью 7,7 млн. тонн в год.

Созданная в апреле 2004 года компания ОАО «Мосбассуголь» с годовым объемом добычи угля 450 тыс. тонн заключила пятилетний договор поставки

угля на Рязанскую ГРЭС. За полтора года работы ОАО «Мосбассуголь» добыло и отгрузило более 700 тыс. т угля и к концу 2005 года вышло на рентабельную работу. В 2005 году компания ОАО «Мосбассуголь» добыла и отгрузила потребителям 575,8 тыс. тонн, в т.ч. предприятиям социальной сферы муниципальных образований и населению области 5,9 тыс. тонн угля, энергетикам — 569,9 тыс. тонн угля. Уровень поставки подмосковного угля по сравнению с 2004 годом составил 283,5%. В 2005 году ликвидационная комиссия ОАО «Тулауголь» реализовала населению 10,7 тыс. тонн угля, обеспечив пайковым углем 3708 семей шахтеров.

Основную часть населения области обеспечивает твердым топливом ОАО «Тулатоппром», которое в течение 2005 года реализовало 35,1 тыс. тонн угля, в том числе социальной сфере 3,7 тыс. т и населению 31,4 тыс. тонн, из них для льготной категории граждан реализовано 27,0 тыс. тонн. Это позволило обеспечить твердым топливом 13302 семьи, в том числе льготной категории граждан 11382 семьи.

Костромская область

Топливо-энергетическая отрасль является, без сомнения, одной из важнейших сфер экономики, как **Костромского региона**, так и России в целом. Она включает в себя целый комплекс производственных и иных имущественных объектов, непосредственно используемых в процессе добычи топлива, производства, передачи и сбыта электрической и тепловой энергии. Это стратегическая жизнеобеспечивающая отрасль, от работы которой во многом зависит состояние социальной сферы, развитие промышленности и сельского хозяйства области. Если вести речь о «Большой энергетике», то топливо-энергетический комплекс — это важнейший налогоплательщик, финансовый донор областного и местных бюджетов. Обратная же сторона медали — значительная доля расходной части регионального и местных бюджетов, направленная на обеспечение гарантированных поставок топлива на объекты «малой» — коммунальной энергетики. В силу исторического наследия, полученного в результате планового развития экономики страны, Костромская область порядка 95% первичных энергоресурсов ввозит из других регионов и лишь немногим более 4% местных видов топлива использует: торф и дрова. Сегодня, в условиях развития экономики страны в рыночных условиях, жестких рамках финансового дефицита, недостаточной бюджетной обеспеченности, такие

процентные показатели не могут обеспечить энергетическую надежность региона и не способствуют реализации поставленных руководством области задач по снижению затратности коммунальной сферы и повышению энергоэффективности экономики региона в целом. А тенденция удорожания топливо-энергетических ресурсов, которая отчетливо прослеживается в течение последних лет, ставит все больше вопросов перед Костромской областью о возрастающей зависимости от поставок топлива, используемого в коммунальной энергетике. Именно поэтому одной из основных проблем, решению которой посвящена деятельность администрации Костромской области, является повышение энергоэффективности экономики Костромской области и, как следствие, снижение издержек области на энергообеспечение, устойчивое энергоснабжение населения и экономики региона, снижение техногенной нагрузки ТЭК на окружающую среду, сохранение энергетической безопасности Костромской области.

Анализ себестоимости производства тепловой энергии при использовании различных видов топлива определил наиболее перспективные направления развития топливо-энергетического комплекса области.

Средняя себестоимость тепловой энергии при использовании в качестве топлива фрезер-

ного торфа составляет 680 руб./ГКал (без НДС). Для сравнения при использовании в качестве топлива природного газа — 559 руб./ГКал, дров — 742 руб./ГКал, угля — 970 руб./ГКал, мазута — 1249 руб./ГКал, электроэнергии — 1871 руб./ГКал.

Безусловным фаворитом в списке перспективных энергоресурсов является природный газ, как высокотехнологичный, легко транспортируемый и относительно дешевый вид топлива. Его использование позволяет обеспечить практически в неограниченных диапазонах мощностей нужды коммунальной энергетики: от установки обычного бытового газового котла в помещении фельдшерско-акушерского пункта до автономной квартальной котельной районного центра. Именно поэтому основное направление совершенствования структуры топливного баланса в Костромской области связано с использованием природного газа. В настоящее время перевод котельных, использующих в качестве топлива мазут, уголь, на использование в качестве топлива газа с экономической и технологической точки зрения наиболее выгоден.

Однако сегодня из 24 районов Костромской области газифицированы природным газом только 4. И для обеспечения природным газом потребителей северо-востока области принято решение о продолжении строительства газопровода Буй-Галич до города Шарья протяженностью 180 км. Строительство данного газопровода — это гарантия успешного завершения инвестиционных проектов как в деревоперерабатывающей отрасли, так и в экономике области в целом.

Но на фоне кажущегося благополучия всеобщей газификации области встает ряд объективных причин, которые наталкивают на решение вопросов по более широкому использованию альтернативных — местных видов топлива. Таковыми причинами являются:

- **географическое расположение**, низкая плотность заселенности территории области и,



Добыча торфа

как следствие, значительные расстояния между населенными пунктами с небольшим числом проживающих;

- **жесткий порядок лимитирования** отпуска и потребления природного газа;
- **зависимость от поставок топлива** из-за пределов региона.

Сегодня стратегическим запасом Костромской области можно смело называть лесные угодья и месторождения торфа. Рассматривая оба эти ресурса, напрашивается вывод, что лес принесет значительно больше пользы экономике области, как сырье деревообрабатывающей отрасли, нежели как топливо, сгорающее в топках котельных. Поэтому одними из важнейших направлений развития топливной базы региона является использование в качестве топлива торфов, залегающих на территории области. Однако следует отметить, что костромские леса несут в себе топливно-энергетический ресурс, в 5–6 раз превышающий современные потребности, и являются мощной сырьевой базой для развития теплоэнергетики — базовой отрасли социально-экономической сферы области. Что ставит практически на равные позиции в топливном балансе области (наряду с топливным торфом и дровами) отходы от деятельности деревоперерабатывающей промышленности.

В рамках изложенного, наиболее перспективным для топливно-энергетического комплекса является развитие торфодобывающей отрасли с параллельной модернизацией котельных для сжигания топливного торфа. Кроме того, катализатором незамедлительных мер по модернизации и замене является котельное оборудование, эксплуатируемое многие годы, морально устаревшее и имеющее физический износ порядка 70%. КПД многих таких котлов составляет не более 30%.

В настоящее время Костромская область обладает запасами торфа в объеме 573 млн. 170 тыс. тонн, из них промышленной разработке подлежит 193 торфомассива с запасами 515 млн. 582 тыс. тонн 40% условной влажности. Наиболее крупными являются месторождения Кремневское Пыщутского района — 44,6 млн. тонн и Бельниковско-Васюковское Нейского района — 30,2 млн. тонн.

Одним из существенных преимуществ Костромской области над другими субъектами РФ является относительно равномерное распределение запасов торфа по области, что позволяет организовать поставки торфа для нужд теплоснабжения и для нужд сельского хозяйства для большинства районов области с минимальными транспортными затратами, так как экономически оправданы

поставки топливного торфа автотранспортом на расстояние до 150 км.

Наряду с относительной дешевизной неоспоримым преимуществом использования торфа в качестве топлива являются его экологические характеристики, которые делают его применение крайне привлекательным в рамках исполнения Киотского соглашения, поскольку выбросы углекислого, сернистого и других парниковых газов при использовании торфа минимальные. Состав торфяной золы позволяет использовать ее на 100% в сельском хозяйстве, адсорбенты, произведенные на основе торфа, можно использовать в коммунальном хозяйстве, пищевой промышленности и цветной металлургии.

Параллельно ведется работа по подбору перспективного оборудования для оснащения котельных коммунальной энергетики, способного эффективно сжигать наиболее дешевый вид топлива — фрезерный торф. Изучается как отечественный, так зарубежный опыт в области добычи и переработки торфа.

Нами проводится постоянная работа, направленная на сотрудничество в области применения альтернативных местных видов топлива с различными отраслями топливно-энергетического комплекса страны. Так, в 2004 году подписано Соглашение о сотрудничестве между администрацией Костромской области и ОАО «Газпром», где одним из основных направлений совместной деятельности определена работа по совершенствованию баланса энергоресурсов Костромской области, направленная на его рационализацию и более широкое использование альтернативных газу источников энергии. С этой целью в мае 2005 года подписано соглашение с ОАО «Межрегионтеплоэнерго», в котором прописана программа с участием каждой из сторон по всей технологической цепочке, начиная от добычи торфа и до его использования. Также не остается без внимания опыт, нарабатанный по данному направлению в других регионах Российской Федерации.

Как указывалось ранее, другим важным направлением использования местных видов топлива является использование отходов деревообработки. Структура целевой направлен-

ности решения проблемы использования отходов деревообработки как возобновляемого местного энергоресурса предусматривает достижение главной цели — повышение энергоэффективности экономики Костромской области. При этом достигается снижение расходов бюджета на энергообеспечение области, формирование экологически безопасной системы энергоснабжения, обеспечение энергетической безопасности региона, оптимизация ведения лесного хозяйства. В настоящее время в муниципальных масштабах можно говорить о положительном эффекте использования низкокачественной древесины и дополнительного древесного сырья в виде отходов лесозаготовительного и деревообрабатывающего производств. При этом необходимо учитывать, что энергия, получаемая от сжигания древесной биомассы, относительно чиста и доступна, в отличие от других видов энергоносителей. Вовлечение ее в топливный баланс не только решает проблему теплоснабжения районных центров и сельских населенных пунктов, но и увеличивает занятость населения многолесных районов.

В Костромской области переработкой древесины занимаются три крупных фанерных комбината и около 450 мелких и средних частных предприятий. Процент использования древесины при ее переработке составляет от 25% (фанерное производство) до 70%.

Объем образования древесных отходов на деревообрабатывающих предприятиях составляет 471 тыс. м³, из которых используются данными предприятиями — 253,8 м³.



Лесозаготовка

Порода	Объем заготовки тыс. м ³	Сучья тыс. м ³	Пни тыс. м ³	Корни тыс. м ³	Древесная зелень (хвоя, листья, ветви, вершинки), т
Сосна	592,36	79,97	17,8	65,17	30541,6
Ель	1111,78	150,11	33,32	115,3	82271,7
Другие хвойные породы	26,4	3,56	0,79	2,9	1953,6
Береза	13,92,31	233,36	40,1	154,18	15903,4
Осина	348,06	69,02	12,19	44,26	6091,1
Другие лиственные породы	113,5	16,2	3,41	12,48	1702,5
Всего	3584,407	552,31	107,57	394,29	138463,3

Таким образом, ежегодный объем древесных отходов составляет около 1,3 млн. м³. Вплоть до настоящего времени практически повсеместно отходы промышленной переработки древесины складываются в отвалы или сжигаются, создавая дополнительную эмиссию углерода в атмосферу. Только в отдельных случаях они частично используются (менее 5% от общего объема) для производства древесно-стружечных плит, сельскохозяйственных нужд и отопления.

Создание энергетических предприятий, приспособленных для потребления древесных отходов, и создание, таким образом, стабильного спроса, позволило бы предприятиям лесного хозяйства организовать заготовку лесосечных отходов, переработку их на топливную щепу и ее поставку энергетическим предприятиям. На энергетические нужды могли бы поставляться некондиционное древесное технологическое сырье, древесные материалы, не имеющие сбыта. Очистка лесов от отходов позволила бы уменьшить опасность размножения вредителей и возникновения пожаров.

Другим направлением использования отходов деревообработки в качестве топлива является производство топливного брикета. Речь идет о топливных брикетах — экологически чистом топливе из отходов деревообработки с использованием прогрессивных технологий прессования опилок и измельченных отходов деревообработки без связующих добавок.

Альтернативное топливо в виде брикетов имеет лучшую теплотворную способность, чем традиционные дрова и торфобрикеты. Теплотворная способность топливных брикетов — 3800–4500 ККал/кг, (для сравнения теплотворная способность: угля каменного — в среднем 6450 ККал/кг, угля бурого — 3000 ККал/кг, торфа — 2450–3000 ККал/кг, дров — 1300 ККал/кг).

Последовательность и поступательность действий в рамках реализации мероприятий, направленных на повышение энергоэффективности и энергонадежности области, обеспечивается областной целевой программой «Энергоэффективная экономика Костромской области на 2005 год и на перспективу до 2010 года». В рамках данной программы проводится работа по переводу электродвигательных и котельных, работающих на угле и мазуте, на местные виды топлива, а также по подбору перспективного оборудования для оснащения котельных коммунальной энергетики, способного эффективно сжигать наиболее дешевые виды топлива — отходы деревообработки и фрезерный торф. На эти цели в 2005 году израсходовано средств на сумму более 5 млн. рублей.

На сегодняшний день нами сделан очередной шаг в направлении систематизации действий в работе по стабилизации и повышению топливной безопасности, повышению энергоэффективности экономики региона. В стадии разработки находится проект Региональной топливно-энергетической программы Костромской области на период до 2013 года.

Техническим заданием программы предусмотрено рассмотрение путей решения следующих задач:

- *повышение эффективности использования* топливно-энергетических ресурсов;
- *обеспечение энергетической безопасности* региона;
- *внедрение современных* организационно-правовых форм энергоснабжения;
- *разработка программных мероприятий* и инвестиционных проектов по устойчивому обеспечению потребителей региона, в первую очередь населения, топливно-энергетическими ресурсами, снижение затрат на энергообеспечение.

И в числе основных разделов проекта программы предусмотрены программные мероприятия и подпрограммы развития торфодобывающей и торфоперерабатывающей отраслей, использования альтернативных источников энергии, технического перевооружения объектов коммунальной энергетики под сжигание местных видов топлива, оптимизации сетевого хозяйства.

Несмотря на уже проделанную работу, движение в направлении стабилизации, а затем и улучшения ситуации в топливно-энергетическом комплексе области только начато. Но без поддержки на законодательном уровне со стороны федерации региональным властям вряд ли удастся добиться значительных результатов в этом направлении. **Костромская область уже входила с рядом инициатив, направленных на совершенствование правовых основ ТЭК, снимающих противоречия в действующем законодательстве:**

1. В целях оказания государственной поддержки регионам в решении вопроса возрождения торфяной промышленности разработать и принять Федеральную целевую программу «Торф» на период до 2015 года, объединяющую в себе решения проблем развития торфодобычи и торфопереработки, модернизации тепловых мощностей коммунальной энергетики.

2. В связи с противоречиями в существующем законодательстве Российской Федерации (Закон РФ «О недрах», Водный, Земельный, Лесной и Налоговый кодексы) привести в соответствие дейст-

вующее федеральное законодательство в части регулирования использования болот для добычи торфа и сапропеля, а также разработать дополнительную необходимую нормативную базу в сфере добычи, переработки и использования торфа, в частности, внести изменения в Федеральный закон «О внесении изменений в Раздел VIII части второй Налогового кодекса Российской Федерации», дополнив его специальной главой «Система налогообложения для производителей и потребителей нетрадиционных возобновляемых источников энергии».

3. Разработать дополнительную нормативно-правовую базу в части Федеральных законов:

а) «**О нетрадиционных возобновляемых источниках энергии**», в котором классифицировать виды энергетических источников, относящихся к нетрадиционным возобновляемым, определить параметры и границы деятельности малой энергетики, урегулировать вопросы разграничения полномочий между федеральными, региональными органами исполнительной власти и органами местного самоуправления по использованию нетрадиционных возобновляемых источников энергии и определить права собственности на различные виды этих ресурсов.

б) «**О внесении изменений в статью 85 главы XI Бюджетного кодекса Российской Федерации**», дополнив ее следующими абзацами: «государственная поддержка нетрадиционной энергетики» и «фундаментальные исследования и содействие научно-техническому прогрессу в сфере освоения нетрадиционных возобновляемых источников энергии».

4. Обеспечить благоприятные условия для устойчивого развития торфодобывающих предприятий, производителей нетрадиционного энергетического оборудования и владельцев установок, использующих энергию торфа, биомассы и других возобновляемых источников энергии с использованием следующих экономических рычагов:

- *прямые субсидии* (на первом этапе);
- *налоговые преференции* инвестиционной информационной и инновационной направленности на федеральном и местном уровне;
- *льготное кредитование* владельцев установок возобновляемой энергетики (возможно создание специального фонда льготного кредитования);
- лизинг для желающих приобрести установки возобновляемой энергетики.

5. Предусмотреть в проекте федерального бюджета на 2006 год финансирование фундаментальных научных исследований по оценке

валового, технического и экономического потенциала нетрадиционных возобновляемых источников энергии, а также дополнительного энергетического потенциала энергосетей с возобновляемыми источниками энергии, в том числе жидкие углеводородные энергоносители при утилизации «парниковых» газов и реальной возможности замещения ими традиционного котельно-печного и моторного топлива в различных регионах России на перспективу до 2020 года.

6. В целях обеспечения экономической и энергетической безопасности России, увеличения доли нетрадиционных возобновляемых источников энергии в балансе потребления первичных энергоресурсов (до 3–4% к 2010 году и до 6–7% к 2020 году) внести соответствующие дополнения в Энергетическую стратегию России на период до 2020 года и Федеральную целевую программу «Энергоэффективная экономика» на период 2002–2005 годы и на перспективу до 2010 года, утвержденную Постановлением Правительства Российской Федерации от 17 ноября 2001 года № 796, предусмотрев проведение международной сертификации производимого нетрадиционного энергетического оборудования для обеспечения соответствующего выхода на международный рынок, разработку методики и проведения геолого-экономического развешивания работ по их комплексному использованию в регионах России, испытывающих дефицит в теплоснабжении, а также увеличение объемов бюджетного финансирования по разделу «Эффективное энергообеспечение регионов, в том числе северных и приравненных к ним территорий на основе использования нетрадиционных возобновляемых источников энергии и местных видов топлива» в части, касающейся финансирования НИИОКР и сооружения объектов возобновляемой и малой энергетики.

7. В целях исполнения Федеральной целевой программы по газификации России выделять дополнительные лимиты на природный газ с учетом роста потребления и ежегодно предусматривать выделение средств из федерального и областных бюджетов на строительство распределительных сетей в соответствии с Программой.

Подводя черту, хочется отметить, что при законодательной поддержке со стороны федеральных властей регионы получают реальную возможность улучшить ситуацию в топливно-энергетическом комплексе, что обеспечит социально-экономическую стабильность и станет гарантом стабильного развития экономики областей в целом.

Иркутская область

В **Иркутской области** создана и функционирует крупная топливно-энергетическая база. Здесь добывается около 4% угля страны, производится более 6% электроэнергии, перерабатывается 4,5% сырой нефти. Область занимает 3 место в объеме российского производства электроэнергии и 2 место в производстве тепловой энергии. Через несколько лет регион может стать основой нефте- и газодобычи в Восточной Сибири.

Базовой отраслью не только ТЭК области, но и экономики в целом является электроэнергетика. Значительная доля в генерации электроэнергии на ГЭС (около 85%) делает иркутскую энергосистему уникальной.

Наличие в регионе значительных гидроэнергоресурсов позволило разместить в регионе большое количество крупных энергоемких предприятий, от их эффективной работы зависит экономика региона. В настоящее время энергосистема, полностью обеспечивая потребности региона, является избыточной, что дает возможность продавать часть электроэнергии за пределы региона.

В Иркутской области стоимость электроэнергии на одном из самых низких уровней в России. Это вызвано двумя факторами. Во-первых, как уже было указано, большая часть электроэнергии вырабатывается на ГЭС. А во-вторых, уровень тарифов на электро- и теплоэнергию регулируется региональной энергетической комиссией с учетом интересов населения, ОАО «Иркутскэнерго» и предприятий области. Кроме того, в регионе впервые в России стала применяться система установления тарифов на год вперед. Это позволяет предприятиям области более точно прогнозировать свою хозяйственно-экономическую деятельность,

что способствует увеличению конкурентоспособности продукции, выпускаемой предприятиями региона.

Другой традиционной отраслью ТЭК региона является угольная промышленность. По запасам угля Иркутская область находится на 4 месте в стране. Отрасль в состоянии обеспечивать полное удовлетворение собственных потребностей региона в угле (потребность — около 10 млн. т) и осуществлять поставку угля в другие районы страны и на экспорт в объеме до 600 тыс. т. Доля отгружаемого на экспорт угля постоянно растет, при этом существует значительный потенциал увеличения объемов вывоза угля за пределы области. Наиболее перспективным является развитие нефтегазовой отрасли в регионе. Объем извлекаемых запасов нефти в регионе 224 млн. т, газа — 2,3 трлн. м³. Освоение нефтяных месторождений области напрямую связано со строительством нефтепроводов «Восточная Сибирь — Тихий океан» и «Талаканское НГКМ — г. Усть-Кут».

Нефтепровод «Восточная Сибирь — Тихий океан» (разработчик ОАО «АК Транснефть») должен связать месторождения Восточной Сибири и Дальнего Востока, что позволит России выйти на перспективный рынок стран АТР. Начало строительства запланировано на 2006 год, окончание — на 2008 год. По территории области будет проложено 885,5 км из 4264 км нефтепровода, размещено 5 насосных станций. Магистральный нефтепровод будет проложен по северным районам области, что упростит подключение к нему подводящих нефтепроводов, доставляющих нефть с месторождений севера Иркутской области, Якутии, Красноярского края. Одним из таких подводящих нефтепроводов станет нефтепровод, связывающий Талаканское и Верхнечонское месторождения с выходом на станцию «Лена» в г. Усть-Кут (разработчик проекта — ОАО «Сургутнефтегаз»). Срок окончания строительства — 2008 год.

Реализация этих проектов позволит вовлечь в хозяйственное освоение нефтяные месторождения севера области (Верхнечонское, Ярахтинское, Марковское и др.). В 2006 году планируется начало опытно-промышленной эксплуатации самого крупного из разведанных в области Верхнечонского нефтяного месторождения (запасы нефти по категориям C1 и C2 — 201,6 млн. т, разработчик ОАО «Верхнечонскнефтегаз»). Суммарные запасы нефти осталь-



Братская ГЭС (Иркутский район)

ных месторождений области по категориям С1 и С2 оцениваются около 30,5 млн. т. Опытнo-промышленную эксплуатацию нефтегазоконденсатных месторождений осуществляет ООО «Иркутская нефтяная компания» и ряд небольших региональных компаний. В целях комплексного освоения газовых ресурсов Иркутской области 16 декабря 2005 г. администрацией Иркутской области и ОАО «Газпром» подписан Договор о газификации Иркутской области. Тогда же ОАО «Газпром» была представлена Генеральная схема газификации Иркутской области, разработанная в рамках Программы создания в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке России единой системы добычи, транспортировки и газоснабжения и основанная на комплексном подходе к ресурсному потенциалу области. Согласно планам компании реализация данного проекта начнется с освоения северных малых месторождений. В соответствии со схемой предполагается газификация 899 населенных пунктов области (уровень обеспеченности населения газом составит 80%). В результате при численности 2,5 млн. чел. ежедневно пользоваться газом смогут свыше 2,1 млн. чел.

Кроме того, с начала 2003 года ОАО «ТНК-ВР Менеджмент» — основным акционером ОАО «РУСИА-Петролеум» разрабатывается проект газоснабжения на базе Ковыктинского месторождения. Планируется, что газ с Ковыктинского ГKM будет поступать на ОАО «Саянскхимпласт», где предполагается строительство газоразделительного завода с выделением ценных фракций, используемых в качестве сырья для полимерной химии. Попутно будут газифицированы 78 крупных населенных пунктов Иркутской области и Усть-Ордынского Бурятского автономного округа. Ре-



Добыча угля

ализация проекта будет первым этапом создания сырьевой и технологической базы газификации предприятий химической промышленности, энергетики, коммунального хозяйства и быта. Газ с Ковыктинского ГKM будет поступать на ОАО «Саянскхимпласт», где планируется строительство газоразделительного завода с выделением ценных фракций, используемых в качестве сырья для полимерной химии. Начало поставки товарного газа в г. Иркутск — 2008 год. В целом необходимо отметить, что разработка нефтегазовых месторождений области будет следующим этапом создания сырьевой и технологической базы для углубления степени переработки сырья и развития новых производств на основе экологически чистых газовых технологий.

ВАМ НА РАБОЧИЙ СТОЛ

ГОТОВИТСЯ К ПЕЧАТИ:

Карякин Р.Н. Нормы устройства сетей заземления, 4-е изд. — М.: ЗАО «Энергосервис», 2006. — 360 с.

Настоящее, 4-е издание Норм является технологическим дополнением гл. 1.7 «Заземление и защитные меры электробезопасности» Правил устройства электроустановок (ПУЭ — 7 изд.).

По сравнению с предыдущим изданием объем книги увеличен за счет добавления новых практических рекомендаций по устройству сетей заземления. Книга адресована инженерам, мастерам, бригадирам, техникам, рабочим-электромонтажникам, связанным с проектированием, монтажом, испытаниями, сертификацией, энергонадзором, ремонтом, реконструкцией и эксплуатацией электроустановок.

По многочисленным просьбам наших читателей выпущены дополнительные тиражи книг:

- **Правила устройства электроустановок (ПУЭ) 7-е изд.** Разделы: 1, 6, 7 (2006 г., 280 стр.);
- **Правила учета электрической энергии** (2006 г., 16 стр.);
- **Межотраслевые правила по охране труда при работе на высоте** (2006 г., 230 стр.);
- **Сакара А.В. Организационные и методические рекомендации по проведению испытаний электрооборудования и аппаратов электроустановок потребителей** (2006 г., 240 стр.).

Адрес ЗАО «Энергосервис»: 109147, г. Москва, а/я № 3.
Тел.: (495) 911-22-38, тел./факс: (495) 911-25-77.

Надежность РАО «ЕЭС России»: системные проблемы и пути их решения

М.И. Буянов,

*начальник Управления электроэнергетики
Федерального агентства по энергетике*

Н.П. Петрикина,

*зам. начальника Управления электроэнергетики
Федерального агентства по энергетике*

В современных условиях обеспечение надежности Единой энергетической системы России сопряжено с решением ряда проблем, имеющих системный характер. Рассмотрим некоторые из них, наиболее близкие по роду деятельности Федеральному агентству по энергетике: наличие необходимых резервов генерирующих мощностей и пропускной способности электрических сетей; недостаток инвестиций в электроэнергетику; рационализация топливно-энергетического баланса; оснащение диспетчерских служб автоматизированными системами управления и повышение квалификации оперативного персонала.

Наличие необходимых резервов генерирующих мощностей и пропускной способности электрических сетей

При создании РАО «ЕЭС России» были определены основные задачи, стоящие перед обществом — надежное и бесперебойное энергоснабжение потребителей и обеспечение развития электроэнергетики страны. Тогда же были произведены расчеты необходимого прироста установленной мощности РАО «ЕЭС России» — ежегодно вводить порядка 8–10 млн. кВт генерирующих мощностей, т.е. обеспечивать рост установленной мощности на 3,5–4% в год.

Однако на практике соответствующий прирост генерирующей мощности не был обеспечен, так как в девяностые годы наблюдалось снижение потребления электроэнергии, вследствие чего сложилось мнение, что отечественная электроэнергетика располагает большими резервами.

В настоящее время рост потребления электроэнергии превышает прирост генерирующих мощностей, причем в некоторых регионах дефицит мощности прогнозируется уже с текущего года (Свердловская, Тюменская и Челябинская области, Пермский край). Высокими темпами растет электропотребление в Московской, Ленинградской, Калининградской областях, в результате че-

го нулевой баланс мощности ожидается в уже в 2007–2008 годах в Объединенной энергетической системе (ОЭС) Центра, ОЭС Сибири.

Основой генерирующих мощностей современной энергетики сегодня является паросиловое оборудование, часть которого давно устарела и морально, и физически. В 2000 г. свыше 10% действующего основного электроэнергетического оборудования работало за пределами установленного паркового ресурса, в 2005 г. этот показатель достиг 25%, в 2010 г. возможно его дальнейшее увеличение. При этом возрастают риски снижения надежности энергоснабжения потребителей даже в тех регионах, где дефицит энергетических мощностей не прогнозируется.

В осенне-зимний период 2005–2006 гг. четырнадцать регионов России (Москва и Московская область, Санкт-Петербург и Ленинградская область, Тюменская область, Краснодарский край, Волгоградская область, Белгородская область, Республика Хакасия, Республика Карелия, Республика Дагестан, Калужская область, Калининградская область, Астраханская область, Республика Тыва, Республика Ингушетия) превысили последний пиковый уровень потребления, приходившийся на 1989–1991 гг.

В связи с этим неотложной задачей по обеспечению надежного и бесперебойного электроснаб-

жения отраслей экономики и населения страны является ускоренный ввод новых генерирующих мощностей для покрытия прогнозируемого дефицита мощности в каждом регионе и в Единой энергосистеме в целом.

В настоящее время Минпромэнерго России совместно с Минэкономразвития России, Росатомом, ОАО РАО «ЕЭС России», ОАО «ФСК», ОАО «СО-ЦДУ-ЕЭС», ОАО «ГидроОГК», ФГУП «Концерн «Росэнергоатом» с участием заинтересованных министерств и ведомств приступили к **разработке системы прогнозирования и стратегического планирования перспективного развития электроэнергетики, включающей в себя комплекс следующих взаимосвязанных работ:**

- **Стратегия развития** электроэнергетики России на период до 2030 года.
- **Программа перспективного развития** электроэнергетики России на период до 2020 года с генеральной схемой размещения объектов электроэнергетики на период до 2020 года.

При этом должен быть предусмотрен ввод мощностей не только для покрытия перспективного спроса на электроэнергию, но и для замещения действующих энергоблоков, выработавших свой ресурс.

Для ускорения темпов ввода генерирующих мощностей и снижения капитальных вложений в их строительство крайне важно использовать в первую очередь свободные площади территорий действующих электростанций и их инфраструктуру. Причем ввод новых генерирующих мощностей, техническое перевооружение и реконструкцию действующих энергоблоков следует осуществлять только с использованием новых высокоэффективных энергетических технологий.

Рассматривая перспективу роста генерирующих мощностей, необходимо учитывать имеющееся соотношение выработки электроэнергии на тепловых, атомных и гидроэлектростанциях. В 2005 году это соотношение характеризовалось следующим образом:

ТЭС/АЭС/ГЭС=66%/15,7%/18,4%.

От надежной работы атомных электростанций зависит статическая и динамическая устойчивость РАО «ЕЭС России». Следует также учитывать, что эффективность и безопасность АЭС в свою очередь зависит от ЕЭС, так как АЭС требует от ЕЭС обеспечения их базового режима работы, недопущения снижения частоты электрического тока, и ЕЭС является резервным источником питания собственных нужд АЭС.

Придавая важное значение развитию атомной энергетики, Президент Российской Федерации В.В. Путин на встрече с министрами энергетики

стран «Группы восьми» и на совещании по развитию атомной энергетики отметил необходимость увеличения доли выработки российской электроэнергии на атомных станциях (в 2006 году увеличить долю выработки электроэнергии атомными станциями до 16%, а на первом этапе развития атомной энергетики до 20%).

В связи с вводом в эксплуатацию новых генерирующих мощностей на АЭС и на ТЭС, для обеспечения устойчивой и надежной работы ЕЭС необходимо увеличение мощностей ГЭС. В первоочередном порядке необходимо завершить строительство станций, сооружение которых уже начато. (Усть-Среднеканская, Бурейская, Зеленчукская, Зарамагская и Ирганайская ГЭС, Богучанская, каскад Черекских ГЭС).

Кроме того, говоря о мерах по повышению надежности энергоснабжения потребителей, нельзя не учитывать необходимость интенсивного развития электросетевого комплекса страны. Все большую актуальность приобретает проблема использования неэксплуатированного энергетического потенциала сибирских гидравлических и тепловых электростанций. Так называемые «запертые» мощности в этом регионе составляют 7–10 млн. кВт. Именно поэтому развитие межсистемных линий электропередачи напряжением 500–1150 кВ можно считать одной из важнейших стратегических задач по обеспечению надежности ЕЭС России.

Следует также отметить, что для реализации комплекса мер, связанных с дополнительным вводом энергетических мощностей в дефицитных регионах, крайне важным является обеспечение своевременной выдачи разрешений и своевременных поставок газа на вводимые объекты и существующие мощности.

Недостаток инвестиций в электроэнергетику

Ключевой проблемой обеспечения надежности РАО «ЕЭС России» является осуществление инвестирования в электроэнергетику. При проведении мониторинга выполнения энергетической стратегии до 2020 года Институтом энергетической стратегии было отмечено отставание объемов инвестиций от необходимого уровня, принятого в соответствии с Энергетической стратегией России. В 2004 г., по имеющимся оценкам, объем капитальных вложений в электроэнергетике составил 65% от необходимых объемов, а в 2005 году, по предварительным данным, отставание от ориентиров Энергетической стратегии России еще более увеличилось, и объем инвестиций в электроэнергетику составил 56% от необходимых объемов.

Во исполнение поручения Президента РФ от 3 марта 2006 г. № Пр-328 Правительством Российской Федерации **разрабатывается программа мер по привлечению инвестиций в электроэнергетику по следующим основным направлениям:**

- *инвестиции собственных и заемных средств* энергопредприятий;
- *средства* федерального бюджета;
- *прямые инвестиции* по федеральным целевым программам (ФЦП);
- *проведения дополнительной эмиссии* акций;
- *использование механизма* гарантирования инвестиций;
- *обеспечение инвестиционного ресурса* для развития электрических сетей.

Инвестиции собственных и заемных средств энергопредприятий. Учитывая, что инвестиции за счет собственных и заемных средств ограничены действующей тарифной политикой, необходимо обеспечить привлечение инвестиций из других источников, одним из которых является федеральный бюджет.

Средства федерального бюджета будут направлены на инвестиции в системообразующие компании отрасли, которые, в соответствии с действующим законодательством, остаются под контролем государства: Федеральная сетевая компания (ФСК), Системный оператор — Центральное диспетчерское управление (СО — ЦДУ), Оптовая гидрогенерирующая компания («ГидроОГК»). Способом осуществления инвестиций станет выкуп государством дополнительной эмиссии акций указанных компаний, что позволит обеспечить непосредственное участие государства в капитале указанных компаний. При этом бюджетные инвестиции в дополнительную эмиссию могут составить в период 2007–2009 гг. в сумме свыше 200 млрд. рублей.

Прямые инвестиции по федеральным целевым программам. В настоящее время за счет средств федерального бюджета ФЦП «Энергоэффективная экономика» осуществляется финансирование работ по подготовке зон затопления строящихся ГЭС. Однако выделяемых бюджетных средств недостаточно для осуществления вводов в соответствии с графиками, в связи с чем соответствующие работы проводятся за счет собственных средств РАО «ЕЭС России». Учитывая, что в связи с реформированием РАО «ЕЭС России» средства общества в дальнейшем не смогут быть выделены для выполнения работ по обеспечению ввода в эксплуатацию семи ГЭС, предусмотренных инвестиционной программой ОАО «ГидроОГК», для осуществления указанных работ, по расчетам РАО «ЕЭС России», в федеральном

бюджете необходимо предусмотреть финансирование порядка 24 млрд. рублей до 2009 г.

Кроме того, во исполнение поручения Президента РФ от 14 марта 2006 г. № Пр-415 Правительством Российской Федерации поручено разработать и утвердить Федеральную целевую программу «Развитие атомного энергопромышленного комплекса России на 2007–2010 годы и на перспективу до 2015 года» и включить в проект федерального бюджета и последующие годы расходы на финансирование мероприятий данной программы, предусмотрев государственную поддержку атомной генерации (строительство не менее 2-х блоков, начиная с 2007 г.) для реализации положений энергетической стратегии России.

Проведение дополнительной эмиссии акций отдельных оптовых и территориальных генерирующих компаний на фондовых рынках.

Размещение акций оптовых генерирующих компаний и территориальных генерирующих компаний на фондовых рынках может обеспечить, по предварительным оценкам РАО «ЕЭС России», уже в 2006–2007 гг. привлечение средств на сумму до 1 млрд. долларов, что позволит обеспечить финансирование приоритетных инвестиционных проектов по строительству генерирующих объектов компаний, обеспечивающих дополнительные вводы мощностей и повышение надежности РАО «ЕЭС России».

Использование механизма гарантирования инвестиций основывается на формировании условий для привлечения частного капитала, в частности, в соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 7 декабря 2005 г. № 738.

К настоящему моменту определяется список площадок для строительства генерирующих мощностей и ведется работа по подготовке конкурсной документации. Проведение первых конкурсов на реализацию инвестиционного проекта в рамках указанного механизма запланировано на второе полугодие 2006 г.

Обеспечение инвестиционного ресурса для развития электрических сетей. Ограничение на техническое присоединение к сетям во многих регионах стало серьезным тормозом для развития бизнеса и программ жилищного строительства. Учитывая необходимость в ограничении темпов роста тарифов необходимо формирование нового источника инвестиций в сетевое хозяйство. Для решения проблемы во втором полугодии 2006 г. нормативная база по введению новых условий платы за технологическое присоединение к сетям должна быть подготовлена. В настоящее время заканчивается работа над методическими основами установления указанной платы.

Рационализация топливно-энергетического баланса

Для обеспечения надежности РАО «ЕЭС России» первостепенное значение имеет правильно разработанный топливный баланс. Любой перекос в балансе, срыв поставок того или иного топлива на электростанции может привести к сокращению производства электроэнергии и тепла.

В настоящее время в Минпромэнерго России подготовлен и находится на стадии утверждения приказ «Об организации работы по формированию балансов основных видов топлива, нефтепродуктов и сжиженных углеводородных газов», разработанный в соответствии с Основными положениями формирования и использования государственных информационных ресурсов топливно-энергетического комплекса Российской Федерации, утвержденными Постановлением Правительства Российской Федерации от 6 сентября 2002 г. № 663.

Энергетической стратегией предусматривалось в период 2005–2020 гг. снижение доли газа с 63 до 56%; увеличение доли твердого топлива с 31 до 40%; стабилизацию доли жидкого топлива на уровне 4–5%. Фактические тенденции пока не соответствуют прогнозным.

В топливном балансе электростанций за период 2000–2005 гг.: доля газа возросла с 63,5 до 68,3%; доля твердого топлива уменьшилась с 31 до 28,6%; доля жидкого топлива уменьшилась с 5,5 до 3,1%. Главной причиной негативной динамики структуры потребления топлива в прошедшие годы являются ценовые соотношения на основные взаимозаменяемые энергоносители — газ и уголь. Регулируемые государством цены на газ, обладающий высокими потребительскими качествами, в 2004 и 2005 гг. были ниже, чем цены на энергетический уголь. Видимо, в сложившихся условиях необходима оптимизация топливного баланса в увязке с прогнозируемым поэтапным увеличением цены на природный газ.

Требуется скорейшего решения проблема устойчивого обеспечения генерирующих компаний топливом, особенно в наиболее напряженный для энергетики осенне-зимний период.

Потребление топочного мазута в России имеет ярко выраженный сезонный характер. С наступлением отопительного сезона его расход по сравнению с летним периодом увеличивается в среднем по стране почти в 2 раза, а на предприятиях электроэнергетики более чем в 3 раза. В периоды значительных похолоданий при прохождении максимума энергопотребления расход то-

почного мазута на тепловых электростанциях может возрастать в 5–10 раз.

По состоянию на 1 октября 2005 г., т.е. к началу осенне-зимнего сезона 2005–2006 гг., объем накопленных запасов топочного мазута у потребителей в целом по России составлял 90% от уровня 2004 г. на ту же дату и 87% от уровня 2003 г. В IV квартале 2005 г. электростанции РАО «ЕЭС России» закупили топочного мазута на 40% меньше, чем в аналогичные периоды 2004 и 2003 гг.

Состояние запасов значительно осложнило обеспечение электростанций топливом в период январских — февральских аномально низких температур. Недостаточный уровень запасов мазута и рост его потребления вызвали повышенный спрос на мазут во второй половине января, в результате чего произошел резкий скачок цен на мазут на внутреннем рынке, примерно с 5 тыс. руб./т в начале января 2006 г. до уровня более 6,5 тыс. руб./т в начале февраля 2006 г. В региональном разрезе с начала года произошло повышение оптовых цен на мазут в Ивановской и Ярославской областях более чем на 60%, в Краснодарском крае — более 45%, в Рязанской области — более 40%, в Омской области — порядка 40%, в Оренбургской области — 30%.

В качестве мер, направленных на удовлетворение спроса на внутреннем рынке топочного мазута в периоды зимнего максимума энергопотребления, могут рассматриваться:

- *создание объемов сезонных запасов* мазута у потребителей по нормативам, обеспечивающим прохождение зимнего максимума энергопотребления;
- *заключение долгосрочных прямых контрактов* между электростанциями и нефтяными компаниями на поставку мазута, что позволит повысить надежность обеспечения электростанций топливом.

В 2005 г. в соответствии с приказом Минпромэнерго России от 4 октября 2005 г. № 269 «Об организации в Министерстве промышленности и энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов создания топлива на тепловых электростанциях и котельных» утверждены Положение об организации в Министерстве промышленности и энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов создания запасов топлива на тепловых электростанциях и котельных и Порядок расчета и обоснования нормативов создания запасов топлива на тепловых электростанциях и котельных.

Начиная с 2006 г., нормативные запасы будут утверждаться в Минпромэнерго России.

Оснащение диспетчерских служб автоматизированными системами управления и повышение квалификации оперативного персонала

Проблема обеспечения надежности работы энергетической системы непосредственно затрагивает сегодня не только предприятия энергетической отрасли, но и всех потребителей электроэнергии, а также органы власти субъектов Российской Федерации и органы местного самоуправления.

В сложившихся условиях возрастают требования к планированию и поддержанию долгосрочных, краткосрочных и суточных балансов мощности энергетической системы, к ведению ее режимов. В РАО «ЕЭС России» соблюдение этих требований всегда обеспечивалось вертикально интегрированной многоуровневой системой диспетчерского управления с четким разграничени-

ем функций поддержания балансов и ведения режимов между диспетчерским персоналом разных уровней. При реформировании электроэнергетики произошло выделение всех ранее действовавших диспетчерских служб из эксплуатационных структур в самостоятельную систему: Системный оператор – Центральное диспетчерское управление (СО-ЦДУ), объединенные диспетчерские управления (ОДУ) и районные диспетчерские управления (РДУ). Во вновь создаваемых структурах, оптовых генерирующих компаниях (ОГК), территориальных генерирующих компаниях (ТГК), федеральной сетевой компании (ФСК), магистральных межрегиональных сетевых компаниях (ММСК), магистральных региональных сетевых компаниях (МРСК) создаются свои оперативно-диспетчерские службы. Все диспетчерские службы пока еще не в полной мере адаптированы к новой системе управления электроэнергетикой.

ПРИБОРЫ УЧЕТА

Приборы учета тепловой энергии и теплоносителя, получившие положительные заключения о соответствии требованиям нормативных документов (Состояние на 19.07.06)

№ заключения	Поставщик	Прибор
365-ТС	ООО «Фирма «Семпал Ко ЛТД», г. Киев, Украина	Тепловодосчетчики СВТУ-10М
366-ТС	ЗАО «НПФ Теплоком», г. Санкт-Петербург	Теплосчетчики ТСК-5
367-ТС	ООО «ИТЭЛМА-РЕСУРС», г. Москва	Теплосчетчики «БЕРИЛЛ» тип СТЭ
368-ТС	ЗАО «АСВЕГА-М», г. Москва	Теплосчетчики «НЕВА-05»
369-ВС	Счетчики воды квартирные Volumex (мод. VLX 1,5; E-T QN 1,5; 2,5)	Фирма «Sensus Metering Systems a.s.», Стара Тура, Словакия
370-ВС	ООО НПП «Уралтехнология», г. Екатеринбург	Расходомеры-счетчики жидкости ультразвуковые «КАРАТ-РС»
371-ВС	ЗАО «ПГ «Метран», ЗАО «Метран-СМАРТ», г. Челябинск	Преобразователи расхода вихреакустические «Метран-320»
372-ТС	ЗАО НПФ «ЛОГИКА», ЗАО «Теплоэнергомонтаж», г. Санкт-Петербург	Теплосчетчики «ЛОГИКА 9961» мод. 9961-Э1 (-Э1М)...9961-Э4 (-Э4М), 9961-У1 (-У1М)...9961-У6 (-У6М), 9961-В1 (-В1М)...9961-В4 (-В4М), 9961-Т1 (-Т1М)...9961-Т5 (-Т5М), 9961-С1 (-С1М)...9961-С2 (-С2М), 9961-Н1 (-Н1М)...9961-Н2 (-Н2М)
373-ВС	ООО «ТБН энергосервис», г. Москва	Счетчики-расходомеры электромагнитные РМ-5-Т (модифика- ции РМ-5-Т, РМ-5-Т-И, РМ-5-Б1, РМ-5-Б3)

В каком направлении нам двигаться? (мнение специалиста)

В мае 2005 года Москва из-за аварии на одной из подстанций пережила энергетический коллапс, парализовавший жизнь города. Прошло только полгода, и непривычно холодной зимой жители столицы неожиданно для себя узнали, что не только авария, но и просто недостаток электроэнергии, вырабатываемой в Московском регионе, может служить причиной отключений электроэнергии и что в следующую зиму все может повториться.

Что же необходимо делать, чтобы в минимальные сроки обеспечить снабжение многомиллионного города и всего Московского региона электроэнергией в достаточном количестве?

На эту тему рассуждает Олег Николаевич Фаворский, академик, Советник Президиума РАН, заместитель академика-секретаря Отделения энергетики, машиностроения, механики и процессов управления РАН.

Без электроэнергии и тепла России невозможно не то что развиваться, но и просто существовать. Поэтому развитие тепло- и электроэнергетики должно идти опережающими темпами, обеспечивая и развитие всех других отраслей, и качество жизни.

Сегодня выработка электроэнергии в России на АЭС составляет примерно 16 процентов от общей выработки, на гидроэлектростанциях — 20 процентов. Остальное дают тепловые электростанции, работающие на органическом топливе. И в перспективе это соотношение сохранится, какие бы разговоры не шли о новом этапе развития атомной энергетики и об использовании возобновляемой энергетики.

Возобновляемая энергетика нужна и полезна, но она эффективна только для решения частных проблем. Атомная энергетика также очень нужна, поэтому рекомендации Президента России о необходимости увеличения ее доли в общей выработке своевременны. Но, во-первых, капитальные затраты на создание атомных электростанций чрезвычайно велики, а во-вторых, за последние 20 лет атомная промышленность потеряла свой потенциал, необходимый для массового производства энергетических установок для АЭС. Его нужно срочно восстановить, но это займет годы. Производство электроэнергии сегодня в стране основывается на органическом топливе, из которых две трети приходится на природный газ. Россия — это страна с относительно дешевым природным топливом и поэтому широкое созда-

ние очень дорогих источников электроэнергии в ней нерационально.

Примерно 40% топлива, добываемого в стране, идет в электро- и теплоэнергетику. Оно используется на электростанциях, вырабатывающих только электроэнергию — ТЭС, на электростанциях, традиционно называемых ТЭЦ, вырабатывающих электроэнергию и тепло, и на котельных, дающих только тепло. К сожалению, оборудование электростанций России сегодня не соответствует мировому. Практически 98% энергетических установок — это паротурбинное оборудование, имеющее коэффициент использования топлива в лучшем случае 38%, а в среднем — 30%, в то время как во всем мире применяется парогазовое оборудование, основу которого составляют более эффективные газотурбинные установки, позволяющее поднять коэффициент использования топлива до 60%. Получается, что при одном и том же количестве топлива для получения электроэнергии можно почти вдвое поднять производство электроэнергии.

Россия когда-то была самой передовой страной в создании газовых турбин. На Ленинградском металлическом заводе была создана первая в мире двухвальная газовая турбина мощностью 100 тысяч кВт, принципиальная схема которой сейчас используется во всех странах. Но 70-е и 80-е годы стали временем увлечения атомной энергетикой, и развитие газовых турбин в стране быстро «зачахло».

Почти 40% топлива, использующегося в тепло- и электроэнергетике, идет только на выработ-

ку тепла. Причем, если на ТЭЦ вырабатывается порядка 20%, то 40% — вырабатывается на котельных. Из них 40–45% работают на газе. Значительная часть этих котельных были построены во время так называемой «газовой паузы» начала 90-х годов. И котельные, работавшие раньше на угле, самым примитивным способом переводили на газ. В угольную котельную просто вставляли газовые форсунки. Такие переделки стоили очень дешево и производились быстро, но при этом использовалось менее 50 процентов энергии сгоравшего газа. Общее число котельных оценивается в 80–90 тысяч, и, соответственно, объем неэффективно сгорающего газа очень велик. Его рациональное использование позволило бы решить значительную часть энергетических проблем. Вопрос в том, как это сделать?

В последние годы в производстве электроэнергетики наметилась новая тенденция. Если раньше в мире стремились создавать все более и более крупные электростанции, на которых концентрировалась выработка электроэнергии, то сегодня такой подход стал сочетаться с децентрализацией электростанций. Создание новых крупных электростанций требует значительных затрат не только на их энергетическое оборудование, но и на электрические сети. Американские энергетики рассчитали, что экономически выгоднее до 30–40 процентов электроэнергии вырабатывать децентрализованно — на небольших газотурбинных установках. При этом решается и проблема сетей — они становятся существенно дешевле. Поэтому система надежного и массового обеспечения электроэнергией должна основываться на создании необходимого количества небольших электростанций.

Использование системы децентрализованной электроэнергетики позволяет по-иному подойти к проблеме реконструкции в России огромного числа морально устаревших котельных, на которых сжигают газ, не вырабатывая при этом электроэнергии. Их эффективность можно поднять, сначала получая с помощью небольших газотурбинных установок электроэнергию, а затем на отработанном газе — тепло.

При оценке экономичности больших и маленьких энергетических газотурбинных установок необходимо учитывать как уровень их сложности, так и серийность производства. С ростом сложности установки, естественно, растет ее цена, так как увеличение КПД и выигрыша в затратах на топливо всегда связано с возрастанием капитальных затрат. Поэтому рациональный уровень усложнения установок должен выбираться для конкретных условий. В России — стране, богатой органическим топливом, газ и уголь будут всегда дешевле, чем в западных странах, и в ней принципиально не

должно быть погони за энергетическими установками, очень сложными по техническому совершенству, хотя и имеющими высокий КПД. Более эффективными в российских условиях будут относительно простые, но надежные установки с достаточно высоким, но не предельным КПД. При выборе оптимального размера, мощности и цены газотурбинной установки нужно учитывать еще несколько параметров, в том числе стоимость металла, из которого она изготовлена. Проведенные расчеты показывают, что минимальные цены на металл имеют газотурбинные установки мощностью порядка 20 МВт. Меньшие и большие установки требуют существенно больше затрат металла на каждый кВт вырабатываемой мощности. Есть еще один очень важный параметр, который надо учитывать при сравнении стоимости больших и маленьких газотурбинных установок — это серийность их выпуска на хорошо оснащенном производстве. При выпуске значительных партий небольших газотурбинных установок, их стоимость на каждый вырабатываемый ими ватт оказывается не выше, чем на крупных. Как показывает опыт работы авиационной промышленности, увеличение числа изготавливаемых на заводе небольших газотурбинных установок в 10 раз приводит к снижению их стоимости почти вдвое. Использование в энергетике небольших установок, созданных на основе авиационных газовых турбин, имеет еще одно большое преимущество. Время ввода такой установки осуществляется не за четыре — пять лет, как крупной, а всего один-два года. Соответственно, и ее окупаемость потребует значительно меньшего времени.

Сегодня в России имеется 10 крупных авиационных заводов, на которых налаживается производство небольших газотурбинных энергетических установок, начиная с 1–1,5 МВт и кончая 30 МВт. Одни из них сделаны в единичных экземплярах, другие уже запущены в серию. Последние три года на их базе уже работают около 160 маленьких электростанций. Например, типичная маленькая электростанция работает на заводе в Новополюе. В ней менее чем за год были введены в строй две газотурбинные установки по 20 МВт, одновременно дающие по 30 МВт тепловой мощности. Электростанция была построена в 2000 году, в 2002 году себя окупала и вот уже 4 года приносит прибыль за счет выработки электроэнергии, тепла и пара, идущего в производство.

Москва и весь Московский регион сегодня обеспечиваются электроэнергией на пределе возможности энергетической системы. Собственные ее электростанции вырабатывают 14 ГВт электроэнергии. Зимой 2005–2006 гг. из-за холодов Москве не хватило 2,5 ГВт. Эта недостающая электро-

энергия поступала по электросетям, главным образом, из Тверской, частично из Ярославской областей и Северо-Запада России. Но изношенные электрические сети не могли пропускать больше, чем 2,5 ГВт. Если бы морозы продлились дольше, то в столице нужно было бы вводить более существенные ограничения электроэнергии.

Как выйти из создавшегося в Москве положения с дефицитом электроэнергии? Создана программа, в соответствии с которой для устранения дефицита нужно в течение 3–4 лет построить несколько крупных электростанций. Такой подход является продолжением прежней линии развития отечественной энергетики.

Но есть и другое, гораздо более выгодное решение этой проблемы. Сегодня ОАО «Мосэнергo» обеспечивает теплом 70% зданий в Москве, остальные снабжаются от котельных и районных тепловых станций. Московская область обеспечивается электроэнергией от крупных электростанций, а теплом — практически только от котельных. Если все котельные Московского региона, работающие на газе, реконструировать в газотурбинные электростанции с водогрейным котлом, то при увеличении подачи газа только на 8–10%, можно было бы почти удвоить электрическую мощность Московской энергетической системы.

Получается, что в Московском регионе имеются огромные энергетические ресурсы, которые нужно полностью задействовать для производства электроэнергии. Для этого необходимы только инициативные компании, которые взялись бы за решение этой проблемы, и соответствующие льготы и постановления для стимулирования их заинтересованности. К сожалению, использование ресурсов региона для решения его энергетических проблем идет очень медленными темпами. Причин для этого несколько.

Первая причина — это то, что РАО «ЕЭС России» и входящие в него региональные энергетические компании являются монополистами и не заинтересованы в развитии производства небольших количеств электроэнергии на местах. Им не

выгодно существование дополнительных поставщиков электроэнергии. В Москве, в Институте высоких температур РАН, в исследовательских целях и одновременно для снабжения института электроэнергией два года тому назад была построена установка мощностью 1200 кВт электроэнергии и 2000 кВт тепла. Установка работает и способна не только обеспечить институт электроэнергией, но и давать дополнительную энергию в электрические сети города. Возник вопрос: как это делать? Рядом с институтом находится ТЭЦ «Мосэнергo». В Москве покупают электроэнергию по цене более 1,8 рубля за кВт, но институту предложили в 2005 году цену только 35 копеек, что примерно в три раза ниже ее себестоимости.

Вторая причина связана с первой — государство практически полностью устранилось от решения проблемы покупки электроэнергии у независимых производителей. В Америке существует закон, по которому децентрализованные электростанции поставляют энергию по цене выше, чем она продается централизованно. Это позволяет не строить дополнительных электростанций, не проводить параллельных электросетей и, соответственно, улучшить экологию. Вопрос приобретения излишков электроэнергии — государственный вопрос, который должен решаться в централизованном порядке.

Третья причина — развитие в России системы промежуточных подрядчиков. Когда электростанция покупает оборудование, она, как правило, покупает его не у завода-производителя, а через подрядчиков. Из-за этого цена на него возрастает не на проценты, а в несколько раз.

Быстрый выход из все увеличивающегося дефицита электроэнергии практически во всех регионах России — это массовое внедрение малых газотурбинных ТЭЦ. Их можно заказать и получить через год. Это позволит обеспечить электроэнергией страну в ближайшие пять — семь лет. У нас в стране есть гигантские резервы в развитии производства электроэнергии и обеспечении теплом. Но надо сделать так, чтобы государство не уходило от решения этой проблемы.

ВАМ НА РАБОЧИЙ СТОЛ

В издательстве ФГУП НТЦ «Промышленная безопасность»

вышли из печати:

Отраслевые стандарты АВОК:

СТАНДАРТ АВОК-6-2005. Приборы отопительные. Часть 1. Общие технические условия.

Руководство АВОК-8-2005. Руководство по расчету теплотребления эксплуатируемых жилых зданий.

Межотраслевые и отраслевые нормы и правила:

ПОТ РМ 016-2001/ РД 153-34.0-03.150-00. Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок.

Изменения и дополнения к ПОТ РМ 016-2001/ РД 153-34.0-03. 150-00

ПОТ РМ 026-2003. Межотраслевые правила по охране труда при эксплуатации газового хозяйства организаций.

Адрес: 127238, Москва, Дмитровское ш., д. 46, корп. 2.

Отдел заказов и реализации: (495) 482-42-94, 482-42-97 факс: 482-42-65. E-mail: mail@gupcpp.ru

Принципы построения информационно-измерительной системы мониторинга показателей качества электроэнергии и управления качеством электроэнергии

В.В. Суднова,

кандидат технических наук, доцент

В.П. Пригода,

кандидат технических наук, доцент

Р.Р. Хакимов,

ведущий инженер

Рыночные отношения, которые складываются между продавцами и покупателями электроэнергии, требуют оценки ее качества, как любого другого товара. В соответствии с Федеральным законом «Об электроэнергетике» — «субъекты электроэнергетики, обеспечивающие поставки электрической энергии потребителям, в том числе энергосбытовые организации, гарантирующие поставщики и территориальные сетевые организации (в пределах своей ответственности), отвечают перед потребителями за надежность обеспечения их электроэнергией и ее качество в соответствии с техническими регламентами и иными обязательными требованиями» (статья 38).

Федеральным законом «О техническом регулировании» для видов продукции, использование которых связано с причинением «вреда жизни или здоровью граждан, имуществу физических или юридических лиц, государственному или муниципальному имуществу» предусматриваются меры по обеспечению безопасности данного вида продукции. Электрическая энергия относится, как известно, к таким видам продукции, и государством осуществляются меры для обеспечения ее безопасности, которые состоят в установлении правовых и технических основ регулирования в области качества электроэнергии. Таким образом, техническое регулирование в электроэнергетике предусматривает контроль качества электрической энергии. В Российской Федерации показатели качества электроэнергии (ПКЭ) и их нормы устанавливает ГОСТ 13109-97 [1].

Показатели качества электроэнергии, за которые несет ответственность энергоснабжающая ор-

ганизация — это установившееся отклонение напряжения и отклонение частоты (хотя транспортные электросетевые компании никак не могут повлиять на последний показатель).

Известно, что в последнее время растет количество электроприемников, ухудшающих ПКЭ в электрической сети: электрифицированный транспорт, тиристорный электропривод, машины контактной сварки, дуговые сталеплавильные печи, газоразрядные лампы, технологические преобразовательные установки, нелинейные и мощные однофазные нагрузки и т.д. Эти электроприемники потребляют токи высших гармоник, токи обратной и нулевой последовательности и вызывают несинусоидальные и несимметричные падения напряжения в сопряженном с границей раздела сопротивлении системы. Если даже энергоснабжающая организация обеспечивает стопроцентную синусоидальность и симметричность питающего напряжения, то напряжение в точке общего присоединения (ТОП) таких потребителей будет искаженным.

Неудовлетворительное качество электроэнергии в ТОП вызывает обоснованные претензии к энергоснабжающей организации со стороны остальных «лояльных» потребителей. Нарушения норм стандарта по этим показателям встречаются достаточно часто. Поэтому, к потребителям электроэнергии предъявляются серьезные требования и показатели качества электроэнергии должны быть включены в договор энергоснабжения.

Проблеме определения источника искажения показателей качества электроэнергии посвящено достаточно много работ (см. список литературы,

п. 3) и решается она, как правило, на основе анализа мощностей искажений (с помощью специальных приборов) по гармоникам несинусоидальных напряжений и по составляющим прямой, обратной последовательности для несимметричных напряжений. Такой анализ становится необходимым для разрешения возможных споров между потребителем и энергоснабжающей организацией.

Существует и другая проблема — повышенная погрешность при измерении расхода некачественной электрической энергии с помощью современных электронных счетчиков электрической энергии, используемых в автоматизированных системах контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ).

Требования точного учета генерируемой, потребленной или транспортируемой электроэнергии, регистрации получасового максимума мощности обусловило необходимость создания систем АСКУЭ, которые должны иметь практически все объекты электроэнергетики.

Создание и эксплуатация таких систем позволяет свести к минимуму денежные затраты потребителей электроэнергии и со стороны энергоснабжающей организации, появляется возможность осуществления жесткого контроля потребленной электроэнергии, а также, значений ПКЭ.

В соответствии с ГОСТ Р 52320-2005 (МЭК 62052-11:2003) [2] для электронных счетчиков активной и реактивной энергии устанавливаются дополнительные погрешности (при значениях ПКЭ, несоответствующих ГОСТ 13109-97), которые значительно увеличивают результирующую погрешность счетчика. В электрических сетях эта погрешность может достигать 20% и более. В этом случае энергоснабжающая организация и потребитель электроэнергии, использующие различные типы счетчиков, никогда не достигнут согласия по величине отпущенной и потребленной электроэнергии.

Решение проблем, связанных с повышением точности учета электроэнергии как в энергоснабжающей организации, так и потребителей электроэнергии может быть осуществлено с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы (АИИС) мониторинга показателей качества электроэнергии и управления качеством электроэнергии.

Автоматизированная информационно-измерительная система мониторинга ПКЭ и управления качеством электроэнергии — это система непрерывного контроля показателей качества электроэнергии в режиме реального времени и расчет различных компонентов напряжения контролируемой распределительной сети от потребителя до центров питания. Создание такой АИИС требует более дорогого аппа-

ратного и программного обеспечения, чем сертификационные испытания (аудит).

Создание системы мониторинга невозможно без использования специально разработанных приборов (измерителей, регистраторов, анализаторов ПКЭ), регистрирующих количество и параметры показателей качества электроэнергии в соответствии с ГОСТ 13109-97. Такие приборы должны также контролировать потребляемую активную и реактивную мощности с целью идентификации источника искажений. Интеллектуальные цифровые счетчики серий, например, СЭТ, Альфа, ЕвроАльфа и т.д., и даже сверхинтеллектуальные счетчики серии ION (совместная разработка концерна АББ и канадской компании Power Measurement), используемые в автоматизированных системах контроля и учета электроэнергии, не обеспечивают измерение всех необходимых показателей качества электроэнергии.

В настоящее время основными отечественными разработчиками приборов — измерителей показателей качества электроэнергии, а также напряжений, токов, мощностей и энергии являются: НПП «Энерготехника» (РЕСУРС-UF, РЕСУРС-UF2, РЕСУРС-ПКЭ), г. Пенза; ООО «Марсэнерго» (Энергомонитор 3.3), г. Санкт-Петербург; ООО «Парма» (Парма РК 3.01), г. Санкт-Петербург; ООО «Энергоконтроль» (ЭРИС — КЭ.хх), г. Москва; ООО «НПФ Солис-С» (ППКЭ-1-50.М), г. Москва; НПО «Омск-Мир» (ИВК «ОМСК-М»), г. Омск; НПП «Прорыв» (Прорыв-КЭ), г. Петрозаводск.

Автоматизированная информационно-измерительная система мониторинга ПКЭ может организовываться автономно или интегрироваться в существующую АСКУЭ. При проектировании автономной системы требуется полный набор программного и аппаратного обеспечения всех системных уровней. Окончательное решение вопросов по реализации АИИС мониторинга показателей качества электроэнергии может быть принято после детального инжиниринга объекта.

Иерархическая структура любой автономной АИИС (или интегрированной в существующую АСКУЭ) имеет, как правило, три уровня: нижний, средний и верхний. Нижний уровень содержит измерители показателей качества электроэнергии.

Информация с нижнего уровня концентрируется на среднем уровне, который реализуется с помощью интеллектуальных (полуинтеллектуальных) микропроцессорных устройств: концентраторов, контроллеров, устройств сбора (и передачи) данных (УСД, УСПД), мультиплексоров и т.д. В качестве УСПД может быть использован промышленный компьютер.

Далее информация передается на верхний уровень, который, как правило, для всех систем оди-

наков — это компьютерная локальная вычислительная сеть (ЛВС, LAN), существующая корпоративно или специально созданная для АСКУЭ и АИИС мониторинга.

Уровни связаны между собой каналами связи (проводными, модемными, оптоволоконными или радиоканалом), которые должны отвечать определенным стандартам для обеспечения коммутативности различной аппаратуры. На сегодняшний день такие стандарты рекомендуются Международным консультативным комитетом по телеграфии и телефонии (МККТТ), (International Consultative Committee for Telegraphy and Telephony, CCITT). МККТТ разрабатывает технические стандарты по всем международным аспектам цифровых и аналоговых коммуникаций. В последнее время для образования каналов связи нашли широкое применение GSM-связь и PLC (Power Line Communication) — новая телекоммуникационная технология, базирующаяся на использовании силовых электросетей для высокоскоростного информационного обмена.

Как уже было сказано выше, основной задачей АИИС мониторинга является непрерывная (на нижнем уровне) регистрация значений показателей качества электроэнергии с интервалами усреднения, установленными ГОСТ 13109-97.

Имея суточные тренды, например, по отклонению напряжения, достаточно просто провести анализ этого показателя качества электроэнергии (в соответствии с пунктом Б.1.4 ГОСТ 13109-97). В случае превышения нормально или предельно допустимых значений появляется возможность выявить наиболее вероятного виновника ухудшения ПКЭ.

Такая автоматизированная информационно-измерительная система была бы неполной без расчета режимов распределительных сетей по реально измеренным (фактическим) значениям напряжения (тока). Реализация АИИС позволит определить потери напряжения в элементах сети (по измеренным значениям напряжений, токов и мощностей), необходимые уставки ПБВ на трансформаторах 6–10/0,4 кВ и, что самое важное, фактические уровни напряжения на шинах 0,4 кВ ТП и в центрах питания.

Предварительно такой же расчет может быть выполнен для нормируемых ГОСТом отклонений напряжения на выводах электроприемников, как это осуществляется обычно перед сертификационными испытаниями электроэнергии. Это позволит сопоставить требуемую и существующую режимные ситуации. Такая процедура уже выходит за рамки чистого мониторинга и относится к области управления качеством электроэнергии. Очевидно, что для реализации такой концепции необ-

ходимо соответствующее программное обеспечение.

В инжиниринговом центре «Тест-Электро» (г. Москва), где многие годы проводятся работы по сертификации электрической энергии, такое программное обеспечение («Test-electro») разработано и апробировано. Обследовано более десятка энергоснабжающих организаций, как на уровне АО-Энерго, так и на уровне транспортных и муниципальных сетей. Опыт работы показывает, что мониторинг ПКЭ становится необходимым, т.к. сертификационные измерения за 7 суток — слишком малая выборка в течение одного года (до следующего инспекционного контроля).

Кроме того, реализация АИИС мониторинга показателей качества электроэнергии в электросетевых компаниях повлияет на саму процедуру сертификации электроэнергии. Электросетевой компании (при наличии системы менеджмента качества в организации) достаточно будет подать заявку-декларацию о соответствии сертифицируемых ПКЭ требованиям ГОСТ 13109-97. Орган по сертификации проведет проверку данных, указанных в заявке-декларации и примет соответствующее решение о выдаче/отказе в выдаче сертификата соответствия.

Проведение инжиниринга автоматизируемого объекта требует анализа не только самого объекта, но и анализа выбранной базовой системы АИИС, ее технических возможностей и требуемых денежных затрат. Выбор того или иного решения становится непростой задачей.

В данной статье мы предлагаем рассмотреть несколько вариантов автономной АИИС мониторинга ПКЭ и управления качеством электроэнергии с использованием программного обеспечения «Test-electro» на базе отечественных измерителей (приборов) ПКЭ.

Измеритель должен производить статистическую обработку результатов измерения показателей качества электроэнергии согласно методике, изложенной в ГОСТ 13109-97.

Интервалы усреднения значений ПКЭ используемые при расчете статистической информации в приборе должны соответствовать ГОСТ и составлять:

- для установившегося напряжения (отклонения напряжения) — 1 мин;
- для коэффициентов несимметрии напряжений, коэффициентов искажения синусоидальности кривой напряжения и коэффициентов n -ых гармонических составляющих напряжения — 3 с;
- для частоты (отклонение частоты) — 20 с.

Эти приборы устанавливаются на нижнем уровне и по интерфейсу RS-485 могут быть связаны

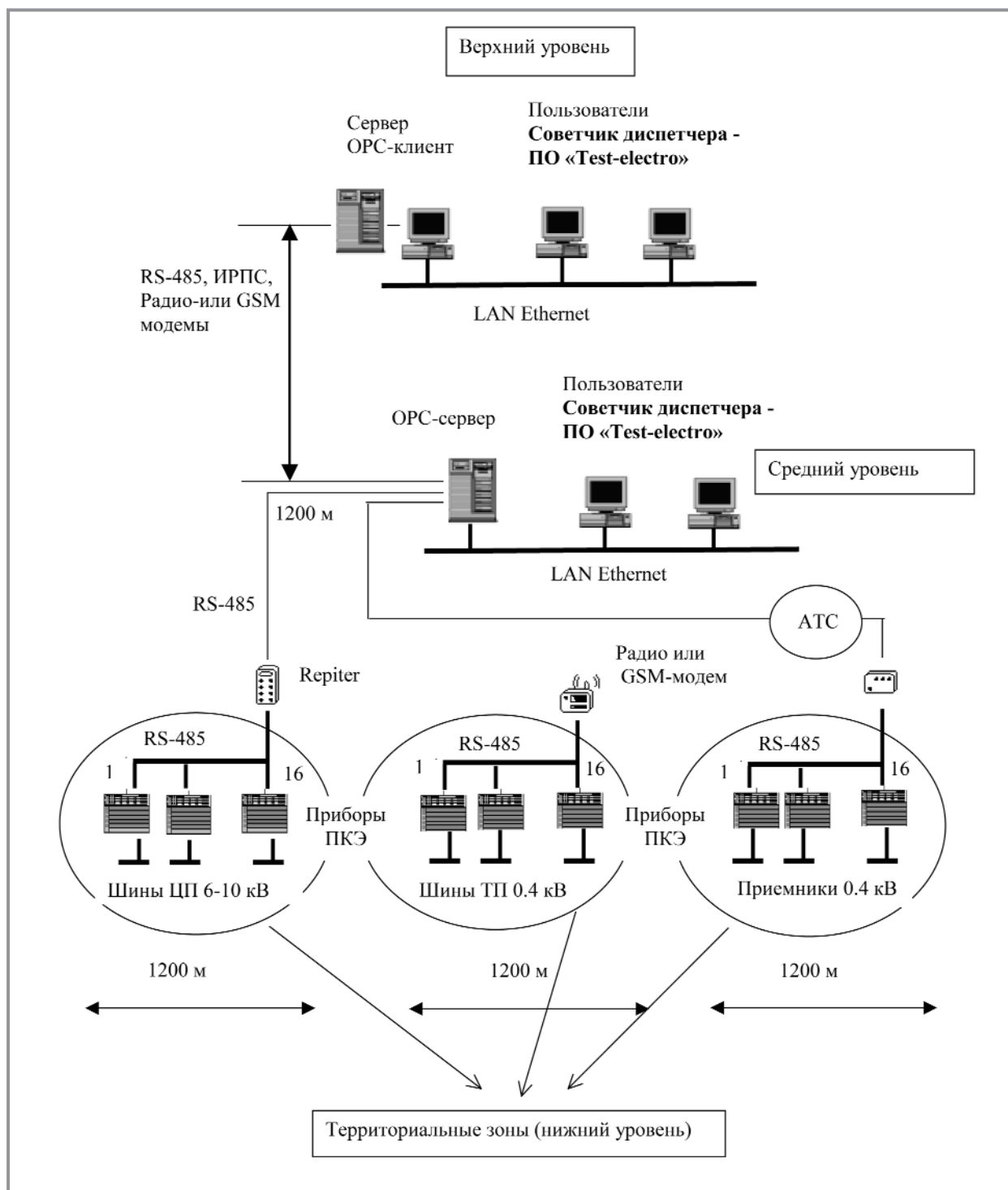


Рис. 1. Трехуровневая АИИС мониторинга ПКЭ на базе OPC-сервера с различной удаленностью территориальных зон

в единую сеть (в пределах одной территориальной зоны) с передачей данных с дискретностью 3 с на IBM-компьютер, который может выполнять роль УСПД среднего уровня в трехуровневой топологии и основного сервера в двухуровневой топологии (см. рисунки 1–3).

Компьютер оснащается программным обеспечением «OPC-сервер» для соответствующего измери-

теля. Стандарт OPC (OLE for Process Control) — механизм связывания и внедрения объектов для сбора данных и управления в системах автоматизации.

Настоящий стандарт, разработанный независимой организацией OPC Foundation, является наиболее общим способом организации взаимодействия между различными источниками и приемниками данных.

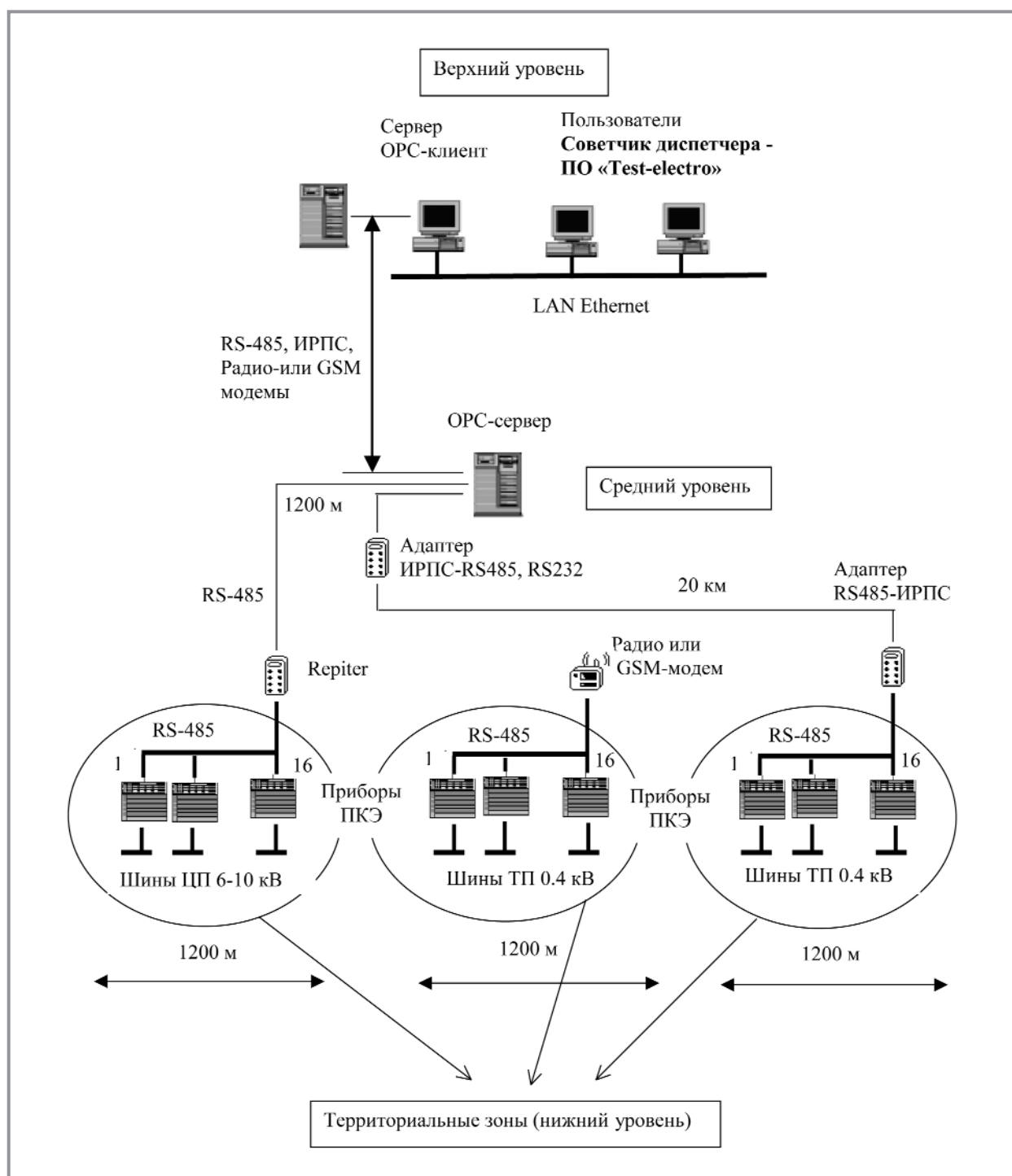


Рис. 2. Трехуровневая АИИС мониторинга ПКЭ на базе OPC-сервера с различной удаленностью территориальных зон (коммутируемый модем заменен токовой петлей для иллюстрации канала связи)

Целью программы OPC является создание средств, при помощи которых компоненты измерителей показателей качества электроэнергии в рамках АИИС мониторинга могли бы связываться с программным обеспечением среднего (верхнего) уровня по стандартизованному интерфейсу.

OPC-сервер обеспечивает выполнение организации информационного обмена с оперативными данными прибора по физическим каналам

связи RS-232 или RS-485. Работа OPC-сервера должна обеспечивать прием и передачу по нескольким физическим каналам связи одновременно, что позволит в случае необходимости уменьшить общее время информационного обмена с приборами. Желательно также обеспечить возможность опроса нескольких устройств на одном канале связи. На OPC-сервер передается вся необходимая информация по ПКЭ. Например,

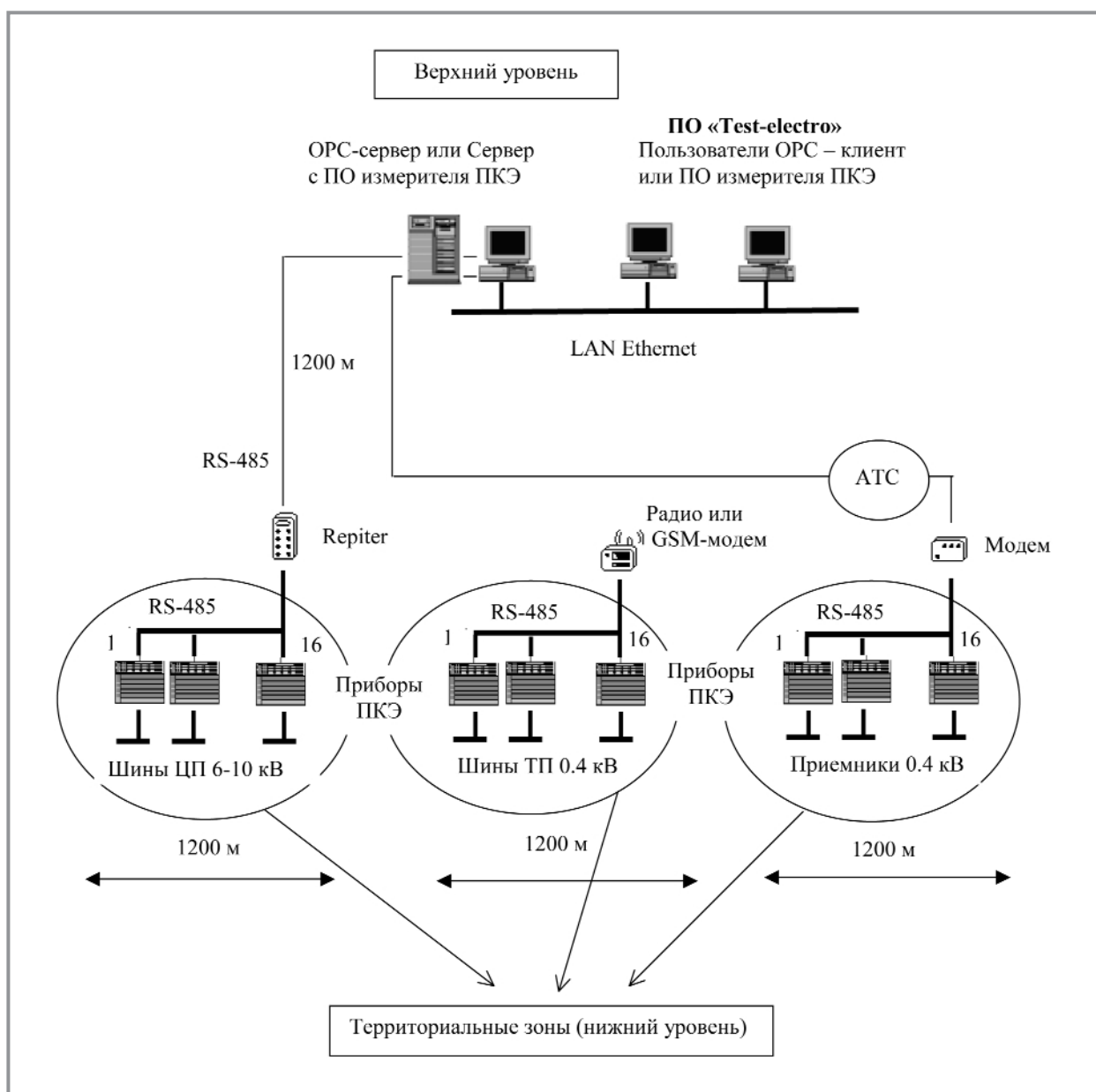


Рис. 3. Двухуровневая АИИС мониторинга ПКЭ с различной удаленностью территориальных зон

программное обеспечение «ОПС-сервер для измерителя Ресурс UF2» (НПП «Энерготехника») позволяет получить:

- *все характеристики* фазных и междуфазных напряжений, а также напряжений симметричных составляющих;
- *характеристики* частоты;
- *коэффициенты* несимметрии;
- *коэффициенты искажения* синусоидальности фазных и междуфазных напряжений;
- *все характеристики* гармонических составляющие фазных и междуфазных напряжений;
- *все характеристики* фазных токов, а также токов симметричных составляющих;
- *коэффициенты искажения* синусоидальности токов;

- *все характеристики* гармонических составляющие фазных токов;
- *активная, реактивная и полная мощность* однофазная и трехфазная;
- *текущее время*, дата.

От ОПС – сервера вся информация передается на центральный сервер (верхний уровень) по выделенным каналам связи (RS-485, ИППС, радио, ВЧ, GSM). На центральном сервере устанавливается соответствующее программное обеспечение «ОПС-клиент» (см. рисунки 1 и 2).

При определенном количестве контролируемых точек средний уровень может отсутствовать. Измерители, собранные в информационную сеть в одной территориальной зоне могут передавать данные замеров непосредственно на верхний уро-

вень (рисунок 3), где может быть использовано сетевое программное обеспечение «ОРС-клиент», либо собственное программное обеспечение измерителя ПКЭ.

Все пользователи обеспечиваются программным обеспечением «Test-electro». Эта программа позволяет сконструировать контролируемую распределительную электрическую сеть в графическом виде.

Количество ТП и центров питания неограничено. Программа содержит в своем составе обширную базу данных по электрооборудованию (кабели, воздушные линии, силовые трансформаторы). В случае необходимости достаточно быстро осуществляется перекоммутация сети в соответствии с изменившейся реальной обстановкой.

Далее происходит расчет режимов распределительной сети по напряжению для каждого центра питания по показаниям измерителей, установленных в пунктах контроля. Определяются фактические уровни напряжения в каждом узле нагрузки.

На основе расчета определяются рекомендуемые значения уставок ПБВ трансформаторов 6–10/0,4 кВ, при этом, имея реальную картину уровней напряжения, программа Test-electro рекомендует задавать эти уставки таким образом, чтобы выполнение ГОСТ 13109-97 на выводах электроприемников обеспечивалось при максимально возможных отклонениях напряжения в центре питания, т.е. соответствующий алгоритм позволяет получить максимально возможный диапазон нормально допустимых отклонений напряжения в центре питания, который, в свою очередь, проще обеспечить.

Если показания по отклонению напряжения на выводах электроприемников систематически превышают нормируемые значения, тогда принимаются определенные решения для выбора уста-

вок РПН головных трансформаторов (считается, что уставки ПБВ на питающих трансформаторах отрегулированы).

В данном случае программное обеспечение «Test-electro» выполняет роль «советчика диспетчера». Известно, что режим работы электрической сети в большой степени зависит как от времени суток (часы наибольших и наименьших нагрузок), так и от сезонности (летний и зимний периоды). Следовательно, появляется возможность достаточно гибко отслеживать уровни напряжений в центре питания и определять закон регулирования напряжения в зависимости от времени суток и сезонности.

Таким образом, АИИС мониторинга показателей качества электроэнергии с обратной связью становится достаточно эффективным инструментом для энергоснабжающей организации в области управления качеством электрической энергии поставляемой потребителям.

Все вышесказанное также относится к промышленным потребителям. **Предприятие, на котором работает автоматизированная информационно-измерительная система мониторинга ПКЭ может:**

- *контролировать качество* приобретаемой электрической энергии в режиме реального времени;
- *требовать от поставщика* снижения тарифных ставок при несоответствии ПКЭ нормам, указанным в договоре энергоснабжения;
- *в случае аварий* из-за некачественной электроэнергии требовать компенсации затрат. Это особенно важно для предприятий с «тонким» технологическим процессом.

Таким образом, внедрение подобных систем можно считать следующим этапом развития автоматизированной системы контроля и учета электроэнергии.

Литература

1. ГОСТ 13109-97 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения // ИПК Издательство стандартов. — 1998.
2. ГОСТ Р 52320-2005 (МЭК 62052-11:2003) «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Общие требования. Испытания и условия испытаний. Часть 11. Счетчики электрической энергии». — 2006.
3. Карташев И.И., Пономаренко И.С., Сыромятников С.Ю. Способ инструментального выявления источников искажения напряжения и определение их влияния на качество электроэнергии // Электричество. — 2001. — № 3.
4. Пономаренко И.С. Функциональные требования к приборам для комплексных энергетических обследований электрических сетей // Электрические станции. — 2003. — № 9.

Обзор рынка приборов для измерения и регистрации качества электрической энергии в России

М.Е. Никитин



Развитию электроэнергетики России сегодня придается государственное значение. Президент России В.В. Путин в своих последних выступлениях упрекнул электроэнергетиков в сдерживании экономического роста страны. Президент сослался на данные Минпромэнерго, согласно которым РАО «ЕЭС» не в состоянии выполнить заявки компаний на 50 миллиардов киловатт-часов. По мнению Путина, если бы подключение всех объектов состоялось, то рост ВВП в год составил бы дополнительно 5%. Важной составной частью развития электроэнергетики являются энергосберегающие технологии, в том числе уменьшение потерь электроэнергии при передаче, уменьшение потерь при эксплуатации электроустановок, уменьшение аварийности и сбоев автоматики и другие мероприятия.

Решением части данной задачи является обязательная сертификация качества электроэнергии (Приказ РАО «ЕЭС России» № 703 от 25.10.05 г.), потребовавшая создание принципиально новых систем контроля качества электроэнергии на основе нового поколения приборов — измерителей параметров качества электроэнергии. Существующая до введения ГОСТа система мониторинга качества позволяла производителю контролировать только два параметра: отклонения частоты и напряжения.

Согласно новым требованиям ГОСТ 13109-97 (введен в действие с 1999 года) регламентируются параметры электроэнергии при заключении договора между производителем электроэнергии и потребителем. Основные параметры качества электроэнергии: отклонения и колебания напряжения, несинусоидальность напряжения, несимметрия трехфазной системы, отклонения частоты, провал напряжения, кратковременная и длительная дозы фликера.

Ненормативные отклонения и колебания частоты сети и напряжения могут привести к сбоям в работе автоматики, оборудования, увеличению потерь в сетях, преждевременному износу оборудования, браку в производстве, профессиональным заболеваниям и повышенной утомляемости работников предприятий.

Особый параметр качества электроэнергии — доза фликера. ГОСТ 13109-97 определяет термин «фликер» (мерцание)

как восприятие человеком колебаний светового потока источников освещения, вызванных колебанием напряжения, однако, все чаще под фликером понимаются и сами эти изменения напряжения.

Методика измерения фликера определена в ГОСТ 51317415-99. Вычисления дозы фликера измерительными приборами осуществляется с помощью микропроцессорных систем, моделирующих реакцию «лампа — глаз — мозг».

Наибольшее влияние фликер оказывает на источники искусственного освещения, в то время как другие сетевые устройства не столь чувствительны к данным явлениям. Различные лампы по-разному ведут себя: люминесцентные лампы в большей степени подавляют изменения напряжения, чем лампы накаливания. С целью уменьшения ущерба от фликера (утомляемость зрения, усталость, профессиональные заболевания) рекомендуется аппарат — источник фликера по возможности подключать в точке сети, где расчетная мощность короткого замыкания значительно превышает мощность, потребляемую аппаратом.

Ведущие компании, давно и профессионально проектирующие и выпускающие электроизмерительную аппаратуру, уже освоили производство анализаторов и регистраторов параметров качества электроэнергии. На основе требований ГОСТа по параметрам качества электроэнергии и типам измерителей — регистраторов, была составлена Таблица № 1.

Дополнительные параметры, не предусмотренные ГОСТом, приведены в Таблице № 2: масса, габариты прибора, питание, возможность передачи данных в компьютер и автономной работы, фотографии приборов и их ориентировочная стоимость.

К сожалению, всех параметров приборов привести в рамках данной статьи не представляется возможным, некоторые же параметры не предоставлены производителями.

Анализ представленных параметров и возможностей приборов предлагается провести по следующим критериям:

1. Широта спектра измерений параметров качества электроэнергии. Это возможность охватить максимальный спектр параметров качества. Мы видим из Таблицы № 1, что

все параметры качества электроэнергии охватывают, например, приборы «Ресурс-UF2». Однако потребителю данной продукции нужно понимать, что за универсальность приходится платить увеличением массы прибора, его габаритов, цены и отсутствием автономного питания (Таблица № 2).

Большинство приборов из Таблицы № 1 имеют свой набор параметров измерения: практически все измеряют и регистрируют отклонения напряжения, частоту, отклонение частоты. Потребитель имеет возможность выбора необходимого ему прибора, учитывая данные, приведенные в Таблице № 2. Если же речь идет об измерении дозы фликера, то среди всех исследуемых приборов только два — «REN-700» и «Ресурс-UF2» проводят измерения данного значения.

2. Возможность работать в автономном режиме регистратора параметров и событий, а также передавать информацию на компьютер имеют практически все представленные здесь приборы.

Единственное, на что обращаем Ваше внимание — наличие или отсутствие автономного питания прибора и программное обеспечение производителя. Все приборы, которые питаются от измеряемой сети (от сети), в случае сильного провала либо отключения напряжения неизбежно теряют информацию, и некоторое время не могут производить измерения.

3. Внешний вид, удобство в эксплуатации, цена, масса, габариты. Из Таблицы №2 видно, что приборы можно подразделить на две группы — стационарные и универсальные.

Стационарные приборы имеют сетевое питание, значительную массу и габариты, необходимость специальной подготовки персонала к эксплуатации данного прибора («Ресурс», «ЭРИС»).

Универсальные приборы («REN-700 SONEL») имеют автономное питание, просты и удобны в эксплуатации, не требуют специальной подготовки персонала. Масса, габариты и цена, соответственно, также невелики.

Приведенные в настоящей статье данные и краткий анализ приборов не претендуют на всеобъемлющее исследование, это просто некоторая информация и ее предварительная оценка.

Список литературы и источников технической информации:

1. ГОСТ 13109-97
2. ГОСТ 51317415-99
3. Статья «Общий метод расчета доз фликера напряжения» Э.Г. Куренный, Е.Н. Дмитриева, Н.В. Цыганкова, Л.В. Черникова. Донецкий государственный технический университет.
4. Статья «Опыт контроля качества электрической энергии», В.Н. Белоусов, В.И. Энговатов, В.Н. Никифорова. Госэнергонадзор, ООО «Научный центр ЛИНВИТ».
5. Статья «Надежное электроснабжение: практические аспекты качества и надежности» В.А. Шихин.
6. Официальные сайты компаний-производителей приборов.

Таблица 1

Тип прибора Параметр	Ресурс-UF	Ресурс-UF2	REN-700	ЭРИС-КЗ-01	ЭРИС-КЗ-04	ЭРИС-КЗ-06	ППКЗ-1-50М	Прорыв-КЭ	Парма РК3.01
Отклонение напряжения $\Delta U_{\%}$ (%)	+	+	+	+	+	+	+	+	+
Колебание напряжения ΔU_t (%)	—	+	+	+	+	+	—	—	—
Кратковременная доза фликера P_{st}	—	+	+	—	—	—	—	—	—
Длительная доза фликера P_{dt}	—	+	+	—	—	—	—	—	—
Коэфф. искажения синусоидальности напряжения K_U (n) (%)	+	+	—	+	+	+	+	+	+
Коэфф. n-ой гармонической составляющей напряжения K_n (n) (%)	—	+	—	+	+	+	+	+	+
Коэфф. несимметрии напряжения по обратной последовательности K_{2U} (%)	+	+	—	+	+	+	+	+	+
Коэфф. несимметрии напряжения по нулевой последовательности K_{0U} (%)	+	+	—	+	+	+	+	+	+
Отклонение частоты Δf (Гц)	+	+	+	+	+	+	+	+	+
Длительность провала напряжения $\Delta t_{\text{пр}}$ (с)	+	+	+	+	+	+	—	+	—
Импульсное напряжение $U_{\text{имп}}$ (кВ)	+	+	—	—	—	—	—	—	—
Глубина провала напряжения U_n (В)	+	+	+	—	—	—	—	+	—
Длительность временного перенапряжения $\Delta t_{\text{пер}}$ (с)	+	+	+	—	—	—	—	+	—
Коэфф. временного перенапряжения $K_{\text{пер}}$	+	+	—	+	+	+	—	+	—

Таблица 2

Тип прибора Параметр	Ресурс-UF	Ресурс-UF2	REN-700	ЭРИС-КЗ-01	ЭРИС-КЗ-04	ЭРИС-КЗ-06	ППКЗ-1-50М	Парма РК3.01
Питание	Сеть 220 В, 20 ВА, 50 Гц	Сеть 220 В, 20 ВА, 50 Гц	2 элемента (1,5 В)	Измеряемая сеть	Измеряемая сеть	Измеряемая сеть	Сеть 220 В, 5 ВА, 50 Гц	Сеть 220 В, 15 ВА, 50 Гц
Автономная регистрация (суток)	+	+	Не менее семи	+	+	+	семь	семь
Передача данных на компьютер	+	+	+	+	+	+	+	+
Размер (мм)	280x245x125	280x245x125	230x67x35	295x280x170	295x280x170	295x280x170	250x200x65	200x230x80
Масса (кг)	3	3	0,4	1,5	1,5	1,5	1,5	1,2
Ориентировочная цена, тыс. руб. (вкл. НДС)	86,4	126,8	32	140	69	110	85	83



REN-700

Анализатор-регистратор качества электроэнергии с функцией измерения фликера

- измерение отклонения и колебания напряжения ΔU ;
- измерение длительности провалов напряжения Δt ;
- измерение частоты сети, отклонения частоты сети Δf ;
- измерение кратковременной и длительной дозы фликера* с заданными интервалами времени (ГОСТ 51 317.4.15-99);
- регистрация событий (превышение значений заданных параметров);
- регистрация результатов замеров напряжения с заданной частотой;
- возможность установки параметров регистрации с клавиатуры компьютера через инфракрасный порт IRDA;
- возможность просмотра результатов измерений и регистрации на дисплее прибора и на экране компьютера;
- возможность автономной работы без обслуживания в течение длительного времени.

* фликер (мерцание) — субъективное восприятие человеком колебаний светового потока искусственных источников освещения, вызванных колебаниями напряжения в электрической сети, питающей эти источники (согласно ГОСТ 13109-97).

Энергосбережение в городском хозяйстве

Зима 2005–2006 гг. в столице была самой суровой за последние 30 лет. На это же время пришелся и первый в столице дефицит электроэнергии. Юрий Андреевич Табунщиков, доктор технических наук, профессор, президент Некоммерческого Партнерства НП «АВОК», один из первых ученых, который стал поднимать вопросы о энергосбережении и стал автором первой Российской программы по энергосбережению.



Ю.А. Табунщиков

— Юрий Андреевич, Вы один из первых, кто начал говорить о энергосбережении в Москве?

— Я занимаюсь этой проблемой уже 35 лет. Первыми были четверо ученых, которые написали статью в газету «Известия» под названием: «Зачем отапливать улицу?» Я помню фамилии только трех из них: Богуславский, Шаповалов, Ивянский. В статье было написано, что в Советском Союзе дома имеют очень низкую теплозащиту, поэтому приходится для их обогрева расходовать очень много тепла по сравнению со зданиями, построенными за рубежом. Эта статья попала на стол Председателю Совета министров Алексею Николаевичу Косыгину. Косыгин потребовал, чтобы ему дали официальную справку о состоянии дел с теплозащитой домов. Выяснилось, что ситуация с теплозащитой обстоит даже хуже, чем было написано в статье, и что нужно разработать новый нормативный документ для строителей. Эту работу поручили мне.

— Почему за границей более бережно относятся к сохранению тепла в доме и вообще к проблеме энергосбережения?

— Проблема энергосбережения существовала всегда. И всегда нужно вести работу по энергосбережению. Она должна проводиться постоянно. И это очень важно.

— Проблема энергосбережения существовала всегда. И всегда нужно вести работу по энергосбережению. Она должна проводиться постоянно. И это очень важно.

Когда случился энергетический кризис в 1973 году, то западные страны поставили себе задачу: увеличивая объем строительства — не увеличивать потребление энергии для отопления

зданий. И решили эту задачу уже в 1980 году. Потом они стали внедрять в энергосбережение только те разработки, которые способствовали улучшению внутренней среды в домах. Мы же начинаем работать только, когда «жареный петух» клюнет. А энергосбережение — это каждодневная работа, и большинство западных стран занимаются этим непрерывно. Они правильноотреагировали на первый же энергетический кризис.

— Неужели в России ничего не делается в этом направлении?

— Делается, но еще недостаточно много и, главное, не системно. Вот, например, в Москве сделали два демонстрационных энергоэффективных дома. Мы осуществляли научное руководство строительством этих двух энергоэффективных домов. Оборудование этих домов обеспечивает практически двукратное снижение затрат на эксплуатацию жилого фонда, благодаря тому, что в них впервые в России применили тепловые насосы, использующие тепло земли, была проведена утилизация тепла стоков и вытяжного воздуха. Тепловой насос представляет собой компактное устройство, не требующее больших помещений, но благодаря ему удалось полностью покрыть расходы на горячее водоснабжение. А это столько же, сколько идет тепла на отопление. Ведь дом отапливается только 7 месяцев, а горячую воду получает круглый год. Эффект — замечательный, но хвастаться этим не стоит. В такой маленькой стране, как Финляндия, сегодня имеется более 200 различных демонстрационных домов! А вся Финляндия — это как наш Санкт-Петербург. И еще, хотя эта страна северная, в ней же широко используется солнце для получения электричества, а у нас пока этого нет.

— Юрий Андреевич, энергоэффективные дома — это очень хорошо. Но их сооружение требует достаточно крупных вложений.

А есть ли какие-нибудь простые способы, не требующие крупных денежных затрат, но заметно уменьшающие стоимость теплоснабжения?

— Есть. Малозатратным способом энергосбережения является, например, прерывистый режим отопления, когда в течение части суток можно понижать температуру воздуха в помещениях. Такой режим можно использовать в производственных зданиях, в которых по ночам или в субботу и воскресенье не ведутся работы. Это же относится и к учебным заведениям, и спортивным сооружениям, которые не работают по ночам. По самым приблизительным оценкам, экономия тепла при прерывистом режиме может достигать более 25%. Еще в 1980-х годах главный энергетик АЗЛК Михаил Самуилович Бернер ввел такую систему на автомобильном заводе. Экономия тепла, которую он получил в течение года, используя прерывистый режим отопления, была эквивалентна 60 вагонам угля и была официально подтверждена Госпланом СССР.

— Какие еще, по Вашему мнению, существуют относительно быстро окупающиеся энергосберегающие энерго- и теплоработки для Москвы?

— Кроме прерывистой подачи тепла, которую благодаря тепловым пунктам можно организовать практически в любом жилом и общественном здании, можно назвать еще несколько. Во-первых, регулирование тепла на ЦТП и зданий, непосредственно подключенных к сетевым сетям, возможности такого теплосбережения еще слабо используются в Москве. Во-вторых, остекление лоджий, которое не только снижает тепловые потери, но и дает возможность утилизации тепла путем предварительного подогрева воздуха в лоджиях, использующегося для системы вентиляции. В-третьих, переход на поквартирный учет и регулирование отопления с использованием контроллеров. По опыту других стран, входивших в бывший Советский Союз, например Латвии, это дает реальное уменьшение потребления домами тепла. И, наконец, переход на новое нормирование энергопотребления, которое сулит огромные возможности в экономии. Например, сегодня почти все административные здания в столице буквально увешаны огромным количеством кондиционеров, они не только уродуют архитектурный облик здания, но и потребляют огромное количество энергии. Если бы в России было нормирование не только по расходу электроэнергии на отопительный период, но и по потребле-

нию в летний, то этого не случилось бы. Руководители фирмы или института нашли бы другие способы нормализации теплового режима.

— Какие более дорогие и сложные способы энергосбережения используются за рубежом?

— Форма зданий значительно влияет на их теплосбережение. Поэтому в Германии, Англии, во Франции и других странах архитекторы начали строить здания, значительно отличающиеся от привычной нам прямоугольной формы.

— В чем, по Вашему мнению, основная причина, сдерживающая внедрение многих энергосберегающих технологий в строительстве зданий, хорошо зарекомендовавших себя в западных странах, в России?

— Мы сделали отчет по экономическим оценкам инвестиций и разработали специальное Положение, которое, кстати сказать, уже утверждено Правительством Москвы. В нем дан срок окупаемости различных энергосберегающих мероприятий для разных типов зданий. Когда инвестору предлагают вложить свои деньги в энергосбережение, он сразу же спрашивает: «На сколько мне это будет выгодно?» Мы рассчитали 12 энергоэффективных решений для климатических условий Москвы. Это и индивидуальный тепловой пункт, и регулируемая система отопления с комнатными термостатами, и многое другое. Расчеты были сделаны при различной стоимости тепловой энергии. В России сегодня она составляет в среднем 31 копейку за киловатт, а в будущем поднимется до 57 копеек. Затем сравнили эту стоимость с ценами в СНГ и Европе. Когда мы берем европейские цены, то окупаемость наших мероприятий составляет порядка 1–2 года. В существующих ценах в России надо искать малозатратные энергосберегающие мероприятия, при этом следует иметь в виду, что максимальный эффект от них может быть достигнут только в случае массового применения.

— Как Вы считаете, каким образом должна решаться проблема энергосбережения в России?

— В полном соответствии с международным опытом. Проблема экономии электроэнергии была в свое время сформулирована ООН, как определение инновационных решений, которые технически осуществимы, экономически возможны и не нарушают привычного образа жизни. В Положении об энергосбережении было также указано, что есть огромные возможности экономии энергии в зданиях. Но мы еще мало об этом знаем и пока слабо используем достижения науки и техники в нашем строительстве.

Энергобезопасность как функциональная необходимость существования предприятий РЭП и СУ (мнение специалиста)

В.А. Зуйков,

начальник отдела энергосбережения ОАО «КБОР»

«Эффективность использования энергии у нас в разы ниже, чем у прямых конкурентов России... Необходимо принять конкретные меры для того, чтобы ситуацию изменить...»

(Из Послания Президента России Федеральному собранию РФ 10.05.06)

Энергобезопасность как необходимое условие существования промышленных предприятий начинает формироваться в российских условиях. Внимание к этой проблеме небезосновательно. Эта тема обсуждается на российских и международных форумах и отражается в федеральных законах и постановлениях Правительства с конца XX века. В 2005 году Правительством разработана Федеральная целевая программа «Реформирование энергетики и энергетическая стратегия России до 2025 года», основанная на законах РФ: «Об энергетике» № 35-ФЗ от 26 марта 2003 г., «Об энергосбережении» № 28-ФЗ от 3 апреля 1996 г. и постановлениями Правительства.

14 февраля 2006 года в Совете Федераций РФ состоялся «круглый стол» по теме «Промышленная безопасность мировой экономики ТЭК». На «Саммите 8» обсуждается вопрос энергобезопасности мировой экономики. Россия выступает гарантом энергетической стабильности вырабатываемых и добываемых энергоресурсов.

Министерство промышленности и энергетики РФ разработало проект концепции Федеральной целевой программы «Национальная технологическая база на 2007–2011 гг.».

С точки зрения функционального назначения энергобезопасности мы сталкиваемся с различным пониманием слова «безопасность» для различных объектов. Для добытчиков и поставщиков энергобезопасность имеет один смысл, и совершенно другой будет связан с безопасностью потребителей. В каждом отдельном случае термин «энергобезопасность» может иметь принципиальные различия.

При добыче, переработке и транспортировке решаются вопросы использования народного богатства для улучшения социально-экономических

отношений и материального благополучия и развития страны.

На объектах, потребляющих энергоресурсы, энергобезопасность определяется категорией надежности подачи этих ресурсов, экономическими параметрами работы предприятия и государственной важностью, которые определяются нормативными документами и стандартами РФ.

Многие считают, что страны, обладающие энергоресурсами, находятся в лучшем положении, чем те, которые их только потребляют. Однако это не совсем так. Те страны, которые потребляют энергию и, соответственно, закладывают стоимость затраченной энергии в стоимость произведенного товара, продавая свою продукцию странам — производителям энергоресурсов, могут получить дополнительную прибыль и, возможно, лучшую рентабельность своего производства.

Во-вторых, получая более дешевую энергию, добывающие страны недостаточно мотивированы ее экономить. В России отсутствует культура энергосбережения. К дешевым вещам — «дешевое» отношение. Постепенное восстановление статуса энергоресурсов, уважительное отношение к ним надо поднимать. Эффективность энергопотребления у нас в 3,0–3,5 раза ниже, чем в странах одного с нами климатического пояса (Канада, Швеция, Норвегия).

Наши заводы построены в 60–70 годы XX века, когда энергия тратилась неэффективно и экономика была затратной. В наследство предприятиям достались энергоустановки с худшими показателями КПД, чем в странах Европы.

Давно назрела необходимость проводить реконструкцию и техперевооружение большинства российских предприятий на энергосберегающие технологии. Однако это достаточно сложное и

экономически затратное мероприятие. «Вложить 200–300 млн. рублей, получить проблему строительства, возможно, затормозить выпуск продукции, и это на 1,5–2,0 года» — приблизительно так думает менеджер предприятий.

Однако многие из них не учитывают современные законодательные и финансовые возможности энергосберегающих программ. Есть Федеральный закон «Об энергосбережении», есть и региональные постановления, позволяющие осуществлять энергосбережение за счет снижения тарифов, есть лизинговые формы поставки оборудования, расчет по которым осуществляется из энергосбережения с минимизацией финансовых затрат. Если к этому приплюсовать корпоративную и государственную заинтересованность, подкрепленную решениями самого Правительства, то проблему можно сдвинуть с мертвой точки.

Тем не менее в федеральных целевых программах 2002–2006 гг. и в проекте 2007–2011 гг. есть серьезный недостаток: отсутствие интеграционной программы энергосбережения и энергобезопасности. Детально, по отдельным узлам, она прослеживается, но комплексной программы по энергобезопасности нет. Поэтому предприятия из энергосберегающих технологий, существующих на сегодняшний день, идут по минимально необходимым финансовым схемам, внедряют только энергоучет и заменяют вышедшее из строя оборудование. Вместо структурной перестройки всей энергосистемы.

Научно-технический прогресс за последние 30–40 лет не стоял на месте. Появились экономные энергоустановки (например, установка ГПУ с КПД 90–92%), стоимость 1 кВт*ч. от которой составляет 40–50 коп. вместо 1 руб. 50 коп. от энергосбытовых компаний. Появились новые теплообменные агрегаты (например: аппарат «Фисоник» с

КПД до 95%) с габаритами в 10 раз меньшими, чем у трубчатых теплообменников. Повсеместно необходимо устанавливать частотные преобразователи для силовых электроприводов. Осветительная техника должна быть энергосберегающей. Практически на каждом предприятии необходим автоматизированный учет и контроль каждого вида энергии. Учет и управление должны осуществляться из единого диспетчерского пункта. На современном предприятии должен вестись непрерывный энергетический мониторинг потребления энергоресурсов и работы оборудования.

ОАО «КБОР» разработал «Концепцию энергосбережения предприятий радиоэлектронной промышленности и систем управления (РЭПиСУ)». Эта Концепция применима и для крупных предприятий других отраслей. В Концепции рассматривается не только суть энергетической безопасности предприятия и энергосберегающие технологии, такие как надежность и бесперебойность за счет внедрения собственных энергоустановок, энергосберегающих технологий и современного оперативного учета и управления всей энергосистемы предприятия, но и показан путь минимизации финансовых затрат на энергетическую реконструкцию. В реализации этой концепции выигрывают все: государство (оно обеспечивает свою энергетическую стратегию) и предприятие (оно с минимальными затратами уменьшает энергопотери, уменьшает затраты на энергоресурсы, улучшает энергоэффективность и тем самым повышает свою конкурентоспособность).

Считаю, что программу «Энергобезопасность и энергосбережение промышленных предприятий ФАП» необходимо отдельным пунктом включать в Федеральную целевую программу «Национальная технологическая база» на 2007–2011 годы.

КБОР

ОАО «КБОР» — головная организация анализа программ в области энергосбережения на предприятиях РЭП и СУ.

Управляет проектами на базе новых технологий энергосбережения.

Выполняет функции системного оператора.

Имеет большой опыт по созданию и реализации программ и систем энергосбережения (в т.ч. систем АСКУЭ) на предприятиях различных отраслей.

В 2006 г. ОАО «КБОР» разработана «Концепция энергобезопасности предприятий радиоэлектронной промышленности», включающая мероприятия по повышению надежности и экономичности энергопотребления предприятий отрасли, благодаря которой:

- увеличивается надежность **в 2 раза**;
- уменьшается энергопотребление **на 25–30%**;
- сокращаются затраты на энергетику **в 2,5–3 раза**;
- улучшается конкурентоспособность предприятий.

Системный подход в решении ФЦП «Реформирование энергетики и Энергетической стратегии России до 2025 г.» позволяет решать вопросы безопасности и энергосбережения, снижения затрат и повышения конкурентоспособности предприятий.

Финансирование энергопроектов может осуществляться по льготным финансовым схемам.

За дополнительной информацией обращаться по адресу:

115093, г. Москва, 1-й Щипковский пер. д. 3, тел. (495) 230-75-45 e-mail: info@estra.ru www.kbor.ru

Реализация программы строительства генерирующих мощностей и электростанций



Интервью

с руководителем Департамента
топливно-энергетического хозяйства

г. Москвы

В.Г. Плешивцевым

— Всеволод Георгиевич, расскажите, какая работа ведется по соглашению, подписанному 25 мая 2006 года Московским Правительством и РАО ЕЭС?

— Действительно, 25 мая 2006 года было подписано «Соглашение о взаимодействии Правительства Москвы и РАО «ЕЭС России» по реализации Инвестиционных программ по строительству и реконструкции электроэнергетических объектов для недопущения дефицита мощности и повышения надежности электроснабжения потребителей Москвы».

На наш взгляд, проблем по теплоснабжению в ближайшие годы у города не предвидится, а вот электроснабжение остается наиболее проблемным вопросом. Достаточно сказать, что оборудование на многих объектах не менялось с 50–60-х годов прошлого века. Из 99 электростанций 85 практически закрыты, а оставшиеся работают с перегрузкой. Истощена пропускная способность линий наружной сети (1280 км), а кабельные линии протяженностью более 600 км требуют замены. Необходимо учитывать, что Москва постоянно растет и расширяется, осваивает новые территории и производственные мощности. По статистике, ежегодный прирост потребления в Москве колеблется от 500 до 700 МВт.

В рамках проведенной мною пресс-конференции, организованной 21 июня Информационным Центром Правительства Москвы, я сделал доклад на тему: «Реализация программы строительства генерирующих мощностей и электростанций», в котором были затронуты следующие вопросы:

Строительство объектов генерации тепло-электроэнергетических мощностей в городе Москве, предусмотрено:

- Постановлением Правительства Москвы от 13.01.2004 № 3-ПП «О развитии генерирующих мощностей в городе Москве»;
- Постановлением Правительства Москвы от 09.08.2005 № 588-ПП «Об аварийном отключении 24–26 мая 2005 г. электроснабжения



ТЭЦ-21

в городе Москве и мерах по совершенствованию системы городского энергоснабжения»;

- *Постановлением Правительства Москвы от 22.11.2005 № 923-ПП «О мерах по обеспечению электроснабжением объектов программы жилищного строительства в городе Москве на 2006–2007 гг. и задачах на 2008–2010 гг.»;*

В том числе:

- *«Соглашением от 25 мая 2006 г. о взаимодействии Правительства Москвы и ОАО РАО «ЕЭС России» при реализации Инвестиционных программ по строительству и реконструкции электроэнергетических объектов для недопущения дефицита мощности и повышения надежности электроснабжения потребителей Москвы».*

Реализация городской программы строительства объектов генерации тепло-электро-энергетических мощностей:

- В соответствии с указанными постановлениями Правительства Москвы *в городе введены в работу в 2005 году ГТУ на РТС «Пенягино» и РТС «Курьяново» суммарной мощностью 12 МВт и 24 Гкал/час каждая;*
- *В 2006 году введены в работу такие же ГТУ на РТС-3 в Зеленограде, заканчиваются пусконаладочные работы на аналогичной ГТУ на РТС «Переделкино». До отопительного сезона будет еще введено 3 МВт на мини-ТЭС в Измайлово;*
- *Всего до конца 2006 года на городских объектах генерации будет введено 27 МВт;*
- *На реконструируемой РТС «Строгино» ведется строительство ПГУ мощностью 260 МВт. Для электроснабжения Серебряноборского тоннеля в 1 полугодии 2007 г. будет введен первый пусковой комплекс (электроподстанция*

220/20/10 кВ), а до конца 2007 г. будет пущен первый энергоблок — 130 МВт;

- *С августа 2006 г., после проведения тендера по выбору генподрядной организации, начнется строительство ГТЭС «Внуково» мощностью 90 МВт и 270 Гкал/час;*

- *В течение 2005–2006 гг. проведено 6 инвестиционных конкурсов на строительство газотурбинных теплоэлектростанций «Терешково», «Молжаниновка», «Северный», «Кожухово», «Щербинка» и «Коломенское». Результатом реализации этих проектов будет ввод в течение 2007–2008 гг. новых генерирующих мощностей с электрической мощностью 660 МВт и тепловой 1220 Гкал/час.*

Программа ОАО «Мосэнерго» по строительству объектов генерации тепло-электро-энергетических мощностей:

- В настоящее время *ведется строительство новых энергоблоков* мощностью по 450 МВт на ТЭЦ-27 (ввод IV квартал 2007 г.) и ТЭЦ-21 (ввод 2008 г.);
- Для присоединения дополнительных потребителей *разработана и уже реализуется программа строительства* дополнительных ГРУ-10 кВ на ТЭЦ-8, ТЭЦ-11, ТЭЦ-16, ТЭЦ-20, ТЭЦ-21, ТЭЦ-23, ТЭЦ-25, ТЭЦ-27, что позволит до конца 2006 г. дополнительно присоединить 164 МВт электрических мощностей.

В 2006 году будут дополнительно введены мощности на электростанциях:

- ГРЭС-3 (Электросталь) — 31 МВт;
- ГЭС-1 — 25 МВт;
- ТЭЦ-21 — 10 МВт;
- Всего — 66 МВт.

Кроме этого, в последующие годы будут введены:

- ТЭЦ-26 — 400 МВт — 2009 г.;
- ТЭЦ-27 — 450 МВт — 2010 г.;
- ТЭЦ-9 — 65 МВт — 2008 г.;
- ТЭЦ-12 — 170 МВт — 2009 г.;
- ТЭЦ-20 — 170 МВт — 2010 г.

Всего до 2010 г. предполагается дополнительно ввести более 5 млн. кВт электрических мощностей.

Строительство электроподстанций:

- **Городская программа строительства электроподстанций.** Сегодня за счет бюджета города Москвы ведется строительство 6 новых электроподстанций 220 кВ с заходами ВЛ и КЛ 110–220 кВ, таких, как: «СИТИ-2», «Герцево», «Давыдовская», «Дубнинская», «Заболотье», «Ново-Внуково». До конца года будут введены: ПС «Давыдовская», 1-е пусковые комплексы на ПС «Ново-Внуково» и ПС «Герцево».

- **Программа ОАО «Федеральная сетевая компания ЕЭС».** В 2006 году будет введена дополнительная трансформаторная мощность на ПС 750 кВ «Белый Раст» — 500 МВА. До 2007 года предполагается построить новую ПС 500 кВ «Западная». До 2010 года предполагается выполнить реконструкцию ПС 500 кВ «Очаково», «Бескудниково», «Чагино».
- **Программа ОАО «МОЭСК»** (Московская областная электросетевая компания). Построена и будет введена в ближайшее время ПС 220 кВ «Нарвская». В 2006 году вводится ПС 220 кВ «Говорово». До конца года будут реконструированы ПС 110 кВ «Угреша», «Маяковская», «Теплый Стан», «Полет», «Сокольники», ПС 220 кВ «Омега».
- **Инвестиционная программа строительства электроподстанций.** В соответствии с распоряжением правительства Москвы от 21.02.2006 № 250-РП «О внебюджетном финансировании строительства электроподстанций высокого напряжения» целый ряд подстанций будет строиться на инвестиционной основе ЗАО «ВТБ-Капитал» совместно с ОАО «Энергокомплекс». С 2006 года ЗАО «ВТБ-Капитал» и ОАО «Энергокомплекс» начинают строить электроподстанции. До 2010 года ими будет построено 14 новых подстанций напряжением 110–220 кВ.

Принятые Правительством Москвы и РАО «ЕЭС России» меры направлены на увеличение тепло-электроэнергетических мощностей, чтобы предотвратить отключения электрической энергии в Москве, подобные тем, которые произошли в результате системной энергетической аварии в мае 2005 г.

Необходимо вернуть к жизни правило, что развитие энергоснабжения в городе должно на несколько лет опережать развитие всех отраслей. В ближайшие годы столице предстоит в самом жестком режиме отработать проблемы, которые не решались много лет.

— **Какое участие в этой работе принимает Департамент топливно-энергетического хозяйства города Москвы?**

— По соглашению, подписанному 25 мая 2006 года, сейчас работает Рабочая группа, в которой представлены РАО ЕЭС, город Москва и другие организации. Практически раз в две недели Рабочая группа проводит совещания для координации своей деятельности. В городе Москве координация деятельности в рамках Рабочей группы осуществляется на совещаниях в Комплексе городского хозяйства Правительства Москвы, возглавляемом первым заместителем Премьера в Правительстве Москвы Петром Николаевичем Аксёновым и в Департа-

менте топливно-энергетического хозяйства города Москвы.

— **Всеволод Георгиевич, а есть ли еще какие-либо методы устранения энергодефицита в городе, помимо строительства новых генерирующих мощностей?**

— Безусловно. Хотелось бы отметить, что все вышеперечисленные меры по введению новых и реконструкции действующих генерирующих мощностей, могут быть более эффективными, если развивать еще одно важнейшее направление — энергосбережение, так как сэкономленный киловатт электроэнергии несоизмерим по стоимости с затратами на его выработку. Мероприятия по энергосбережению, как правило, имеют меньшую капиталоемкость, чем строительство энергообъектов и при этом небольшой срок окупаемости. Именно поэтому в столице разработан Закон «Об энергосбережении». Предлагаемые законодательные нормы не просто корректируют программу энергосбережения, а привлекают к ее реализации социальный блок и промышленный комплекс, уже сточаю подход к экономии электроэнергии.

— **Всеволод Георгиевич, какие работы ведутся Департаментом по подготовке к отопительному сезону 2006–2007 гг.?**

— В этом году, учитывая суровые морозы прошедшей зимы 2005–2006 гг., наш Департамент уделяет особое внимание профилактическим работам по подготовке энергосистемы к зиме. Намечена сложная, жесткая программа, о ходе работ по которой я докладываю каждый понедельник на совещании у Юрия Михайловича Лужкова. Он очень хорошо разбирается в вопросах энергетики и понимает, что без должного внимания к ней город не сможет гармонично развиваться.

На первый взгляд, может показаться удивительным тот факт, что и лето не дает расслабиться энергетикам. Установившаяся жаркая погода создает определенные технические сложности в работе энергооборудования, мешает проводимой ремонтной кампании. Возможно даже, что из-за нее придется пересматривать график отключения линий, хотя энергетики предпринимают все усилия для того, чтобы работы продолжались без задержек.

В заключение хочется сказать, что Правительство Москвы постоянно уделяет внимание развитию энергетики столицы и ее надежному функционированию. В Департаменте топливно-энергетического хозяйства города Москвы регулярно проводятся совещания с руководителями энергоснабжающих компаний московского региона с участием представителей строительного комплекса города, где решаются вопросы взаимодействия и рассматриваются наиболее острые проблемы энергообеспечения городских объектов.

Анализ результатов проверки подготовки к работе в осенне-зимний максимум нагрузок 2005–2006 гг. электросетевых организаций, участвующих в энергосбережении столицы

В Московском регионе с 2001 года наметилась тенденция устойчивого роста электропотребления, около 1 млн. кВт в год, что составляет 14–15% общего потребления. При этом суммарная величина генерирующих мощностей остается практически на прежнем уровне. По состоянию на осенне-зимний период 2004–2005 гг., дефицит мощности достиг 3–4 млн. кВт при одновременном исчерпании пропускной способности электрических сетей. По прогнозам, в 2010 году дефицит мощности составит около 10 млн. кВт. Постоянный рост электропотребления и недостаточное развитие сетей энергосистемы Москвы и Московской области в последние годы привели к тому, что значительная часть основного оборудования энергосистемы, линий и автотрансформаторов являются сильно загруженными.

Особенно тяжелые режимы наблюдаются в Западных и Октябрьских электрических сетях. Покрытие дефицита от РАО «ЕЭС России», имеющей избыточную мощность, становится технически невозможным из-за недостаточной суммарной мощности существующих автотрансформаторов 500 кВ (18 штук), часть которых выработала нормативный ресурс.

Энергосистема Московского региона имеет 42 межсистемных линий электропередачи 220 кВ и 110 кВ с 7-ю смежными и в основном дефицитными АО-энерго, которые дополнительно усугубляют ситуацию перетоками мощности от РАО «ЕЭС России». Фактические режимы работы показывают, что в результате роста дефицита мощности возникают перегрузки системообразующих автотрансформаторов 500–220 кВ и линий электропередачи в распределительной сети 220 кВ и 110 кВ. В ряде случаев для ремонта оборудования применяются ограничения потребления электроэнергии, уровни напряжения выходят за пределы допустимых значений. В тоже время продолжается реорганизация РАО «ЕЭС России» и расформирование ОАО «Мосэнерго», передача собственности и смена эксплу-

тирующих организаций, при которой происходит ревизия финансовых затрат и часто не в пользу намеченной реконструкции и модернизации. (Как пример: на ПС214 – 500 кВ «Очаково» ОАО «Мосэнерго» по плану реконструкции планировало установку второго АТ 500/220 кВ, что позволит снизить загрузку транзитов 110–220 кВ в Западных и Октябрьских сетях. Новый собственник МЭС Центра «ФСК ЕЭС» считает нецелесообразным ввод в работу данного трансформатора, хотя в настоящий момент уже установлена одна фаза). Все это создает угрозу возникновения системных аварий.

В предстоящие осенне-зимние периоды, при понижении среднесуточной температуры наружного воздуха до -25°C , для предотвращения системных аварий в Московском регионе становятся неизбежными введение графиков ограничений с массовыми отключениями потребителей электрической энергии для ликвидации перегрузок и обеспечения нормальных уровней напряжения в энергосистеме.

В этой ситуации для организации диспетчерскими службами возможности снятия перегрузок схемно-режимными мероприятиями, а также для **повышения надежности схемы энергосистемы необходимы первоочередные мероприятия, к которым следует отнести:**

1) *Замену выработавших свой ресурс СК* на современные источники реактивной мощности на ряде подстанций.

2) *Замену старых автотрансформаторов* и трансформаторов без РПН на современные автотрансформаторы, имеющие устройства регулирования напряжения под нагрузкой.

3) *Установить источники реактивной мощности* на подстанциях «Грибово» и «Стачка».

4) *Установить регулировочные трансформаторы* в обмотках 10 кВ на АТ-1, 2 ПС «Федино».

5) *Установить компенсирующие устройства* в районах с наибольшим снижением напряжения:

- в районе ПС «Кубинка» — не менее 100 мВАр,
- в районе ПС «Омега» — не менее 100 мВАр,

- в районе ПС «Ярцево» — не менее 100 мВАр,
- в районе ПС «Клязьма» — не менее 100 мВАр,
- в районе ПС «Икша» — не менее 100 мВАр,
- в районе ПС «Т. Стан» — не менее 100 мВАр;

5) **Внедрить устройства автоматики, ограничивающие снижение напряжения (АСН)** для предотвращения опасного снижения напряжения, предотвращения перегрузки оборудования энергосистемы и обеспечение ее устойчивости с воздействием на деление сети, отключение неответственной нагрузки потребителей и управление активной и реактивной мощностью.

6) **Разработать и внедрить специальную автоматику отключения нагрузки (САОН)** в Московской энергосистеме и других примыкающих к ней энергосистемах для предотвращения развития аварий.

7) **Обеспечить условия эксплуатации воздушных участков наиболее загруженных ЛЭП 110, 220 кВ**, при которых возможна перегрузка этих воздушных участков на 20% в связи с ростом потребления в предстоящий осенне-зимний максимум 2005–2006 гг. по условиям нагрева проводов согласно Методике расчета предельных токовых нагрузок по условиям нагрева проводов для действующих линий электропередачи МТ 34-70-037-87 во избежание преждевременного отключения потребителей и ограничения выпуска мощности электростанций.

По поддержанию допустимых уровней напряжения в контрольных пунктах энергосистемы **требуется значительная реконструкция сетей, для этого необходимо:**

1) **установить новые АТ 500/220 кВ:**

- два на ГРЭС-4,
- два на ТЭЦ-27,
- два на ПС «Пахра»,
- второй АТ (АТ-5) на ПС «Очаково»,
- второй АТ на ПС «Бескудниково»;

2) **ввести новые питающие центры 750 кВ, 500 кВ и 220 кВ**, предусмотренные в работе МЭП «Схема электроснабжения г. Москвы и Московской области на период до 2020 г.»:

- **две ПС 750 кВ** в Западной и Восточной частях энергосистемы,
- **четыре ПС 500 кВ,**
- **ПС 220 кВ** «Герцево», «Хлебниково», «Н.Внуково», «Встреча», «Горенки», «Руднево», «Сирена»;

3) **установить новые источники реактивной мощности** на подстанциях:

- «Н. Софрино»,
- «Егорьевск»;

4) **продолжить работу по замене генераторов** на асинхронизированные генераторы на электростанциях:

- **ГРЭС-4** блок 3,
- **ТЭЦ-2** блок 5,
- **ТЭЦ-22** ТГ-7,
- **ТЭЦ-27** блок 4;

5) **довести фактическую мощность ТЭЦ** до установленной мощности.

Данные по анализу результатов проверки подготовки к работе в осенне-зимний максимум нагрузок 2005–2006 гг. электросетевых организаций, участвующих в энергоснабжении г. Москвы, были направлены в Правительство Москвы.

ВАМ НА РАБОЧИЙ СТОЛ

ГОТОВИТСЯ К ПЕЧАТИ:

Учебно-справочное пособие «УЗО — устройства защитного отключения. Теория и практика» под редакцией В.К. Монакова.

Изложены общие принципы организации системы электробезопасности в электроустановках жилых и общественных зданий, приведены сведения из ряда последних нормативных документов, регламентирующих устройство электроустановок и технические требования к электрозащитным устройствам. Рассмотрены правила применения устройств защитного отключения (УЗО), методы контроля и испытания этих устройств, приведены примеры их применения в различных электроустановках в качестве электрозащитных и противопожарных устройств.

Пособие предназначено:

- для обучения, подготовки и переподготовки электротехнического персонала в обеспечении электробезопасности;
- специалистам при проектировании, монтаже, наладке и эксплуатации электроустановок жилых, производственных и общественных зданий с применением УЗО;
- работникам органов сертификации, испытательных лабораторий, специалистам проектных, электромонтажных, эксплуатационных организаций и различных энергетических служб;
- частным лицам, деятельность которых тем или иным образом связана с решением проблем электро- и пожарной безопасности.

Адрес ЗАО «Энергосервис»: 109147, г. Москва, а/я № 3.
Тел.: (495) 911-22-38, тел./факс: (495) 911-25-77.

Брифинг в Министерстве регионального развития РФ

В июле в помещении Министерства регионального развития РФ прошла встреча журналистов с директором Департамента регионального социально-экономического развития и территориального планирования Ю.А. Перельгином, посвященная вопросам технического регулирования в строительстве.

Реформа технического регулирования в строительстве осуществляется на основе Федерального закона от 27.12.2002 г. № 184-ФЗ «О техническом регулировании». До принятия данного закона существовала практика технического регулирования, базировавшаяся на многолетнем опыте и системе нормативно-правовых, а также ведомственных и региональных нормативно-технических документов. Реформирование затрагивает все отрасли хозяйственной деятельности в целом и строительную отрасль в частности.

Федеральный закон «О техническом регулировании», вступивший в силу с 1 июля 2003 г., вносит принципиальные изменения в существующую систему технического регулирования в строительстве. Основные положения закона направлены на установление соответствия национальной системы технического регулирования международным нормам, ограничение государственного регулирования и концентрацию его на вопросах, связанных с безопасностью, что должно способствовать устранению административных и технических барьеров на пути экономического развития.

Учитывая специфику объекта технического регулирования и многоэтапность отношений возникающих от момента выбора площадки застройки до сноса зданий и сооружений, при осуществлении технического регулирования в области строительства необходимо руководствоваться принципами системности и комплексного подхода. Это осуществимо только при построении комплексной системы нормативно-правового регулирования в строительстве и разработке всех ее элементов. Гарантом эффективного функционирования данной системы должно выступать государство. Минпромэнерго России является федеральным органом исполнительной власти, осуществляющем функции по техническому регулированию, в том числе: разработку технических заданий, проведение конкурсов и заключение государственных контрактов на разработку технических регламентов.

В соответствии с программой разработки технических регламентов, утвержденной Распоряжением Правительства Российской Федерации 781-р от 29 мая 2006 г. (далее – Программа) определен план технических регламентов, который финансируется из федерального бюджета, а также сроки и федеральные органы исполнительной власти, ответственные за их представление в Правительство РФ.

В соответствии с Программой Министерство регионального развития РФ отвечает за представление в Правительство Российской Федерации технических регламентов в следующие сроки: «О безопасной эксплуатации зданий, строений и сооружений и безопасном использовании прилегающих к ним территорий» – май 2007 г., «О безопасности строительных материалов и изделий» – июль 2007 г., «О требованиях к безопасности зданий и других строительных сооружений гражданского и промышленного назначения» – ноябрь 2008 г., «О безопасности теплоснабжения» – апрель 2007 г., «О требованиях к безопасности инфраструктуры водоснабжения и водоотведения» – апрель 2008 г., «О требованиях к безопасности мостов и туннелей» – апрель 2008 г., «О требованиях к безопасности аэродромов» – июнь 2008 г.

- Разработчиком общего технического регламента «О безопасной эксплуатации зданий, строений и сооружений и безопасном использовании прилегающих к ним территорий» определен Московский государственный строительный университет (МГСУ). Технический акт выполнения первого этапа работ (о концепции и структуре технического регламента) не был согласован только МВД России (Минрегионом России готовится согласительное совещание). Первая редакция данного технического регламента уже подготовлена МГСУ.
- Разработчиком специального технического регламента «О безопасности строительных материалов и изделий» определен Белгородский

государственный технологический университет (БГТУ). На сегодняшний день, в рамках первого этапа работ, концепция технического регламента согласована со всеми федеральными органами исполнительной власти, участвующими в его разработке. Готова первая редакция технического регламента.

- **Разработчиком специального технического регламента «О безопасности теплоснабжения»** определено адвокатское бюро ООО «Крикунов и партнеры». В настоящее время в рамках первого этапа технический регламент прошел все необходимые согласования. Первая редакция технического регламента находится в стадии разработки.
- Конкурс на разработку технического регламента «О требованиях к безопасности зданий и других строительных сооружений гражданского и промышленного назначения» проводился Минпромэнерго России три раза, но до настоящего времени разработчик не определен. В связи с этим не может быть заключен государственный контракт на разработку данного технического регламента и проведено финансирование его разработки. Тем не менее Ю.Н. Елисеевым (президентом Всероссийской ассоциации металлостроителей) в инициативном порядке был разработан и поддержан Минрегионом России проект данного технического регламента. По проекту проведены публичные обсуждения, в настоящее время ведется его доработка с учетом полученных замечаний и предложений.

Минрегион России поддержал, разработанный в инициативном порядке одноименный технический регламент.

С целью ускорения разработки технических регламентов в области строительства Минрегионом России:

- **разработана комплексная Система технического регулирования в строительстве.** Данная система была представлена и одобрена на заседании Правительственной комиссии по техническому регулированию (протокол от 21.10.2005 № 7).
- **создана рабочая группа** (приказ Минрегиона России от 9.09.2005 № 90). В рамках данной рабочей группы проведено 7 заседаний с участием представителей федеральных органов исполнительной власти, Федерального Собрания Российской Федерации, научных и экспертных организаций.
- для привлечения делового сообщества к участию в разработке технических регламентов в области строительства было **проведено совещание и подписан двусторонний протокол Минрегиона России и Российского союза промышленников и предпринимателей (РСПП)**. Согласно этому протоколу было принято решение об участии РСПП в разработке технических регламентов в области строительства, а также создании при РСПП с участием Минрегиона России межотраслевого совета по техническому регулированию в строительной отрасли (протокол от 15.06.2006 г.).

ИНФОРМАЦИЯ РАБОЧИЙ СТОЛ

Федеральный закон от 27 декабря 2002 г. № 184-ФЗ «О техническом регулировании» является основополагающим и базовым нормативным правовым актом в реформе технического регулирования. Данный закон устанавливает основные принципы технического регулирования и является основным системаобразующим элементом законодательства Российской Федерации в области технического регулирования.

Реализация реформы технического регулирования подразумевает разработку и принятие исчерпывающего и необходимого количества технических регламентов, которые установят минимально необходимые обязательные требования к объектам технического регулирования.

Проведение реформы технического регулирования коренным образом меняет правовые механизмы установления обязательных требований. Это относится к принципиальному недопущению ведомственного регулирования и ориентированности правового закрепления обязательных требований нормами федеральных законов. Данное положение является прямым указанием в законе. В соответствии со статьей 2 Закона, устанавливающей основные понятия, технический регламент — это документ, который принят международным договором РФ, ратифицированным в порядке, установленном законодательством РФ, или федеральным законом, или указом Президента РФ, или постановлением Правительства РФ, и устанавливает обязательные для применения и исполнения требования к объектам технического регулирования.

С целью привлечения к разработке проектов технических регламентов специалистов промышленности, представителей бизнес сообщества при Минпромэнерго России создан Общественный совет по техническому регулированию. Среди его основных задач — организация и проведение общественных слушаний по проектам технических регламентов; подготовка предложений по совершенствованию правового обеспечения реформы и государственной политики в области технического регулирования; изучение и обобщение зарубежного опыта в этой сфере.

Усилия Общественного Совета направлены на приоритетное и последовательное отстаивание законных прав и интересов отечественных производителей в органах исполнительной и законодательной власти в процессе выработки и принятия нового законодательства в области технического регулирования. Особое значение приобретает деятельность Совета в условиях вступления реформы в законодательную стадию.

Зарегистрироваться на общественные слушания по проектам технических регламентов можно по телефону (495) 606-81-03. С проектами технических регламентов можно ознакомиться на сайте Минпромэнерго России www.minprom.gov.ru или на сайтах разработчиков.

О системе технического регулирования в электроэнергетике

Г.А. Томчин,

Фонд поддержки законодательных инициатив

А.А. Романов,

РАО «ЕЭС России»

Е.И. Гаврилов,

ОАО «ЭНИН им. Кржижановского», к.т.н.

Реформа технического регулирования является одним из наиболее значимых этапов развития рыночной экономики в России. Принятие Федерального закона «О техническом регулировании» кардинально меняет всю систему взаимоотношения между производителями, потребителями и государством в сфере обеспечения безопасности и надежности в электроэнергетике.

Актуальность проблемы технического регулирования в электроэнергетике обусловлена сжатыми сроками реструктуризации отрасли и реформирования РАО «ЕЭС России», созданием новых хозяйствующих субъектов, изменением регуляторных механизмов с учетом очевидного требования обеспечения надежности и эффективности энергопроизводства, а так же единообразия подходов к управлению новыми рыночными отношениями.

Федеральный закон «О техническом регулировании» № 184-ФЗ от 27 декабря 2002 г. вступил в действие с 1 июля 2003 года. Важнейшей особенностью этого закона является то обстоятельство, что качество продукции, ее свойства и другие категории, в отличие от прежней жесткой государственной регламентации в виде обязательных для исполнения государственных и отраслевых стандартов, становятся категориями рыночными. При этом устанавливаются обязательные требования только к безопасности, устанавливаемые общими и специальными техническими регламентами.

Для электроэнергетики особенно важным явилось совпадение периода ее реформирования с вводом Закона «О техническом регулировании». Реформа электроэнергетики, предусматривающая внедрение рыночных принципов, требует нового подхода к нормативно-правовой базе, определяющей отношения в современных условиях. Такие же подходы предусмотрены законом «О техническом регулировании». При этом важной особенностью является общность задач технического регулирования и реформирования Холдинга.

В ОАО РАО «ЕЭС России» развернута работа по реализации закона «О техническом регулировании», накоплен определенный опыт. Несмотря на то, что Закон вступил в силу более двух лет на-

зад, основная трудность при разработке новых документов технического регулирования заключается в отсутствии четких методических рекомендаций по его реализации. В связи с этим в РАО «ЕЭС России» разработана методика и системный подход к формированию документов технического регулирования, рассмотренные в Минпромэнерго и на ряде семинаров-совещаний, посвященных техническому регулированию.

Некоторые результаты работы в ОАО РАО «ЕЭС России» в этом направлении представлены в настоящей статье.

Учитывая новизну вопроса и отсутствие четких методических материалов по реализации и внедрению закона в практику, авторы сочли целесообразным остановиться на некоторых аспектах этого Закона.

О Федеральном законе «О техническом регулировании»

Закон регулирует отношения, возникающие при разработке, принятии, применении и исполнении требований к продукции, процессам производства, эксплуатации, хранения, реализации утилизации, выполнению работ и услуг, а также оценке соответствия.

В этих целях Законом предусматривается три вида документов, регламентирующих дея-

тельность объектов технического регулирования:

- *Общие и специальные технические регламенты.*
- *Национальные стандарты.*
- *Стандарты организации.*

Для разработки новой нормативной базы Законом устанавливается переходный период до 2010 года.

Принципы технического регулирования

Техническое регулирование осуществляется в соответствии с принципами применения единых правил установления требований к продукции, процессам производства, уровню развития национальной экономики, развития материально-экономической базы, а также уровню научно-технического прогресса.

Закон «О техническом регулировании» предусматривает государственное регулирование только в сфере безопасности. За исключением технических регламентов, содержащих обязательные требования, имеющие прямое действие, национальные стандарты и стандарты организации становятся добровольными. Однако для организации, присоединившейся к стандарту, требования его становятся обязательными.

Минимальные обязательные требования устанавливаются техническими регламентами в целях:

- *защиты жизни и здоровья граждан;*
- *защиты имущества физических и юридических лиц;*
- *охраны окружающей среды;*
- *предупреждения действий, вводящих в заблуждение приобретателей.*

Принятие технических регламентов в других целях не допускается.

В целях повышения уровня безопасности осуществляется стандартизация, предусматривающая также:

- *обеспечение научно-технического прогресса;*
- *повышение конкурентоспособности продукции;*
- *рационализацию использования ресурсов;*
- *обеспечение технологической и информационной совместимости;*
- *сопоставление результатов исследований (испытаний) измерений.*

Цели создания системы технического регулирования в электроэнергетике

Техническое регулирование в электроэнергетике преследует следующие цели:

- *обеспечение безопасности;*
- *обеспечение системной надежности;*

- *реализация принятой РАО «ЕЭС России» технической политики;*
- *обеспечение экономической эффективности энергопроизводства;*
- *обеспечение эффективного взаимодействия субъектов электроэнергетики в постреформенный период;*
- *выработка позиции РАО «ЕЭС России» при формировании, обсуждении и принятии технических регламентов и национальных стандартов.*

Необходимость создания новой нормативной базы технического регулирования

Существующая нормативная база в электроэнергетике, состоящая из более 2000 ведомственных нормативно-технических документов, вобрала в себя многолетний опыт работы энергопредприятий в период жестко централизованной системы управления электроэнергетикой. Большинство документов устарело и требует пересмотра. Регламентирующая среда в своем нынешнем виде не соответствует рыночным условиям и стала тормозом для развития. Тем не менее, при разработке новых документов должна быть обеспечена преемственность существующей нормативно-технической документации и выполнение единой технической политики, принятой в РАО «ЕЭС России». При этом в разрабатываемых документах должны содержаться требования к оборудованию и технологическим процессам с учетом достижений научно-технического прогресса и соответствия лучшим образцам отечественного и зарубежного машиностроения.

Действующая нормативная база:

- 1) содержит в себе как относящиеся к безопасности документы, так и иные;
- 2) содержащиеся в документах нормы и требования частично являются излишними или недостаточными для определенного типа объектов технического регулирования;
- 3) существенная доля норм и требований морально устарела и нуждается в актуализации.
- 4) большая часть документов существует на бумажных носителях. Документация не структурирована. Это исключает эффективное использование существующей нормативной базы.

Основные принципы и подходы к созданию новой нормативной базы технического регулирования

При создании новой нормативной базы должны быть предусмотрены следующие условия:

- *обеспечение преемственности существующей и вновь создаваемой нормативной базы;*



- *внутри объекта* между стадиями жизненного цикла;
- *взаимосвязка нормативных документов* в системе технического регулирования.

Структура нормативно-правовой базы технического регулирования в электроэнергетике

Нормативно-правовая база технического регулирования образует некую иерархию документов, определяющую требования к объектам и субъектам тех-

нического регулирования как на уровне обязательных государственных требований (регламенты), так и на уровне производителей и бизнес-сообществ (стандарты). К ним относятся:

1. **Технические регламенты**, перечень которых для электроэнергетики содержится в Программе разработки технических регламентов, утвержденной Распоряжением Правительства РФ от 8 ноября 2005 г. № 1889-р, образуют систему регламентов, устанавливающих **обязательные для исполнения требования по безопасности**:

- *к объектам и оборудованию* — 10 специальных технических регламентов,
- *к процессам эксплуатации* — 7 специальных технических регламентов.

2. **Национальные стандарты**, поддерживающие регламенты и включающие в себя как требования технических регламентов, так и требования, содержащиеся в стандартах организации, имеющие общенациональный характер и перерабатываемые в национальные стандарты.

3. **Стандарты организации** регулирующие отношения, как субъектов, так и объектов электроэнергетики.

4. **Инструкции и иные документы**, включающие правила, методики, нормы и требования для каждого конкретного объекта электроэнергетики (рис. 1).

Таким образом, существующая база нормативно-технической документации, создававшаяся в течение многих лет в условиях жесткого регламентирования всех норм и требований и являющаяся до настоящего времени основой функционирования электроэнергетики, должна быть преобразована в новые документы, соответствующие Закону «О техническом регулировании».

Технические регламенты устанавливают обязательные требования только к безопасности. При

- *переход от функционального к объектовому принципу* построения нормативной базы;
- *гармонизация и взаимосвязка документов* в рамках создаваемой системы технического регулирования в целях получения оптимальных результатов для электроэнергетики в целом и для каждого ее субъекта в частности;
- *оценка экономических последствий* обеспечения (необеспечения) выполнения требований;
- *оптимизация распределения требований между участниками технического регулирования*, стадиями жизненного цикла (от проектирования и создания объекта технического регулирования, периода эксплуатации до истощения ресурса и демонтажа) с целью оптимизации затрат на их выполнение.

Такое распределение необходимо для достижения максимальной эффективности энергопроизводства путем оценки экономических последствий реализации новой нормативной базы.

Экономические аспекты технического регулирования

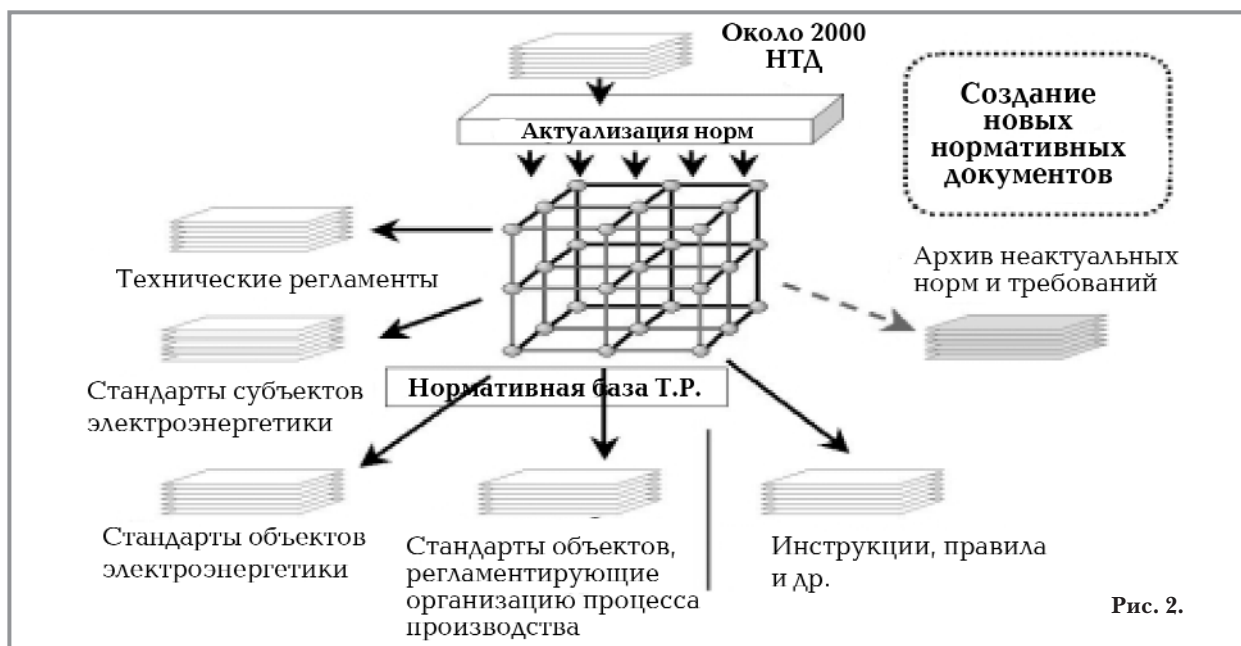
С целью достижения эффективности энергопроизводства при разработке новой нормативной базы должно быть предусмотрено выполнение следующих требований и условий:

1. **Определение оценки экономических последствий** выполнения (невыполнения) норм и требований, содержащихся в нормативных документах технического регулирования.

2. **Оптимизация затрат** за счет актуализации норм и требований.

3. **Оптимизация затрат** за счет перераспределения требований:

- *между объектами* технического регулирования;



этом они не могут служить препятствием осуществлению предпринимательской деятельности, чем это минимально необходимо для обеспечения безопасности, что предусматривается в соответствующих регламентах.

Поэтому особую роль должны сыграть стандарты организации и разрабатываемые на их основе национальные стандарты.

Эти документы, помимо безусловного обеспечения безопасности, должны соответствовать рыночным отношениям и предусматривать конкурентоспособность, повышение эффективности производства, внедрение научно-технических достижений. По сути, стандарты и разрабатываемые на их основе инструкции по эксплуатации оборудования, технических систем конкретных объектов электроэнергетики (ТЭС, ГЭС и т.п.) должны обеспечить безопасность, надежность, эффективность энергопроизводства.

Важно подчеркнуть, что при этом предусматривается создание архива неактуальных норм и требований.

Такой подход иллюстрируется рисунком 2.

РАО «ЕЭС России» программой реформирования «5+5» созданы субъекты электроэнергетики (ОГК, ТГК и др.), для которых создаются стандарты организации «Субъект электроэнергетики. Общий стандарт деятельности». Эти стандарты регламентируют деятельность организаций-субъектов в электроэнергетике по обеспечению выполнения в подведомственных им производственных единицах — объектах (ТЭС, ГЭС и др.) норм и требований технического регулирования, определяют порядок взаимоотношений организаций — субъектов в электроэнергетике с другими участниками технического регулирования, формируют техническую политику.

По сути, это свод норм и правил, регулирующий все аспекты деятельности конкретного субъекта,

за выполнение которых он несет ответственность. Стандарты организации для объектов электроэнергетики (ТЭС, ГЭС и т.д.), которые определены решением правительственной комиссии по техническому регулированию, устанавливают требования к проектированию, созданию, эксплуатации и утилизации этих объектов. Для каждой из этих групп объектов электроэнергетики создается

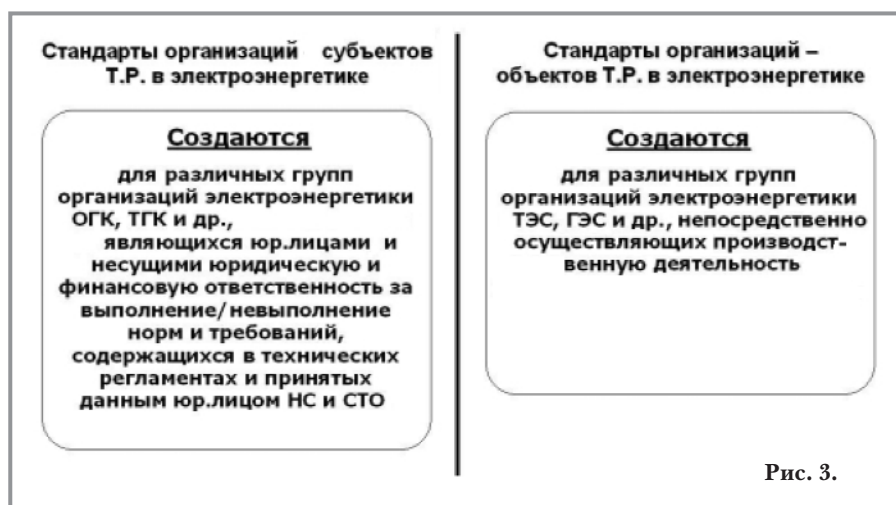




Рис. 4.

стандарт организации «Объект электроэнергетики. Требования к созданию, эксплуатации и утилизации». Таким образом, стандарты организации охватывают весь жизненный цикл объекта электроэнергетики.

Схема создания стандартов организации для субъектов и объектов электроэнергетики представлена на рисунке 3.

Для каждой из групп объектов создаются стандарты организации, устанавливающие требования к объектам на различных стадиях жизненного цикла:

1. Условия создания: устанавливает требования к объекту как к материальному комплексу с учетом нахождения его в различных стадиях жизненного цикла (строительство, эксплуатация, ремонт, перевооружение, утилизация).

2. Условия поставки: определяет требования к приобретаемым для обеспечения производственного процесса продукции и услугам.

3. Организация производственных процессов: устанавливает требования к производственным процессам и содержит в своем составе типовые методики и правила.

4. Условия предоставления продукции (услуг): регламентируют взаимоотношения с потребителем продукции, услуг, производимых данным производственным объектом.

5. Охрана труда (правила безопасности): устанавливают требования по обеспечению безопасных условий труда при ведении производственных процессов.

Данная группа стандартов регламентирует организацию производственного процесса на всех

стадиях жизненного цикла и содержит соответствующие нормы и требования.

Описанная группа стандартов представлена на рисунке 4.

Технология создания нормативно-правовой базы технического регулирования в электроэнергетике

С целью реализации поставленной задачи была разработана технология создания новой системы стандартизации, включающая в себя следующие этапы:

- *оцифровка, классификация и кодификация* существующих НТД (более 2000 документов);
- *создание структурированной электронной базы* данных существующих НТД;
- *распаковка НТД* на отдельные нормы и требования;
- *создание базы данных* норм и требований;
- *создание новых* нормативных документов;
- *создание фонда* вновь созданных нормативных документов.

При создании новых документов проводится экономическое обоснование, гармонизация с международными стандартами, выполняются процедуры экспертизы, согласований, публичных обсуждений и утверждения в соответствии с утвержденным «Положением о порядке разработки, рассмотрения и утверждения технических стандартов организации корпоративного уровня в ОАО РАО «ЕЭС России».

При разработке нормативно-правовой базы технического регулирования в электро-

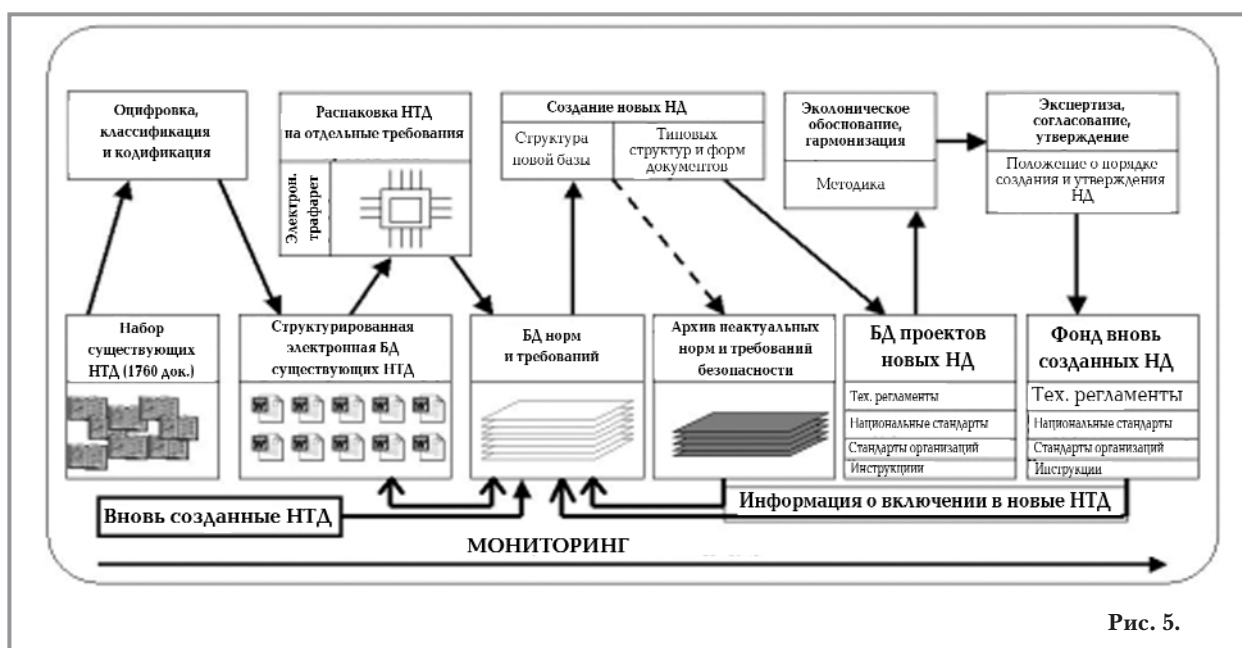


Рис. 5.

энергетике должны быть установлены приоритеты:

- *Технические регламенты*, определяющие обязательные требования к безопасности.
- *Стандарты организации* как для субъектов, так и для объектов электроэнергетики с целью обеспечения системной надежности, реализации утвержденной технической политики, повышения эффективности энергопроизводства.
- *Национальные стандарты*, поддерживающие требования технических регламентов.
- *Инструкции* конкретных объектов.

Изложенная технология и последовательность выполнения операций по разработке новой документации (стандартов) представлены на рисунке 5.

Пример использования распаковки существующих нормативно-технических документов и создания на их основе структурированной базы данных для актуализации и создания новых документов с помощью электронного трафарета по видам безопасности и стадиям жизненного цикла приведен на рис. 6.

Этот электронный трафарет существенно облегчает выбор соответствующих норм и требований по направлениям:

- *объект технического регулирования* (в данном примере – ТЭС);
- *первичный документ*, содержащий нормы и требования (ПТЭ, п. 4.5.9.);
- *виды безопасности* (механическая и термическая);
- *стадии жизненного цикла* (эксплуатация).

При этом проводится актуализация всех норм и требований, содержащихся в данном пункте

ПТЭ с целью определения редакции для включения в новый документ.

Организация работ по созданию нормативно-правовой базы технического регулирования в ОАО РАО «ЕЭС России»

- *создана Центральная Комиссия* по техническому регулированию под руководством заместителя Председателя Правления ОАО РАО «ЕЭС России»;
- *создан Комитет* по техническому регулированию при Совете по надежности ОАО РАО «ЕЭС России»;
- *созданы Рабочая Группа* по организации разработки нормативно-правовой документации технического регулирования;
- *создан Комитет* по техническому регулированию при НП «ИНВЭЛ»;
- определена организация – руководитель проекта разработки нормативно-технической базы – ОАО «ЭНИН»;
- *определены соисполнители работ* – организации научно-проектного комплекса ОАО РАО «ЕЭС России»;
- *формируется «институт» экспертов* разрабатываемых документов;
- *с целью активного участия при разработке национальных стандартов* и соблюдения интересов Холдинга представители ОАО РАО «ЕЭС России» включены в состав 46-ти технических комитетов Ростехрегулирования;
- *определен перечень технических регламентов*, непосредственно касающихся электроэнергетики и подлежащих разработке с участием ОАО РАО «ЕЭС России»;

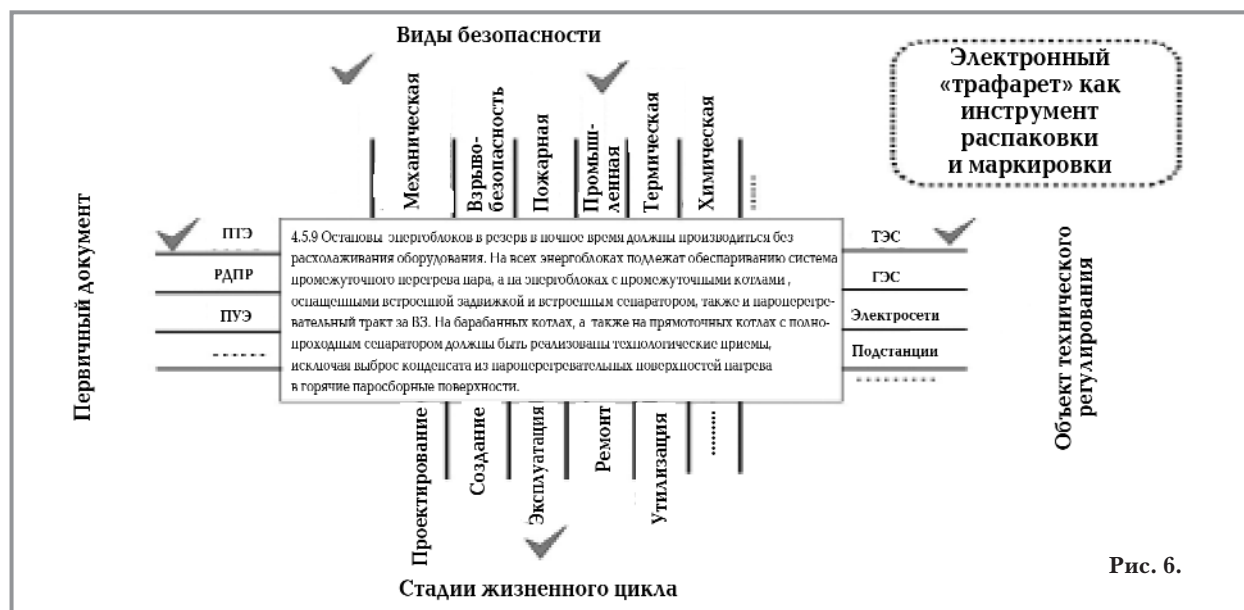


Рис. 6.

- с целью соблюдения интересов ОАО РАО «ЕЭС России» организована система мониторинга всех разрабатываемых регламентов;
- разработаны 17 первоочередных стандартов организации, определенных решениями Правления и приказами ОАО РАО «ЕЭС России», из них два стандарта утверждены;
- выстроена схема и определены источники финансирования (через НП «ИНВЭЛ» для привлечения средств ДЗО и сторонних организаций);
- разработан глоссарий терминов и определений;
- разработано автоматизированное рабочее место (АРМ) для разработчика Стандарта;
- приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 04.07.05 № 420 определены структуры, ответственные за разработку нормативно-правовой базы технического регулирования;
- утверждено и действует Положение о порядке разработки, рассмотрения и утверждения стандартов организации в ОАО РАО «ЕЭС России»;
- создан информационный интернет-портал технического регулирования в электроэнергетике, предназначенный для широкого участия энергетической общественности в обсуждении разрабатываемых документов.

Таким образом, по существу создана инфраструктура организации системного подхода к реализации Закона «О техническом регулировании», обеспечения участия всех подразделений Холдинга, включая дочерние зависимые общества.

Правление ОАО РАО «ЕЭС России» в ноябре 2005 года рассмотрело вопрос о техническом регулировании в электроэнергетике и наметило ряд важных мер по реализации Закона.

Учитывая актуальность вопроса, целесообразно привести основные положения решения Правления:

1. Одобрить предложенную методологию создания нормативной базы технического регулирования в электроэнергетике.
2. Принять за основу представленную систему стандартов организации. Установить, что перечень объектов стандартизации уточняется решением Центральной Комиссии по техническому регулированию по предложению КЦ, ЦУР и бизнес-единиц в процессе разработки стандартов.
3. Обеспечить в 2006 году разработку технических регламентов и стандартов организации в соответствии с предложенной структурой нормативной базы технического регулирования.
4. При разработке технических регламентов и стандартов организации обеспечить проведение финансово-экономической экспертизы в соответствии с разработанной методикой.
5. Обеспечить в 1 полугодии 2006 года создание предложенной системы информационного обеспечения технического регулирования в электроэнергетике.
6. Обеспечить в 2006 году участие ОАО РАО «ЕЭС России» и ДЗО в финансировании работ по созданию нормативной базы технического регулирования в электроэнергетике в соответствии с предложенным распределением.

Система подтверждения соответствия в электроэнергетике

Одним из основных принципов технического регулирования является подтверждение соответствия, осуществляемое в целях:

- удостоверения соответствия продукции, процессов производства, эксплуатации, и др.

техническим регламентам, стандартам, условиям договоров;

- *содействия приобретателям* в компетентном выборе продукции и услуг;
- *создания условий* для осуществления международного экономического, научно-технического сотрудничества и международной торговли.

Оценка соответствия осуществляется независимыми от продавцов, приобретателей и изготовителей органами по сертификации.

Законом устанавливаются две формы подтверждения соответствия:

1. Обязательная — в виде обязательной сертификации или декларирования. Применяется только в отношении требований технических регламентов, то есть требований безопасности.

2. Добровольная — в виде добровольной сертификации. Применяется для подтверждения соответствия стандартам, условиям договоров.

Обязательная сертификация электроэnergического оборудования в настоящее время осуществляется органами Ростехрегулирования.

Обеспечению надежности, безопасности, а также качества поставок и услуг для объектов электроэнергетики призвана способствовать созданная в соответствии с Законом «О техническом регулировании» Система сертификации «ЭнСЕРТИКО».

Система зарегистрирована в Федеральном агентстве по техническому регулированию. В сферу ее деятельности входит:

- *проведение оценки и подтверждение соответствия продукции*, работ и услуг, в области электроэнергетики, включая исследования, проектирование, конструирование, монтаж, наладку, строительство, реконструкцию, техническое перевооружение, модернизацию, материально-техническое снабжение, маркетинг и информационное обеспечение;
- *проведение оценки и подтверждение соответствия систем управления* экологической безопасностью объектов и работ по охране труда и технике безопасности;
- *проведение оценки и подтверждение соответствия производств*, предлагающих услуги и работы в интересах объектов;
- *подтверждение соответствия осуществляется в форме добровольной сертификации* и обязательной в соответствии с требованиями разрабатываемых технических регламентов.

По состоянию на 01.07.2005 г. сертификацию в Системе «ЭнСЕРТИКО» прошли более 1500 предприятий. Сертифицировано более 250 видов промышленной продукции, около 900 производств, оказывающих различные виды услуг и выполняющих работы на объектах электроэнергетики.

Выводы:

1. Реформа технического регулирования является одним из наиболее значимых этапов развития рыночной экономики в России.

2. Актуальность проблемы технического регулирования в электроэнергетике обусловлена реформированием РАО «ЕЭС России» с созданием новых хозяйствующих субъектов, изменением регуляторных механизмов с учетом очевидного требования обеспечения надежности, эффективности энергопроизводства и единообразия подходов к управлению новыми рыночными отношениями.

3. Несмотря на то, что Закон «О техническом регулировании» вступил в силу более двух лет назад, основная трудность разработки и практического внедрения на объектах новых документов технического регулирования заключается в отсутствии четких методических рекомендаций по его реализации.

4. В ОАО РАО «ЕЭС России» создана инфраструктура разработки, рассмотрения и принятия новых документов технического регулирования.

5. В ОАО РАО «ЕЭС России» разработан подход к созданию нормативно-правовой базы и технология разработки стандартов организации.

6. Предложенный подход к созданию нормативно-правовой базы технического регулирования:

- *обеспечивает соблюдение* всех видов безопасности на всех этапах жизненного цикла;
- *дает возможность создания* документов любого уровня (от технических регламентов до инструкций) применительно к любым объектам технического регулирования;
- *позволяет при изменении условий* актуализировать нормативно-техническую базу;
- *обеспечивает преемственность* новой и существующей нормативной базы, использует возможности и преимущества IT-технологий.

7. Предлагаемая методология и подходы к разработке документов технического регулирования могут быть использованы и в других отраслях промышленности.

Управление электропотреблением за рубежом

В.В. Тубинис,

председатель технического совета

ПТ «Группа компаний Российские системы»,

зам. директора ГУ «Энерготестконтроль»

Последние годы в российской энергетике характеризуются активным внедрением, как в энергоснабжающих организациях, так и у потребителей электроэнергии, автоматизированных систем коммерческого учета электроэнергии (АСКУЭ). Это обусловлено организацией в России оптового рынка электроэнергии, так как наличие АСКУЭ является необходимым условием участия в работе рынка. Другим фактором, способствующим развитию АСКУЭ, являются процессы реструктуризации, ведущиеся в российской энергетике все последние годы.

При этом все внедряющиеся АСКУЭ используются в основном только как необходимый инструмент осуществления купли-продажи электроэнергии, но не учитывается тот аспект, что второй важнейшей функцией АСКУЭ является осуществление с ее помощью целенаправленного регулирования режимов энергопотребления в целях энергосбережения. **Необходимость такого регулирования обуславливается целым рядом причин, основными из которых являются:**

- **значительная разница** между пиком нагрузки и ночным провалом в энергосистемах;
- **недостаточная регулирующая** возможность тепловых электростанций и АЭС для покрытия переменной части графиков нагрузки;
- **неблагоприятная тенденция** снижения доли маневренных мощностей в энергосистемах, вызванная укрупнением энергоблоков;
- **значительные капитальные и энергетические затраты**, связанные с сооружением и эксплуатацией пиковых агрегатов;
- **техническая возможность и экономическая целесообразность** искусственного выравнивания графиков нагрузки.

Покрывание пиков нагрузки в условиях истощения регулировочных возможностей и запрета на регулирование мощности агрегатов АЭС в основном легла на агрегаты ТЭС, газомазутные КЭС и ГЭС.

Известно, что форма графиков загрузки электростанций определяется суммарным графиком по-

требления, то есть изменение графика загрузки электростанции, его уплотнение, возможно только за счет изменения режима потребления.

Многолетние усилия по решению проблемы выравнивания пика загрузки с помощью командно-административных методов даже в условиях советской командной системы не дали эффективных положительных результатов.

Уплотнение графика позволяет улучшить технико-экономические показатели производства электроэнергии и обеспечить электроснабжение новых потребителей без ввода новых мощностей. На Западе общепризнанным является заключение о том, что мероприятия по выравниванию графика нагрузки обходятся в 3 раза дешевле, чем ввод новых пиковых мощностей.

Побудительной причиной для равномерного заполнения графика может быть только экономическая заинтересованность потребителя, реализуемая через поощрительные тарифы. В частности, как наиболее легко реализуемый вариант следует иметь в виду применение дифференцированных по зонам суток тарифов.

Отдельно следует сказать об управлении нагрузкой в целях обеспечения надежности электроснабжения и обеспечения устойчивости работы энергосистем.

Среди реально применяющихся сегодня в России для этих целей видов управления нагрузкой можно различить:

- **управление нагрузкой на стадии** годового (договорного) планирования;
- **управление нагрузкой при возникновении** временного дефицита мощности реализуется через заранее составленные графики ограничения потребления и отключения электроэнергии. Потребителю, включенному в графики, назначается объем и очередность снижения нагрузки и указывается регламент работы и контроля. Суммарный объем ограничений и отключений не превышает 20% от

максимума собственного потребления мощности по ЭС в целом;

- **противоаварийное управление** нагрузкой при возникновении аварийного дефицита мощности или ограничения пропускной способности сети в энергосистеме, ОЭС, ЕЭС или другом звене системы электропотребления, реализуется в основном автоматическими средствами, реагирующими на снижение частоты (АЧР) или другие параметры режима (САОН).

Экономические меры поощрения потребителей за участие в плановом, временном и противоаварийном управлении нагрузкой не введены ни в советский период, ни в настоящее время.

Если при социалистическом строе такое положение хотя и не в полной мере устраивало потребителей, но было все же терпимо, то при капиталистическом способе производства оно никого устроить не может. Парадокс: сегодня, при развитии рыночных отношений, вся противоаварийная автоматика в России построена на социалистическом принципе. Например, почему при отключении крупного энергоблока на Ленинградской АЭС, САОН отключает потребителей на Средней Волге, и при этом никто никому не платит за неизбежно возникающий при этом ущерб?

Теоретически приватизация в энергетике должна значительно повысить интерес к вопросам управления нагрузкой. Резкое сокращение централизованных капиталовложений в региональную энергетiku должно побуждать акционерные энергетические компании уделять большее внимание энергосбережению и уплотнению графика нагрузки электростанций, контролю потоков, прямому управлению энергопотреблением. Но в реальной жизни этого не наблюдается, и из года в год графики потребления не уплотняются, а наоборот — разуплотняются. Очевидно, что в процессе реструктуризации до этого просто руки не доходят.

Такое положение рано или поздно придется исправлять, тем более что в развитых капиталистических странах эти задачи успешно решаются при помощи специально разработанных для этих целей технических средств эффективного управления нагрузками.

Структуры электропотребления той или иной страны диктуют и особенности построения системы управления нагрузкой. В России, где в балансе электропотребления преобладающий удельный вес (до 50%) занимает потребление промышленных предприятий, система управления нагрузками ориентирована в основном только на них, то в развитых капиталистических

странах, где удельный вес (до 60%) занимает потребление коммунально-бытовых потребителей, системы управления нагрузками в значительной степени ориентированы именно на таких массовых потребителей. В этих странах широко используются различные системы массового управления такими потребителями (по силовой сети, по радио и др.). В то же время в России из-за малого удельного веса в балансе потребления электроэнергии коммунально-бытовыми потребителями (не более 10–20%) такие системы только начинают использоваться. В России в целом, и по отдельным регионам относительное удельное потребление электроэнергии коммунально-бытовыми потребителями из года в год возрастает и начинает занимать доминирующее положение, что предполагает усиление внимания к более широкому использованию их регулировочных возможностей для управления электропотреблением.

Следует различать способы управления потреблением:

- **непосредственное**, путем отключения/подключения потребителей;
- **косвенное**, путем воздействия через тарифные системы.

Основными предпосылками для осуществления той или иной системы управления электропотреблением являются:

- **наличие соответствующей** тарифной системы;
- **определенная структура** электропотребления;
- **величина мощности**, пригодной для управления;
- **надежные технические средства** для осуществления управления.

При этом для осуществления управления электропотреблением безусловным является наличие соответствующего законодательного и юридического обеспечения этого процесса.

Зарубежные технические средства управления электропотреблением

Технические средства управления электропотреблением условно классифицируются следующим образом:

- **местные** (контактные часы);
- **центральные с односторонней связью** (по радио на средних и длинных частотах, по силовой сети на тональных (звуковых) частотах);
- **центральные с двусторонней связью** (по распределительной сети на несущей частоте (PLC-технологии), по сотовой радиосвязи и др.).

Здесь рассмотрены только централизованные средства управления электропотреблением.

Централизованные технические средства управления электропотреблением с односторонней связью

Централизованное управление потребителями на тональных частотах (ЦУПТЧ)

Наиболее распространенные и известные за рубежом технические средства управления потребителями по силовой сети на тональных частотах (150–300 Герц) более 50 лет выпускались многими широко известными фирмами, такими как «Шлюмберже», «Ландис и Гир», «Сименс», «Броун Бовери Компани», а также некоторыми менее известными специализированными фирмами, как «Цельвегер» (Швейцария) и «Вальмет» (Финляндия).

Принцип действия таких систем заключается в том, что в различных пунктах питающей сети напряжением 10, 35 или 110 кВ с частотой 50 Герц накладывается кодовый сигнал тональной частоты. Так как частота кодового сигнала очень близка к частоте питающей сети, распространение управляющих сигналов очень эффективно и они легко преодолевают несколько ступеней трансформации. При помощи специальных приемников-дешифраторов, установленных у потребителей и подключенных к сети 220 В, они сравниваются с заранее запрограммированными в данном устройстве, и в случае их совпадения принятая команда выполняется, то есть выходные реле переключаются. Различные типы систем транслируют по сети от 125 до 250 различных групповых команд, что более чем достаточно для решения всех доступных им задач.

Принципиально все эти системы мало отличаются друг от друга и фактически являются различными модификациями разработки «Броун Бовери Компани» конца 40-х годов прошлого века. Системы различных фирм отличаются конструктивным исполнением различных элементов и способами кодирования управляющих сигналов. Любая система такого типа состоит из 3-х главных элементов: передающего устройства; приемных устройств и системы кодированных сигналов.

Для ввода управляющих сигналов в данных системах на напряжении 10, 35 и 110 кВ требуется довольно дорогостоящее оборудование и реконструкция подстанций, но при этом приемники управляющих сигналов из сети 220 В получают довольно дешевыми, и их стоимость сопоставима со стоимостью управляющих электрических контактных часов, используемых в системах дифференцированного по зонам суток учета электроэнергии (до 100 долларов США). Стоимость коммерческого предложения фирмы «Цельвегер» Минэнерго СССР конца 90-х годов, которая была готова поставить в СССР комплекты оборудования на одну под-

станцию с вводом управляющих сигналов на напряжении 10 кВ составила 80 тыс. долларов США; на напряжении 35 кВ — 130 тыс. долларов США и на напряжении 110 кВ — 700 тыс. долларов США. Однако несмотря на высокую стоимость этого оборудования, они и сейчас широко применяются практически во всех странах Европы (кроме Великобритании, предпочитающей использовать системы управления по радио), США, Австралии, Новой Зеландии, ЮАР и многих других странах, как для централизованного управления тарифными механизмами бытовых многотарифных счетчиков, так и для отключения и последующего включения отдельных промышленных потребителей, пригодных для целей управления электропотреблением. К таковым обычно относят: мощные отопительные устройства; холодильные устройства и кондиционеры; двигатели вентиляционные; печи плавильные; питание насосных и компрессорных станций предприятий водо- и газоснабжения; питание насосных станций и смесительных установок очистных сооружений сточных вод.

Системы также используются для управления освещением улиц городов и поселков; рекламным и праздничным освещением и др., а также и для служебных операций включения/отключения электросетей (компенсирующих устройств, определенных групп потребителей, дистанционного управления секционными выключателями и т.д.).

Производство таких систем на заводе фирмы «Шлюмберже» во Франции, практическое использование таких систем в Венгрии высоко надежно и эффективно. По данным фирм-производителей, затраты на устройство таких систем окупаются в течение 4 лет.

Во Франции и ФРГ, где в наибольшем количестве использовались системы фирмы «Шлюмберже», с их помощью удалось весьма значительно изменить конфигурацию суммарного графика нагрузки и существенно снизить максимумы потребления нагрузки и значительно поднять заполнение ночного провала, а во Франции потребление энергии ночью сравнялось с дневным. Однако ушло на это более 30 лет (с 1952 по 1984 год) кропотливой работы по монтажу сотен передающих систем на подстанциях и миллионов приемников у потребителей.

Основным недостатком в работе таких систем является отсутствие обратной связи и информации о срабатывании или, что более важно, об отказе в срабатывании тех или иных приемников-дешифраторов. Однако при массовом управлении огромным количеством приемников и высокой степени надежности приемной аппаратуры эти недостатки в реальной жизни считаются приемлемыми.

В советские времена институт ЭНИН занимался этой проблемой под названием «циркулярного

телеуправления», но далее опытных установок разработок не проводились. Еще будучи молодым специалистом я слушал в ЭНИНе о большой перспективности этих разработок, но из-за большой первоначальной стоимости оборудования ни в СССР, ни в России они распространения не получили, а с появлением принципиально новых разработок, с достаточной степенью уверенности можно сказать, что и в дальнейшем для них в России перспективы массового внедрения не предвидятся.

Централизованное управление потребителями по радио на средних и длинных частотах

В Великобритании для целей массового управления коммунально-бытовыми потребителями электроэнергии используются системы радиодистанционного управления типа SRT (Sangamo Radio Teleswitch). Делегация Госэнергонадзора СССР в октябре 1991 года посетила Великобританию и подробно ознакомилась с работой этой системы.

Отличительной чертой данной системы является относительная дешевизна аппаратуры ввода управляющих сигналов на длинноволновых государственных радиостанциях, но при этом радиоприемные устройства получают более дорогие. Тем не менее энергокомпании Великобритании считают, что эта система позволяет с меньшими затратами осуществлять эффективное управление электропотреблением по сравнению с управлением по силовой сети.

Толчком к разработке системы радиоуправления электропотреблением наиболее массовых бытовых потребителей послужил нефтяной кризис 1973 года, и основной предпосылкой для ее разработки было желание получить выгоду от снижения расхода топлива. В то время все программы, направленные на энергосбережение, централизованно финансировались государством.

В то же время с целью осуществления экономического стимулирования электросбережения потребителями энергии были введены тарифы, в которых цена за электроэнергию была различной по часам суток, дням недели и месяца года. Одной из основных задач, которую предстояло решить разрабатываемой системе радиоуправления, была организация централизованного управления тарифными механизмами счетчиков.

Для разработки систем радиоуправления центральная государственная энергокомпания не только использовала собственные финансовые возможности, но и привлекала средства промышленности — в виде налога от энергосбережения.

Разработки системы радиодистанционного переключения типа SRT (SANGAMO RADIO TELESWITCH) велись с 1976 по 1983 годы. В 1983–1985 годы была проведена опытная экс-

плуатация данной системы, а с мая 1985 года началось серийное производство и промышленная эксплуатация.

Действовавшая в 1991 году в Великобритании система радиоуправления (SRT) являлась совместной собственностью Электрической Ассоциации (ЕА) и Би Би Си (ВВС). Продажа лицензии на эту систему была возможна только при согласии обеих сторон.

ЕА имела договор с 4-м каналом ВВС, по которому платила ей за передачу управляющих сигналов и эксплуатацию центрального передающего оборудования. 4-й канал ВВС — аналог нашего «Маяка», круглосуточно передающий музыкальные программы для англичан и одновременно с этим передающий сигналы управления электропотреблением, неразличимые для слуха слушателей музыки.

Три длинноволновых (184 КГц) радиопередающих центра 4 канала ВВС в Великобритании перекрывали друг друга, и, если со стороны одного из них прием сигналов был ослаблен, то с противоположной стороны (от другого радиопередатчика) он, как правило, был достаточный. Для всей территории страны практически достаточно и двух передающих центров, так что с остановкой любого из трех центров на ремонт никаких проблем не возникает и система SRT продолжает успешно функционировать.

Каждое радиопереклюкающее устройство имеет два фиксированных положения приемной антенны (А и Б), ориентированных относительно друг друга под углом в 90 градусов, которые позволяют при установке устройства на месте выбрать положение антенны с более высоким уровнем сигнала. Выбранное расположение внутренней антенны отмечается на лицевой панели устройства специальным буквенным обозначением (соответственно: А или Б).

Из более чем 22 миллионов бытовых потребителей Великобритании в 1991 году только 2 миллиона управлялись по радио и планировалось за ближайшие 2 года увеличить их количество до 5 миллионов.

Чтобы убедиться, что радиокоманды доходят до потребителей на национальном диспетчерском пункте ЕА, постоянно контролируется и анализируется прохождение сигнала на специально выделенной ЭВМ фирмы «Ферранти» по специальной программе.

В то время ВВС для целей системы SRT использовало только малую долю своих мощностей, но планировала эту долю увеличить. ЕА также искала способ передать потребителям часть расхода на разработки по модернизации систем радиоуправления.

Исследования, проведенные ЕА, показали, что при выборе методов управления массовыми потребителями: при помощи циркулярного телеуправле-

ния по силовой сети, при помощи электрических часов или при помощи радио — радиоуправление — самая экономичная система.

ЕА централизованно закупает и ее персонал сам устанавливает у потребителей радиопереклюкающие устройства системы SRT. Плата за установку, включая монтажный провод, как правило, включается в оплату за электроэнергию с рассрочкой на год и составляет величину порядка 12 фунтов. При этом разница в оплате за электроэнергию у потребителей, оснащенных радиопереклюкающими устройствами и не имеющих таковых, незначительна из-за высокой стоимости электроэнергии.

Надежную работу радиопереклюкающих устройств и их бесплатный ремонт заводы-изготовители гарантируют в течение 15–20 лет. При выходе из строя радиопереклюкающего устройства потребитель должен сам обратиться за помощью в ЕА.

В ЕА проблемами радиоуправления занимаются всего 4 инженера.

В Англии в 1991 году работало 6 заводов различных фирм, которые производили радиопереклюкающие устройства для системы SRT, и завод фирмы «Шломберже» в г. Феликстоу, который посетила делегация Госэнергонадзора, — один из них.

Наиболее массовым прибором учета, выпускаемым заводом в г. Феликстоу, является однофазный электронный счетчик типа SPA, устроенный по шунтовому принципу, класса 2,0, на номинальный ток 20 А с перегрузочной способностью 400% (до 80 А).

Счетчик имеет единый унифицированный корпус для одного, двух или трехтарифного исполнения. Тарифные механизмы счетчика переключаются от внешнего управляющего устройства — радиодистанционного устройства системы SRT типа RTA или управляющих электрических часов.

Завод гарантирует бесплатное обслуживание счетчика в течение 20 лет. Межповерочный интервал для него также 20 лет.

Другим массовым и перспективным изделием завода является радиопереклюкающее приемное устройство типа RTA для системы SRT.

Приемник SRT состоит из печатных плат и внешних элементов, размещенных в твердом штампованном корпусе.

В печатных платах используются интегральные микросхемы и микропроцессор, который является сердцем устройства.

Прозрачное окно позволяет видеть положение переключателей нагрузки (контакты).

Радиоприемные цепи принимают слабый уровень сигнала и усиливают его до необходимого уровня.

Программные средства объединяют микропроцессор с кодированием памяти, преобразуют

сообщение и выполняют его, управляя положением контактора.

Контактор управляет нагрузкой и переключением тарифов. С помощью программных средств приемник может дополнительно реагировать на внезапные команды, чтобы обеспечить, когда потребуются, непосредственное управление нагрузкой.

Построенная с обратными связями программа диагностирует любые повреждения устройства в период между полезными сигналами. Программные средства содержат диагностический тест, позволяющий персоналу проверить поступление данных и эффективность работы устройства. Индикатор на жидких кристаллах показывает, правильно ли идет прием и декодирование информации.

С 1986 г. до 1991 г. (момента посещения завода русской делегацией) было выпущено 750 тысяч таких устройств.

Каждое устройство имеет возможность быть закодировано одним из 16 региональных (по числу региональных распределительных энергокомпаний) и одним из 256 групповых кодов. По информации фирмы количество этих кодов может быть увеличено, но в настоящее время достаточно и этого количества кодов, чтобы избирательно управлять электропотреблением в любом из 16 регионов Великобритании путем отключения и включения в каждом из регионов 256 различных групп потребителей, оснащенных данными радиопереклюкающими устройствами. Встроенные в устройство контакторы могут управлять нагрузкой потребителя и переключением тарифного механизма электросчетчика по различным программам.

Представленная система очень интересна тем, что имеет очень низкие капитальные затраты на оборудование радиопередающих центров — не выше, чем комплект оборудования для одной подстанции в системе ЦУПТЧ. Аглийские специалисты проанализировали радиочастоты всех областных радиостанций СССР и заверили, что, при размещении на них передатчиков системы SRT, они не будут мешать друг другу и срабатывания приемников одной области страны от сигнала передатчика SRT в другой области — исключен.

В ЦНИИРТИ (Москва) — мощном оборонном институте, занимающемся разработкой радиотехнических систем, — есть похожая система, созданная для управления военными объектами, и при получении соответствующего заказа от Минэнерго СССР они способны разработать для нас систему не хуже, а главное — не дороже английской.

Основными недостатками системы управления по радио традиционно считаются следующие:

- *сомнительная надежность* приема;
- *возможность быть* подвергнутой внешним воздействиям;

- необходимость платы за оказываемые услуги радиостанциям.

Однако в системе СРТ они практически устранены и, по заверениям английских специалистов, система работает без сбоев, электромагнитная защищенность и внутренняя защита приемных устройств исключают несанкционированный доступ и вмешательство.

После опубликования в технических журналах статьи о работе английской системы, прошло сообщение из Воронежа о том, что начальник техотдела местного Госэнергонадзора в соавторстве с коллегами разработал и внедрил похожую систему на местном УКВ-вещании для управления водонагревательными установками сельских ферм и исключения их работы в часы максимума нагрузки.

Представляется, что такие системы не потеряли актуальности внедрения в регионах России со слабой сотовой и проводной связью и в настоящее время.

Централизованные технические средства управления электропотреблением с двусторонней связью по распределительной сети на несущей частоте (PLC-технологии) и по сотовой радиосвязи

В настоящее время крупнейшая национальная энергоснабжающая компания Enel успешно завершает в Италии работы по созданию уникальной автоматизированной системы Telegestore (Теледжесторе) для бытовых потребителей, которая позволит ей не только дистанционно считывать показания электросчетчиков, но и централизованно управлять электропотреблением и распределительной сетью.

В апреле 2004 года делегация российских специалистов посетила Италию с целью ознакомления на месте с ходом реализации фирмой Enel проекта Telegestore: штаб-квартиру фирмы Enel в Риме и опытный полигон фирмы Cesi (Чези) в Милане. Полигон Cesi был выбран компанией Enel для проведения полевых испытаний элементов Telegestore с целью воссоздания типичных условий в отношении помех, существующих в электрических сетях. Полевые испытания на данном полигоне начались в 2000 году и ведутся до настоящего времени для отработки систем связи и испытания новых моделей компонентов системы (счетчиков и концентраторов).

С начала 90-х годов Enel проводила испытания систем дистанционного управления счетчиками. Так как системы дистанционного управления счетчиками были и являются выгодными с точки зрения эффективности затрат для энергоемких про-

мышленных потребителей, в процессе испытаний выяснялось, являются ли они эффективными для массового потребителя.

Испытания на базе 70000 систем (40000 в Риме) подтвердили техническую жизнеспособность технологии дистанционного управления счетчиками с использованием каналов связи по низковольтной сети в диапазоне частот, определенном европейским стандартом CENELEC EN 50065 (PLC-связь).

В конце 1998 года Enel, производя анализ своих общих затрат на мероприятия в области учета и изучая аналогичный опыт США, пришла к выводу о целесообразности дистанционного управления средствами учета на массовом рынке.

Компания ENEL, монополист в области энергосбытовой деятельности в Италии, успешно осуществила план массовой замены 30 млн. устаревших индукционных счетчиков на специальные электронные счетчики, объединив их по силовой сети (PLC-технология) в единую систему дистанционного управления абонентской сетью (TELEGESTORE™), дает наиболее яркий пример комплексного решения проблем: как организации учета электроэнергии у бытовых потребителей в Европе, так и управления их электропотреблением.

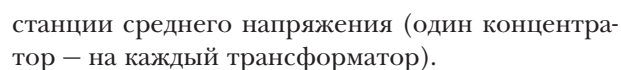
При этом эта система очень эффективна в экономическом отношении, так как ENEL, исходя из существующих расценок за электроэнергию и применяемых норм, смогла гарантировать ее окупаемость в течение 5 лет. Это подтверждается и опытом эксплуатации части этой системы по мере ее создания и начала работы. Практически за 5 лет создания с 2001 по 2006 гг. она себя уже окупил.

В Италии основными составляющими экономической эффективности проекта Telegestore является снижение собственных затрат компании Enel на организацию снятия показаний счетчиков, изменения контрактных условий у потребителя и выписку счетов. Очевидно, что при внедрении проекта снижаются и неплатежи (в среднем, как считают итальянские специалисты, на 6%). Эффект от выравнивания графика нагрузки при этом даже не учитывался, так как действовавшая и до внедрения Telegestore система тарифов его тоже обеспечивала, только с большими затратами.

Описание работы системы:

1. Интегрированный (снабженный прерывателем) счетчик (М) осуществляет функции учета, управления контактом и передачу данных по силовой сети до концентратора.

2. Телекоммуникационная система учета связывается по телекоммуникационной сети общего пользования (GSM, коммутируемый телефонный канал, спутник и др.) с концентратором низкого напряжения (устройством сбора и передачи данных или УСПД), установленным на каждой под-



Основные характеристики TELEGTORTM:

- *Дистанционное изменение параметров* контракта без доступа к счетчику.
- *Многотарифность* с возможностью ежедневных, еженедельных, ежемесячных и сезонных модуляций.
- *Управление нагрузкой*, доступное для абонента.
- *Баланс между количеством энергии*, поступившей от трансформатора среднего/низкого напряжения, и полученной абонентами.
- *Регистрация параметров* обслуживания.
- *Обнаружение нелегального подсоединения* и несанкционированного доступа к счетчику.
- *Передача абоненту сообщений* о потреблении электроэнергии и технико-коммерческих сообщений, а также информации для управления нагрузкой в режиме реального времени.

- *Количество абонентов сети* низкого напряжения — 27 млн.;
- *Установлено измерительных групп* — 30 млн.;
- *Концентраторы* — 330000;
- *Инвестиции* (из собственной прибыли) — 2 млрд. евро;
- *Срок замены* (с конца 2001 года) — 5 лет;
- *Срок окупаемости* — 3–4 года.

- *Дистанционная система учета* связана с главным компьютером центральной системы для осуществления биллинга и автоматического управления коммерческими процедурами (отключение, подключение, изменения в контракте и т.п.).

- *Связь между компьютером CIS и локальной рабочей станцией* дистанционного управления, расположенной на децентрализованных объектах (поддержка высокоскоростной передачи данных в соответствии с требованиями каждого конкретного применения).

- **Дистанционное снятие показаний**, гибкость графика, независимость от необходимости доступа к счетчику и отсутствие биллинга при снятии предварительных показаний.

- *Дистанционное отключение* и дистанционное санкционирование повторного ручного включения прерывателя цепи (абонентом).

Тарифная система бытовых потребителей, дифференцированная по потребляемой мощности

1. Контракт с абонентом может оговаривать различные пороги (контрактные пределы) и характеристики сети низкого напряжения (уставки защиты).

2. Максимальный порог потребляемой мощности может изменяться с шагом 0,1 кВт до 10 кВт для одной фазы и 200 кВт для многофазной сети.

3. Потребление электроэнергии сверх заявленного предела регулируется следующими способами:

- *немедленное отключение;*
- *предупредительный сигнал* и отсроченное отключение;
- *регистрация данных о потреблении* в специальном регистре для правильного биллинга без отключения.

Система дистанционного управления процессами распределения электроэнергии и абонентской сетью итальянской энергоснабжающей компании Enel должна заинтересовать российские энергосбытовые организации по многим причинам. Назовем только некоторые из них:

1. В России так же, как и в Италии, идут процессы либерализации рынка электроэнергии.

2. Перед российскими энергетиками также стоит вопрос о том, на что следует заменять индукционные счетчики класса 2,5. Если на электронные, то на какие именно?

3. После ликвидации существующего в России «перекрестного субсидирования» и существенно увеличения в балансе энергосбытовых организаций поступлений от бытовых абонентов и неизбежного отказа вследствие этого от существующей только в России «системы самообслуживания» перед российскими энергетиками неизбежно встанут проблемы дистанционного снятия показаний счетчиков и введения гибких многотарифных систем учета.

Во внедряемой в Италии системе учета удивляет глубокая продуманность и планомерность внедрения проекта, а также высокая комплексность решаемых системой учета проблем.

Учитывая уровень развития массовых телекоммуникаций (средний уровень телефонизации в регионах России не превышает 20–25%), поэтому особенно перспективно развитие АСКУЭ с применением PLC — технологии для передачи данных. Если учесть, что инфраструктура энергоснабжения в России самая развитая в мире (протяженность низковольтных линий энергоснабжения составляет десятки миллионов километров), то превращение ее в телекоммуникационную среду для

передачи данных обещает серьезные и долгосрочные перспективы.

Технические решения, используемые в системах на базе PLC технологии, позволяют:

- у большинства потребителей сохранить дешевые однотарифные счетчики-датчики с передачей данных от них по силовой сети;
- внедрять у каждого потребителя любые новые тарифные системы, изменяя только программное обеспечение в устройстве сбора данных, без монтажных работ и замены счетчиков;
- списывать показания счетчиков по многоквартирному дому за несколько секунд, дистанционно — не входя в помещения, где они установлены, при этом сами контролеры лишаются возможности изменять показания счетчиков;
- выявлять хищения электроэнергии, сигнализировать об этом и даже дистанционно отключать неплательщиков и управлять потреблением, как в нормальных, так и напряженных (дефицитных) режимах потребления.

Системы с передачей информации по силовой сети открыты для расширения, универсальны и многофункциональны, так как наравне с обработкой информации о потреблении различных видов энергетических ресурсов могут легко быть дополнены и другими функциями, включая организацию телефонной связи и даже организацию каналов Internet.

В России имеется до 10 отечественных разработок систем АСКУЭ для бытовых потребителей с использованием PLC-технологий. Наиболее известные из них производятся на Московском заводе электроизмерительных приборов и ИАЦ НТИ «Континиум» (г. Москва). Десятки внедренных пилотных проектов подтверждают их работоспособность и эффективность в повышении собираемости платежей. Они сертифицированы Госстандартом и внесены в Госреестр измерительных средств.

При уровне тарифов для населения 80–90 коп./кВт*час срок окупаемости данных систем у нас составляет те же 3–4 года, как и в Италии, при капиталовложениях на точку учета (один счетчик) не более 75–100 долларов США. Эти затраты сопоставимы с затратами на внедрение двухтарифной системы учета, очень популярной во многих регионах России. Только это закрытая система с ограниченными возможностями, а системы основанные на использовании PLC-технологий многофункциональны и открыты для постоянного расширения, как по объему обслуживаемых счетчиков, так и по набору исполняемых функций. Они могут быть легко интегрированы в системы диспетчерского управления жилищным хозяйством,

получающие все более широкое развитие в некоторых городах России.

В отдельных регионах России уже практически опробована схема финансирования внедрения АСКУЭ в быту через тарифы.

Следует отметить, что все они ориентированы только на дистанционное снятие показаний счетчиков и не имеют органов прямого управления потребителями.

Российские технические средства управления электропотреблением

Так как в СССР около 70% электроэнергии потребляла промышленность, то, несмотря на низкую стоимость электроэнергии и неразвитую тарифную систему, первые АСКУЭ были ориентированы на применение в промышленности, и аббревиатура АСКУЭ расшифровывалась, как «автоматизированная система контроля и управления электропотреблением». Все первые модели советских АСКУЭ имели хотя и примитивные, но все же блоки управления. Наличие этих блоков позволяло при достижении некоторых установленных заранее пороговых значений мощности выдавать предупредительный сигнал технологическому диспетчеру предприятия для принятия им необходимых действий по ее снижению или автоматически отключать какую-то часть электроприемников для снижения суммарной мощности потребления предприятия. Так как повсеместно промышленность оплачивала электроэнергию по двухставочному тарифу (отдельно за мощность и электроэнергию), то оптимизация потребляемой мощности позволяла предприятиям в договорах уменьшать договорную величину потребляемой мощности и только за счет этого окупать затраты на создание АСКУЭ, как правило, в течение года. Несмотря на то, что энергосистемы повсеместно противодействовали приему АСКУЭ для коммерческих расчетов, они все равно устанавливались и использовались промпредприятиями в виде «технических систем учета» (до 90% от общего количества), давая им необходимый экономический эффект в виде снижения платежей за потребляемую мощность и одновременно снижали пики нагрузки самим энергосистемам.

В настоящее время коммерческие АСКУЭ создаются на промпредприятиях в основном с целью выхода на оптовый рынок и, согласно требованиям АТС, их не разрешается совмещать с техническим учетом и использование их для прямого управления электропотреблением невозможно, хотя, по большому счету, это неправильно. В СССР директивно приветствовалось совмещение коммерческого и технического учета для снижения затрат на создание АСКУЭ, а сегодня с точностью «до наоборот» — запрещается.

Несмотря на немалые затраты, сегодня предприятия, уже вышедшие на оптовый рынок с помощью коммерческих АСКУЭ, наконец, вспомнили, что в целях снижения затрат на энергоресурсы собственным электропотреблением необходимо управлять, и возрос интерес к созданию технических АСКУЭ для целей оптимизации; соответственно, и блоки управления вновь стали востребованными. Производители АСКУЭ пошли навстречу промпредприятиям и стали разрабатывать и включать в комплекты своих технических средств АСКУЭ вместо примитивных блоков управления целые системы телеуправления.

Такие решения сегодня появились, например, и в Пензенских «Энергиях», и на подходе во Владимирских «Сиконах». В данном случае, как и в советские времена, использование промпредприятиями собственных АСКУЭ в своих коммерческих интересах приводит к некоторому снижению нагрузок в часы прохождения максимума систем энергоснабжения. Однако этого явно недостаточно как по причине более скромного удельного веса промпредприятий в структуре электропотребления по сравнению с советским периодом, так и невозможностью использовать АСКУЭ промпредприятий для принудительного централизованного снижения электропотребления во время возникновения дефицитов мощности или топлива в региональных системах энергоснабжения.

Все возрастающий удельный вес в структуре электропотребления бытовых и мелкомоторных потребителей ставит в повестку дня вопрос об управлении их электропотреблением. Этой проблемой в России ранее почти никогда не занимались.

Все АСКУЭ бытовых потребителей, как с использованием PLC-технологий, так и всех других видов связи ограничивались только дистанционным снятием показаний счетчиков и блоков управления не имели. В лучшем случае они использовались для переключения счетных механизмов счетчиков.

Даже при невостребованности сбытовыми организациями такой техники производители приборного учета, с учетом зарубежного опыта, разрабатывали и держат на складах счетчики со встроенными контакторами («Инкотекс» и др.), а производители АСКУЭ с PLC («Континиум», МЗЭП, «Инкотекс») имеют разработки по модернизации своих систем с добавлением функций управления. Это говорит о том, что при заинтересованности потребителей такие отечественные системы могут начать серийно производиться в течение года.

Если же они не успеют этого сделать, то в Китае и Японии системы, аналогичные итальянской,

и даже более совершенные, уже производятся и могут быстро заполнить российский рынок. Итальянцы тоже готовы продать свою систему, только в наших сетях, плотно забитых помехами, они будут работать хуже.

Кроме этого в России нет хорошего юридического обеспечения управления электропотреблением, отсутствуют персональные договоры с каждым бытовым потребителем и система материального поощрения промпредприятий, участвующих в управлении потреблением.

Отсутствует единая техническая политика в области организации учета и внедрения АСКУЭ у бытовых потребителей, а тем более централизованных систем управления потреблением.

В условиях реструктуризации не вполне очевидно, кто будет вкладывать силы и средства в создание централизованных автоматизированных систем управления, так как экономический эффект от их работы будет ощущаться всеми участниками процесса выработки (снижение пиковых нагрузок), передачи (снижение потерь) и реализации электроэнергии (внедрение сложных тарифных систем и снижением затрат на биллинг). Очевидно, что диспетчерские службы заинтересованы в появлении эффективной системы управления электропотреблением в различных сложных ситуациях (например, при возникновении дефицитов топлива или мощности).

Выводы и предложения

1. Исходя из тенденции разуплотнения суммарного графика нагрузок, дефицита пиковых генерирующих мощностей и роста потребления бытовых потребителей, создание в России централизованного управления электропотребле-

нием бытовых и промышленных потребителей экономически оправданно по сравнению с дорогостоящим наращиванием пиковых генерирующих мощностей.

2. Для проведения единой технической политики в этом важном направлении необходимо создание специальной организации (типа АТС), которая в первую очередь должна:

- *Подготовить юридическую базу* для осуществления этого процесса в рыночных условиях путем внесения необходимых изменений в действующее законодательство.
- *Разработать систему финансирования* приобретения необходимых технических средств централизованного управления электропотреблением (за счет тарифов; консолидированных средств заинтересованных предприятий и т.п.).
- *Разработать и согласовать* с заинтересованными организациями концепцию централизованного управления электропотреблением в России.
- *Разработать совместно с отечественными производителями* и отраслевыми институтами РАО «ЕЭС России» ТЗ на разработку (или закупку за рубежом) необходимых технических средств.
- *Организовать централизованные тендерные закупки* необходимой техники для управления электропотреблением после проведения соответствующей экспертизы и испытаний в условиях России.
- *Организовать подготовку персонала* для успешной эксплуатации новой техники управления электропотреблением.
- *Создать систему* эксплуатации этой техники.

Литература

1. Тубинис В.В. Плюсы и минусы тендерных закупок электронных электросчетчиков. Как правильно выбрать электросчетчик? // Энергонадзор и энергобезопасность. — 2005. — № 3.
2. Тубинис В.В., Балашов О.В. Европа принимает общие технические требования к приборам учета топливных энергетических ресурсов: Заметки участников международной конференции «METERING EUROPE 2004» // Энергонадзор и энергоэффективность. — 2005. — № 1.
3. Тубинис В.В. Создание автоматизированной системы учета и управления потреблением электроэнергии в Италии // Электро. — 2004. — № 4.
4. Vincenzo Cannatelli. Enel Telegestore project is on track // Metering International. — 2004. — № 1.
5. Тубинис В.В. Совершенствование учета электроэнергии — необходимый начальный этап повышения энергоэффективности любого производства // Электро. — 2004. — № 1.
6. Тубинис В.В. Итальянская система дистанционного управления абонентской сетью // Электро. — 2003. — № 4.
7. Тубинис В.В. Структурные преобразования в энергетике России и проблемы совершенствования учета электроэнергии // Электро. — 2003. — № 1.
8. Буренков Е.В. Автоматизированные системы учета потребления энергоресурсов в условиях либерализованного рынка // Вестник Госэнергонадзора. — 2001. — № 1.
9. Тубинис В.В. Об актуальности разработок автоматизированных систем учета электроэнергии для бытовых потребителей // Вестник Госэнергонадзора. — 2000. — № 2.
10. Тубинис В.В. Новые автоматизированные системы учета электроэнергии для бытовых потребителей со сбором информации от электросчетчиков по силовой сети // Вестник Главгосэнергонадзора России. — 1998. — № 1.
11. Тубинис В.В. Считать будем вместе // Мир связи. — 1997. — № 10.

ВЫСТАВКИ И СЕМИНАРЫ

Рынок инжиниринговых и строительных услуг



17 мая 2006 года в Москве, в гостинице «Рэдиссон САС Славянская», прошла **II Международная практическая конференция «ТЭК России: рынок инжиниринговых и строительных услуг»**, в которой приняли участие крупные отечественные и зарубежные фирмы, работающие в теплоэнергетическом комплексе России.

Открыл конференцию и поздравил участников член-корреспондент РАН, доктор технических наук, профессор А.И. Гриценко. В своем выступлении он отметил важную роль ТЭК в развитии России, основные проблемы, стоящие перед отраслью, и ее перспективы, связанные с освоением месторождений на востоке страны и в шельфовых морях.

Большой интерес у слушателей вызвали доклады: академика, советника Президиума РАН О.Н. Фаворского «Стратегия развития энергетики России» и главного специалиста Госстроойнадзора М.А. Ледневой «Государственная политика в области регулирования инжиниринговой и строительной деятельности».

Во время конференции состоялись выступления и дискуссии по следующим проблемам:

- *состояние и тенденции рынка* инжиниринговых и строительных услуг;
- *развитие проектов* в области инжиниринговых и строительных услуг;
- *финансовое проектирование* и управление рисками;
- *управление проектами*, оптимизация бизнес-процессов;
- *проекты* в области инжиниринга;
- *текущие и перспективные проекты* в нефтегазотранспорте, электроэнергетике, нефтепереработке, нефтехимии.



Сантехника. Отопление. Кондиционирование. Инженерное оборудование

22–25 мая 2006 в Международном выставочном комплексе на Красной Пресне «Экспоцентр» состоялась **X Международная специализированная выставка «Сантехника. Отопление. Кондиционирование. Инженерное оборудование»**. В выставке приняло участие более 300 фирм из Германии, Китая, Италии, Финляндии, России и других стран.

Поздравление участникам и гостям выставки прислали председатель правления компании «Мессе Дюссельдорф Гмбх» Вернер М. Дорншайт, президент АВОК Ю.А. Табунщиков, секретарь Экономической комиссии Ассоциации европейских производителей отопительного оборудования Андреас Люкее, Исполнительный директор Предприятий индустрии климата Д.Л. Кузин.

В своем обращении господин Вернер М. Дорншайт, председатель правления компании-устроителя выставки заявил:

«...Проходящая в 10-й раз выставка — крупнейшая среди всех состоявшихся в Москве, начиная с премьеры 1997 года. Это в очередной раз подтверждает приоритетность этого события на российском рынке... Выставка демонстрирует уверенность представителей международного бизнеса, участвующих в выставке, в динамичном экономическом развитии России и в растущей важности представленных на выставке отраслей».

В рамках Международной выставки 24–25 мая прошел Десятый Европейский АВОК — ЕНІ симпозиум «Современное энергоэффективное оборудование для теплоснабжения и климатизации зданий. Технологии водоснабжения и водоотведения».

Обращаясь к его участникам, Президент АВОК Ю.А. Табунщиков подчеркнул: «...В программе симпозиума будут рассматриваться вопросы энергосбережения, качества климата и сделан обзор инновационных технологий для теплоснабжения и климатизации зданий. Тематика симпозиума в очередной раз подтверждает актуальность выбранных тем, которые связаны с масштабным строительством в России и особенно в Москве. Достаточно отметить программу Правительства Москвы по строительству высотных зданий и реконструкции жилого фонда, которая привлекла всеобщее внимание».

Нефтегаз-2006

19–23 июня в Центральном выставочном комплексе «Экспоцентр» прошла **XI международная выставка «Нефтегаз-2006»**. Устроителями выставки выступили ЗАО «Экспоцентр» и германская фирма «Мессе Дюссельдорф ГМБХ». С 1992 года выставка «Нефтегаз» нашла постоянную прописку в московском выставочном комплексе. По сравнению с первой выставкой число участников (как стран, так и фирм) увеличилось больше, чем в два раза. Свою продукцию на выставке 2006 года продемонстрировали свыше 900 фирм и предприятий из 35 стран. Россию представили более 500 организаций и предприятий.

Одновременно с выставкой в «Экспоцентре» прошел **IV Российский нефтегазовый конгресс**, включающий большую деловую программу: конференции «Компании и ПГ Метран» и «Перевозки нефти и нефтепродуктов в странах СНГ и Балтии-2006», ряд семинаров, на которых выступили представители ведущих фирм и научных организаций, занимающихся созданием оборудования и разработкой технологий, использующихся для добычи, перевозки и переработки нефти.

Свои поздравления к участникам и гостям выставки «Нефтегаз-2006» прислали председатель Совета Федерации С.М. Миронов и председатель комитета Государственной Думы по энергетике, транспорту и связи В. Язин.

В своем приветствии С.М. Миронов отметил, что «деятельность этой выставки неразрывно связана с движением на российский рынок передовых наукоемких технологий, установок нового поколения современных приборов, оборудования высокого качества. Во все времена важные проблемы, выдвигаемые запросами народнохозяйственной практики, логикой развития нефтегазового комплекса, требовали более эффективного использования научного потенциала страны. Проведение семинаров, конференций, «круглых столов» обеспечивает развитие инновационной деятельности современных технологий в нефтегазовом комплексе. Способствует привлечению талантливой молодежи. Уверен, что профессионализм, целеустремленность, высокое чувство долга и энтузиазм позволят нам всем справиться с самыми сложными задачами нефтегазового комплекса».



Председатель комитета Государственной Думы В. Язин особо подчеркнул, что «в настоящее время, когда открываются реальные перспективы реализации крупномасштабных проектов в восточных регионах Российской Федерации, трудно переоценить значение выставки, представляющей передовые технологии в области добычи, транспортировки и переработки углеводородов ведущих мировых компаний. Распространение нового опыта должно быть направлено на повышение отраслевых стандартов качества работ, безопасности и экологичности производства».

Кадры решают все

Все чаще и чаще с экранов телевизоров мы слышим о пожарах. При этом многие пожары возникают по «вине» электрических установок. В чем причина этих трагедий и что нужно сделать, чтобы остановить их? Как уберечь наших людей от электротравматизма? На эти вопросы отвечает ректор Московского института энергобезопасности и энергосбережения, кандидат технических наук Владимир Демьянович Толмачев. В соответствии со своим названием этот институт занимается именно проблемами повышения безопасности в области энергетики.



В.Д. Толмачев

Вот официальные цифры служб Росэнергонадзора России. По электротравматизму на промышленных предприятиях регистрируется около 11 тысяч несчастных случаев в год, в которых гибнет 400–450 человек. Еще хуже обстоит дело с гибелью людей во время пожаров. В 2004 году по стране зарегистрирована гибель на пожарах 1930 человек, 1123 из них погибло в жилых домах, школах, интернатах и других зданиях, относящихся к категории социально-бытовых. Анализ этой тяжелой статистики показывает, что каждый третий пожар в жилом секторе Москвы произошел по вине электроустановок: некачественное проектирование, монтаж, неправильная эксплуатация и т.д. В стране только за один год было уничтожено пожаром около 65 тысяч строений. Общество понесло экономический ущерб порядка 100 млрд. рублей. Для сравнения: бюджет Московской области составляет 105 млрд. рублей.

«Почему же электроустановки являются сегодня такими опасными? — рассуждает дальше Толмачев. — Ведь, если они правильно спроектированы и построены, персонал хорошо подготовлен, экс-

«Прежде всего, — задает себе вопрос ректор, — нужно понять, почему в России так высок электротравматизм, на порядок превышающий травматизм в странах Запада? Почему у них нет такого количества пожаров из-за неисправного состояния электроустановок и неправильной их эксплуатации?»

плуатация идет с соблюдением установленных норм, то электрооборудование никогда не будет потенциально опасным как с точки зрения электротравм, так и с точки зрения возникновения пожаров».

И еще на один парадокс обращает внимание ректор: «В последние годы в нормативной базе ужесточены требования к электроустановкам, установлены требования к применению дополнительных защитных устройств. И, тем не менее, количество пожаров, причины которых связаны с электроустановками, не снижается».

Очень часто причину такого состояния дел видят только в старении фонда электротехнического оборудования. Конечно, это является важным фактором безопасности. Но есть еще одна причина, которую нельзя не принимать во внимание, — это человеческий фактор. Такой вывод был сделан на основании изучения опыта эксплуатации электроустановок комплекса зданий Московского государственного университета имени М.В. Ломоносова на Воробьевых горах.

Занятия в здании Университета начались более 50 лет назад. Коренной реконструкции, с точки зрения обеспечения зданий МГУ электроэнергией, не было, резервные источники электрической энергии не заменялись. Но, тем не менее, надежность и безопасность там обеспечивается на высоком уровне. Объясняется это очень просто — в МГУ существует надежно работающая энергетическая служба, укомплектованная квалифицированным персоналом, регулярно проводятся планово-предупредительные ремонты, соблюдаются правила эксплуатации установок.

К сожалению, такой серьезный подход к работе с электроустановками не везде является правилом. Когда 10–15 лет тому назад экономику страны стали энергично переводить на рыноч-



Московский институт энергобезопасности
и энергосбережения

ные рельсы, в первую очередь от такой поспешности пострадали энергослужбы предприятий и работники, отвечающие за соблюдение техники безопасности. Многие акционерные общества и другие коммерческие структуры сочли, что накладно содержать специалистов этого профиля: их сокращали или просто увольняли. Меньше чем за 10 лет были потеряны уникальные электротехнические кадры. Чтобы компенсировать эту потерю, теперь нужно вложить огромные средства в подготовку новых специалистов этого профиля. И самое тревожное — нет уверенности в том, что сегодня эти средства смогут быстро решить проблему подготовку кадров.

После массового сокращения опытных кадров, занимавшихся на предприятиях проблемами надежности и безопасности электроснабжения, был нарушен естественный процесс передачи профессионального опыта молодым специалистам. Старые кадры ушли или уходят, а молодежи, которая должна прийти на их места, нет. Проблема с молодыми кадрами усугубляется тем, что выпускники энергетических ВУЗов не идут работать на электростанции, в энергослужбы предприятий. Появился большой отряд новых для России специалистов — менеджеров. «Сейчас многочисленные менеджеры, выпускающиеся ВУЗами, — подчеркнул Толмачев, готовы управлять чем угодно: сельским хозяйством, энергетикой Москвы и т.д. Но практика показывает, что такие специалисты слабо знают свой объект управления — энергетические и электрические установки и, как следствие, не могут эффективно управлять ими, особенно в части обеспечения надежности и безопасности его работы. Отсюда и идут несчастные случаи со смертельными исходами и пожары, связанные с электроустановками. И энергетический коллапс,

случившийся в столице 25 мая, также связан с человеческим фактором — квалификацией руководителей и специалистов».

«Как можно охарактеризовать систему подготовки профессиональных кадров с начальным, средним и высшим образованием, которые должны непосредственно обеспечить надежность и безопасность электроснабжения? — задает следующий вопрос ректор института. И сам отвечает на него: Как неэффективную!»

Во-первых, существующая система подготовки очень затратна для государства. На обучение инженера тратятся колоссальные деньги, а отдача получается весьма низкая. Теоретически в ВУЗах Москвы готовится много специали-

стов энергетического профиля. Но на московские предприятия, входящие в энергетический комплекс столицы, специалистов-энергетиков приходит мало. Куда же деваются остальные выпускники? Многие из них предпочитают работать не по своей специальности, а в коммерческой сфере, наиболее способные часто уезжают за границу.

Но это только первая проблема, связанная с обучением инженеров-энергетиков. Вторая заключается в том, что и учить в ВУЗах становится некому. Уходят на пенсию старые профессора и доценты, а заменить их часто нечем. Но если не будет молодых преподавателей, которые не только читают лекции, но и имеют опыт практической работы по проектированию, строительству и эксплуатации энергообъектов, в том числе и электрических установок, то все, что сейчас планируется для подготовки кадров энергетиков в Москве, не будет реализовано.

Для того чтобы реально успешно решать задачи электроэнергетики, нужны специалисты: инженеры, техники, рабочие, обладающие как нравственными качествами, так и высокими профессиональными навыками. По опыту западноевропейских стран, среди инженеров и рабочих, трудящихся в энергетике, должно быть не менее 50% **высококвалифицированных** работников, а сегодня их в России, по оценкам ученых, только около 5%.

Каким же образом можно решить кадровую проблему в столице? По мнению ректора Московского института энергобезопасности и энергосбережения, необходимо создать орган, который бы формировал обоснованный государственный и московский заказ на подготовку кадров и мог ответить на вопросы: какие нужны специалисты? сколько их нужно? каким квалификационным требованиям они должны удовлетворять? На основе

таких данных нужно размещать заказ на подготовку профессиональных кадров на договорной основе: заказчик — образовательное учреждение — студент. Не получив ответа на них, ВУЗы не могут преступать к подготовке кадров для столицы.

Кроме инженеров, Москве нужны и квалифицированные техники и рабочие. Сегодня в столице невозможно найти грамотного электромонтера, электромонтажника, электродизелиста для обслуживания автономного энергоснабжения, о котором много говорят. Существовавшая долгое время в стране слаженная система профтехобразования реформируется. Меняется принцип ее финансирования. Федеральный уровень снимает с себя ответственность за подготовку таких кадров. При таком подходе, как правило, сокращается число образовательных учреждений, и, как следствие, количество выпускников, которым предстоит работать на предприятиях. Возникает вопрос: кто же будет обслуживать электроустановки и обеспечивать их надежную и безопасную работу? Решить его можно путем создания при Департаменте топливно-энергетического хозяйства города Москвы, при ОАО «Московская объединенная энергетическая компания», объединившем московские ГУПы, обеспечивающие столицу энергией, базовых образовательных учреж-

дений, которые целенаправленно будут работать на московский заказ. При этом для их эффективного функционирования такие учреждения могли бы иметь многоканальное финансирование: бюджетное, по договорам с предприятиями, а также по договорам с самими обучающимися. При таком подходе можно было бы помимо кадровой проблемы решить и социальную — дать хорошее профессиональное обучение детям из малообеспеченных семей.

Подводя итог высказываниям ректора Владимира Демьяновича Толмачева, можно сделать следующий вывод. Для решения сложной задачи повышения надежности и техногенной безопасности энергоснабжения столицы необходимо задействовать соответствующие научные, финансовые, материальные и кадровые ресурсы обеспечения. И все-таки из всего перечисленного приоритет нужно отдать кадровой проблеме. Не будет руководителей, специалистов, рабочих с необходимыми профессиональными качествами, — и все выделенные материальные и финансовые средства «уйдут в песок», и ни одна Счетная палата их не отыщет. Одним словом, пора возвращаться к старому, проверенному десятилетиями лозунгу: «Кадры решают все!»

В честь празднования Дня Государственности Удмуртии!

ПРАВИТЕЛЬСТВО УДМУРТСКОЙ РЕСПУБЛИКИ
УДМУРТСКАЯ ТОРГОВО-ПРОМЫШЛЕННАЯ ПАЛАТА
ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР "УДМУРТИЯ" УТПП

МНОГООТРАСЛЕВАЯ ВЫСТАВКА-ЯРМАРКА

1-3 ноября 2006 года

"СДЕЛАНО В УДМУРТИИ"

Место проведения:
г. Ижевск, ФОЦ "Здоровье", ул. Кооперативная, 9
426008, г. Ижевск, ул. Карла Маркса, 300а
тел./факс (3412) 25-44-65, 25-48-68, 25-48-33,
25-47-33, 25-48-74
e-mail: udm@vcudmurtia.ru
<http://www.udm.vcudmurtia.ru>

Официальный интернет-партнер:
OnLine

Интернет-спонсоры:
RE-PORT.RU
ПЕЧАТНИК.COM
news.today
ФИНИМАРКЕТ

Информационные спонсоры:
Чер/Лес
ИнформОнион
СТРОЙМАРКЕТ
ИЗДАНИЕ МАКСИМОВА
Издательский Дом Совершенно Конкретно

СДЕЛАНО В УДМУРТИИ

Кто не рискует, тот выигрывает*

Нехитрый свод правил техники безопасности, инструктаж, получение средств защиты, подпись «там, где «галочка» — примерно так выглядела охрана труда на большинстве советских предприятий. И отношение к ней было соответствующим: надо — сделаем, для «галочки»... А что же происходит сейчас?



По подсчетам экспертов Всемирного банка, в среднем в России из-за хронических заболеваний и производственных травм теряется до 10 рабочих дней в год на каждого работника, что составляет 1,4% ВВП.

Безопасность в большинстве отечественных компаний не рассматривается как важнейшая составляющая бизнеса, часто это лишь формальная процедура, которую нужно соблюдать, чтобы избежать неприятностей со стороны всякого рода проверяющих. В последние два-три года ситуация стала меняться. Интерес к вопросам безопасности труда со стороны управляющих российскими компаниями заметно вырос.

Тон задают известные международные корпорации, открывшие свои подразделения в России. Озадачились проблемой и отечественные бизнес-структуры, которые возглавляют менеджеры из-за рубежа. И наконец, та часть российских руководителей, которая настойчиво занята поиском партнерства с Западом, активно внедряет прогрессивную политику охраны труда. Это выражается не только в замене технологий и оборудования на более безопасные, но и в изменении сознания людей, в культивировании системы корпоративных ценностей, главная из которых — соблюдение безопасности, не только собственной, но и тех, кто работает рядом.

Отчасти подгонять условия труда под соответствие мировым стандартам российских топ-менеджеров вынуждает беспокойство об имидже «про-

двинутого» работодателя. В то же время руководители компаний, где всерьез взялись за безопасность труда, озабочены не столько имиджем, сколько конкурентоспособностью своих предприятий. Лидирующие позиции в своей отрасли открывают дорогу к новым рынкам, новым заказчикам и новым партнерам. А показатели эффективности напрямую связаны с показателями безопасности. **Быть безопасной компанией — выгодно!** Этот известный постулат менеджмента открывают для себя российские руководители. Хотя многие из них знают не понаслышке, какой материальный урон влечет за собой любая серьезная травма на производстве: от полной остановки предприятия на время работы всевозможных комиссий и следователей до выплаты пособий пострадавшим. Наконец, безопасные условия труда позволяют сохранить и привлечь в компанию самый главный ресурс — человеческий.

Человеческий фактор

Угрожающие здоровью условия труда (неисправное оборудование, сбои в технологическом процессе, беспорядок на рабочем месте и т. п.) становятся причиной 4% производственных травм, тогда как 96% связаны с действиями персонала. Как с этим бороться? Возможно ли это в принципе? Оказывается, да.

Культура работы без травматизма предусматривает воздействие на систему личных ценностей человека: каждый работник должен осознавать, с какими реальными рисками он имеет дело на своем рабочем месте и каковы могут быть последствия опасных действий с его стороны. Человеку нужно напоминать, чем он рискует — здоровьем, работоспособностью, жизнью.

В большинстве компаний, где всерьез занимаются проблемами безопасности, вновь принятые

* «Элитный персонал», № 24 (461) за 20.06.2006 г.

на работу сотрудники постигают науку работы без рисков на долгосрочных курсах, где не просто учатся работать без травматизма, но понимают главное: лихачество и псевдогеройство здесь осуждаются, и, если не принять правил игры, нужно уходить.

На многих фирмах реализуется специальный проект, получивший название **«Безопасность прежде всего!»**. Он предполагает не только внедрение передовых методов управления охраной труда, но воспитание осознанного отношения всеми без исключения сотрудниками их личной ответственности за обеспечение безопасности. Одним из важных этапов реализации проекта стало внедрение процедуры «Информирование о происшествиях и их расследование», которая предусматривает обязательное расследование причин всех происшествий на производстве, включая даже незначительные травмы. Процедура не направлена на поиск и наказание виновных, главное — выявить причины происшествий, чтобы исключить их повторение. Расследования проводятся линейными руководителями, начиная со сменных мастеров. Они же и принимают решение о том, как работать над ошибками.

Делай, как я

Мало провозгласить безопасность важнейшей ценностью компании, надо быть примером воплощения этой ценности в жизнь. И здесь, как и во всем остальном, первую скрипку играет руководитель.

Тем самым формируется и поддерживается убежденность в том, что безопасность является ключевой ценностью в компании. В таких условиях работа без риска становится нормой поведения.

Крупные международные компании ведут корпоративную политику, в которой стратегической целью провозглашена работа без травматизма. Ответственность за ее исполнение возложена на ге-

неральных директоров предприятий холдинга и подразумевает, что они, как и руководители среднего звена, должны олицетворять собой пример безопасного поведения. Это значит соблюдать личную безопасность во всем, заявить о своей личной ответственности за безопасность подчиненных, не проходить мимо ситуаций, которые с большей или меньшей долей вероятности могут привести к травмам, разработать систему мотивации сотрудников за безопасный труд. Эти в общем-то простые правила уже опробованы сотнями компаний во всем мире и положительный эффект их введения просто колоссален. Однако у управляющих многих российских компаний следовать подобным правилам во всем не получается — налицо дефицит лидерства.

Единожды солгав

Система ключевых ценностей компании, в которой безопасность занимает центральное место, выстроенная ценой ежедневных кропотливых усилий, может рухнуть в одночасье, если руководство компании даже на короткое время решится поступиться этими ценностями и допустит выполнение производственной программы с риском для здоровья и жизни людей. Больше уже никто не будет верить в искренность намерений управляющих сделать труд своих подчиненных действительно безопасным.

Не только снисходительность к явным нарушениям, но и малейшая непоследовательность в вопросах охраны труда также грозит обернуться дефицитом доверия к руководству.

Провозглашая безопасность основополагающей ценностью компании, ее руководители сжигают мосты: надо идти до конца и уже не менять продекларированных принципов. Если в правилах безопасности появятся исключения, эти правила тут же перестанут соблюдаться.

31 января - 2 февраля 2007

ВОРОНЕЖ

Дворец Творчества Детей и Молодежи (пл. Детей, 1)

ЭНЕРГОРЕСУРС

4-я межрегиональная выставка

Тематические разделы:

- Энергетика
- Электротехническое оборудование
- Энергетическое оборудование
- Энергоэффективное и ресурсосберегающие технологии и оборудование
- Энергоэффективный дом
- Системы наружного освещения, светильники
- Энергоменеджмент, энергоаудит
- Инновационные технологии, проекты, разработки
- Отраслевые объединения, союзы, НИИ, учебные заведения
- Специализированная литература и СМИ

Организаторы:

- «Выставочный Центр ВЕТА»
- ООО ВО «ЭкспоСити»

Вета
ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР

Контакты:

(4732) 51-20-12, 77-48-36
mach@veta / www.veta.ru

ВОПРОСЫ И ОТВЕТЫ

Материалы рубрики «Вопросы и ответы» подготовлены специалистами Московского межрегионального территориального управления технологического и экологического надзора Ростехнадзора и составлены по вопросам читателей.

Наши консультанты ждут активной переписки с Вами
по адресу: 117218, г. Москва, ул. Кржижановского, д. 13, корп. 2;
тел./факс (495) 129-85-09, 129-85-18;
e-mail: mgen@list.ru

(на официальном бланке, на имя редактора)

❖ **ВОПРОС:** Просим разъяснить некоторые пункты Межотраслевых Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок РД 153-34.03.150-00, утвержденных Министерством труда и социального развития РФ и Министерством энергетики РФ.

1. 1. В разделе организационных мероприятий, обеспечивающих безопасность работ в электроустановках, не учтены лица, дающие разрешение на подготовку рабочих мест и допуск, и лица, подготавливающие рабочие места, а, соответственно, их обязанности и ответственность ни на кого не переложены. По этому принципу можно работать в замкнутом подразделении.

Правильно организовать безопасное производство работ в смежных подразделениях (межрайонные линии, электроустановки, обслуживаемые разными подразделениями и т.д.) практически невозможно. Ссылки же в правилах на выше указанных лиц имеются в пунктах 2.2.1; 2.6.1; 2.6.2; 2.12.1; 3.2.2. настоящих Правил.

2. В терминах, применяемых в МПОТ (стр. 3), в разъяснении понятия «Воздушная линия по навешенным напряжением» не оговорены классы напряжений, расстояния от наводящей линии («вблизи» — а это понятие растяжимое) и протяженность участков прохождения данной ВЛ от наводящей.

Для выполнения п. 4.15.52 Правил (измерения остаточного потенциала, навешенного напряжения выше 25 В (было 42 В), необходимо будет провести много ненужной работы.

3. В списке принятых в Правилах сокращений имеется ссылка на ПРП — «Правила работы с персоналом...», а в Перечне «Нормативных документов...», требования которых учтены в Правилах, этого документа нет.

«Правила работы с персоналом...» зарегистрированы Минюстом России 16.03.2000 г. Имеются существенные расхождения ПРП с настоящими Правилами, а именно:

Распорядительный документ на допуск к стажировке и дублированию (1.2.7). Распорядительный документ на допуск к выполнению оперативных переключений (1.3.1), (2.1.4, 2.1.6), (2.1.10) вид оперативного обслуживания, числа работников смены (1.3.2), перечне опасных электроустановок (3.5.6).

Правильно бы было разрешить утверждение этих документов руководящими работниками организации (главный инженер, технический директор). Форма удостоверений и журнала проверки знаний также отличаются?

4. Не учтены дополнительные требования к персоналу при присвоении ему IV и V квалификационной группы, а именно:

- 1) знание компоновки электроустановок — для IV гр.;
- 2) четкое понимание — чем вызваны требования конкретного пункта правил — для IV и V квалификационной группы.

5. В Правилах исключено понятие дежурного персонала (все фразы — «оперативного персонала», а это понятие растяжимое), и поэтому разрешить право выдачи наряда можно только дежурному (оперативному) персоналу данной электроустановки, который знает компоновку оборудования, на котором предстоит работа (п. 2.1.4).

6. П. 1.4.13. требует применение касок только работающего персонала (а находящегося там, но не работающего)?

7. П. 2.7.6. Допуск не включает в себя ознакомление бригады с содержанием наряда (заострить внимание бригады, что она допускается именно на то присоединение, опоры и т.д.).

8. Исключен перечень профессий, на которых запрещается применение труда лиц моложе 18 лет.

9. П 2.15. «Ответственный руководитель назначается при выполнении работ в одной электроустановке (ОРУ; ЗРУ):

с отключением электрооборудования, за исключением работ в электроустановках, где напряжение снято со всех токоведущих частей (п. 2.2.8 настоящих Правил), в электроустановках с простой и наглядной схемой электрических соединений, на электродвигателях и их присоединениях в РУ.

Если бы стояло двоеточие после слова «работ», то было бы ясно, что ответственный не назначается:

- в электроустановках, где напряжение снято со всех токоведущих частей;
- в электроустановках с простой и наглядной схемой электрических соединений;
- на электродвигателях и их присоединениях в РУ.

*Зам. Главного инженера по эксплуатации
ОАО «Нефтегазтехнология-Энергия»*

ОТВЕТ: 1. До 2001 года в стране существовало два документа по технике безопасности электроустановок. Это «Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок», применяемые для организаций электроэнергетики, и «Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей», — соответственно, для потребителей.

Так вот, в первых Правилах в перечне лиц, ответственных за безопасное проведение работ в электроустановках, были указаны и лица, выдающие разрешения на подготовку рабочего места и допуск к работе, а во вторых Правилах они отсутствовали.

При обсуждении проекта Межотраслевых правил по охране труда (правил безопасности) при эксплуатации электроустановок специалисты пришли к общему мнению, что определять обязанности и ответственность лиц, выдающих разрешения на подготовку рабочего места и допуск к работе, нецелесообразно. Ибо речь идет в первую очередь о диспетчерах (оперативных руководителях) или административно-техническом персонале, уполномоченном выполнять функции диспетчера, при отсутствии оперативно-диспетчерского управления, для которых должен разрабатываться набор местных инструкций, в т.ч. инструкция по оперативному управлению, производству оперативных переключений и т.д. (п. 1.5.20 ПЭЭП), где и определяются ответственность и права упомянутого выше персонала.

За основу разработки Инструкции по производству оперативных переключений можно рекомендовать Инструкцию по переключению в электроустановках, утвержденную приказом Минэнерго России от 30.06.2003 г. № 266 (Издательство НЦ ЭНАС, 2004 г.).

2. В ПУЭ (7 издание) применяется термин «сверхнизкое (малое) напряжение (СНН) — напряжение, не превышающее 50 В переменного и 120 В постоянного тока».

ГОСТ Р МЭК 536 тот же термин определяет как «безопасное сверхнизкое напряжение (БСНН) — напряжение, не превышающее 50 В при переменном токе между токоведущими частями или между токоведущей частью и землей.

При этом защиту при косвенном прикосновении в помещениях с повышенной опасностью, особо опасных и в наружных установках следует выполнять, если напряжение превышает 25 В переменного тока.

Поэтому совершенно неважно, каков класс напряжения и расстояние от влияющей линии, важно, что под ее воздействием на отключенных проводах при различных схемах их заземления и при наибольшем рабочем токе наводится напряжение более 25 В.

Безусловно, выполнение требования п. 4.15.52 Межотраслевых правил по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок достаточно трудоемко, но без этого обеспечить безопасность персонала, обслуживающего воздушные линии электропередачи, в полном объеме невозможно.

3. Обращаем внимание, что до 2000 г. существовали различные документы для «большой энергетики» и электроустановок потребителей.

Действительно, очередная редакция Правил работы с персоналом в организациях электроэнергетики Российской Федерации была утверждена приказом Минпромэнерго России от 19.02.2000 г. № 49 и зарегистрирована Минюстом России 16.03.2000 г. № 2150. Однако РАО «ЕЭС России» продолжало рабо-

тать по предыдущей редакции. В результате чего в перечне нормативных документов ни новая, ни старая редакция ПРП не была указана.

В настоящее время РАО «ЕЭС России» перешло на работу с персоналом по Правилам, зарегистрированным в Минюсте России.

Что касается потребителей электрической энергии, то им следует руководствоваться требованиями главы 1.4 Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей, утвержденных приказом Минэнерго России от 13.01.03 № 6 и зарегистрированным Минюстом России 22.01.03 № 4145. При этом требования к порядку организации прохождения стажировок и дублирования (п. 1.2.7 – ПОТ РМ; 1.4.10 – ПТЭЭП и п. 7.3 ПРП) практически одинаковы.

Для персонала потребителей следует применять Журнал учета проверки знаний норм и правил работы в электроустановках и удостоверение – пр. №№ 7 и 2 ПОТ РМ, для персонала организации электроэнергетики – Протокол проверки знаний и удостоверение – пр. № 9 ПОТ РМ или № 1 ПРП, пр. 3 ПРП.

После выхода ПОТ РМ Госэнергонадзор Минэнерго России неоднократно разъяснял, что руководитель может письменно возложить ответственность за работу с персоналом на должностное лицо из числа работающих работников с передачей, естественно, и прав, в т.ч. утверждение соответствующих документов.

П.п. 4, 6, 8, 9 – с замечаниями можно согласиться, хотя дополнительные требования к персоналу при присвоении ему IV и V групп, или ношение касок неработающим, но находящимся в электроустановках, можно уточнить в инструкциях. А ознакомление бригады с содержанием наряда нужно делать при проведении целевых инструктажей.

П. 5 – понятие «дежурный персонал» исключено совершенно сознательно. Вместо него используется понятие «оперативного персонала, находящегося на дежурстве» (п. 1.3.4).

Право единоличного осмотра электроустановок представляется работнику, имеющему группу не ниже III из числа оперативного персонала, только во время дежурства, а после смены с дежурства он это право теряет.

Естественно, при подготовке письменного распоряжения руководителя организации о предоставлении права выдачи нарядов распоряжений работникам из числа оперативного персонала следует указать **конкретные электроустановки**, на которые это право распространяется.

Если в организации установлено дежурство в электроустановках, то (вероятнее всего) предоставленным правом выдачи наряда (распоряжения) воспользуется оперативный персонал, находящийся **на дежурстве**.

П. 7. При осуществлении допуска бригады к работе допускающий обязан руководствоваться не только 2.7.6, но и п. 2.7.9 ПОТ РМ, который обязывает допускающего в ходе проведения целевого инструктажа ознакомить членов бригады с содержанием наряда (распоряжения).

❖ ВОПРОС: Нашей компанией был заключен договор на поставку щитового оборудования для строящегося спортивно-оздоровительного комплекса. В паспорте на изделие – «Щит управления» в графе: «Измерение сопротивления изоляции» указано: «Сопротивление изоляции силовых цепей, цепей управления соответствует нормам ПУЭ. Измерение произведено: мегаомметром типа ЭСО 210,0 – 5 МОм, заводской номер № 06444, прибор проверен 9 сентября 2005 г.».

По данному пункту наша компания обратилась к производителю с просьбой предоставить отчеты о выполненных намерениях по поставленному оборудованию, а так же с просьбой, предоставить документы о регистрации электролаборатории предприятия-изготовителя в органах Ростехнадзора РФ.

В ответ нами получено письмо, дословная цитата из которого: «Монтажная организация произвела проверку сопротивления изоляции монтажных проводов (контрольные испытания) в щите управления. Протокол данных испытаний прилагается к настоящему письму. Данные испытания не являются метрологическими, соответственно, не требуется никаких лицензий».

Просим разъяснить ситуацию о необходимости регистрировать электролаборатории монтажных организаций, выпускающих щитовую продукцию и производящих испытания в органах Ростехнадзора.

Просим дать ссылку на нормативный документ, регламентирующий объем испытаний и измерений по щитовому оборудованию, а также пояснить ответственность монтажной организации за достоверность произведенных измерений, касающихся выпускаемой продукции.

Технический директор
ООО «Проперти Менеджмент Компани»

ОТВЕТ: Необходимость регистрации электролабораторий в органах Ростехнадзора определяется Межотраслевыми правилами по охране труда (правилами безопасности) при эксплуатации электроустановок (п. 5.1.1), утвержденными Минтруда России и Минэнерго России и введенными в действие с 1 июля 2001 года.

23 мая 2005 г. начальником Управления государственного энергетического надзора Ростехнадзора утверждены Методические рекомендации о порядке допуска в эксплуатацию электроустановок для производства испытаний (измерений) — электролабораторий. Данные рекомендации определяют порядок допуска в эксплуатацию электроустановок для производства испытаний (измерений) — электролабораторий организаций любой формы собственности и ведомственной принадлежности, а также индивидуальных предпринимателей, организующих и выполняющих электрические испытания и измерения в процессе производства, монтажа, наладки, ввода в эксплуатацию, эксплуатации и ремонта электрооборудования, электроустановок и средств защиты, используемых в электроустановках.

Допуск оформляется выдачей Свидетельства о регистрации электролаборатории территориальным управлением Ростехнадзора по месту регистрации юридического лица или индивидуального предпринимателя.

Виды, объем и методы испытаний продукции устанавливаются стандартами и техническими условиями на конкретные виды продукции.

НОВОСТИ ОТ ЗАО «ПРИСТ»

Установки для проверки параметров электробезопасности (пробойные установки) GPT/GPI серий 700 и 800 фирмы GW INSTEK

Установки с микропроцессорным управлением, имеют высококонтрастный ЖК-дисплей, высокую стабильность тестового напряжения (1–3%), обеспечивают максимальную безопасность при проведении измерений.



Серии представлены моделями:

- GPT-715A, GPI-725A/ 735A/740A/745A;
- GPT-805/815, GPI-825/826

Основное отличие: установки 700-й серии имеют возможность управления с ПК по интерфейсу RS-232 или GPIB, а также расширения измерительных каналов (опция Scanner Box). Это позволяет получить 8 ВВ + 8 токовых выходов (HSB-00-1) или 16 ВВ выходов (HSB-00-2).

Функциональные возможности:

- Мощность до 200 ВА (700-я серия), 500 ВА (800-я серия);
- Испытание напряжением: до 5 кВ (перем.), до 6 кВ (пост.);
- Измерение сопротивления изоляции;
- Измерение целостности цепи;
- Измерение цепи большим током (GPI-740A/745A);
- Детектор токов утечки;
- Установка ВВ напряжения при отключенной нагрузке;
- ДУ (пуск, остановка, результат испытания);
- Запись и автовоспроизведение профилей (10 групп x 16 шагов) (700-серия);
- Интерфейс RS-232, (опции: GPIB, расширитель выхода 16 кан.) (700-я серия).

Анализаторы качества электрической энергии АКЭ-9032 и АКЭ-2020.

Анализаторы предназначены для работы в одно- и трехфазных сетях. Анализ качества проводится в соответствии с ГОСТ 13109-97. Приборы имеют несколько режимов работы: измерение, наблюдение формы сигнала, гармонический анализ, регистратор. Регистрация данных осуществляется во внутреннюю энергонезависимую память.

Измеряемые параметры:

- Напряжение и сила тока (до 600 В, 3000 А), частота (47–64 Гц), мощность (до 1000 МВт, МВАР, МВА) и коэффициент мощности;
- Энергия (до 1000 МВтч, МВАРч, МВАч);
- Импульсы перенапряжения (от 10 мс), провалы напряжения, отклонение частоты, кратковременное перенапряжения (только 9032);
- Гармоники напряжения и тока (до 49-й гармоники).

Особенности:

- Регистратор (усреднение от 5 с до 60 мин.);
- Внутренняя память 2 Мб, интерфейс RS-232, ПО (CD);
- Графический ЖК-дисплей (разрешение 128x128) с подсветкой;
- Батарейное питание (+ сетевой адаптер), автовыключение;
- Исполнение с двойной изоляцией корпуса (класс 2).



Подробные технические характеристики приборов можно найти на сайте www.prist.ru.

Консультацию по вопросам измерительной техники — по телефону (495)777-55-91 и по e-mail: info@prist.ru