

ГЕНЕРАЛЬНЫЕ СПОНСОРЫ



ЗАО ТЕПЛОЭНЕРГОМОНТАЖ
ЗАО КОМПЛЕКТЭНЕРГОУЧЕТ
ООО ЭНЕРГОМОНТАЖ

СПОНСОР СЕКЦИИ
«КОММЕРЧЕСКИЙ УЧЕТ ЭНЕРГОНОСИТЕЛЕЙ»



ИНФОРМАЦИОННЫЕ СПОНСОРЫ



2-ой международный конгресс

ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ.

XXI ВЕК.

ИНЖЕНЕРНЫЕ МЕТОДЫ СНИЖЕНИЯ

ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЯ ЗДАНИЙ

СБОРНИК МАТЕРИАЛОВ

Санкт-Петербург, 9-10 декабря 2010 года

Ответственность за подбор, достоверность и точность приведенных фактов, экономико-статистических и технических данных, собственных имен и прочих сведений, а также за то, что в материалах не содержится данных, не подлежащих открытой публикации, несут авторы опубликованных материалов и рекламодатели.

Энергоэффективность. XXI век. Материалы 2-ого международного конгресса.—СПб., 2010.—236 с. :ил.

©НП ОППУ «Метрология энергосбережения»

<http://www.metrolog-es.ru>

+7(812)3298935

+7(812)3298936



Уважаемые коллеги!

Принятие Федерального Закона ФЗ-261 «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» заложило правовые, экономические и организационные основы повышения энергоэффективности в нашем народном хозяйстве и, конечно, в такой важной и энергоемкой области, как строительство и эксплуатация зданий и сооружений.

Очевидно, что любая работа по энергосбережению и повышению энергоэффективности начинается с энергоаудита.

Целью энергоаудита является не только фиксация имеющегося положения дел на объекте, но и, по-моему, в первую очередь выявление возможностей энергосбережения и повышения энергетической эффективности.

На нашем конгрессе мы хотим сделать попытку подойти к решению поставленной задачи комплексно, рассмотреть различные аспекты энергосбережения во взаимосвязи, выделить приоритетные направления, которые могут дать максимальный эффект.

Уверен, что совместные усилия специалистов различных направлений, принимающих участие в нашем конгрессе, будут способствовать стимулированию энергоэффективности и, в определенной мере, обеспечат модернизацию нашей страны.

д.т.н, профессор, президент АВОК Северо-Запад
Гримитлин Александр Михайлович



Уважаемые коллеги!



Год пролетел быстро и вот мы уже встречаемся с Вами на 2-ом конгрессе «Энергоэффективность XXI век». Время не прошло даром. Мероприятие, организованное специалистами, не затерялось в широком ряду семинаров и конференций с похожим, конъюнктурным сегодня названием. Конгресс поддержан аппаратом полномочного представителя президента РФ в Северо-западном Федеральном округе, профильными комитетами ЗакСа, правительства Санкт-Петербурга и другими заинтересованными организациями. И это не случайно. Исполнился ровно год с момента принятия 261-ФЗ «Об энергосбережении...». Попытки практической реализации закона споткнулись о пробелы и противоречия в законодательстве, отсутствие подзаконных актов, эмоциональную неготовность уже сегодня, сейчас

взяться за эту крайне необходимую работу на своём участке ответственности.

Для того чтобы выполнение закона начало приносить реальные плоды, нужны по настоящему «комплексные» решения не только между инженерами, но и законодателями, финансистами, исполнительной властью.

Пришло понимание, что недостаточно найти приоритетные направления в инженерных методах снижения энергопотерь, которые могут дать максимальный эффект.

Необходимо найти инвестиции и обеспечить их возврат. Подобрать стимулы участникам внедрения новых технологий, чтобы убрать сопротивление реализации закона по всей цепочке от выработки до потребления энергии.

Прямой, откровенный диалог, атмосфера доверия, дискуссия, обмен опытом, помогут быстрее перейти к конкретной работе в масштабах всего города, северо-западного региона, всей страны.

Желаем всем участникам 2-го конгресса «Энергоэффективность XXI век», успеха в работе и надеемся, что тот позитивный импульс, который мы с вами получим от совместного общения, сумеем донести до 3-го конгресса, на котором мы снова увидимся.

Объединим наши усилия!

Председатель Совета Некоммерческого партнёрства
Отечественных производителей приборов учёта
«Метрология Энергосбережения»

Аркадий Александрович Минаков



Управляющий делами Некоммерческого партнёрства
Отечественных производителей приборов учёта
«Метрология Энергосбережения»

Павел Борисович Никитин





Уважаемые коллеги!

Федеральный закон №261 «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» установил правовые, экономические и организационные основы для проведения работ по энергосбережению и повышению энергетической эффективности. Предыдущий закон «Об энергосбережении» от 03.04.1996 (№28-ФЗ) носил общий, декларативный характер, поэтому не оказал существенного влияния на энергосбережение в Российской Федерации. В новом Законе (№261-ФЗ) введены понятия энергосбережения, энергосберегающих технологий и повышения энергетической эффективности и установлены отношения в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности, а также соответствующие меры в целях защиты прав и законных интересов граждан Российской Федерации путем создания условий для сохранения невозобновляемых природных ресурсов Российской Федерации, а также охраны окружающей среды Российской Федерации.

В целях реализации данного Закона издано распоряжение Правительства РФ от 13.11.2009г. №1715-р, в котором утверждена Энергетическая стратегия России на период до 2030 года. В настоящее время определен федеральный орган исполнительной власти, занимающийся выработкой государственной политики и нормативно-правовым регулированием в сфере повышения энергоэффективности экономики регионов и муниципальных образований. Это Министерство регионального развития Российской Федерации.

Утверждены основы стимулирования энергосбережения и повышения энергоэффективности и в частности:

- с 2011 года запрещается оборот на территории России электрических ламп накаливания мощностью 100 Ватт и более, с 2013 года может быть введен запрет на оборот электрических ламп мощностью 75 Ватт и более, а с 2014 года – 25 Ватт и более;
- здания, строения, сооружения должны быть оснащены приборами учета энергоресурсов до 2011 года, жилые дома – до 2012 года. Кроме того зданиям планируют присваивать классы энергоэффективности с обязательным информированием об этом (например, на фасаде), за нарушение указанных требований предусмотрены административные штрафы;
- планируется перейти к регулированию цен (тарифов) на услуги по передаче электроэнергии в форме долгосрочных тарифов на основе долгосрочных параметров регулирования деятельности сетевых организаций;
- устанавливается норматив снижения объемов энергопотребления бюджетными организациями;
- предусматриваются стимулы для повышения энергоэффективности производств;
- в гражданский оборот вводятся энергосервисные контракты, по которым исполнители будут повышать энергоэффективность использования энергоресурсов заказчиком;
- вводятся плановые проверки соблюдения требований энергосбережения и повышения энергетической эффективности.

Более того Министерство экономического развития Российской Федерации приказом №61 от 17.02.2010г. «Об утверждении примерного перечня мероприятий в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности, который может быть использован в целях разработки региональных, муниципальных программ

в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности» в частности рекомендует проведение мероприятий:

- направленных на сбор и анализ информации об энергопотреблении жилых домов;
- направленных на повышение уровня оснащенности общедомовыми и поквартирными приборами учета используемых энергетических ресурсов и воды;
- направленных на автоматизацию расчетов за потребляемые энергетические ресурсы;
- направленных на внедрение систем дистанционного снятия показаний приборов учета используемых энергетических ресурсов.

В свете перечисленного для обеспечения объективной оценки результатов внедрения энергосберегающих мероприятий необходимо в сроки, установленные Законом организовать повсеместное измерение и учет вырабатываемых, транспортируемых и потребляемых энергоресурсов, в том числе и тепловой энергии. По роду своей деятельности филиал «Энергосбыт» ГУП «ТЭК СПб» располагает большим объемом данных, полученных с 10 тысяч узлов учета, установленных у потребителей ГУП «ТЭК СПб». Необходимо отметить, что далеко не все узлы учета обеспечивают техническую возможность дистанционного снятия показаний, что увеличивает трудозатраты как нашего персонала, так и персонала сервисных организаций, обслуживающих эти узлы учета и предоставляющих данные о теплоснабжении в энергоснабжающую организацию. Отсутствие единого протокола передачи данных о теплоснабжении с применяемых в настоящее время вычислителей в энергоснабжающую организацию усложняет и без того довольно сложную задачу сбора и анализа информации об энергопотреблении. «Ручная» обработка ежемесячно получаемой информации также увеличивает трудозатраты энергоснабжающей организации. Мало того, что такой подход, мягко говоря, не соответствует XXI веку, он еще и увеличивает стоимость

отпускаемых потребителям энергоресурсов. Еще более существенной задачей является обеспечение достоверности предоставляемых на оплату данных об измерении теплопотребления абонентами ГУП «ТЭК СПб». Несмотря на существенное увеличение точности измерений и значительное расширение диапазона измерений у современных средств измерения надо признать насущную необходимость увеличения, как точности измерений, так и достоверности получаемых результатов. Для решения этого вопроса недостаточно усилий фирм-изготовителей приборов учета, необходимо еще и повысить качество обслуживания действующих узлов учета персоналом сервисных организаций.

Выражаю уверенность в том, что эти и многие другие вопросы коммерческого учета тепловой энергии будут рассмотрены во время работы Вашего конгресса. Со своей стороны филиал «Энергосбыт» ГУП «ТЭК СПб» направляя ведущих специалистов в области измерений и учета энергоресурсов для работы данного конгресса и семинаров, проводимых Некоммерческим партнерством «Метрология Энергосбережения», вправе рассчитывать, и ждет от Вас результатов, а именно: повышения точности измерений и достоверности передаваемых в энергоснабжающую организацию данных об учете потребляемых абонентами ГУП «ТЭК СПб» энергоресурсов.

Директор филиала «Энергосбыт» ГУП ТЭК СПб

А.Ю.Зеленцов





Уважаемые коллеги!

Повышение энергоэффективности, более рациональное энергопотребление – одно из приоритетных направлений развития нашего государства на ближайшую перспективу.

Потребность экономить энергоресурсы действительно назрела, проблем в этой области накопилось множество. Зачастую неразумные методы централизованной выработки и транспортировки энергии приводят к тому, что до 70% природного газа, сожженного для производства электроэнергии, растрачивается впустую (не считая выбросов в атмосферу). И все эти потери оплачивает в конечном итоге потребитель – в виде налогов, в виде платежей по тарифному счетчику. Поэтому когда мы заменяем лампы накаливания на светодиодные – мы поступаем как врач, который пытается устранить симптомы болезни, не видя ее корней. Помочь может только системный подход к решению проблемы. Одно только устранение самых очевидных и вопиющих проявлений бесхозяйственности в области энергопотребления уже способно дать очень заметный экономический эффект.

Отличительной чертой сегодняшней ситуации на рынке энергоэффективных систем становится растущий интерес к комбинированным системам с использованием возобновляемых источников и местных видов топлива (биомасса, биоотходы, ТБО, солнечная и геотермальная энергии).

Однако основное значение при внедрении энергоэффективных инноваций, безусловно, имеет организационная составляющая. Сегодня наблюдается избыток технологических инноваций, предложение явно превышает спрос, при этом на рынке есть острая потребность в инновациях в области финансовых и организационных схем реализа-

ции энергоэффективных проектов. Помогать предприятиям выбираться из кризиса в том числе за счет внедрения энергоэффективных инноваций – одна из важнейших на сегодня задач, решению которых призван способствовать наше сегодняшнее мероприятие.

Желаю всем участникам конгресса конструктивной и плодотворной работы на благо всех жителей нашей страны!

Президент СРО НП «БалтЭнергоЭффект»

В.Н.Соловьев

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'V.N. Solov'yev', is positioned below the printed name.



Уважаемые коллеги!

Повышение энергоэффективности экономики России – задача комплексная, поэтому необходимо, чтобы в ее решении принимали участие специалисты разных областей – и энергетики, и строители, и проектировщики, и представители других отраслей экономики. От нашей слаженной, эффективной совместной работы во многом зависит динамичное развитие экономики, успешная реализация стоящих перед нами задач.

Строительство качественного энергоэффективного жилья и других объектов социальной и промышленной инфраструктуры обеспечивает дальнейшее социально-экономическое развитие нашей страны, повышение уровня жизни людей. В данном случае именно механизмы саморегулирования призваны создать условия для принятия новых правил повышения энергоэффективности при строительстве объектов и повышения заинтересованности проектировщиков в принятии эффективных и экономичных решений.

Проведение Конгресса представляется в этой связи полезным и своевременным мероприятием. Уверен, что это мероприятие предоставит участникам реальную возможность не только обсудить актуальные проблемы энергоэффективности, но и наметить оптимальные пути ее достижения, а выработанные в ходе Конгресса рекомендации смогут оказать существенное влияние на повышение качества жизни наших сограждан.

Президент СРО НП «Балтийское объединение
проектировщиков»
А.Н. Вихров



**Уважаемые участники
конгресса
«Энергоэффективность.
21 век»!**

В современном мире, население которого постоянно увеличивается, бездумная расточительность в потреблении природных ресурсов является просто недопустимой.

Необходимость повсеместного внедрения энергосберегающих технологий и материалов для более рационального энергопотребления сегодня является предметом интенсивного обсуждения, в котором участвуют и властные структуры, и бизнес-сообщество, и широкие слои российского общества.

Наш конгресс, собравший специалистов различных направлений, позволяет подойти к решению поставленной задачи комплексно, рассмотрев различные аспекты энергосбережения: технические, правовые, организационные, финансовые и т.д.

Убежден, что грамотное использование накопленного в мире опыта в области энергосбережения позволит всем нам добиться выполнения стратегических задач, поставленных Правительством Российской Федерации, которые нацелены на снижение к 2020 году энергоемкости российского ВВП не менее чем на 40% по сравнению с уровнем 2007 года. Необходимые для достижения указанных показателей капиталовложения втрое меньше, чем затраты на производства такого же количества энергии. До 40% потенциала энергоэффективности заложено в сфере производства и транспорта энергоресурсов, 20% – в жилищном фонде, 40% – в промышленности и сфере услуг. Реализация конкретных мер по энергоэффективности позволит ежегодно экономить до трех триллионов рублей, что со-

ставляет более четверти всего бюджета страны.

Желаю участникам конгресса продуктивной работы, нацеленной на повышения уровня жизни граждан России и заботу о будущих поколениях россиян!

Президент СРО НП «Балтийский строительный комплекс»

В. А. Чмырев

A handwritten signature in black ink, consisting of a stylized, cursive 'В' followed by a horizontal line.

КОММЕРЧЕСКИЙ УЧЕТ ЭНЕРГОНОСИТЕЛЕЙ

КОМПЛЕКТЫ ТЕРМОМЕТРОВ ПЛАТИНОВЫЕ КТПР

№ 2200

августа 2014г.

итальяно да

- КОМПЛЕКТЫ ИЗ 2-Х И БОЛЕЕ ТЕРМОМЕТРОВ, ВОЗМОЖНО РАЗНЫХ ДЛИН;
- РАЗЛИЧНЫЕ НСХ (100П, 500П, Pt100, Pt500, Pt1000);
- МЕЖПОВЕРОЧНЫЙ ИНТЕРВАЛ - 4 ГОДА;
- ГАРАНТИЙНЫЙ СРОК ЭКСПЛУАТАЦИИ - 4 ГОДА;
- ГИЛЬЗЫ И БОБЫШКИ;

принадлежит

законное юридическое (физическое)

вания результата

к применению.

ЗАО "ТЕРМИКО"

-124460, Москва, Зеленоград, а/я 82

-Тел/Факс (495) 225-3017, 745-0583

-E-mail: info@termiko.ru

-www.termiko.ru

ЧТО СЧИТАЕМ, ЧТО ИЗМЕРЯЕМ? ИЛИ О ПРИМЕНЕНИИ ПОЛОЖЕНИЯ «О ЕДИНИЦАХ ВЕЛИЧИН» РФ № 879

Алексейцева Н. Л.

Из содержания Положения «О единицах величин» утвержденного Правительством РФ №879 от 1 октября 2009 года (далее Положение), следует, что физические величины тепловая энергия и электрическая энергия, как таковые не существуют, что подтверждается содержанием ГОСТ 8.417-81 «Единицы физических величин».

Так, например, если средства измерений теплосчетчики и электросчетчики предназначены для измерения тепловой и электрической энергии, то необходимо определиться с наличием в природе таковых физической величины и обеспечить наличие государственных национальных эталонов новых физических величин и ввести их в ГОСТ 8.417-81.

Трудно переоценить значение и роль Государственного регулирования в обеспечении условий соблюдения положений Гражданского кодекса со стороны Абонента при потреблении различных видов энергии.

Например, в соответствии со статьей 543 Гражданского кодекса, которая определяет обязанности покупателя по содержанию и эксплуатации сетей, приборов и оборудования следует, что *Абонент обязан* обеспечивать надлежащее техническое состояние и безопасность эксплуатируемых энергетических сетей, приборов и оборудования, соблюдать установленный режим потребления энергии, а также немедленно *сообщать энергоснабжающей организации* об авариях, о пожарах, *неисправностях приборов учета энергии* и об иных нарушениях, возникающих при потреблении энергии.

Все Абоненты без исключения, не в состоянии обеспечить соблюдение требований указанной выше статьи Гражданского кодекса из-за отсутствия Методик измерений, которые должны определять граничные условия измерений, требования к монтажу и обеспечивать исключение относительных погрешностей, вызванных неправильным монтажом и давать возможность оценивать результаты измерений для установления факта работы любого прибора, входящего в узел учета потребления за пределами норм точности, установленных соответствующими Правилами учета энергии.

На практике происходит следующее:

Аттестованные методики измерений количества теплоты для всех типов теплосчетчиков отсутствуют на основании того, что теплосчетчики якобы выполняют прямые измерения.

Несмотря на неоднократные обращения некоторых добросовестных изготовителей средств измерений о необходимости разработки методик измерений для выпускаемых типов теплосчетчиков учреждения метрологии Ростехрегулирования, такие как ВНИИМС, ВНИИМ им. И.Д.Менделеева, все ответы свидетельствуют о том, что при выполнении прямых измерений методики измерений не нужны и что все типы теплосчетчиков выполняют прямые измерения на основании того, что результаты измерений можно увидеть на экране ЖКИ тепловычислителей.

Совершенно очевидно, что в соответствии с определением косвенного измерения физической величины, приведенной в РМГ 29-99, косвенным измерением является определение искомого значения физической величины на основании результатов прямых измерений других физических величин, функционально связанных с искомой величиной.

Если принять во внимание, что все средства измерений, которые используются в теплосчетчиках для измерений величин рабочих параметров теплоносителя, осуществляют косвенные измерения, так как они не имеют своих устройств для считывания показаний с одной стороны, а с другой стороны

измеряют совсем другие физические величины, которые только функционально связаны с искомыми величинами, то становится очевидным, что теплосчетчики в принципе не способны осуществлять прямые измерения.

Теплосчетчики позволяют просматривать результаты измерений выполненных первичными средствами измерений, результаты вычислений, которые выполняет тепловычислитель, и регистрировать их в ПЗУ.

Кроме этого, представителям теплоснабжающих предприятий совершенного невозможно обоснованно определить работоспособность приборов учета по вопросу превышения пределов норм точности измерений в эксплуатационных условиях без аттестованных методик измерений.

В результате любое решение представителя теплоснабжающего предприятия о допуске узлов учета в эксплуатацию или признании их не работоспособными становится не легитимным.

Таким образом, создаются все условия для развития коррупции и убыточности теплоснабжающих предприятий.

Выводы 1.

1. Необходимо создать условия для Абонента действовать в соответствии со статьей 543 Гражданского кодекса. Для этого необходимо, чтобы учреждения Ростехрегулирования признали неоспоримый факт, что теплосчетчики выполняют косвенные измерения и обеспечили разработку методик измерений для всех типов теплосчетчиков и средств измерений которые могут использоваться в составе теплосчетчиков и таким образом создали условия для Абонентов, которые обязаны действовать в соответствии с положениями Гражданского кодекса.
2. Необходимо обеспечить выполнение статей 2 и 5 ФЗ №102 «Об обеспечении единства измерений» на практике для всех типов теплосчетчиков и средств измерений,

которые могут использоваться в составе теплосчетчиков.

3. Необходимо обеспечить условия нормального функционирования правового поля нормативных и законодательных актов для организации эффективного учета вырабатывания, отпуска, транспортировки (передачи) и потребления количества теплоты.

Государственное регулирование имеет прямое отношение к реализации требований статьи 6 ФЗ №102 «Об обеспечении единства измерений» при проведении Государственные испытания средств измерений с целью утверждения средств измерений.

В соответствии с утвержденным Положением следует, что количество теплоты выражается в джоулях или калориях, а количество электричества в кулонах или ампер-часах (см. таблицу 1). Наряду с этими наименованиями единиц физических величин существуют другие наименования неизвестных величин, которые могут измеряться средствами измерений, внесенными в Государственный Реестр.

Таблица 1.

Производные единицы международной системы единиц		Внесистемные единицы, разрешенные к применению в промышленности		Соотношение единиц
наименование	Ед. изм.	наименование	Ед. изм.	
Электрический заряд, <i>количество электричества</i>	Кулон	Электрический заряд, <i>количество электричества</i>	Ампер-час	$1 \text{ А} \times \text{ч} = 3,6 \times 10^3 \text{ Кл}$
Энергия, работа, <i>количество теплоты</i>	Джоуль	<i>Количество теплоты</i>	Калория	$1 \text{ кал} = 4,1868 \text{ Дж}$

Таблица 2

П.п. №	Наименование источник публикации	Термин, понятие, определение
1	ФЗ №190 О теплоснабжении	тепловая энергия – энергетический ресурс, при потреблении которого изменяются термодинамические параметры теплоносителей (температура, давление);
2	ГОСТ 8.591-2002 Нормирование пределов допускаемой погрешности	тепловая энергия – энергия, равная сумме выраженного в единицах энергии количества теплоты, переданного потребителю, и энергии, затраченной на подогрев разбираемого потребителем нагретого теплоносителя (тепловую энергию рассчитывают по уравнениям термодинамики с использованием значений массовых расходов теплоносителя и его энтальпий)
3	ГОСТ Р 51649-2000 Теплосчетчики для водяных систем теплоснабжения	количество теплоты (тепловая энергия) – изменение внутренней энергии теплоносителя, происходящее при теплопередаче в теплообменных контурах (без массопереноса и совершения работы).
4	РД 50-160-79. Методические указания. Внедрение и применение СТ СЭВ 1052-78 «Метрология. Единицы физических величин»	теплота, количество теплоты – Джоуль равный количеству теплоты, эквивалентному работе 1 J, где Джоуль равен работе силы 1 N, перемещающей тело на расстояние 1 m в направлении действия силы.
5	ГОСТ Р 8.642-2008 Метрологическое обеспечение измерительных систем узлов учета тепловой энергии	тепловая энергия теплоносителя – энергия теплоносителя, представляющая собой его энтальпию, связанную с температурой, давлением и массой теплоносителя.

Кроме этого в государственных стандартах и законодательных актах одновременно существует разнообразное толкование известной физической величины – количество теплоты и неизвестной – тепловой энергии. Оказывается, при создании

государственных стандартов и рекомендаций по метрологии, также законодательных актов не приняли во внимание отсутствие государственного стандарта на определения физических величин.

Несмотря на отсутствие государственного стандарта на определения физических величин и как следствие различное толкование физической величины – количество теплоты и словосочетания – тепловая энергия, учреждения метрологии Ростехрегулирования РФ смогли успешно провести государственные испытания 38 типов теплосчетчиков (см. таблицу 3) и установили, что теплосчетчики являются средствами измерений и могут измерять:

- в 31 случаях тепловую энергию;
- в 6 случаях количество теплоты;
- в 1 случае и тепловую энергию и количество теплоты.

В таблице 3 приведены сведения только о 38 теплосчетчиках внесенных в Государственный реестр. Истинное количество значительно больше.

При этом до сих пор в учреждениях Ростехрегулирования существует официальное мнение, что теплосчетчики выполняют прямые измерения. Следует помнить, что при выполнении процедуры передачи единицы размера физической величины на средство измерения теплосчетчик необходимо иметь под руками какой-нибудь официально признанный государственный национальный эталон тепловой энергии как физической величины.

Все результаты испытаний подтверждены сертификатами об утверждении типа средств измерений с присвоением номера в Государственном реестре средств измерений РФ.

Более того, при осуществлении первичной проверки 32 типов теплосчетчиков была успешно произведена передача единицы размера несуществующей физической единицы – тепловой энергии и далее многократно при выпуске с производства.

Таблица 3.

Наименование тепло-счетчика	Изготовитель тепло-счетчика	Назначение тепло-счетчика	Номер в Гос-реестре
Взлет TCP	ЗАО «Взлет», СПб	Измерение и регистрация тепловой энергии	18359-99
Взлет TCP-M	ЗАО «Взлет», СПб	Измерение и регистрация тепловой энергии	27011-04
UNIMEX	PREMEX s.r.o. Словакия	Измерение тепловой энергии	16222-01
SA-94	ASWEGA, Эстония	Измерение и учет <i>количества теплоты</i>	14641-99
MULTICAL UF	Kamstrup A/S Дания	Измерение и учет количества тепловой энергии	14503-00
MULTICAL III UF	Kamstrup A/S Дания	Измерение и учет количества тепловой энергии	14503-00
UNIMEX	INVENSYS, Словакия	Измерение и учет количества тепловой энергии	15464-98
Calmex N	INVENSYS, Словакия	Измерение тепловой энергии	19772-01
Calmex	INVENSYS, Словакия	Измерение тепловой энергии	23557-02
MT200DS	«EESA», Чехия	Измерение, вычисление и регистрация <i>количества теплоты</i> (тепловой энергии)	17658-03
Ultraheat 2WR	Simens AG, Германия	Измерение и регистрация тепловой энергии	22912-02

Наименование тепло-счетчика	Изготовитель тепло-счетчика	Назначение тепло-счетчика	Номер в Гос-реестре
Sonocal 2000	Danfoss A/S Дания	Измерение и учет тепловой энергии	17735-02
Sonocal 3000	Danfoss A/S Дания	Измерение и учет тепловой энергии	17736-02
PolluCom E,2,2М	INVENSYS, Словакия	Измерение количества тепловой энергии	23558-02
PolluStat E	INVENSYS, Словакия	Измерение и учет тепловой энергии	23551-02
КМ-5	«ТБН Энергосервис», М.	Измерение и учет <i>количества теплоты</i>	18361-01
СТД	ЗАО «Динфо», М.	Измерение и регистрация тепловой энергии	16265-02
СПТ 960К	НПФ «Логика», СПб	Измерение и регистрация тепловой энергии	15010-95
ЛОГИКА 961К	НПФ «Логика», СПб	Измерение и учет тепловой энергии	21845-01
ЛОГИКА 961К	НПФ «Логика», СПб	Измерение и учет тепловой энергии	21845-02
СПТ 961К	НПФ «Логика», СПб	Измерение и учет тепловой энергии	17308-98
СПТ 942К	НПФ «Логика», СПб	Измерение и учет тепловой энергии	21421-01
СПТ 941К	НПФ «Логика», СПб	Измерение и учет тепловой энергии	17686-98
ЛОГИКА 941К	НПФ «Логика», СПб	Измерение и учет тепловой энергии	26227-03
СПТ 943	НПФ «Логика», СПб	Измерение и учет тепловой энергии	29031-05

Наименование тепло-счетчика	Изготовитель тепло-счетчика	Назначение тепло-счетчика	Номер в Гос-реестре
TCK2	ЗАО «Теплоком», СПб	Измерение и учет <i>количества теплоты</i>	16467-97
TCK2.1	ЗАО «Теплоком», СПб	Измерение и учет <i>количества теплоты</i>	16467-97
TCK4M	ЗАО «Теплоком», СПб	Измерение и регистрация тепловой энергии	20016-00
TCK5	ЗАО «Теплоком», СПб	Измерение и регистрация количества теплоты (тепловой энергии)	20196-01
TCK7	ЗАО «Теплоком», СПб	Измерение и регистрация тепловой энергии	23194-02
ДРВ-ТВМ	НПФ «Вымпел», Саратов	Измерение и регистрация тепловой энергии	17184-98
TePocc	ООО «Технотерм», Москва	Измерение и учет <i>количества теплоты</i>	26455-04
ТВМ-Вымпел	НПФ «Вымпел», Саратов	Измерение и регистрация тепловой энергии	18054-98
ЕЕМ-СР	Danfoss A/S, Дания	Измерение тепловой энергии	17737-98
ЕЕМ-QIII	Danfoss A/S, Дания	Измерение тепловой энергии	17738-98
ЭКСПЕРТ-ТМ	Danfoss A/S, Дания	Измерение и учет теплопотребления и учета пара	17752-98

Наименование тепло-счетчика	Изготовитель тепло-счетчика	Назначение тепло-счетчика	Номер в Гос-реестре
СТ-CF 50	Schlumberger Ind., Франция	Измерение и регистрация тепловой энергии	15835-96
SA-94	АО «ASWEGA», Эстония	Измерение и учет <i>количества теплоты</i>	14641-99

При попытке перевести содержание европейского стандарта EN 1434 была допущена досадная ошибка и вместо физической величины – количество теплоты появилось словосочетание – тепловая энергия, которое и закрепилось в введенном в действие стандарте на теплосчетчики ГОСТ Р EN 1434-2006.

В результате произошла официальная подмена понятия физической величины – *количество теплоты* на словосочетание – *тепловая энергия*, которое указывает только на источник происхождения энергии и не обладает признаком самостоятельности и дискретности.

Выражение – тепловая энергии является бытовым сленгом и не имеет никакого отношения к техническим, инженерным или научным терминам и определениям, но тем не менее нашел широкое распространение в нормативных и прочих документах, действительных на территории РФ (см. таблицу 4).

Таблица 4

Наименование выражения	Кол-во законодательных актов, постановлений, распоряжений, приказов, решений арбитражного суда и другие документы, в которых использованы выражения
Тепловая энергия	41400
Электрическая энергия	67800
Электрическая энергия и тепловая энергия	21800

Наименование выражения	Кол-во законодательных актов, постановлений, распоряжений, приказов, решений арбитражного суда и другие документы, в которых использованы выражения
Количество электричества	10900
Количество теплоты	700

Поэтому не вызывает удивление, что при отсутствии государственного стандарта на определения физических величин были вполне успешно разработаны, утверждены и введены в действие основополагающие нормативные документы по метрологии такие как:

- ГОСТ Р 8.592-2002 «**Тепловая энергия**, потребленная абонентами водяных систем теплоснабжения. Методика выполнения измерений»;
- ГОСТ Р 8.591-2002 «Теплосчетчики двухканальные для водяных систем теплоснабжения. Нормирование пределов допускаемой погрешности при измерениях потребленной абонентами **тепловой энергии**»;
- ГОСТ Р 51649-2000 «Теплосчетчики для водяных систем теплоснабжения»;
- ГОСТ Р 8.642-2008 «Метрологическое обеспечение измерительных систем узлов тепловой энергии»;
- МИ 2234-94 «Требования к проведению испытаний с целью утверждения (подтверждения) типа систем учета **тепловой энергии** и теплоносителей с цифровыми вычислителями»;
- МИ 2412-97 «Водяные системы теплоснабжения. Уравнения измерений **тепловой энергии** и количества теплоносителя»;
- МИ 2553-99 «**Энергия тепловая** и теплоноситель в системах теплоснабжения. Методика оценивания погрешности измерений. Основные положения»;

- МИ 2714-2002 «**Энергия тепловая** и масса теплоносителя в системах теплоснабжения. МВИ. Основные положения»;
- МИ 2913-2003 «Учет **тепловой энергии** и количества теплоносителя. Алгоритмы реакции теплосчетчиков на нештатные ситуации при учете тепловой энергии».

Выводы 2.

1. Необходимо выполнить положения статьи 6 ФЗ №102 «Об обеспечении единства измерений» всем без исключения учреждениям Ростехрегулирования и обеспечить эффективность применения на практике Положения «О единицах величин» разработкой и введением в действие Государственного стандарта определения физических величин.

2. Необходимо исключить двойственность и двусмысленность правового и нормативного поля в измерениях вырабатываемой, отпускаемой и потребляемой энергии, вызванной не обоснованным использованием в официальных документах наименований, не существующих физических величин и произвольного толкования физических величин Международной системы СИ.

Государственное регулирование просто обязано обеспечить условия исключающие использование нормативно необоснованных терминов и выражений в законодательных актах, особенно в таких как:

- Федеральный закон от 14 апреля 1995 г. N 41-ФЗ «О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации»;
- Федеральный закон от 27 июля 2010 г. N 90-ФЗ «О теплоснабжении».

Договора энергоснабжения должны содержать термины и выражения, не противоречащие содержанию статей 539, 541, 542 Гражданского кодекса и принятым в Положении единицам

измерения физических единиц.

Так использование словосочетания – тепловая энергия в счетах на оплату за потребленную теплоту в системах отопления делает платежи необоснованными из-за отсутствия такой энергии в природе.

В счетах на оплату за использованный теплоноситель необходимо указывать количество теплоты и количество кубических метров использованного теплоносителя на нужды ГВС.

Только в этом случае становится понятным, за что выставляются счета к оплате и за что платит Абонент. Кроме этого становятся понятными дальнейшие направления и мероприятия по энергосбережению со стороны Абонента.

Если принять во внимание все перечисленные выше проблемные ситуации, становится очевидным, что без принятия срочных и радикальных мероприятий к их исправлению, дальнейшая реализация Федерального Закона № 261 «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» в организации учета количества теплоты приведет к еще большему беспорядку в вопросах энергосбережения и метрологического обеспечения, которые находятся в компетенции Государственного метрологического надзора и контроля РФ.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРЕ

Председатель ЖСК «1255»
Алексейцева Нина Лазаревна

ВОЗМОЖНОСТИ ЗАО «ПРОМСЕРВИС» В РЕАЛИЗАЦИИ ФЕДЕРАЛЬНОГО ЗАКОНА №261 «ОБ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИИ...»

Бычков Д. В.

Почти год прошел с момента вступления в силу Федерального закона №261 «Об энергосбережении...» (далее Закон) и некоторые организации и органы управления пытаются подвести промежуточные итоги его реализации. Конечно, уже сейчас можно говорить о многочисленных проблемах, с которыми пришлось столкнуться участникам данных правоотношений в сфере энергосбережения и энергоэффективности. Тем не менее, имеется положительный опыт реализаций отдельных положений ФЗ №261, которым обладает успешная Российская компания ЗАО «ПромСервис» производитель современных надежных приборов учета тепла и воды, поставщик услуг энергетических обследований и монтажа энергосберегающего оборудования.

Прежде всего, ФЗ №261 открыл фактически новый рынок обязательных исследований энергоэффективности поскольку хозяйствующие субъекты, указанные в п.1 статьи 16 Закона подлежат обязательному энергоаудиту и обязаны провести первое энергетическое обследование до 31.12.2012г. с последующим проведением энергетического обследования не реже чем 1 раз в 5 лет.

ЗАО «Промсервис» имеет большой опыт (более 12 лет) выполнения работ по энергетическим обследованиям объектов любой сложности промышленных предприятий, предприятий котельных и тепловых сетей, объектов бюджетной сферы, систем электроснабжения и пр. на всей территории РФ.

Более чем в 20 регионах Российской Федерации мы оказываем услуги по:

- Энергоаудиту (энергетическому обследованию);
- Разработке программ энергосбережения и повышению эффективности;
- Расчету, обоснованию и экспертизе нормативов удельных расходов топлива, создания запасов топлива, нормативов технологических потерь электрической и тепловой энергии;
- Экспертизе тарифов и обоснованию суммы выпадающих доходов предприятия для включения их в уровень тарифов;
- Разработке оптимальных систем теплоснабжения.

В результате энергетического обследования учреждений бюджетной сферы мы можем предложить:

- для учреждений – энергетический паспорт, отражающий фактическое состояние энергетического хозяйства учреждения и комплекс энергосберегающих мероприятий, обоснованные техническими и экономическими расчетами;
- для региональных министерств и муниципальных управлений – итоговый сводный отчет, включающий анализ показателей эффективного использования ТЭР по всем учреждениям. На основании сравнительного анализа эффективности от внедрения энергосберегающих мероприятий, разрабатывается очередность реализации предложенных мероприятий в комплексе для всех учреждений.

Данный подход помогает определить приоритеты в запланированных мероприятиях с тем, чтобы они принесли наибольший экономический эффект.

ЗАО «ПромСервис» не только дает рекомендации по сокращению финансовых затрат на оплату энергоресурсов, но и при договоренности с заказчиком доводит энергосберегающий проект до уровня технической реализации:

- режимная наладка котельного оборудования;

- гидравлическая наладка тепловых сетей и систем теплопотребления;
- проектирование систем учета и регулирования теплопотребления;
- проектные, монтажные, пуско-наладочные работы по узлам и системам учета энергоресурсов, котельному оборудованию;
- компьютерные системы диагностирования агрегатов роторного типа (стационарные и переносные);
- системы диспетчеризации, контроля и управления энергоресурсами;
- поставка оборудования и обучение персонала.

Энергоаудит обосновывает свою целесообразность возможностью снижения энергозатрат, используемых учреждениями до 50%. При этом экономию в затратах на потребление ТЭР до 10% можно получить при реализации малозатратных мероприятий. Экономия ТЭР до 5% может быть получена при реализации беззатратных общеорганизационных и др. мероприятий.

Другим направлением, открывающим для нас хорошие возможности и перспективы, является реализация положений ст.13 Закона, где идет речь об организации учета энергоресурсов. ЗАО «ПромСервис» является заводом по производству приборов учета тепла и воды, современных информационно-измерительных систем (систем диспетчеризации). Поэтому естественно, что наше предприятие активно участвует в поставке и установке приборов учета более чем в 50 регионах РФ по нескольким направлениям:

1. Непосредственно производство приборов учета регулирования и систем диспетчеризации.

ЗАО «ПромСервис» **разработан и производится** номенклатурный ряд приборов, представляющих все основные типы преобразователей расхода и расходомеров:

	вихревые электромагнитные ВЭПС, Прамер-5210;
	электромагнитные Эмир- Прамер-550;
	ультразвуковые Прамер-510; теплосчетчики ВЭПС- Тепло.

Каждый тип имеет свою специфику и сферу применения.

С 2007 года ЗАО «ПромСервис» производит **блочные индивидуальные тепловые пункты (БИТП)** в составе:

	Блочного модуля учета (БМУ)
	Блочного модуля регулирования (БМР)

и Блочного модуля водоподготовки (БМВ), включая системы диспетчеризации и системы регулирования горячего водоснабжения.

Каждый блок представляет собой законченное изделие на собственной раме, имеет в своем составе необходимое механическое, технологическое, электрическое и электронное оборудование, которое обеспечивает выполнение заданных функций.

В составе модулей БИТП применяется оборудование и приборы производства нашего предприятия (теплосчетчики различного типа, блоки питания, термоконтроллер Прамер-710, контроллер удаленной связи Барс), а также оборудование лучших отечественных и зарубежных производителей.

Производимые нами **термоконтроллеры Прамер-710** предназначены для автоматизированного управления тепло-, водоснабжением и вентиляцией объектов.

Автоматизированная **система диспетчеризации и учета тепловых и иных ресурсов** на основе программно-

аппаратного комплекса «САДКО-Тепло» предназначена для сбора, обработки, хранения и отображения данных о потреблении тепловой, электрической энергии и горячего водоснабжения для оснащения служб энергопотребляющих и энергоснабжающих предприятий, а также сбора данных о техническом состоянии узлов учета.

Правильная организация работы с системой позволяет своевременно получать достоверную информацию об объемах потреблении энергоресурсов, их качестве и, что также немаловажно, о состоянии и работе оборудования теплоузлов, газо- и электросчетчиков. Система позволит вовремя узнать о возникших нештатных ситуациях (например, получить оповещение о снижении расхода, давления, температуры до установленного контрольного уровня, или о неработоспособности какого-либо датчика) и принять меры по их устранению. Использование системы позволяет проводить анализ энергопотребления с целью более эффективного использования энергоресурсов в будущем, снизить затраты на техническое обслуживание узлов учета.

2. Организация учета энергоресурсов на объектах бюджетной сферы.

В связи с тем, что Закон был подписан в конце 2009 года – уже после утверждения бюджетов большинства регионов России, средства на организацию учета в бюджетах 2010 года оказались не заложены. Максимум, что было сделано государственными и муниципальными властями это принятие целевых программ энергосбережения и повышения энергетической эффективности на период 2010-2020 годов. Напомню, что в соответствии с требованием ст.13 Закона к 1 января 2011 года приборами учета должны быть оснащены объекты, находящиеся в государственной или муниципальной собственности.

Тем не менее, в ряде регионов нами были предложены лизинговые схемы финансирования работ по установке при-

боров учета на объектах бюджетной сферы (передача оборудования в лизинг на срок до 5 лет), также рассрочка платежей по поставкам и работам (на 1 год). Данные схемы были приняты во внимание местными органами власти и оказались весьма жизнеспособными.

3. Организация учета энергоресурсов в многоквартирных жилых домах (МКД).

Это, наверное, самый неоднозначный и сложный пункт в реализации приборного учета согласно Закону. Главными проблемами, прежде всего, стали отсутствие дополнительной нормативно-правовой базы и четких механизмов финансирования, мотивации организаций коммунального комплекса, муниципалитетов и населения.

В данной ситуации как выход ЗАО «ПромСервис» может предложить сотрудничество с ресурсоснабжающими организациями. Мы готовы взять на себя функции как поставщика оборудования, так и агентские – реализация проектов «под ключ» т.е., имея широкую дилерскую и сервисную сеть, квалифицированных специалистов, фактически организовать работы монтажных организаций в любом регионе Российской Федерации. Ресурсоснабжающие организации могут являться, в данном случае, как лизингополучателями, так и участвовать в тех или иных проектах собственными финансовыми ресурсами. В настоящее время ЗАО «ПромСервис» принимает активное участие как поставщик и организатор монтажных работ в реализации проекта ОАО «КЭС» в городе Ульяновск, где планируется установка большого количества узлов учета тепла и ГВС.

Второй вариант взаимодействия это работа с управляющими компаниями. Тут нами предлагается схожая схема лизинга, что и при взаимодействии с бюджетными организациями, но в ней появляется важное звено – собственники жилых помещений МКД. Понятно, что реализация внедрения приборного учета по данному пути может идти только при согла-

сии собственников жилых помещений МКД. Также следует напомнить, что реализация по «добровольному принципу» установки приборов учета в многоквартирных жилых домах будет возможна до 1 января 2012 года. По окончании данного срока обязанность по выполнению ст.13 Закона возлагается на ресурсоснабжающие организации. Данный проект мы в настоящее время реализуем в г.Димитровград.

В завершение хотелось бы отметить, что мы смогли работать, структурировать и оформить в виде соответствующих документов и начать реализацию по каждой из описанных выше схем взаимодействия, и готовы использовать накопленный опыт и ресурсы в выполнении Федерального закона №261 «Об энергосбережении...».

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРЕ

Бычков Денис Валерьевич,
начальник отдела маркетинга ЗАО «ПромСервис»

ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ СЕРВИСНОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ ПРИБОРОВ УЧЕТА ТЕПЛА И ВОДЫ

Каргапольцев В. П.

Принятие федерального закона № 261 ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» поставило перед производителями приборов учета, внедренческими фирмами, потребителями энергоресурсов, региональными администрациями конкретную задачу – оснащение всех потребителей тепловой энергии и воды приборами учета в кратчайшие сроки – в пределах до 1 января 2013 г. При общем понимании необходимости таких работ возникает сомнение – насколько реально разработчики этого закона оценили возможности производственных, внедренческих, сервисных, согласующих структур, наконец, конечных потребителей ресурсов в реализации такого масштабного решения? За предыдущие до принятия закона 15-17 лет приборами учета по разным оценкам оснащены ориентировочно 40 % всех потребителей ресурсов (средний темп оснащения – 2,5 % потребителей в год). В оставшиеся после принятия ФЗ № 261 три года предполагается оснастить приборами оставшиеся 60 % потребителей (темп оснащения приборами – 20 % в год) при неопределенном порядке финансирования этих мероприятий. За рамками закона 261 ФЗ и документов, принятых в его развитие, остались вопросы сервисного обслуживания и обеспечения эффективной работы приборов учета энергоресурсов в течение всего срока их службы. Хотя любому специалисту из технической (да и не только технической) сферы понятно, что любое техническое изделие требует периодического обслуживания, создание системы сервиса в период гарантийного и послегарантийного срока эксплуатации. Узел учета тепловой энергии или воды – достаточно сложный тех-

нический объект, и для его надежной бесперебойной работы, обеспечивающей достоверный учет энергоресурсов, нужны и технические средства (диагностические приборы и установки, ремонтная база, запчасти и пр.), и квалифицированный ремонтно-сервисный персонал, и методическая база (монтажная, ремонтная, сервисная, метрологическая документация), организационная (административная) структура по обеспечению проведения всех сервисных работ. Возможно, вопрос о создании сервисных служб разработчиками ФЗ 261 сознательно отложен на будущее, исходя из того, что межповерочный интервал приборов учета тепловой энергии и воды составляет, как правило, 4 года ? – Вероятно, за 3 года предполагается оснастить все здания и сооружения приборами учета, а уж затем приступить к созданию сервисной базы ?

Однако следует принять во внимание, что в 2006 г. правительством РФ принято постановление № 307 «О порядке предоставления коммунальных услуг гражданам», которое стимулировало установку приборов подомового учета тепла и воды. Приборы, установленные в соответствии с этим постановлением начиная с 2006 г., уже в 2010 г. начали поступать на поверку. Спрос на услуги по поверке и ремонту приборов учета существенно вырос, в 2011 и последующих годах можно ожидать его дальнейшего роста.

В соответствии с требованиями федерального закона № 94 ФЗ «О размещении заказов на поставки товаров, выполнение работ, оказание услуг для государственных и муниципальных нужд» главным и практически единственным критерием для определения поставщика приборов (узлов) учета энергоресурсов является цена контракта. Поскольку в финансировании установки домовых узлов учета, или организации конкурсов на размещение таких заказов принимают участие местные администрации (как непосредственно, так и через контролируемые управляющие компании), то большинство конкурсов проводится на основании требований 94 ФЗ. Требования минимума цены на контракт приводит в ряде случаев к установке узлов учета с приборами, арматурой низкого качества, что неизбежно приводит к быстрому выходу оборудо-

вания из строя. И при таком исходе владелец узла учета уже в первые годы эксплуатации вынужден нести серьезные затраты по внеочередным ремонтам, поверкам, монтажу/демонтажу оборудования. Отсутствие сервисных структур по ремонту и поверке приборов учета энергоресурсов еще более усугубляют ситуацию, и сводят к минимуму предполагаемую экономию от внедрения систем учета энергоресурсов.

Необходимым условием для создания сервисной службы (или самостоятельного предприятия) по обслуживанию приборов в процессе эксплуатации является наличие проливной установки. Группа компаний «Взлет» и ИТЦ «Промавтоматика» в течение ряда лет разрабатывают и производят такое оборудование. Установки предназначены для настройки, градуировки, калибровки, юстировки, поверки и других работ по определению метрологических и технических характеристик расходомеров, расходомеров-счетчиков жидкости, преобразователей расхода различного назначения. Многолетний опыт работ с различными заказчиками позволил создать унифицированные установки для поверки приборов самых различных конструкций – по строительным длинам первичных преобразователей приборов; – по требованиям к прямым участкам при выполнении поверочных работ; – по конструкции присоединителей (фланец, сэндвич, резьба); – по количеству и величинам поверочных расходов; – по объемам проливаемой жидкости на каждом поверочном расходе; – по количеству проливов на каждом поверочном расходе; – по типам выходных сигналов поверяемых расходомеров; – по алгоритмам обработки результатов проливов.

В настоящее время в номенклатуре ИТЦ «Промавтоматика» следующие исполнения установок (фото рабочих столов установок малых и больших диаметров приведены на рис.1,2):

- ВПУ-03/ диаметры условного прохода поверяемых приборов от 10 до 80 (100)* мм;
- ВПУ-05/ диаметры условного прохода поверяемых приборов от 10 до 150 (200)* мм;

- ВПУ-07/ диаметры условного прохода поверяемых приборов от 10 до 300 (400)*мм.
* по согласованию с заказчиком.



Функциональные возможности установок ВПУ:

- поддержание стабильного расхода рабочей жидкости и воспроизводимость условий испытаний по длине испытательного участка рабочего стола;
- плавная установка значения расхода с помощью регулируемого привода насоса;
- длины прямолинейных участков – не менее 10 диаметров условного прохода поверяемых приборов.

Отличительные особенности установок ВПУ:

- оснащены эталонными весовыми устройствами и эталонными расходомерами;
- изготовлены из коррозионностойких материалов;
- могут обслуживаться одним оператором благодаря автоматизированной системе сбора и обработки результатов измерений;
- обеспечивают экономию энергопотребления (за счет регулируемого привода насоса) и рабочей жидкости (за счет циркуляции по замкнутому контуру);
- изготовление, монтаж, настройка и запуск установок в работу производится на условиях «под ключ», включая государственную поверку;
- обеспечивается послегарантийное сопровождение установок.

Измерительный аппаратно-программный комплекс (ИАПК) установок

ИАПК предназначен для управления работой поверочной установки, а также автоматизированного сбора и обработки результатов измерения при проведении операций настройки, юстировки, калибровки и поверки приборов расхода жидкостей.

Функциональные возможности ИАПК:

- проведение процедуры поверки и калибровки статическим весовым методом одновременно до 56 приборов (включая эталонные расходомеры);
- установка и поддержка заданного оператором значения расхода рабочей жидкости;
- управление работой переключателя потока по командам оператора, по завершению цикла проливки, по заполнению весового бака;
- измерение температуру рабочей жидкости в магистралях поверочной установки по двум каналам в режиме реального времени.

Отличительные особенности ИАПК:

- запуск программного обеспечения, необходимого для связи по интерфейсу с поверяемыми приборами сторонних производителей, и возврат в оболочку по завершению связи для продолжения работы;
- самотестирование в процессе работы;
- связь с поверяемыми приборами по интерфейсу RS-485 или RS-232;
- проведение поверки в автоматическом режиме (по заказу).

Основные части установки:

- накопительный бак-резервуар для хранения и деаэрации рабочей жидкости;
- насосы с регулируемым электроприводом;
- ресиверы для деаэрации и обеспечения стабильности расхода жидкости;
- эталонные весоизмерительные устройства с переключателями потока;
- эталонные расходомеры с системой задания и регулирования расхода;

- рабочие столы с испытательными участками для поверяемых приборов;
- рабочее место оператора;
- измерительный аппаратно программный комплекс;
- трубопроводная обвязка с запорно-регулирующей арматурой;
- система заполнения установки рабочей жидкостью, а также системы сбора, очистки и возврата рабочей жидкости.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРЕ

Каргапольцев Василий Петрович – директор
ООО «Промавтоматика-Киров», 610021 г.Киров
ул.Воровского 92, тел. (8332) 52-37-15,
E-mail: promavto-k@mail.ru,
<http://www.promavtomatika.vzljot.ru>.

ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ПЕРВИЧНЫЙ ЭТАЛОН ЕДИНИЦ ЭНЕРГИИ СГОРАНИЯ НА СЛУЖБЕ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЕДИНСТВА ИЗМЕРЕНИЙ КАЛОРИЙНОСТИ ВСЕХ ВИДОВ ТОПЛИВ

**Корчагина Е. Н., Варганов В. П.,
Ермакова Е. В., Казарцев Я. В.**

Экономия энергии в настоящее время является крупнейшим из всех существующих ресурсов. Одним из приоритетных направлений развития науки, технологий и техники в Российской Федерации, утвержденных Президентом Российской Федерации 21 мая 2006 г., является «Энергетика и энергосбережение». Проблемы учета энергосодержания всех видов топлив и решение вопросов метрологического обеспечения измерений, характеризующих качество энергоресурсов – стратегическая задача развития российской промышленности и обеспечения экономической энергонезависимости и военной безопасности России.

Калориметрия сгорания – обширная часть измерений, охватывающая измерения энергии сгорания твердых, жидких и газообразных продуктов. Калориметрическими методами определяется важнейший энергетический параметр всех топливных продуктов – энергия сгорания (удельная или объемная) (синонимы – теплотворная способность, теплота сгорания, калорийность). Названный параметр является исходной величиной в коммерческих расчетах за топливо при взаиморасчетах поставщиков и потребителей, в частности, при экспортно-импортных поставках угля, нефти и нефтепродуктов, природного газа. Повышение точности приводит к снижению упущенной выгоды при учете.

Для перехода к энергосберегающим технологиям необходимо повышение точности измерений общего энергосодержания любого вида топлива. В связи с этим не только прогнозируется, но и наблюдается постоянное повышение требований к точности измерений энергии сгорания в промышленности, появление новых видов органического топлива. Характерным становится смешивание различных видов топлив (например, природного газа с низкокалорийными газообразными топливами – доменным или коксовым газом). Актуальным становится привлечение новых источников энергии, например, использование биогаза, бионефти, низкокалорийных топлив на основе отходов производства лесопромышленной отрасли (щепа, опилки, шелуха орехов), отходов животноводства. На отечественном рынке появляется новый класс отечественных и импортных калориметров для низкокалорийных топлив, для которых требуется разработка метрологического обеспечения.

Государственный первичный эталон единицы энергии сгорания опосредованно обслуживает наиважнейшие отрасли промышленности страны, такие как топливно-энергетический комплекс, нефтехимическая, угольная, металлургическая, военная. Его функции востребованы более чем на 350 предприятиях этих отраслей, поскольку градуировка и поверка бомбовых и газовых калориметров осуществляется с применением эталонных мер удельной и объемной энергии сгорания, аттестованных на эталоне.

Для достоверной оценки энергосодержания различных видов топлив необходимо совершенствование государственного первичного эталона единицы энергии сгорания (ГЭТ 16-96) с целью расширения диапазона, увеличения точности измерений газообразных топлив, расширения функциональных возможностей и увеличения производительности.

Для решения поставленных задач во ФГУП «ВНИИМ им. Д. И. Менделеева» в период с 2007 г. по 2010 г. усовершенствован, исследован и представлен к утверждению государственный первичный эталон единиц энергии сгорания, удельной энергии сгорания и объемной энергии сгорания нового поко-

ления.

Эталон состоит из комплекса следующих средств измерений:

- газовый калориметр «КАТЕТ»;
- жидкостный калориметр со статической бомбой «ВИМ» – компаратор;
- мера удельной энергии сгорания – высокочистая бензойная кислота марки К-1;
- весы электронные марки ХР 205 фирмы «Metler Toledo»;
- аппаратура для определения суммарной молярной доли примесей в бензойной кислоте марки К-1 с диапазоном измерений 99,00 – 99,999 %;
- жидкостный калориметр с газовой горелкой «В-06АК» – компаратор;
- мера объемной энергии сгорания – высокочистый метан.

Газовый калориметр проточного типа “Катет” предназначен для воспроизведения и передачи единицы объемной энергии (теплоты) сгорания газообразным топливам (рис.1).

Отличительная особенность нового газового калориметра – принципиально новая конструкция измерительного преобразователя, предназначенного для конверсии тепловой энергии сгорания газа в электрическую энергию. Ядром преобразователя является тепловая труба (термосифон), работающая в стационарном изотермическом режиме, и осуществляющая полную утилизацию тепла, выделяющегося в процессе сгорания газа [1,2] . Для определения расхода горючего газа также используется новый способ измерения [3]. Поскольку измерения производятся абсолютными методами, калориметр не требует градуировки и калибровки.



Рис. 1 Общий вид калориметра «КАТЕТ»

В состав калориметра входят современные прецизионные приборы. Разработано программное обеспечение для управления процессом измерений, проведения первичных вычислений, определения состояния измерительного преобразователя и отображения результатов работы калориметра. Использование прецизионных приборов и устройств позволило минимизировать неисключенные систематические погрешности при проведении калориметрических опытов.

Сотрудниками лаборатории калориметрии был выполнен анализ погрешностей (табл.1) и неопределенностей при воспроизведении единицы объемной теплоты сгорания различных газов.

В результате исследований установлено, что СКО результата измерений (S_0) объемной энергии сгорания чистых газов и газовых смесей не превышает $5,5 \cdot 10^{-4}$ при шести независимых измерениях, а доверительная граница суммарной погрешности (Δ_p) и расширенная неопределенность (U_p) (с учетом

коэффициента охвата $k=2$) результата измерений объемной теплоты сгорания газов не превышает $14 \cdot 10^{-4}$ в рабочем диапазоне $10 \div 50 \text{ МДж} \cdot \text{м}^{-3}$.

Таблица 1 – Составляющие неисключенной систематической погрешности (НСП)

	Источники НСП:	Значение
1	Измерение мощности тепловыделений регулирующего нагревателя при выключенной горелке	$1,2 \cdot 10^{-4}$
2	Измерение мощности тепловыделений нагревателя в процессе горения газа	$2,2 \cdot 10^{-4}$
3	Измерение расхода газа	
3.1	Измерение объема замкнутой емкости	$3,0 \cdot 10^{-4}$
3.2	Измерение скорости изменения давления газа в замкнутой емкости	$1,6 \cdot 10^{-4}$

Результаты измерений высшей объемной теплоты сгорания, а также значения погрешностей и неопределенностей (типа А (u_A) и типа В (u_B)) полученных значений для различных газов представлены в табл. 2. Исследуемыми газами являлись: высокочистый метан (99,95 % мол.), смеси метана (89,2 % и 76,4% мол.) с азотом.

Таблица 2 – Результаты исследований газового калориметра «Катет»

Определение	Основной компонент газовой смеси и его объемная доля, %	Среднее значение	S_0 $\cdot 10^4$	Θ_0 $\cdot 10^4$	Δ_P $\cdot 10^4$	u_A $\cdot 10^4$	u_B $\cdot 10^4$	U_P $\cdot 10^4$
Высшая объемная энергия сгорания, МДж/м ³ (*)	CH ₄ – 99,95 %	37,09	4,0	6,2	11,7	4,0	4,4	11,9
	CH ₄ – 89,2%	33,07	3,1	6,2	10,2	3,1	4,4	10,8
	CH ₄ – 76,4%	28,33	4,4	6,2	12,4	4,4	4,4	12,4

* Значение высшей объемной энергии сгорания, установленное при давлении 101,325 кПа, температуре 298,15 К и объеме газа, приведенном к давлению 101,325 кПа и температуре 293,15 К.

Жидкостной калориметр со статической бомбой «ВИМ» представлен на рисунке 2, а на рисунке 3 представлена его схема.



Рис. 2 Общий вид калориметра с бомбой «ВИМ»

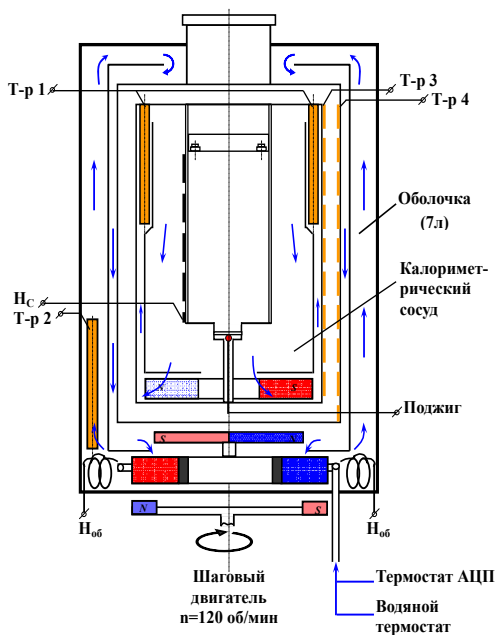


Рис. 3 Схема калориметра с бомбой «ВИМ»

Отличиями конструкции калориметра «ВИМ», разработанного в Институте химической физики им. Н.Н.Семенова РАН [4], от эталонного калориметра ГЭТ 16-96 являются:

- постоянно закрепленный в оболочке герметичный жидкостной калориметрический сосуд, что позволяет исключить дозирование калориметрической жидкости в каждом опыте и связанную с этим погрешность;
- использование шести различных методов расчета энергетического эквивалента, достигаемое путем применения четырех типов термометров, размещенных в объеме и на поверхности калориметрического сосуда и оболочки.

Воспроизведение единицы энергии сгорания и удельной энергии сгорания осуществляется при сжигании в калориметрической бомбе калориметра «ВИМ» точно взвешенной массы бензойной кислоты марки «К-1». Значение удельной энергии сгорания бензойной кислоты марки «К-1» с молярной долей основного компонента ($99,995 \pm 0,001$) % установлено в стандартных термодинамических условиях в калориметрической бомбе и составляет при приведении массы бензойной кислоты к условиям взвешивания в вакууме ($26434,4 \pm 0,6$) кДж/кг [5]. Контроль степени чистоты проводят на входящей в состав эталона аппаратуре для определения суммарной молярной доли примесей.

Жидкостной калориметр-компаратор с газовой горелкой «В-06 АК» – это прошедший полную автоматизацию калориметр с газовой горелкой, входивший в состав эталона ГЭТ 16-96. На этом калориметре реализуется передача единицы объемной энергии сгорания вторым независимым методом (первый – абсолютный – метод реализуется на калориметре «КАТЕТ»).

Основной частью калориметра является калориметрический блок, состоящий из жидкостной оболочки, калориметрического сосуда с теплообменником, внутри которого размещена газовая микрогорелка. Для обеспечения функционирования калориметрического блока и проведения измерений в калори-

метре имеются: Блок управления; Блок газоподготовки; Блок измерения; Блок зажигания; Термостат жидкостный. На рисунке 4 дан общий вид калориметра.



Рис. 4 Общий вид калориметра «В-06 АК»

Передача единицы объемной энергии сгорания осуществляется при сжигании в микрорелке, расположенной в теплообменнике, измеренного с высокой точностью объема высокочистого метана, являющегося эталонной мерой объемной энергии сгорания (содержание основного компонента не менее 99,95 %), высшая объемная энергия (теплота) сгорания при стандартных условиях сгорания принята равной $N_m = (37,09 \pm 0,05)$ МДж/м³ в соответствии с [6]. Количество выделившейся теплоты эквивалентно произведению объемной теплоты сгорания чистого метана на его объем, приведенный к стандартным условиям измерения.

Таким образом, передача единиц рабочим эталонам 1-го разряда (бензойной кислоте «К-3» [7] и эталонным газообразным мерам) в соответствии с [8] обеспечивается методом сличения с помощью компараторов «ВИМ» и «В-06 АК», входящих в состав эталона, и калориметра «КАТЕТ» с характеристиками, указанными в таблице 3.

Таблица 3 – Погрешность передачи единиц удельной и объемной энергии сгорания на калориметрах «ВИМ», «КАТЕТ» и «В-06 АК»

Наименование характеристики	Энергия сгорания	Удельная энергия сгорания	Объемная энергия сгорания	
			на калориметре «КАТЕТ»	на калориметре «В-06 АК»
СКО суммы НСП и случайных погрешностей при передаче единицы $S_{\Sigma 0}$	$7,6 \times 10^{-5}$	$7,8 \times 10^{-5}$	$7,9 \cdot 10^{-4}$	$13,0 \cdot 10^{-4}$

В результате выполнения темы по Совершенствованию эталона ГЭТ 16-96 создан комплекс аппаратуры нового поколения, включающий новый жидкостный калориметр со статической бомбой «ВИМ» – компаратор с диапазоном измерений энергии сгорания 5-50 кДж и погрешностью передачи $16 \cdot 10^{-5}$; новый газовый калориметр «КАТЕТ» с диапазоном измерений 10–50 МДж/м³; модернизированный жидкостный калориметр с газовой горелкой «В-06АК» – компаратор с диапазоном измерений 10–50 МДж/м³ и погрешностью передачи $26 \cdot 10^{-4}$; усовершенствованная аппаратура для определения суммарной молярной доли примесей в бензойной кислоте марки «К-1» с диапазоном измерений 99,00 – 99,999 %, средним квадратическим отклонением 0,08 – 0,03 и неисключенной систематической погрешностью 0,20 – 0,03.

В процессе разработки нового газового калориметра «КАТЕТ», обеспечивающего повышение точности измерений объемной энергии сгорания в 2 раза, сотрудниками лаборатории получены 3 патента. Калориметр не имеет аналогов в мире. Созданный калориметр с бомбой «ВИМ» на новой элементной базе реализует расширение диапазона измерений энергии сгорания и увеличение производительности измерений в 3-4 раза.

Разработана государственная поверочная схема для средств измерений энергии сгорания, удельной энергии сгорания и объемной энергии сгорания (калориметров сжига-

ния), отражающая современное состояние парка средств измерений, обеспечивающая дальнейшее совершенствование передачи размера единиц и повышение уровня метрологического обеспечения измерений в стране (ГОСТ 8.667-2009) [8]. Научно-технический уровень усовершенствованного эталона соответствует современным достижениям отечественной и зарубежной науки и техники.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Патент на изобретение RU 2085924 C1, 27.07.1997 Изотермический способ измерения энергии сгорания топлива и других органических соединений
2. Патент на изобретение RU 2256156 C2, 10.07.2005 Калориметрический способ измерения расхода горючих газов
3. Патент на изобретение RU 2383867 C1, 10.03.2010. Способ измерения расхода газа при выдаче его из замкнутой емкости
4. Я. О. Иноземцев, А. Б. Воробьев, Ю. Н. Матюшин, И. А. Жильцов, Д. Е. Кошманов. Бомбовый калориметр для определения теплоты сгорания топлива (варианты). Патент РФ № 2334961 от 27.09.2008
5. ГСССД 50-83. Бензойная кислота. Энергия сгорания
6. ГОСТ 31369—2008 Газ природный. Вычисление теплоты сгорания, плотности, относительной плотности и числа Воббе на основе компонентного состава
7. ГСО 5504-90 Государственный стандартный образец удельной энергии сгорания Бензойная кислота К-3
8. ГОСТ Р 8.667-2009 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений энергии сгорания, удельной энергии сгорания и объемной энергии сгорания (калориметров сжигания)

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ

ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева», лаборатория
калориметрии,
198005, г. Санкт-Петербург, Московский пр., 19, (812)
323 96 39, E.N.Korchagina@vniim.ru

Корчагина Елена Николаевна

рук. лаборатории, к.т.н.,

Варганов Владимир Петрович

старший научный сотрудник,

Ермакова Елена Владимировна

научный сотрудник,

Казарцев Ярослав Валерьевич

младший научный сотрудник.

К ВОПРОСУ ОБ УСТАНОВКЕ УЗЛОВ КОММЕРЧЕСКОГО УЧЕТА ТЕПЛА В СВЕТЕ ТРЕБОВАНИЙ 261 ФЗ

Крумер Л. Р.

Основной сферой деятельности ООО «ПетроТеплоПрибор» являются

- разработка программ энергосбережения и повышения энергоэффективности предприятий, муниципальных образований различного масштаба;
- составление энергетических паспортов;
- определение потенциала энергосбережения;
- разработка мероприятий по энергосбережению и повышению энергоэффективности и т.д.

ООО «ПТП» так же осуществляет и реализацию этих мероприятий, в том числе:

- поставку оборудования;
- установка узлов учета;
- автоматизированных тепловых пунктов;
- строительство и реконструкцию котлов, котельных;
- разработку и внедрение автоматизированных систем управления процессами производства, распределения и потребления тепла (АСУТ), включая автоматизированные системы коммерческого учета энергоносителей (АСКУЭ), автоматизированные системы управления технологическими процессами (АСУ ТП) в различных отраслях промышленности и сельского хозяйства.

В данной статье будет рассмотрен вопрос об установке коммерческого учета тепла в свете требований 261 ФЗ.

11 ноября 2009 года Государственная Дума приняла закон «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты РФ». Помимо прочих требований, закон декларатив-

но требует от собственников зданий и жилых домов установить узлы учета тепловой энергии в достаточно жесткие сроки. Бюджетного финансирования на оснащение всех объектов недостаточно. Но закон жестко регламентирует: абонент обязан поставить узел учета и если он не сделает этого, то оснащением займется теплоснабжающая организация, включив затраты в тариф или другие платежи. Понятно, что узлы учета так или иначе будут устанавливаться за счет абонента. Но при этом оплачивать работу можно не только из собственных средств, но и за счет экономического эффекта, выраженного в рублях, возникающего от работы уже установленного оборудования. Для удобства заказчиков проектно-монтажные организации применяют различные финансовые схемы, такие как лизинг, аренда, прямые инвестиции и т.д.

Есть и еще один путь – обратиться в ТСО. Согласно закона, ТСО не в праве отказать обратившемуся в нее абоненту, и должно дать рассрочку на срок до 5 лет со ставкой не более ставки рефинансирования. Но как будет компенсироваться ТСО разница между реальной ставкой и ставкой рефинансирования, не очень ясно. Видимо, эта разница будет скрываться в стоимости узла.

Перед началом этой деятельности, абонент должен понимать, какой эффект он может получить.

Ведь сам узел прямой экономии не дает, он лишь показывает фактический расход. Тем не менее, в подавляющем большинстве случаев, оплата за тепловую энергию по показаниям приборов учета меньше, чем оплата по договорным нагрузкам. Конечно, есть случаи с обратной ситуацией. При которой после установки узла потребитель начинает платить больше. Но это, скорее всего, связано либо с ветхостью жилья, либо со значительным превышением количества проживающих относительно норматива. Так же это может быть связано с несанкционированными изменениями схемы теплопотребления или с нецелевым использованием помещений.

Появившаяся разница в платежах в основном связана с относительно большими проектными нормативами на отопле-

ние и потребление горячей воды. Например, норма потребления ГВС в Петербурге примерно 150 л горячей воды в сутки на человека. Это ориентировочно 1,5 – 2 часа нахождения под душем с водой комфортной температуры. Мало кто, действительно проводит в душе столько времени.

Проанализировав показания, узлов учета, мы можем говорить о следующих цифрах:

1. При 4-х трубной системы теплоснабжения платежи за отопления при соблюдении температурного графика и договорных расходов уменьшаются примерно на 3-10 %, платежи за ГВС могут уменьшиться примерно на 15-25%.
2. При 2-х трубной системе теплоснабжения, если ГВС работает «в тупик», т.е. без циркуляции, как это часто происходит в нашем городе, уменьшение платежей в среднем составляет 10-20 %, если циркуляции ГВС работает – 15-35 %.

Еще раз обращаю ваше внимание, что очень приближенные цифры.

Плюс, здесь не учтен тот факт, что у многих стоят счетчики на ГВС и собираемость платежей не всегда 100 % и многое другое, но, тем не менее, учет необходим.

Таким образом, очевидно, что просто установка узла уже дает некий экономический эффект. Но до энергосбережения еще далеко.

Для получения более значительного экономического эффекта абоненту необходимо провести комплекс следующих мероприятий:

- утепление здания, с возможным предварительным тепловизионным обследованием;
- наладку систем теплопотребления и еще ряд мероприятий, включая даже установку доводчиков на двери;
- установить ручные регуляторы на каждый радиатор в здании и т.д.

- но для получения максимального эффекта, абоненту необходимо получить техническую возможность регулировать теплопотребления в ручном или автоматическом режиме. Есть еще один способ регулирования – его называют «форточный». Но этот способ не приносит экономического эффекта, и рассматривать его не имеет смысла.

Возможность ручного регулирования может быть достигнута путем установки в качестве третьей задвижки – регулирующего крана. На рынке эти устройства представлены достаточно широко.

После проведения расчетов и подбора диаметра регулирующего крана, как правило, получается, что для получения оптимального диапазона регулирования, необходимо использовать кран на 1-2 типоразмера меньше, чем диаметр трубы.

В случае ошибок в подборе диаметра или значительной разницы между расчетным давлением и фактическим после установки регулирующего крана в ИТП могут начаться сильные шумы и вибрации.

Основными техническими решениями для построения автоматической системы погодного регулирования являются системы с гидроэлеваторами, системы с насосами смешения и системы с циркуляционными насосами. Каждое решение имеет свои плюсы и минусы. Например, система с гидроэлеватором более дешевая и простая, но имеет относительно небольшой диапазон регулирования. Система с насосами смешения более дорогая, заметнее, чем гидроэлеватор, увеличивает общее потребление электрической энергии, сложнее в обслуживании, но имеет более широкий диапазон регулирования. Также система с насосами более чувствительна к отключению электричества.

В жилых домах основной экономический эффект от регулирования появляется в период, так называемого межсезонья, то есть когда уличная температура повышается, а теплоснабжающая организация не успевает изменить режим работы.

В производственных и административных зданиях может быть достигнут более значительный экономический эффект от погодного регулирования еще за счет понижения температуры в ночное время и в нерабочие дни.

Кстати, незначительное снижение температуры в ночное время в жилых помещениях также может принести ощутимый экономический эффект.

Конечно, установка автоматической системы требует внимательного рассмотрения в каждом конкретном случае. Более того, установка данной системы не всегда целесообразна.

Словом, наибольший результат в энергосбережении может быть достигнут только при комплексном и профессиональном подходе к решению данных задач.

Далее необходимо затронуть следующую проблему. К сожалению, жилищный фонд Санкт-Петербурга в среднем находится не в лучшем состоянии. Очень часто сантехническое оборудование оставляет желать лучшего. И протекающая задвижка или предохранительный клапан могут свести всю экономию от установки приборов учета на ноль. Поэтому на 80 процентах объектов приходится параллельно с установкой узла менять половину, а то и все сантехническое оборудование в теплоцентре. Это, конечно, увеличивает затраты и, соответственно срок окупаемости, но, к сожалению, без этого не обойтись.

Так же абоненту, который решил установить узел учета или систему регулирования необходимо обратить внимание на санитарно – эпидемиологическую обстановку в подвале и теплоцентре, и, что очень важно, озадачиться вопросом ограничения доступа. Ведь узел учета – это комплект достаточно дорогостоящего оборудования, и при пропадании даже одного из приборов, составляющих теплосчетчик, весь узел учета будет выведен из эксплуатации.

А оплачивая счета теплоснабжающей организации согласно договорных нагрузок ни о каком экономическом эффекте

говорить не приходится.

Далее хочу отметить, что спроектировать узел, смонтировать и сдать его в эксплуатацию – это половина дела. Теперь его надо обслуживать. И очень важно, что бы этим занимались профессионалы. Ведь оперативное реагирование на сбои в работе узла, устранение этих проблем, а также своевременная подача отчетов в теплоснабжающую организацию это те действия, которые в конечном результате и приводят к появлению экономического эффекта от внедрения коммерческого узла учета тепловой энергии и систем автоматического регулирования. По некоторым данным, в городе существует более 1000 узлов учета, которые были в свое время смонтированы и по разным причинам не обслуживались. И что бы их сейчас ввести в эксплуатацию необходимо провести практически весь комплекс работ заново, а выделенные в свое время средства на установку этих приборов можно считать «выброшенными на ветер».

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРЕ

Крумер Л. Р.
исполнительный директор
ООО «ПетроТеплоПрибор»

РЫНОК ПРИБОРОВ УЧЕТА: НОВЫЕ ВЫЗОВЫ

Ледовский С. Д., Кузнецов А. В.

Нормативно-правовая база и структура сектора энергоэффективности в России в последний год активно изменяются. Да и сам сектор, можно сказать, только начал свое серьезное развитие.. В этих условиях, а также принимая во внимание масштабность стоящих задач по росту энергоэффективности в национальной экономике и ЖКХ, особенно важно обеспечить хороший информационный обмен и координацию между компаниями кластера энергоэффективности.

Правительством Российской Федерации в целом одобрен проект Государственной программы энергосбережения и повышения энергетической эффективности на период до 2020 года, подготовленный Министерством энергетики РФ.

Ее основная цель сформулирована как обеспечение рационального использования топливно-энергетических ресурсов за счёт реализации энергосберегающих мероприятий и повышения энергетической эффективности как в отраслях экономики, так и на территориях, и в результате снижение удельной энергоёмкости ВВП на 40% к 2020 по сравнению с 2007 годом.

В качестве основных задач в Программе называются:

- устойчивость процесса повышения энергоэффективности экономики (в том числе за счёт запуска механизмов стимулирования энергосбережения и повышения энергетической эффективности, а также за счет реализации типовых энергосберегающих проектов, которые бы активизировали деятельность бизнеса и населения по реализации потенциала энергосбережения);
- сохранение и расширение потенциала экспорта энергоресурсов (а следовательно, и доходной части государственного бюджета) за счёт сокращения неэффективного

- потребления энергии на внутреннем рынке;
- снижение объёмов выбросов парниковых газов.

Большое внимание уделяется в Программе бюджетной сфере и ЖКХ. Эти отрасли в климатических условиях нашей страны, а также в силу ряда других причин, достаточно энергоемки и имеют большой потенциал роста энергоэффективности. Прежде всего, это связано с отечественной историей: в годы бурной индустриализации в нашей стране с ее большими запасами ископаемых ресурсов тепло по сути было «отходом» производства. Большинство крупных городов строились вокруг заводов, и при их проектировании фактор энергоэффективности учитывался в последнюю очередь. На данный момент не всегда сохранились фабрики и заводы, а моногорода остались. На той части заводов, которая работает, тепло уже не является отходом.

Для приведения показателей энергоэффективности коммунальной инфраструктуры к приемлемым параметрам (а в Программе установлены отраслевые целевые индикаторы), определены основные направления, по которым должна осуществляться деятельность по росту энергоэффективности. Из них можно выделить:

- теплоснабжение и систему коммунальной инфраструктуры;
- организации федеральной бюджетной сферы;
- жилищный сектор;
- стимулирование активности в субъектах Российской Федерации;
- нормативно-законодательное, ресурсное, организационное и информационное обеспечение деятельности по повышению энергоэффективности.

Государство располагает тремя основными рычагами, влияющими на внедрение энергосберегающих технологий. Первый – стоимость энергоносителей; второй – государственные стимулирующие действия (налоги, поощрение свободной конкуренции и т.д.) и, наконец, третий – запретительные меры (законодательные акты, технические регламенты, штрафы и

т.д.). Правильный баланс этих трех факторов даст максимальный эффект.

Сегодня мы видим активность государства по всем трем направлениям: увеличение тарифов, принятие 261-ФЗ и сопутствующих подзаконных актов, внесение поправок в КоАП. Ведется проработка вопросов по предоставлению налоговых льгот предприятиям, внедряющим энергосберегающие технологии.

Рассмотрим типовые технические и организационные мероприятия, реализация которых планируется в рамках выполнения Программы в муниципальной сфере и жилищно-коммунальном комплексе.

В муниципальной сфере на повестке дня:

- строительство всех новых зданий по СНиП «Энергоэффективность в зданиях», где вводятся конкретные требования к снижению удельного расхода энергии на цели отопления
- оснащение приборами учёта тепловой, электрической энергии, а также природного газа всех объектов бюджетной сферы и сферы услуг
- проведение обязательного энергетического аудита 1 раз в 5 лет на всех объектах бюджетной сферы
- для зданий бюджетных организаций и зданий сферы услуг: ...повышение доли зданий, ежегодно подлежащих комплексному капитальному ремонту
- ...утепление не менее 380 млн. м² зданий бюджетной сферы и 280 млн. м² прочих зданий сферы услуг
- ...замена старых отопительных котлов в индивидуальных системах отопления зданий
- ...повышение эффективности систем освещения
- закупка энергопотребляющего оборудования высоких классов энергоэффективности для организаций бюджетной сферы (за счёт ведения соответствующих требований в законодательство о закупке товаров для государственных и муниципальных нужд).

В жилищном секторе планируются:

- проведение добровольного энергетического аудита
- оснащение жилых зданий, присоединенных к системам централизованного энергоснабжения, подомовыми и поквартирными коммерческими приборами учёта и регулирования потребления энергии
- строительство всех новых жилых зданий по СНиП «Тепловая защита зданий», устанавливающему требования к снижению удельного расхода энергии на цели отопления
- повышение доли многоквартирных жилых домов, ежегодно подлежащих комплексному капитальному ремонту (до 3% к 2020 г.) с введением требования снижения удельного расхода на отопление по итогам ремонта не менее, чем на 30%
- в многоквартирных зданиях, не подлежащих капитальному ремонту – утепление квартир и мест общего пользования
- повышение энергоэффективности крупной электробытовой техники
- в жилых зданиях с индивидуальными системами отопления замена старых отопительных котлов на новые энергоэффективные котлы с КПД не ниже 95%
- применение тепловых насосов в системах отопления в жилищном секторе
- реализация целого ряда типовых проектов: «Расчёт по факту» (переход на оплату населением коммунальных услуг в многоквартирных жилых зданиях на основе показаний приборов учёта потребления); «Энергоэффективный микрорайон» (модернизация и реконструкция зданий с применением новейших технологий и снижение на этой основе затрат на оказание жилищно-коммунальных услуг); «Теплый дом» (снижение потребления коммунальных ресурсов в многоквартирных жилых домах по итогам проведения комплексного капитального ремонта); «Экономный свет» (замена ламп накаливания на энергоэффективные осветительные устройства).

Таким образом, основные мероприятия как в жилищном секторе, так и в муниципальном, в основном направлены на

санацию, организацию учета потребляемых коммунальных ресурсов и повышение энергоэффективности (на уровне капитального ремонта), организацию надлежащего управления жилыми домами и административными зданиями.

Важно отметить, что организация учета потребления коммунальных ресурсов рассматривается в Программе как залог реализации всех долгосрочных планов.

В таблице 1 систематизированы функции и задачи для основных групп игроков на рынке производства, передачи и распределения, потребления коммунальных ресурсов – участвующих в процессах или которых затрагивает реализация функции контроля и учета коммунальных ресурсов.

Таблица 1

№	Хозяйствующие субъекты	Выполняемые функции
1	Управляющие компании (жилой фонд и коммерческая недвижимость)	эксплуатация приборного учета на уровне объектов (здание и сооружение); эксплуатация инженерного оборудования на уровне объектов (здание и сооружение) управление потреблением коммунальных ресурсов на уровне объектов (здание и сооружение) контроль за работой поставщиков коммунальных ресурсов эксплуатация приборного учета на уровне субабонентов (квартиры и коммерческие субабоненты); анализ, планирование и управление потреблением коммунальных ресурсов внутри объекта коммерческий расчет с поставщиками коммунальных ресурсов

2	Организации отвечающие за работу инженерного оборудования	эксплуатация приборного учета на уровне объектов (здание и сооружение); эксплуатация инженерного оборудования на уровне объектов (здание и сооружение) контроль за работой поставщиков коммунальных ресурсов коммерческий расчет с поставщиками коммунальных ресурсов
3	Надзорные ведомственные организации	контроль и анализ потребления коммунальных ресурсов контроль за работой поставщиков коммунальных ресурсов
4	Организации занимающиеся биллингом	коммерческий расчет с поставщиками коммунальных ресурсов организация коммерческих расчетов внутри объекта
5	Поставщики коммунальных ресурсов	контроль за эксплуатацией приборного учета на уровне объектов (здание и сооружение); контроль за потреблением и режимами потребления абонентов коммерческий расчет с потребителями коммунальных ресурсов
6	Производители приборов учета и ПО	Производство и организация сервисного обслуживания приборного парка обеспечивающего выполнение своих функций участниками рынка из групп 1-5.

Таблица наглядно показывает, что для выполнения своих функций участники рынка должны иметь информацию, полученную непосредственно с приборов учета, а также программную среду, позволяющую в автоматизированном режиме интерпретировать с необходимой спецификой эту информацию в зависимости от потребностей каждого из них.

Для обеспечения доступности данной информации и контроля за выполнением целей Программы Департамент ЖКХ Минрегиона России в разработанной Концепции федеральной целевой программы «Комплексная программа реформирова-

ния и модернизации ЖКХ на период 2010-2020 гг.» предлагает в качестве единой информационной основы сформировать и внедрить Единую муниципальную базу информационных ресурсов (ЕМБИР). ЕМБИР также призвана будет обеспечивать использование достоверных и непротиворечивых данных для разработки и актуализации программ комплексного развития систем коммунальной инфраструктуры и региональных программы развития, для расчета критериев доступности, долгосрочного тарифного регулирования, планирования объемов и форм социальной поддержки, начисления и распределения платежей за жилищно-коммунальные услуги.

Одной из основных целей создания ЕМБИР является инвентаризация существующих разрозненных локальных и ведомственных баз данных субъектов муниципального образования, содержащих сведения об используемых коммунальных ресурсах, о потребителях, жилищных и коммунальных услугах, об объектах жилищного фонда, показаниях приборов учета, расчетах за коммунальные ресурсы, и их объединение в единую интегрированную систему, которая бы обеспечила возможность информационного взаимодействия органов местного самоуправления и органов государственной власти субъекта Российской Федерации с информационными системами федеральных ведомств, в том числе с единой информационно-аналитической системой ФСТ России и государственной информационной системой в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности (ГИС энергоэффективность).

Технологической основой ЕМБИР является программно-аппаратный комплекс, отвечающий всем требованиям действующего законодательства по обеспечению безопасности хранения данных, гарантирующий их актуальность и достоверность. ЕМБИР включает в себя: электронные лицевые счета потребителей жилищных и коммунальных услуг, электронные документы, регистры, кадастры, базы данных, электронные паспорта объектов жилищного фонда и коммунальной инфраструктуры.



Рисунок 1. Схема функционирования ЕМБИР

Очевидно, что именно парк приборов учета коммунальных ресурсов является одним из базовых элементов построения ЕМБИР.

На данный момент центральным звеном в учете коммунальных ресурсов является учет тепловой энергии. Исходя из этого, теплосчетчик приобретает роль ключевого звена в реализации государственной Программы. На него возложена основная функция по измерению, накоплению, хранению, отображению информации о количестве потребленных коммунальных ресурсов, контролю работоспособности первичных приборов, трансляции измеренных и зафиксированных параметров в ЕМБИР. В рамках реализации Программы теплосчетчик можно рассматривать как инструмент контроля со стороны государства за потреблением и качеством обеспечения населения коммунальными ресурсами, а также за своевременностью и полнотой оплаты этих ресурсов.

Реализация Программы предполагает существенное увеличение парка приборов учета коммунальных ресурсов. По словам Президента РФ Д.А. Медведева в ходе заседания

президентской Комиссии по модернизации и технологическому развитию экономики в Набережных Челнах в октябре 2010 года, «Это большой объем заказов. Нам ни к чему угощать этими предложениями наших зарубежных партнеров. Такие приборы мы способны сделать и дома». Поэтому перед отечественными производителями приборов учета, в частности, теплосчетчиков, стоит задача увеличить производство приборов, удовлетворяющих определенным требованиям.

Прежде всего они таковы:

- адаптивность к широкому диапазону схем учета коммунальных энергоносителей, существующих на территории нашей страны;
- простота пуско-наладочных работ, эксплуатации приборов, с учетом роста парка приборов и неизбежного снижения квалификации эксплуатирующего персонала;
- учет интересов нескольких РСО в области реализации методик учета и доступа к фискальной памяти теплосчетчика, для организации расчета с абонентами;
- наличие стандартизированного протокола передачи данных приборного учета, транслируемых по каналам связи на уровень сервера, реализующего принцип одинаковой обработки и однозначной интерпретации потока данных от теплосчетчиков различных производителей с программным обеспечением верхнего уровня.

На фоне последних данных по задолженности населения за оплату коммунальных ресурсов на уровне порядка 65 млрд. рублей, это задача – поистине общегосударственного масштаба.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ

Ледовский Сергей Дмитриевич

– Генеральный директор НПО КАРАТ,

Кузнецов Андрей Владимирович

– Заместитель директора по маркетингу НПО КАРАТ

ЭНЕРГОУЧЕТ НОВОГО ВРЕМЕНИ

Логинов А. Ю.

Массовое оснащение узлами учета энергоресурсов и воды, которое идет сейчас в России существенно меняет подходы к организации взаимоотношений между потребителями и сбытовыми компаниями.

Давайте посмотрим основные тенденции изменений. А так же попробуем оценить последствия этих изменений.

Первая тенденция. Усиление контроля за потребителями со стороны поставщиков. Поставщики создают информационные системы, для получения данных от потребителей напрямую. С одной стороны они получают возможность контроля правильности учета. С другой получают инструмент технологического контроля, до этого момента недоступный. Соответственно некоторые компании идут дальше, и создают (или пытаются создать) информационно-измерительные системы, с целью автоматического выставления счетов потребителям на основании данных полученных с узлов учета напрямую.

И здесь важно понимать следующие моменты. Если потребитель имеет возможность доступа к оборудованию учета (а это, как правило, так), то имеется вероятность вмешательства в работу узла учета. Соответственно поставщик имеет часть потребителей, вмешивающихся в учет, с целью занижения платежей. Вопрос о технологии вмешательства, мы вынесем за пределы данной конференции (при наличии интереса, Вы можете обратиться к материалам конференции посвященной непосредственно безопасности). Важно другое. Привлечение к ответственности потребителя будет затруднено. Логика простая: Вы там пона снимали, пона считывали, сами и разбирайтесь, а мы люди темные, – нам принесли счет, мы подписали. То есть поставщик в данном случае берет на себя ответственность за правильность учета и сбора данных по учету.

Это, на мой взгляд, достаточно спорное решение. Поэтому здесь можно порекомендовать оставить за потребителями возможность подачи отчетов в электронной (хотя можно и в бумажной) форме, с тем, чтобы под показаниями стояла подпись потребителя. При этом важно, чтобы ответственность за эксплуатацию узла учета нес потребитель (или лица им нанятые), а не поставщик. А функцию контроля и автоматического расчета оставить в полной мере, добавив в нее сличение с отчетом поданным потребителем.

Но это касается в первую очередь больших компаний – поставщиков. Надо заметить, что многие из них так, в конечном счете, и поступают.

Для малых поставщиков все несколько иначе. Если для больших поставщиков создание и, что самое главное, поддержание информационных систем посильное, хотя и сложное дело, то для небольших поставщиков это, как правило, непозволительная роскошь. Поэтому небольшие компании поставщики переходят на использование внешних «энергетических датацентров». Это существенно снижает как стоимость использования, так и повышает надежность этих систем. При подобном подходе так же разумно воздержаться от непосредственного обслуживания узлов учета, переложив это бремя на потребителей, или на профессиональные компании. В крайнем случае, когда обслуживание узлов учета переложить на сторонние компании не представляется возможным, воспользоваться услугами экспертов, это в любом случае обойдется дешевле, чем получение «опыта на своих ошибках».

Вторая тенденция, это появление новых (и закономерных) участников отношений. И самых главных из них – управляющих компаний. При этом они, как правило, стараются контролировать и обслуживать учет, как жильцов, так и зданий самостоятельно, зачастую замещая на этом рынке специализированные компании. Можно по-разному относиться к этому процессу, однако надо понимать, что обслуживание узлов учета, даже такого сложного ресурса как тепло, требует с каждым днем все меньшей квалификации.

При достижении определенного количества зданий у управляющих компаний, и появлении острой потребности, как в диспетчеризации, так и в проведении большого количества правильных расчетов управляющие компании так же используют внешние, в том числе бесплатных, «энергетических датацентров».

Надо отметить, что выделение «энергетических датацентров» в отдельную услугу, а тем более появление бесплатных «энергетических датацентров» существенно изменяет процесс учета и контроля потребления энергетических и водных ресурсов. Это явление можно смело отнести к еще одной, очень важной тенденции. Практически учет энергоресурсов перестал быть «элитарным клубом», и становится обычной услугой, более того, массовой услугой.

Так же хочется отметить начавшуюся консолидацию поставщиков энергоресурсов. Это достаточно весомая тенденция, и она, несомненно, окажет значительное влияние на учет энергоресурсов, а так же на многие другие процессы.

Соответственно при этом идет постепенный отход от привычных, классических моделей организации учета. Причем это касается практически всех аспектов учета. И хотя внешне отличия пока не сильно заметны, процесс изменений идет достаточно плотно. С другой стороны так и должно быть в нашем быстротечном мире, где новое постоянно приходит на смену старому.

Процесс отягощен отсутствием опыта организации подобных процессов, и небольшим количеством профессионалов в этой области. Что является существенным сдерживающим фактором, а так же приводит к значительным ошибкам.

Более того, существующие профессионалы участвуют в формировании нормативной базы крайне редко или опосредованно, что так же тормозит развитие страны.

Поэтому как основную тенденцию, хорошо прослеживаемую от Хабаровска до Калининграда, можно выделить бес-

конечное вставание на одни и те же грабли.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРЕ

Логинов Андрей Юрьевич

ООО «Астра Инжиниринг»

www.astraeng.ru

www.secprolab.ru

and-log@astraeng.ru

+7-(812)-333-15-35

+7-(812)-333-15-36

ПРОГРАММНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ СЧЁТЧИКА – ЗАЩИТА ОТ ХИЩЕНИЙ

Матюхов И. В.

Проблемы безопасности программного обеспечения (ПО) электронного прибора учёта напрямую не всегда связаны с принципами измерения энергоресурса. Поэтому данная статья предназначена для энергетиков, осуществляющих поставки и учёт любых видов энергии: электрической, тепловой и др.

Современный электронный счётчик электроэнергии – это сложное устройство, которое позволяет вести измерение, учёт и фиксацию электроэнергии в соответствии с заявленным классом точности, введёнными параметрами точки учёта и тарифным расписанием. Счётчик состоит из аппаратной части и внутреннего ПО. К аппаратной части относятся встроенные датчики тока и напряжения, процессор и другие электрорадиоэлементы. Большинство электрорадиоэлементов расположено на плате электронного модуля. Модуль и датчики размещены в корпусе счётчика. Датчики с заданной точностью выдают исходные значения для вычислений. Процессор, в соответствии с алгоритмом внутреннего ПО, производит расчёты, направляет результаты в энергонезависимую память и на жидкокристаллический индикатор (ЖКИ). Для обмена процессор пересылает информацию в порты связи (электрический или оптический – оптопорт). Часы счётчика, путём измерения времени и ведения календаря, обеспечивают учёт по введённым тарифам и переход сезонного времени.

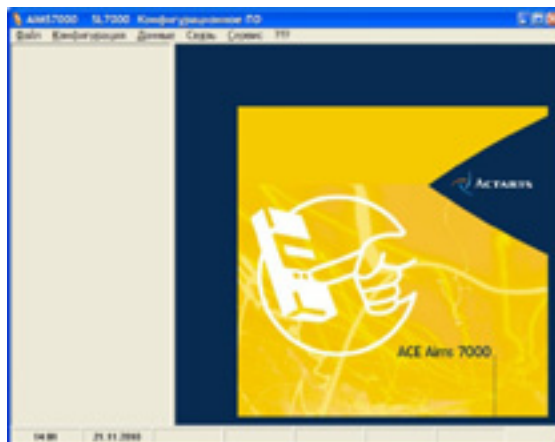
Для считывания учётных данных и внесения изменений в параметры счётчика (при наличии ЖКИ) предприятия-изготовители разрабатывают внешнее ПО и устройства сопряжения (например, соединительный кабель). ПО устанавливается на компьютере. Порт компьютера, через устройство сопряже-

ния соединяют с портом связи счётчика. Таким образом, счётчик, его внешнее ПО и устройство сопряжения составляют единый комплекс. Такой комплекс позволяет наиболее эффективно контролировать учёт электроэнергии, настройки (параметры) счётчика, события в работе прибора и в измерительных цепях.

Указанный комплекс может подвергаться «атакам» со стороны лиц, пытающихся, воздействуя на счётчик, снизить расходы на электроэнергию. Поэтому изготовители приборов учёта стремятся защитить измерения, учёт и настройки счётчиков.

Одним из направлений защиты приборов учёта является разработка защищённого внешнего ПО. Интересный образец подхода к безопасности хранения информации и ограничения произвольного доступа к данным представляет ПО «AIMS7000» (DINO plus) для интеллектуального многофункционального трёхфазного счётчика SL7000SMART (компания «Actaris SAS», Франция).





В ПО и счётчике (в части касающейся работы с ПО) защищены следующие действия:

- доступ к данным;
- открытие ПО;
- обмен со счётчиком;
- параметризация (изменение параметров) счётчика;
- обновление внутреннего ПО;
- применение переносного программатора-считывателя.

Предусмотрена эффективная защита от копирования и несанкционированного использования.

Распределение доступа. Высокая степень защищенности и безопасности данных в счётчике и ПО обеспечена многоуровневой системой предоставления прав доступа различным группам операторов. Функция «управления операторами» выделена в «Руководстве пользователя ПО» как одна из главных. Разработчик подразделяет работу с ПО следующим образом:

- доступ к возможностям ПО;
- доступ к различным данным счётчика;
- параметризация счётчика.

Указанные действия распределены по функциям доступа между группами пользователей и пользователями в группе.

Разграничение уровней доступа по группам. В ПО предусмотрено 4 группы (уровня) доступа(в порядке значимости прав доступа):

- лаборатория (специалисты служб метрологических лабораторий энергокомпании);
- эксплуатация (специалисты цехов приборов учетаэнергокомпании);
- конфигурация(инспекторы);
- оценка (контролеры, абонент, инженер).

Кроме того имеется группа высшего доступа – администраторы, которые задают права (разрешения) для каждой группы и её членов (пользователей).

Разграничение пользователей (по группам и индивидуально). Администратор создаёт пользователя (логин, пароль) и вводит его в нужную группу. Только «администратор» может изменить права пользователя, расширив или ограничив ему доступ. В ПО предусмотрен типовой набор пользователей (в порядке значимости прав доступа):

- лаборатория;
- эксплуатация;
- контролёры;
- абонент, инженер (например, служба РЗА), и др.

Пользователям группы более низкого уровня недоступны некоторые пункты меню ПО и отдельные данные счётчика, открытые для пользователей групп более высокого уровня.

Фрагмент таблицы прав доступа пользователей к функциям ПО

6.1. Таблица прав доступа к элементам программной конфигурации

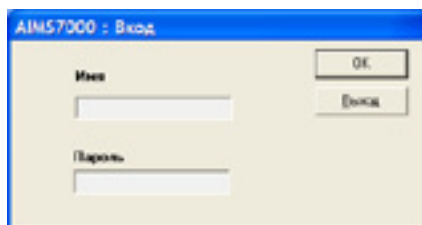
Элемент	Выводится/Объект	Статус	Возможность идентификации конфигурационных элементов пользователями ПО (ФУН)					
			Администратор	Администратор	Администратор	Администратор	Администратор	Администратор
Ресурсы	Данная программа		✓	✓	✓	✓	✓	✓
	Данная программа		✓	✓	✓	✓	✓	✓
Клиент	Устройство, функционирующее по		✓	✓	✓	✓	✓	✓
	Клиент		✓	✓	✓	✓	✓	✓
Идентификация	Компьютерная база 1-0		✓	✓	✓	✓	✓	✓
	Компьютерная база 1-0		✓	✓	✓	✓	✓	✓
Метрология	Данная программа (ФУН)		✓	✓	✓	✓	✓	✓
	Данная программа (ФУН)		✓	✓	✓	✓	✓	✓
Выводится	Данная программа		✓	✓	✓	✓	✓	✓
	Данная программа		✓	✓	✓	✓	✓	✓
Различия	Данная программа		✓	✓	✓	✓	✓	✓
	Данная программа		✓	✓	✓	✓	✓	✓
Различия	Данная программа		✓	✓	✓	✓	✓	✓
	Данная программа		✓	✓	✓	✓	✓	✓
Глобальная	Данная программа		✓	✓	✓	✓	✓	✓
	Данная программа		✓	✓	✓	✓	✓	✓
Число	Данная программа		✓	✓	✓	✓	✓	✓
	Данная программа		✓	✓	✓	✓	✓	✓
Метрологическая	Данная программа		✓	✓	✓	✓	✓	✓
	Данная программа		✓	✓	✓	✓	✓	✓

В повседневной деятельности активация степени функциональности ПО производится вводом пароля при открытии ПО. Т.о. пользователи разных уровней могут работать на одном рабочем месте с одной и той же программой и базой данных из счётчиков.

Права пользователей зависят и от вариантов функциональности ПО: полнофункциональное, эксплуатационное, ознакомительное. Для всех вариантов, кроме полного, автоматически предусматривается ограниченный список прав доступа к функциям ПО и определенное число пользователей с полным доступом к списку прав.

Любой пользователь может изменить свой пароль. Для каждого оператора можно создать файл прав доступа, предназначенный для хранения или экспорта в ПО, установленное на другом персональном компьютере (ПК).

Парольная защита открытия ПО. При открытии ПО пользователь должен авторизоваться, т.е. вести свои логин и пароль. Если авторизация трижды выполнена неправильно, то программа закрывается.



Первоначально пароли предоставляются разработчиком, который по соображениям безопасности рекомендует эти пароли изменить. В первую очередь следует заменить пароль администратора.

Парольная защита обмена. Для обмена со счётчиком задают пароль, который записывается в базу данных ПО и в память этого счётчика (5-8 символов). Каждому оператору для обмена вводится свой пароль. Для различных портов обмена (оптического, электрических) могут устанавливаться разные пароли.

Парольная защита параметризации. Отправка в счётчик команды на изменение параметров предваряется повторным вводом своего логина и пароля. Это защищает от действий злоумышленника, временно получившего доступ к открытой программе.

Аппаратная защита параметризации. В дополнении к парольной защите ряд команд ПО выполняется только при установке в заданное положение специального ключа, расположенного под пломбируемой крышкой счётчика.

Защита при обновлении внутреннего ПО (в РФ обновление внутреннего ПО электросчётчиков не практикуется!). В счётчике предусмотрена возможность обновления внутреннего ПО. Обновление происходит без изменения заводских параметров. Для обновления требуется следующее:

- доступ с правами члена группы «лаборатория» и выше;
- установка в заданное положение специального ключа, расположенного под пломбируемой крышкой счётчика.

Защита при использовании переносного программатора-считывателя (ППС). ППС осуществляет считывание учётных данных и (или) параметризацию счётчиков с помощью сформированного в ПО файла заданий. В общем случае параметризация разрешена операторам групп «эксплуатация» и выше. Дополнительно персоналу каждой из четырех групп можно задать свои разрешения по работе с ППС.

Защита от незаконного копирования и несанкционированного использования. После инсталляции ПО имеет функции демо-версии (только просмотр). Программа функционирует в течение 60-ти дней. Поэтому копирование (тиражирование) ПО смысла не имеет.

Для расширения возможностей программы её следует зарегистрировать у производителя, отправив сгенерированный программой код (Site Code), привязанный к аппаратной части ПК, на котором установлено ПО (это аппаратно-программная защита от копирования и использования). Высылают и другие данные о пользователе программы, подтверждающие его права на применение ПО с приобретёнными счётчиками.



Изготовитель в ответ присылает программный ключ (SiteKey), с помощью которого ПО из демонстрационного становится рабочим. ПО работает только на данном ПК. Исключён доступ к ПО третьих лиц для несанкционированного использования. Кроме того, производитель предоставил программу с определённой функциональностью для известного ему пользователя (покупателя), что позволяет контролировать распространение ПО. Пользователь, со своей стороны, убе-

дился, что работает с легальным ПО.

Перенос ПО на другой компьютер. При возникновении производственной необходимости, ПО можно «перенести» (установить и активировать) на любой другой ПК. Для этого на старом ПК с помощью ПО готовят к экспорту файлы данных считанных из счётчиков, файлы прав доступа и др. Затем генерируют специальный программный код переноса. После этого на прежнем месте работа ПО автоматически прекращается. На новом ПК инсталлируют ПО, вводят код переноса, импортируют подготовленные файлы. ПО будет функционировать так же, как это было на старом рабочем месте.

Безопасная замена внутреннего ПО. Как было сказано выше, французский производитель допускает обновление внутреннего ПО электросчётчика. К счастью это не применяется в электроэнергетике страны. Вот в теплоэнергетике замена внутреннего ПО приборов учёта распространена очень широко. Поэтому не могу не поделиться своими соображениями по этой проблеме. Любое современное электронное устройство представляет собой единство аппаратной части и внутреннего ПО. Нередко в таком устройстве рекомендуется для лучшей работы произвести переустановку («перепрошивку») обновлённой версии внутреннего ПО. Так делают в мобильных телефонах, жёстких дисках ПК и др. Но эти устройства не являются средствами измерения!

Установка счётчик новой версии ПО приводит к появлению прибора с неизвестными метрологическими характеристиками. Далее, замена любого электрорадиоэлемента счётчика влечёт за собой обязательную поверку. И дело не только в том, что осуществлён доступ под крышку прибора. Характеристики новой детали могут отличаться, и только поверка подтвердит сохранение класса точности. Следовательно, счётчик с новым ПО тоже должен поверяться. Поэтому установка нового ПО в идеале должна осуществляться по завершении межповерочного интервала (МПИ), когда измерительный прибор подлежит штатной поверке. Для теплосчётчиков этот срок невелик – 4 года, а для электросчётчиков, очевидно, следует

говорить о гарантийном сроке – от 3х лет.

Есть следующие основания для выпуска новых версий внутреннего ПО:

- модернизация аппаратной части (например, установка процессора с большей степенью интеграции, исключаящей ранее устанавливаемые навесные радиоэлементы);
- совершенствование ПО в рамках действующей аппаратной части;
- устранение ошибок внутреннего ПО («багов»). Сложившаяся мировая практика показывает, что устранение выявленного дефекта производится за счёт производителя.

Установка («заливка») внутреннего ПО непосредственно в узлах учёта позволяет использовать контрафактное ПО, что приводит к недоучёту, хищениям учитываемой энергии. Поэтому решение о месте установки ПО и поверке принимает поставщик энергоресурса. В счётчике внутри пломбируемого корпуса должна быть аппаратная защита (перемычка, переключатель), ограничивающая несанкционированную переустановку ПО.

Рекомендации по замене внутреннего ПО:

1. Производитель обязан провести с новой версией внутреннего ПО испытания прибора на соответствие типу, подтверждающие, что все программные и конструктивные изменения не привели к ухудшению метрологических характеристик, заявленных при внесении счётчика в Государственный реестр средств измерения. Протокол испытаний должен быть предоставлен всем заинтересованным сторонам (опубликован на сайте производителя).
2. Без согласования с Поставщиком энергоресурса нельзя устанавливать в прибор новую версию внутреннего ПО, даже если это рекомендовано производителем. Алгоритмические ошибки в ПО могут привести к потерям сторон в оплате энергии.

3. До окончания МПИ или гарантийного срока установка новой версии внутреннего ПО и поверка производится по желанию абонента и разрешению поставщика, но за счёт производителя. Поверка подтвердит метрологические характеристики прибора.

4. Вместе с новой версией внутреннего ПО производитель должен сообщить о возможном обновлении версии внешнего ПО и поставить такое ПО своим пользователям.

Размещение в открытом доступе внутреннего и внешнего ПО на сайте производителя является предпосылкой к будущим хищениям. Обновления ПО должны передаваться уполномоченным представителям: покупателям, энергокомпаниям, региональных филиалов производителя и др.

Защита от «новинок» безучётного потребления. С работой внутреннего ПО связаны и последние «новинки» хищений электроэнергии – встроенные в счётчик миниатюрные модули, управляемые, например, от мобильного телефона. Такой счётчик при проверке или поверке функционирует как положено. С окончанием проверки счётчик удалённо переводится в режим недоучёта. Выявление подобного «жучка» крайне затруднено. Со слов энергетиков, новые счётчики закупаются сторонними лицами, а затем «модернизируются» и перепродаются. Возможными признаками «вживления» являются «странности» в работе счётчика, например, самостоятельное переключение часов, их временная остановка и др. «Странности» являются следствием незнания правильного алгоритма работы внутреннего ПО счётчика. Для поставщиков электроэнергии можно посоветовать параллельно с установкой нового счётчика у абонента размещать на своей стороне контрольный счётчик. Во всех отраслях энергоучёта для борьбы с этой проблемой целесообразно использовать опыт того же «Actaris». Их счётчики SL7000 неработоспособны до активации на объекте. Для активации необходимо ввести в счётчик специальный код, полученный у производителя после пересылки ему данных о счётчике и покупателе. Такой алгоритм имеет следующие защитные функции:

- подтверждение выпуска прибора на заводе-изготовителе (борьба с контрафактом);
- невозможность «модернизации» прибора (неработающий прибор не «модернизируешь»);
- бессмысленность хищения при транспортировке и хранении до активации (неработающий прибор не перепродашь).

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРЕ

Преподаватель кафедры ЭНЭТ
Матюхов Игорь Владимирович,
доцент.

196135, РФ, Санкт-Петербург, Авиационная ул., 23,
ПЭИПК.

Планово-договорная служба:

тел. (812) 373-61-74,

т/факс (812) 371-83-53,

факс (812) 373-90-11,

e-mail: pdo@peipk.spb.ru

Авиационная ул., 23 ПЭИПК.

Кафедра ЭНЭТ.

т/факс.: (812)-373-21-43,

тел.: (812)-373-90-28,

(812)-373-90-18.

e-mail: enet@peipk.spb.ru



ФГАОУ ДПО «ПЭИПК»

Планово-договорная
служба:

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
дополнительного профессионального образования

т. (812) 373-61-74,
т./ф. (812) 371-83-53,

ПЕТЕРБУРГСКИЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ

ф. (812) 373-90-11

ПОВЫШЕНИЯ КВАЛИФИКАЦИИ»

pdo@peipk.spb.ru

ОСНОВАН В 1918 г.

www.peipk.spb.ru



ПЭИПК аккредитован и действует на основании государственной лицензии. В институте осуществляется повышение квалификации и переподготовка специалистов топливно-энергетического комплекса, промышленности, строительства, транспорта, жилищно-коммунального хозяйства по следующим направлениям:

- энергосберегающие технологии и энергетический надзор;
- сбыт и коммерческий учёт энергии;
- энергетическое оборудование и технологии оценки состояния, модернизации, ремонта;
- релейная защита и автоматика электроустановок;
- диспетчерское управление электрическими станциями, сетями и энергосистемами;
- экономика и организация управления, экономический и финансовый менеджмент, ценообразование и сметное нормирование в энергетике;
- управление персоналом и правовое обеспечение хозяйственной деятельности на предприятиях энергетики;
- эксплуатация высоковольтных электроустановок и тепломеханического оборудования;
- строительство, эксплуатация, ремонт зданий и сооружений энергетических объектов;
- современные технологии сетей и систем связи;
- охрана труда, промышленная и экологическая безопасность.

Институт является базовым образовательным центром по подготовке и повышению квалификации энергоаудиторов для проведения энергетических обследований (приказ Минэнерго № 148 от 07.04.2010 г.).

ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ОБУЧЕНИЯ СТУДЕНТАМ ВЫДАЮТСЯ ДОКУМЕНТЫ ГОСУДАРСТВЕННОГО ОБРАЗЦА

196135, Санкт-Петербург, Авиационная ул., 23, т. (812) 373-61-74, т./ф. (812) 371-83-53, ф. (812) 373-90-11

ТЕРМОМЕТРЫ В СОСТАВЕ ТЕПЛОСЧЕТЧИКА – ПРАВИЛЬНЫЙ ВЫБОР И УСТАНОВКА

Меркулов В. М.

Из всех средств измерения, составляющих теплосчетчик, термометры сопротивления (ТС) являются самыми дешевыми изделиями. Тем не менее, именно они превращают конечное изделие в коммерческий прибор – счетчик количества потребленного объектом тепла (теплосчетчик). От их метрологических характеристик напрямую зависит погрешность измерения этого тепла. Как говорится, мал золотник, да дорог!

В основе вычисления количества потребленного тепла Q находится общеизвестная зависимость $Q = G(h_1 - h_2)$, где масса теп теплоносителя G и удельные энтальпии (h_1 в подающем трубопроводе с температурой T_1 и h_2 в обратном, T_2) являются функциями температуры T и давления P . То есть, погрешность определения количества тепла напрямую зависит от погрешности измерения температур T_1 и T_2 . Для разности температур $\Delta T = (T_1 - T_2) \geq 20^\circ\text{C}$ величина этой погрешности, регламентированная Правилами учета тепловой энергии, не должна быть более 1%.

Прежде всего, погрешность измерения количества тепла зависит от класса допуска применённых ТС и сделанных на их основе комплектов термометров. Применение термометров повышенной точности (класс допуска АА, В/5,..., ГОСТ 8.625 – 2006) или термометров с индивидуальной градуировкой позволяет значительно уменьшить температурную составляющую погрешности измерения количества тепла. Применение в составе теплосчетчиков термометров класса В, широко представленных на российском рынке средств измерения температуры, на наш взгляд, необоснованно из-за погрешности измерения, сравнимой с допускаемой Правилами учета

величиной [1].

Ниже в Таблице 1 для примера предоставлены данные по величинам суммарной абсолютной и относительной погрешностям измерения температур $T_1 = 90\text{ }^{\circ}\text{C}$ $T_2 = 60\text{ }^{\circ}\text{C}$ термометрами разных классов в составе КТПТР, включая и ТС с индивидуальной градуировкой.

Таблица 1.

класс ТС T, ΔT , δT	B	A	AA	B/5	Индивидуальная градуировка ТС
$\Delta T_1 (T_1=90^{\circ}\text{C})$	0,75 $^{\circ}\text{C}$	0,33 $^{\circ}\text{C}$	0,25 $^{\circ}\text{C}$	0,15 $^{\circ}\text{C}$	$\pm 0,05\text{ }^{\circ}\text{C}$
$\Delta T_2 (T_2=60^{\circ}\text{C})$	0,60 $^{\circ}\text{C}$	0,27 $^{\circ}\text{C}$	0,20 $^{\circ}\text{C}$	0,12 $^{\circ}\text{C}$	$\pm 0,05\text{ }^{\circ}\text{C}$
Абсолютная погрешность Δ ($T_1 + T_2$), $^{\circ}\text{C}$	0,96 $^{\circ}\text{C}$	0,43 $^{\circ}\text{C}$	0,32 $^{\circ}\text{C}$	0,19 $^{\circ}\text{C}$	$\pm 0,07\text{ }^{\circ}\text{C}$
Относительная погрешность δ (T_1+T_2), %	1,6%	0,7%	0,5%	0,3%	$\pm 0,1\%$

Расчет производился по формулам:

- $\Delta(T_1 + T_2) \rightarrow \sqrt{(\Delta T_1)^2 + (\Delta T_2)^2}$ – для вычисления суммарной абсолютной погрешности измерения температуры в температурных точках T_1 и T_2 , $^{\circ}\text{C}$;
- $\delta(T_1 + T_2) \rightarrow \left[\sqrt{((\Delta T_1)^2 + (\Delta T_2)^2)} / T_2 \right] \times 100\%$ – для вычисления суммарной относительной погрешности измерения температуры в точках T_1 и T_2 , %;
- Так как термометры, составляющие комплекты КТПТР нашего производства, изготовлены с допуском по отношению друг к другу не хуже $\pm 0,05\text{ }^{\circ}\text{C}$ в каждой точке рабочего диапазона, то, естественно, их поле допуска по температуре будет либо в верхней части, либо в нижней соответствующего поля класса допусков ТС. Поэтому знак $\pm$ в значениях для их суммарной абсолютной погреш-

ности измерения температуры $\Delta(T1 + T2)$, °С, и суммарной относительной погрешности измерения температуры $\delta(T1 + T2)$, %, отсутствует;

- Для работы с термометрами с индивидуальными коэффициентами теплосчетчик может комплектоваться любыми ТС, отвечающими требованиям, приведенным в последней колонке таблицы 1 (допуск по температуре не хуже $\pm 0,05$ °С в каждой точке температурного диапазона).

Каким бы высокоточным не был термометр сопротивления, для реализации заложенных в нём метрологических характеристик необходимы оптимальный выбор длины монтажной части $L_{\text{терм}}$ и его правильная установка на трубопроводе.

Рассмотрим основные примеры расчета и выбора рабочих длин КТПТР и составляющих комплект термометров (с гильзами или без) на трубопроводе с условным диаметром D_u . Мы будем пользоваться следующими существующими правилами:

Рабочая часть термометра, а именно его область с чувствительным элементом, должна находиться в зоне 0,3...0,7 D_u (ГОСТ 8.586.5 – 2005);

Длина термометра, участвующая в измерениях температуры теплоносителя путём погружения в него непосредственно или через гильзу, должна быть не менее величины минимальной глубины погружения для выбранного типа термометра (ГОСТ Р 8.625 – 2006).

Далее приведен метод расчета длины термометра $L_{\text{терм}}$ из состава КТПТР при его установке (с гильзой или без) на трубопроводе D_u с использованием бобышек перпендикулярно потоку теплоносителя или под углом 45 °.

Пример 1. $D_u = 50$ мм.

Требуется определить длину рабочей части термометров ТПТ-1-3 из состава КТПТР-01 при их установке без гильз, с применением прямых бобышек БП- М20х1,5-40 и переходного штуцера ПШ-01-М20х1,5.

По приведенной внизу соответствующего рисунка (установка термометров перпендикулярно потоку, вариант А) формуле находим:

$$L_{\text{терм.}}, \text{ мм} = 0,7 \times 50 + 45 = 80 \text{ мм}$$

Примечание: при малых размерах Ду (до 80 мм) необходимо размещать чувствительную часть термометра ниже оси трубопровода, используя для этого коэффициент в формуле 0,7. При больших Ду (от 80 мм) для того, чтобы чувствительная зона термометра была в начальной зоне диапазона (0,3...0,7) Ду, выбирается коэффициент 0,4. При этом выбирается более «короткий» и, значит, более дешевый термометр.

Итак, расчетный размер рабочей длины термометра ТПТ-1-3 равен 80 мм.

Полученный размер, во-первых, не меньше 60 мм – минимальной глубины погружения для КТПТР-01 (см. Таблицу 2), что является необходимым условием при выборе рабочей длины термометра. Во-вторых, совпадает с его стандартной длиной. Итак, рабочая длина термометров выбирается равной расчетной, то есть, 80 мм.

Если расчетная длина оказалась больше минимальной для данного типа комплекта, то можно выбрать ближайшее меньшее значение стандартной длины термометра.

Если расчетная длина оказалась меньше минимальной, то либо необходимо применить другой тип КТПТР (с меньшей минимальной длиной рабочей части), либо установить термометр под углом 45° к теплоносителю.

Пример 2. Ду=80 мм.

Требуется определить длину рабочей части термометров ТПТ-1-3 из состава КТПТР-01 при их установке с гильзами ГЗ-6,3-8, с применением скошенных под 45° бобышек БС-45- М20х1,5-40.

По приведенной внизу соответствующего рисунка (установка термометров под 45° к потоку, вариант Б) формуле находим:

$$L_{\text{терм.}}, \text{ мм} = 1,41 \times 0,7 \times 80 + 45 = 124 \text{ мм}$$

Проверим, какая расчетная длина термометра будет при коэффициенте 0,4:

$$L_{\text{терм.}}, \text{ мм} = 1,41 \times 0,4 \times 80 + 45 = 90 \text{ мм.}$$

Здесь также действует обязательное условие превышения расчетной длины над значением минимальной возможной глубины погружения для данного типа термометра.

И этому условию в нашем случае отвечают оба значения полученных расчетных длин. Естественно, лучше выбрать более короткий термометр, близкий к расчетному значению 94,8 мм, но слегка превышающий его, то есть, длиной в 100 мм. Тем самым мы заведомо попадаем чувствительной частью термометра в разрешенную зону (0,3...0,7) Ду. Гильза к нему – ГЗ-6,3-8-100. Конечно, можно выбрать и термометр длиной 120 мм, размером чуть меньше расчетного значения 128,4 мм и тоже попадающий в обозначенную зону, вместе с гильзой ГЗ-6,3-8-120, вопрос только в конечной цене комплекта «термометр + гильза».

Аналогично ведется расчет для других типов КТПТР со своими минимальными длинами, переходными штуцерами ПШ-хх, бобышками БП(С)-х-х и гильзами ГЗ-6,3-х-х-L (см. таблицу 3).

Подобным образом ведется расчет длин термометров, устанавливаемых в трубопровод напрямую, то есть, без гильз, через бобышки БПТ и БСТ (варианты В и Г).

Под каждым из способов установки термометров приведены таблицы с расчетными данными длин термометров в зависимости от Ду и размеров L_{боб.} применяемых бобышек производства ЗАО «ТЕРМИКО».

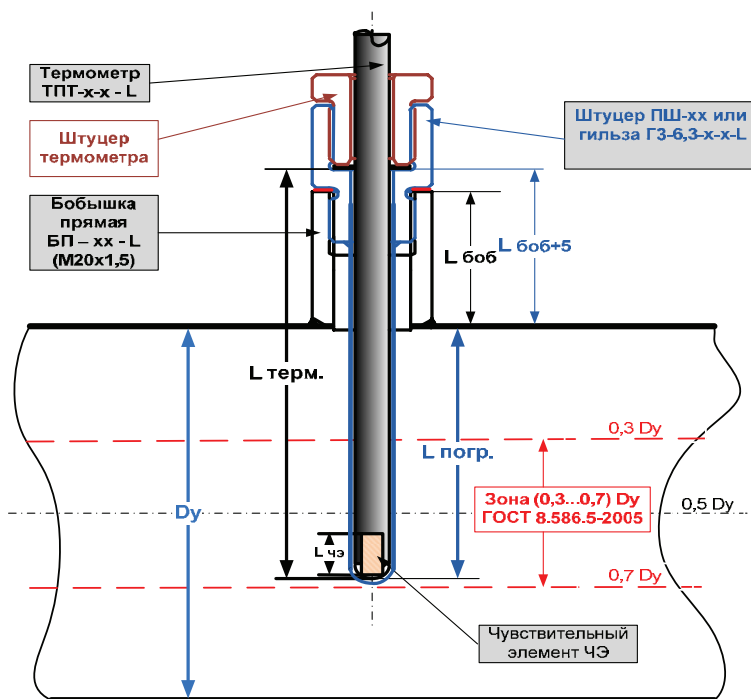
Таблица 2. Минимальная глубина погружения для КТПТР и составляющих их термометров.

Тип КТПТР и ТПТ, диаметр рабочей части	Длина рабочей части, мм	Длина ЧЭ, мм	НСХ по ГОСТ Р 8.625-2006	Минимальная глубина погружения, мм
КТПТР-01 ТПТ-1-3 Ø8 мм	60	25	100П; Pt100	60
		5	Pt100 (ЧИП)	50
	80 и более	25	100П; Pt100	70
		5	Pt100 (ЧИП)	50
КТПТР-03 ЧЭПТ-3 Ø4 мм	50	25	100П; Pt100	50
		5	Pt100... Pt1000	40
	100 и более	50	500П; Pt500	100
		25	100П; Pt100	50
		5	Pt100... Pt1000 (ЧИП)	40
КТПТР-04; -05;-05/1 ТПТ-15-1;-2;-3 Ø6 мм	70	25	100П; Pt100	60
		5	Pt100... Pt1000 (ЧИП)	45
	98 и более	50	500П; Pt500	98
		25	100П; Pt100	60
		5	Pt100... Pt1000 (ЧИП)	45
КТПТР-06... -08 ТПТ-19-1...-3 Ø4 мм	35; 45; 50	15	100П; Pt100... Pt1000	35
	60; 80	25	100П; Pt100	50
	35...80	5	Pt100... Pt1000 (ЧИП)	35
	100 и выше	50	500П; Pt500	100
		25	100П; Pt100	50
		5	Pt100... Pt1000 (ЧИП)	35

Примечание к Таблице 2:

- Указаны длины платиновых проволоочных элементов ЧЭПТ. Длины напыленных чувствительных элементов – ЧИПов (НСХ Pt100... Pt1000) не превышают 5 мм.
- Минимальная глубина погружения определена по методике ГОСТ Р 8.625-2006.
- Так как на практике штучер термометра имеет почти ту же температуру, что и теплоноситель (при условии выполнения наших указаний по монтажу – обязательная теплоизоляция трубопровода и выступающих частей термометров, гильз и бобышек), при поверке «короткие» термометры погружались в нулевой точке на длину рабочей части плюс их крепежный штучер.

А) ВЫБОР ДЛИНЫ ТЕРМОМЕТРА из состава КТПТР-xx-L при его установке с гильзой ГЗ-6,3-х-х-L (или без гильзы с переходным штучером ПШ-xx) через прямую бобышку БП – xx - L (M20x1,5) в трубопроводе с условным диаметром D_y .



Так как $L_{\text{погр.}} = L_{\text{терм.}} - (L_{\text{боб.}} + 5)$ и $L_{\text{погр.}}$ должно находиться в зоне $(0,3 \dots 0,7) D_y$, а из-за размеров ЧЭ лучше в зоне $(0,4 \dots 0,7) D_y$, то расчет ведется по формуле: $L_{\text{терм., мм}} = (0,4 \dots 0,7) D_y + (L_{\text{боб}} + 5)$.

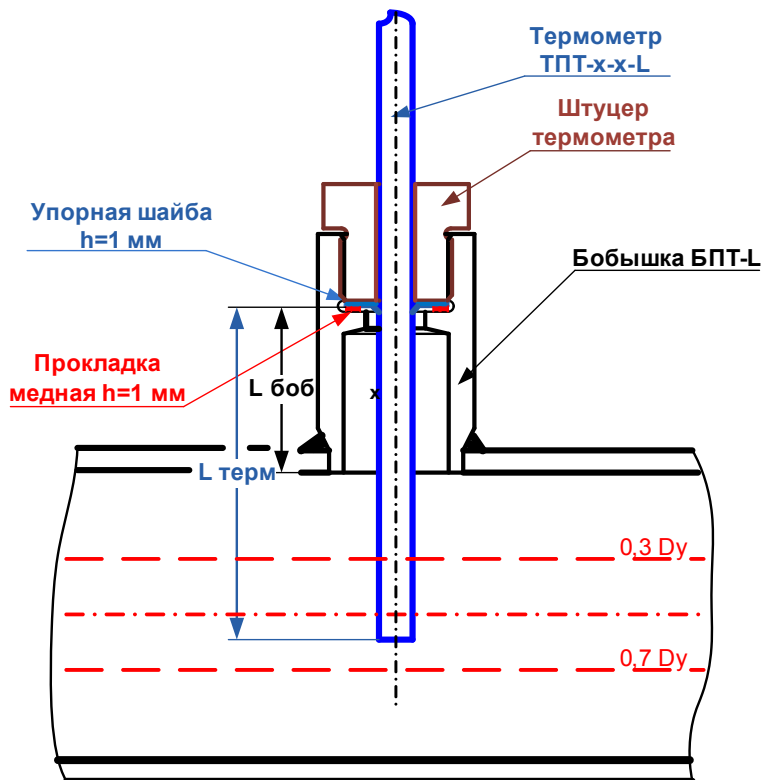
D_y , мм	$\geq 0,4$ D_y	$\leq 0,7$ D_y	$L_{\text{боб}}=30$ мм	$L_{\text{боб}}=40$ мм	$L_{\text{боб}}=50$ мм	$L_{\text{боб}}=60$ мм
50	20	35	70	80	---	---
65	26	46	70...80	80...90	100	---
80	32	56	70...90	80...100	100...110	120
100	40	70	80...100	90...110	100...120	120...130
125	50	88	90...120	100...130	110...140	120...150
150	60	105	100...140	110...150	120...160	130...170
200	80	140	120...170	130...180	140...190	150...200
250	100	175	140...210	150...220	160...230	170...240
300	120	210	160...240	170...250	180...260	190...270

В таблице указан расчетный диапазон длин для термометров в зависимости от D_y и длины применяемой бобышки $L_{\text{боб}}$. Далее в зависимости от применяемого типа КТПТР-хх выбирается его стандартная длина L , попадающая в указанный диапазон, и, соответственно, гильзы ГЗ-6,3-х-х – L для этого комплекта. Здесь и далее принято условие, что $L_{\text{боб}} \leq L_{\text{терм.}}/2$.

Б) ВЫБОР ДЛИНЫ ТЕРМОМЕТРА из состава КТПТР-хх- L при его установке с гильзой ГЗ-6,3-х-х- L (или без гильзы с переходным штуцером ПШ-хх) через скошенную бобышку БС- 45- L в трубопроводе D_y .

Расчет ведется по формуле: $L_{\text{терм., мм}} = 1,41 \times (0,4 \dots 0,7) D_y + (L_{\text{боб}} + 5)$

В) ВЫБОР ДЛИНЫ ТЕРМОМЕТРА из состава КТПТР-хх-L при его установке без гильзы через прямую бобышку БПТ-хх-(М)- L в трубопроводе D_y .



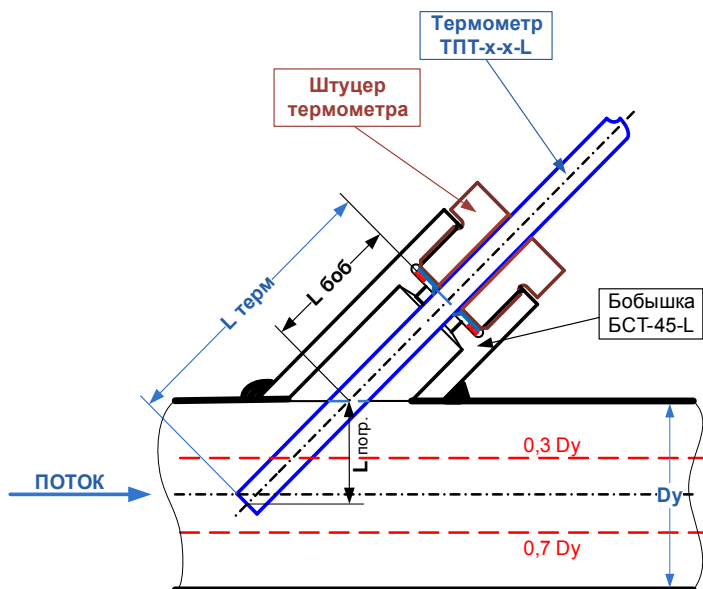
Расчет ведется по формуле: $L_{\text{терм.}}, \text{ мм} = (0,4 \dots 0,7) D_y + L_{\text{боб}}$.

$D_y, \text{ мм}$	$\geq 0,4 D_y$	$\leq 0,7 D_y$	$L_{\text{боб}}=30$ мм	$L_{\text{боб}}=40$ мм	$L_{\text{боб}}=50$ мм	$L_{\text{боб}}=60$ мм
50	20	35	60	---	---	---
65	26	46	70	80	---	---
80	32	56	70...80	80...90	100	---
100	40	70	70...100	80...110	100...120	120...130

$Dy, \text{мм}$	$\geq 0,4 Dy$	$\leq 0,7 Dy$	$L_{боб}=30$ мм	$L_{боб}=40$ мм	$L_{боб}=50$ мм	$L_{боб}=60$ мм
125	50	88	80...110	90...120	100...130	120...140
150	60	105	90...135	100...140	110...150	120...160
200	80	140	110...170	120...180	130...190	140...200
250	100	175	130...200	140...210	150...220	160...230
300	120	210	150...240	160...250	170...260	180...270

В таблице указан расчетный диапазон длин для термометров в зависимости от Dy и длины применяемой бобышки $L_{боб}$. Далее в зависимости от применяемого типа КТПТР-хх выбирается его стандартная длина L , попадающая в указанный диапазон.

Г) ВЫБОР ДЛИНЫ ТЕРМОМЕТРА из состава КТПТР-хх- L при его установке без гильзы через скошенную бобышку БС- 45- L в трубопроводе Dy .



Расчет ведется по формуле: $L_{\text{терм., мм}} = 1,41 \times (0,4 \dots 0,7) D_y + L_{\text{боб}}$

$D_y, \text{мм}$	$\geq 0,4 D_y$	$\leq 0,7 D_y$	$L_{\text{боб}}=30$ мм	$L_{\text{боб}}=40$ мм	$L_{\text{боб}}=50$ мм	$L_{\text{боб}}=60$ мм
50	20	35	60...70	80	100	---
65	26	46	70...90	80...100	100...110	120
80	32	56	80...100	90...110	100...120	120...130
100	40	70	90...130	100...140	110...150	120...160
125	50	88	100...150	110...160	120...170	130...180
150	60	105	120...170	130...180	140...190	150...200
200	80	140	150...220	160...230	170...240	180...250
250	100	175	180...270	190...280	200...290	210...300
300	120	210	200...320	210...330	220...340	230...350

В таблице указан расчетный диапазон длин для термометров в зависимости от D_y и длины применяемой бобышки $L_{\text{боб}}$. Далее в зависимости от применяемого типа КТПТР-хх выбирается его стандартная длина L , попадающая в указанный диапазон.

Таблица 3. Перечень установочных изделий для КТПТР.

Тип КТПТР	Тип ТПТ, составляющих КТПТР	Тип штуцера при установке ТПТ без гильз	Тип гильз	Тип бобышек
КТПТР-01-L/ Ø8	ТПТ-1-3-L/Ø8	ПШ-01- М20х1,5-L	ГЗ-6,3-8-L	Бобышка прямая БП;
КТПТР-01-L/ Ø6	ТПТ-1-3-L/Ø6	ПШ-01- М20х1,5-L	ГЗ-6,3-6-L	
КТПТР-03-L	ЧЭПТ-3	Только с гильзой	ГЗ-6,3-4-L	Бобышка скошен- ная 45° БС-45;

Тип КТПТР	Тип ТПТ, составляющих КТПТР	Тип штуцера при установке ТПТ без гильз	Тип гильз	Тип бобышек
КТПТР-04-L КТПТР-05-L КТПТР-05/1-L	ТПТ-15-1-L ТПТ-15-2-L ТПТ-15-3-L	ПШ-05- М12х1,5-L Только с гильзой	ГЗ-6,3-6- 1-L ГЗ-6,3-6- 2-L ГЗ-6,3-6- 3-L	БП- М33х2,0;
КТПТР-06-L КТПТР-07-L КТПТР-08-L	ТПТ-19-1-L ТПТ-19-2-L ТПТ-19-3-L	ПШ-06- М12х1,5-L ПШ-06- М12х1,5-L ПШ-06- М12х1,5-L	ГЗ-6,3-4-L	ГЗВ – сварная гильза.

Для установки КТПТР и составляющих их термометров без гильз применяются также бобышки прямая БПТ и скошенная БСТ-45 с длинами 30,40,50 и 60 мм.

Ниже приводятся наши рекомендации и указания по монтажу и эксплуатации комплектов платиновых термометров КТПТР производства ЗАО «ТЕРМИКО»:

- монтаж и демонтаж гильз или термометров комплекта при их установке без гильз должны проводиться при полном отсутствии давления в трубопроводах;
- при установке термометров комплекта категорически запрещается их вращение (поворачивание) за клеммную головку или за соединительный кабель (разъём);
- термометры комплекта полностью идентичны и взаимозаменяемы, поэтому не имеет значения, какой из них будет установлен, к примеру, на подающем трубопроводе;
- при установке термометра (в гильзу или напрямую в трубопровод) нужно удостовериться, что его рабочая часть по длине не превышает размеры гильзы или трубопровода, исключив, таким образом, механическое повреждение рабочей части термометра;

- чувствительная часть термометра находится в начале его рабочей части и определяется размером примененного в нем проволочного или напыленного чувствительного элемента; термометр необходимо погрузить в теплоноситель как минимум на его минимальную глубину погружения (см. Таблицу 2);
- термометр (в гильзе или без нее) может быть установлен любым способом – под прямым углом к теплоносителю, навстречу ему или под углом, но так, чтобы его чувствительная часть приходилась на зону 0,3...0,7 Ду (ГОСТ 8.586.5-2005);
- термометры должны устанавливаться на трубопроводах в доступных для их монтажа и демонтажа местах, полностью исключающих механические повреждения выступающих частей и попадания воды на них;
- для получения правильных метрологических характеристик гильза, в которую устанавливается термометр, должна быть заполнена маслом или пастой КПТ, а выступающие части гильзы, бобышки и термометра необходимо теплоизолировать (напр. не менее чем трехсантиметровым слоем минеральной ваты) [2];
- чтобы термометр, помещенный в гильзу, имел минимальную погрешность измерения температуры, рекомендуется применять специальные гильзы и бобышки производства ЗАО «ТЕРМИКО» [3];
- после фиксации термометра на трубопроводе крепящий штуцер термометра и клеммная головка (разъём) в целях исключения несанкционированного вскрытия головки (разъединения разъёма) и (или) вытаскивания (приподнимания) термометра должны быть опломбированы; при этом провод, с помощью которого производится опломбирование, должен опоясывать трубопровод;
- соединительный кабель, идущий от термометра к тепловычислителю, при его фиксации должен иметь достаточный провис, то есть, не быть натянутым в целях исключения повреждения выступающей части термометра;
- термометры комплекта не требуют проведения специальных регламентных работ;

- в процессе эксплуатации необходимо регулярно, не реже одного раза в месяц, следить за чистотой и состоянием выступающей части корпуса, клеммной головки (разъёма), соединительного кабеля, заводских шильдиков и пломб;
- после истечения срока действия Свидетельства о первичной (периодической) поверке на комплект требуется его новое переосвидетельствование в уполномоченных на это органах Госстандарта.

ЛИТЕРАТУРА:

1. В. М. Меркулов «Погрешность измерения количества тепла, связанная с погрешностью измерения температуры и пути её минимизации». Сб. XXX юбилейной научно-практической конференции «Коммерческий учет энергоносителей», С-Пб., 2009 г.
2. В. М. Меркулов «Некоторые тонкости измерения температуры термометром сопротивления», материалы 8-й Международной научно-практической конференции «Энергоресурсосбережение.Диагностика-2006», Димитровград, 2006 г.
3. В. А. Медведев, С. Н. Ненашев, В. С. Соболев, Я. Г. Фудим. «О влиянии защитной гильзы при установке термопреобразователей в трубопроводах системы теплоснабжения на погрешность измерения количества теплоты», материалы 3-го форума «Совершенствование измерений расхода, регулирование и коммерческий учет энергоносителей», С-Пб., 2003 г.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРЕ

Меркулов Валентин Михайлович,
генеральный директор ЗАО «ТЕРМИКО».
124460, Москва, Зеленоград, Озерная аллея, д.4 стр.3,
промзона «ЭЛМА»Тел./факс (495) 225-3017, 745-
0583; почтовый 124460, Москва, Зеленоград, а/я 82.
E-mail: info@termiko.ru; www.termiko.ru.

УНИВЕРСАЛЬНЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ МЕТРОЛОГИЧЕСКОГО ЦЕНТРА КОНСОРЦИУМА ЛОГИКА-ТЕПЛОЭНЕРГОМОНТАЖ

Никитин П. Б.

Основной отличительной особенностью теплосчётчиков серии ЛОГИКА является широкий номенклатурный перечень датчиков, входящих в их состав.

На сегодняшний день в теплосчётчиках серии ЛОГИКА сертифицировано:

- Датчиков температуры:
- одиночных – 7 видов;
- комплектов – 5 видов;
- Датчиков давления – 15 видов;
- Датчиков расхода:
- тахометрических – 6 видов;
- электромагнитных – 6 видов;
- вихревых..... – 9 видов;
- ультразвуковых – 10 видов.

Так же в теплосчётчиках серии ЛОГИКА применяется метод переменного перепада давления для измерения расхода воды и пара.

Для проектно-монтажных организаций, подбирающих теплосчётчик, такой выбор позволяет:

- Учесть особенности и качество теплоснабжения;
- Соответствовать любым по сложности техническим условиям на проектирование;

- Выполнять требования теплоснабжающих организаций, а так же условия конкурсов и аукционов;
- Использовать датчики, традиционно применяемые в данном регионе;
- Уложиться в имеющийся бюджет.

Безусловно, что для бесперебойной работы поставляемых теплосчётчиков требуется серьёзное метрологическое сопровождение.

Для этого в Санкт-Петербурге на территории производственно складского комплекса (*набережная Обводного канала 150*) построен, оснащён и успешно работает универсальный метрологический центр. В его состав вошли несколько лабораторий:

Лаборатория температуры была организована для производства собственных термометров и комплектов термометров серии ТЭМ. Для решения этой задачи было закуплено самое современное оборудование. Автоматическая система поверки термометров сопротивления (АСПТ) позволяет подключать на одной установке для поверки и калибровки одновременно до 16 термометров, включая эталонные, проводить поверку не только одиночных термометров, но и комплектов термометров по ГОСТ Р ЕН 1434-5:2006.

Лаборатория давления позволяет ремонтировать и поверять:

- манометры;
- преобразователи давления;
- вторичные и самопишущие приборы;
- приборы автоматики.

Проливочная установка **лаборатории расходомерии**, изготовленная по специальному заказу метрологической службы консорциума ЛОГИКА-ТЕПЛОЭНЕРГОМОНТАЖ, позволяет производить ремонт, настройку и поверку преобразователей

расхода:

- электромагнитных;
- ультразвуковых;
- вихревых;

а так же счётчиков объёма воды.

Производительность установки более 1500 расходомеров в месяц. Это позволяет осуществлять ремонтные работы в самые сжатые сроки, что является особенно важным для сервисных организаций. Ввод 2-ой проливочной установки большей мощности (февраль 2011) станет надёжной гарантией выполнения обязательств перед клиентами как по количеству, так и по срокам выполнения работ.

Метрологический центр осуществляет работы по ремонту и проверке вычислителей, производит расчёты сужающих устройств на базе программного обеспечения «Расходомер ИСО», разработанного институтом ВНИИР г Казань. При необходимости метрологический центр восстанавливает утерянные при эксплуатации теплосчётчиков документы.

Таким образом, заинтересованный клиент может в одном месте и в приемлемые сроки отремонтировать и поверить теплосчетчик целиком, вне зависимости, где и когда был произведён каждый отдельный датчик, входящий в его состав.

При крупных и регулярных объёмах заказываемых работ, безусловно, возможен разговор о «специальной» цене. Если прибор не проходит поверку и не подлежит ремонту, тут же, рядом в отделе продаж можно приобрести новый или аналогичный.

Время не стоит на месте. Какие-то датчики снимают с производства. Появляются новые. Специалисты центра вместе с разработчиками внимательно отслеживают все изменения. Самые достойные попадают в состав новых теплосчётчиков. Для того, что бы инженеры и проектировщики могли ознакомиться с новинками, оценить их, задать вопросы, на территории ме-

трологического центра регулярно проводятся специализированные семинары, на которые съезжаются не только с Северозапада, но и со всей страны.

В 2010 году количество клиентов ознакомившихся с универсальными возможностями метрологического центра ЛОГИКА-ТЕПЛОЭНЕРГОМОНТАЖ увеличилось в 2 раза по сравнению с 2009 годом. Не плохо для кризиса, не правда ли? Специалисты центра во главе с главным метрологом Филатовой В.Ю. готовятся к сезону 2011 года.

Тот, кто убедился в качестве, надёжности и сроках, не только вернётся сам, но и знакомых с собой приведёт.

Добро пожаловать!

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРЕ

Генеральный директор
Консорциума ЛОГИКА-ТЕПЛОЭНЕРГОМОНТАЖ
Никитин Павел Борисович

ОЦЕНКА УСЛОВИЙ ИЗМЕРЕНИЯ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ОПЫТНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПРИБОРОВ УЧЕТА В СИСТЕМАХ ВОДОСНАБЖЕНИЯ И НАПОРНОГО ВОДООТВЕДЕНИЯ

Романова Н. Л., Симахин В. М.

...Приступать к осуществлению мер, направленных на повышение точности измерений, можно лишь тогда, когда выявлены и оценены отдельные составляющие погрешности измерений и установлено, насколько снизится полная погрешность после того, как будет значительно уменьшена та или иная ее составляющая...[1]

Обеспечение возможности достоверной оценки погрешности результата измерения – одно из основных требований к измерениям, т. к. заниженная оценка погрешности измерений ведет к неправильному учету и неправильным выводам, а завышенная оценка приводит к ошибочному выводу о необходимости применения более точных средств измерения (СИ).

Условия, в которых производятся измерения, играют определяющую роль при выполнении измерений.

Еще в начале 70-х годов авторами [2] было отмечено, что

- все физические величины, играющие какую-нибудь роль при проведении измерений, в той или иной степени зависят друг от друга, поэтому с изменением внешних условий изменяются действительные значения измеряемых величин;
- условия проведения измерений влияют и на характеристики СИ,

и было предложено объединить в отдельную группу причины, связанные с влиянием условий проведения измерений. Но в технической документации на СИ расхода и объема воды нечасто можно найти характеристики влияющих величин.

Оценивая возможные положения реальной характеристики СИ, принятую форму записи погрешности в документации на СИ и реальные условия эксплуатации узлов учета можно отметить необходимость учета следующих обстоятельств:

1. соответствие условий калибровки (поверки) условиям эксплуатации;
2. временные изменения характеристик СИ, их характер;
3. нестационарный характер измеряемого расхода;
4. условия (по аналогии с ГОСТ 8.395-80 на средства измерения): нормальные, рабочие и предельные, причем область нормальных условий (условия поверки, калибровки) выбирается в пределах области рабочих условий, а в области предельных условий погрешность не нормируется.
5. нормирование динамических характеристик;
6. наличие растворенного и нерастворенного воздуха в воде;
7. введение функции влияния наличия воздуха (растворенного и нерастворенного) на результат измерения расхода.

На результат измерения объема воды оказывают влияние изменение параметров окружающей (температура, давление) и рабочей (температура, давление, плотность, вязкость, число Рейнольдса) сред, а также возможные отклонения гидравлических характеристик контролируемого процесса – амплитуда и частота пульсаций расхода и давления, искажение эпюры поля скоростей, кавитация, влияние формы и внутренней поверхности труб, а также сплошность измеряемого потока, наличие в нем воздуха, песка.

Проанализируем зависимость друг от друга, влияние друг на друга и на результат измерения перечисленных параметров воды в реальных условиях эксплуатации.

Вода – гомогенная однородная несжимаемая жидкость с определенным набором основных физических параметров.

Двигается она с различными скоростями. Но скорость – не единственная характеристика воды, которая меняется от точки к точке. От точки к точке может меняться также плотность, температура, магнитное поле, плотность электрического тока, как по величине, так и по направлению, и т. д. На рис. 1. представлены результаты анализа физических свойств воды по материалам [3] и диапазона их изменений в условиях эксплуатации.

Для системы водоснабжения и напорного водоотведения температурный диапазон изменения воды в зависимости от сезонов колеблется от 0,2 до 26 °С.

Плотность воды при повышении температуры от 0 до 4 °С увеличивается от 999,84 до 999,97 кг/м³. При 4 °С плотность воды становится наибольшей и при дальнейшем повышении температуры уменьшается (при 20 °С ее значение равно 997,04 кг/м³).

Вязкость – параметр, характеризующий, с какой легкостью течет жидкость, обуславливает при движении жидкости возникновение в ней напряжений трения на поверхности соприкасания жидких слоев друг с другом. При повышении температуры вязкость воды уменьшается от 0,018 до 0,008 Пуаз (Ст).

О характере течения жидкости можно судить по безразмерной величине – числу Рейнольдса. В трубах разных сечений различных жидкостей характер течения будет одинаков, если каждому сечению соответствует одно и то же значение Рейнольдса.

В число Re входят в виде отношения две величины, зависящие от свойств жидкости – плотность и коэффициент вязкости.

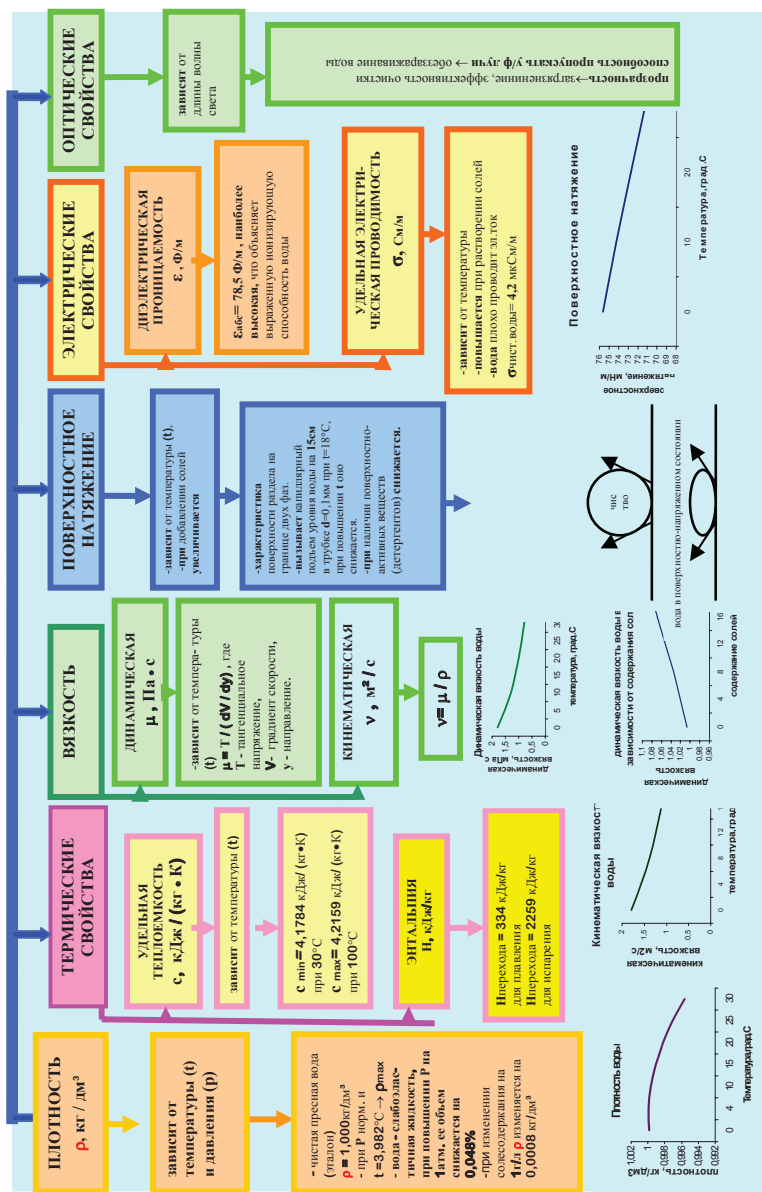


Рис. 1. Физические свойства воды

В значительной мере от вязкости жидкости зависит эпюра распределения скоростей движущегося потока вдоль трубопровода [4]. Зная вязкость рабочей жидкости, диаметр трубопровода и шероховатость внутренних стенок, определив число Рейнольдса можно с уверенностью сказать при какой скорости потока в данных условиях будет иметь место турбулентный или ламинарный режим течения. В условиях напорно/безнапорной транспортировки воды практически во всем диапазоне скоростей имеет место турбулентный режим течения, и только на малых скоростях возникает ламинарный режим, при этом критическое значение числа Рейнольдса приблизительно равняется 2320.

В процессе измерения расхода могут возникнуть некоторые специфичные проблемы, которые затрудняют правильную интерпретацию полученных результатов. Так, чтобы оценить действительную среднюю скорость по поперечному сечению потока, (а, следовательно, и расход) при использовании методов, определяющих среднюю скорость потока на определенном участке, необходимо знать постоянную $k = \frac{V_{по сечению}}{V_{по лучу}} \neq 1$, значение которой зависит от числа Рейнольдса, т. е.

$$k = 0.889 + 0.009 \log Re + 0.0001 (\log Re)^{1/2}$$

Для турбулентного потока значение **k** **изменяется примерно** на 3% при изменении числа Рейнольдса от $2 \cdot 10^3$ до 10^6 . Фактически это означает, что при использовании метода измерения времени распространения ультразвукового сигнала систематическая погрешность измерения расхода не превышает $\pm 1,5\%$ (при отсутствии коррекции зависимости коэффициента **k** от числа Рейнольдса) [5].

Физические свойства воды в процессе забора из водного источника, очистки, транспортировки до потребителя претерпевают определенные изменения, связанные с транспортировкой, потреблением и т. д. На всех этапах производства и подачи воды происходит измерение отдельных параметров уже не

воды, а многофазных потоков.

Знание параметров водного потока является важнейшим фактором при обеспечении достоверности результатов измерений расходов и объемов воды.

Система водоснабжения и водоотведения Санкт-Петербурга представляет собой сложный комплекс взаимосвязанных инженерных сооружений.

Рассмотрим следующие параметры водного потока и причины их формирующие:

- расходы, объемы, скорости движения воды, их диапазоны, неравномерность подачи воды во времени и неравномерность движения в водоводах,
- давление (напоры), рабочие и предельные, давления постоянные и переменные,
- наличие воздушной фазы, причины вызывающие ее появление и степень влияния на результат измерений при выбираемом методе измерения объемов воды, кавитация,
- изменение объемов потребления во времени, вызывающее нестационарный характер расходов и давлений, и его влияние на результат измерений,
- температура воды в технологическом тракте от точки забора до точки подачи воды абоненту в различных частях города,
- параметры водоводов, а также изменение их во времени, определение (измерение) их и влияние на водопотоки (сопротивление, прямые участки, эпюры скоростей),
- необходимость определения критериев контроля условий при организации измерений параметров водного потока.

Исследование перечисленных параметров проводилось в период 1996-2007 г.г. Измерения давления проводились автономными измерителями-регистраторами АИР-2, разработанными ЦНИИ им. акад. А. Н. Крылова для измерения и регистрации давлений воды, регистраторами контроля давления фирмы Biwater на выходах водопроводных станций (ВС), повысительных насосных станций (ПНС) в 400 контрольных

точках 1-2 раза в квартал [6], на входах ТЭЦ-15 [5]. Результаты измерений давления сведены в табл. 1.

Таблица 1.

ВС	0,38-0,49 (МПа)
ПНС	0,36-0,63 (МПа)
ТЭЦ-15	0,26-0,48 (МПа)

Контрольные измерения по определению фактического давления и расхода воды проводились на двух трубопроводах одной ПНС и на водомерных узлах в зоне высокого давления в двух жилых домах, запитанных от этой ПНС, (первый дом в 12, второй – в 16 этажей) [5].

Измерения проводились в два этапа. Этап 1: при пониженном давлении на выходе ПНС до 0,59 МПа (59 м. вод. ст.) потребление за цикл составило 28127,0 м³ (среднесуточный расход – 4017,28 м³). Этап 2: а) при расчетном давлении на выходе ПНС до 0,62 МПа (62 м. вод. ст.) потребление за цикл составило 31174,5 м³ (среднесуточный расход – 4274,27 м³); б) в жилом доме в 12 эт. на водомерных узлах четырех вводов на зоне высокого давления потребление за цикл составило 1019,62 м³ (среднесуточный расход – 147,09 м³ при давлении 0,62 МПа); в) в жилом доме в 16 эт. на водомерных узлах двух вводов на зоне высокого давления потребление за цикл составило 150,56 м³ (среднесуточный расход – 21,57 м³ при давлении 0,62 МПа).

На рис. 2 на основании фактических измерений представлены графики водопотребления для двух типов домов: с газовыми колонками и с горячим водоснабжением [5].

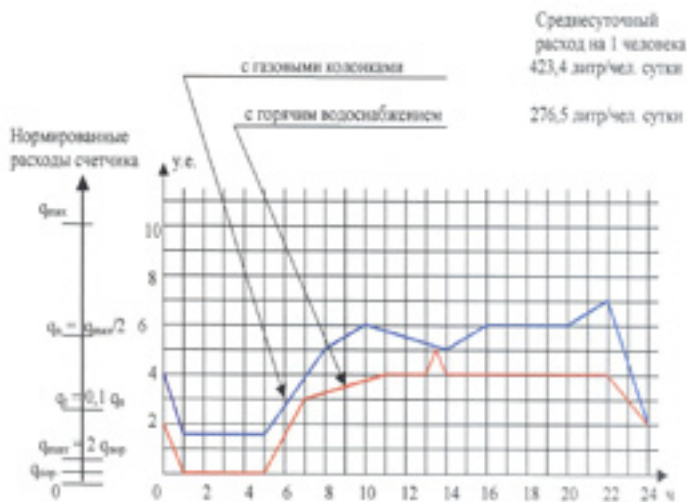


Рис.2.

На водоводе Санкт-Петербург- Сестрорецк, протяженностью около 24 км, изготовленном из различных материалов (железобетон, сталь, чугун), диаметрами от 700 до 1000 мм, проводились измерения расходов и давлений (напоров) воды в полевых условиях в круглосуточном диапазоне работы системы водоснабжения (рис. 3) [7].



Фото 1.

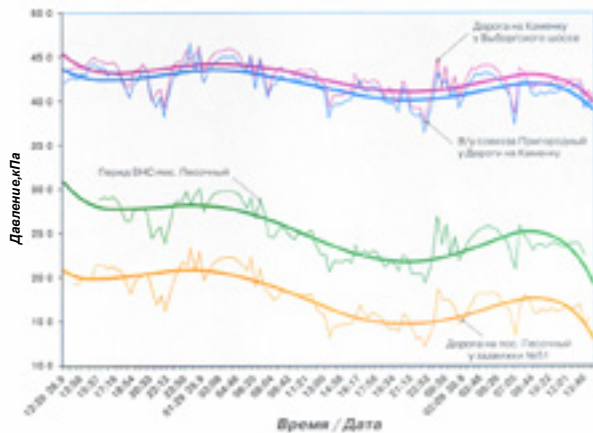


Рис. 3.(плавными линиями показаны результаты расчетов давления в контрольных точках).

На рис. 4 представлено распределение протяженности сети Васильевского острова по скоростям в час наибольшего водопотребления [7].

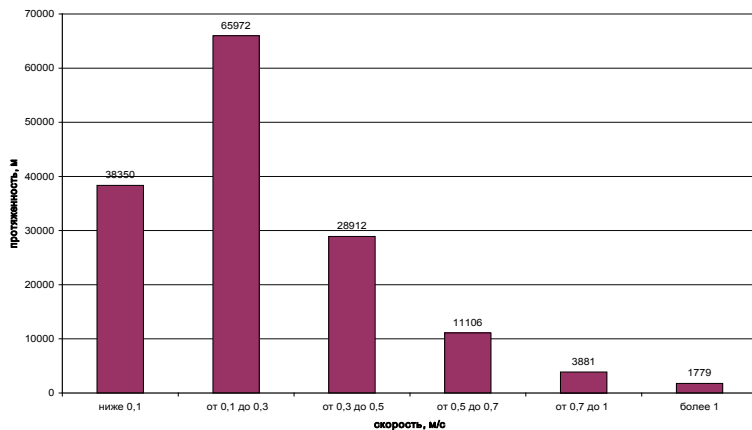


Рис. 4.

Наличие пульсаций расхода и давления хорошо видно на рис. 5 по представленным графикам расходов ($\text{м}^3/\text{ч}$) и давлений (м. вод. ст) на водоводе диаметром 1400 мм первого подъема одной из ВС. Проводились экспериментальные исследования пульсирующего характера движущейся в трубопроводах воды этой ВС манометрами переменного давления с соответствующей оснасткой, позволяющей подключаться к стандартным посадочным местам в рабочих условиях измерений на объекте.

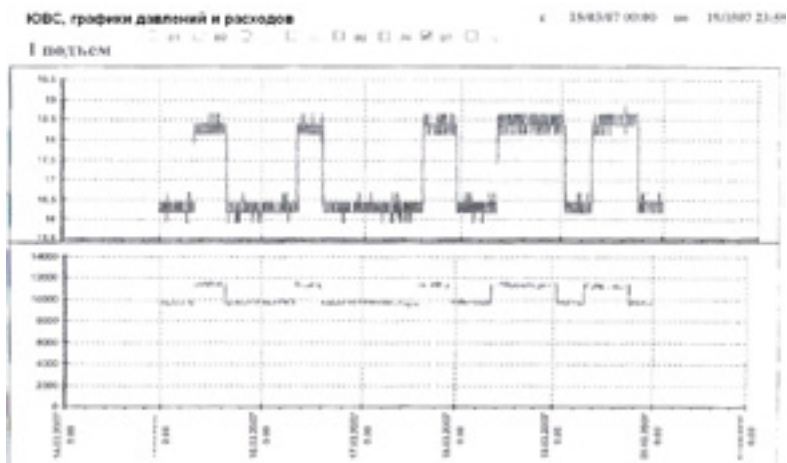


Рис. 5

Точки измерения переменных давлений (1,2,3,4) представлены на рис. 6.

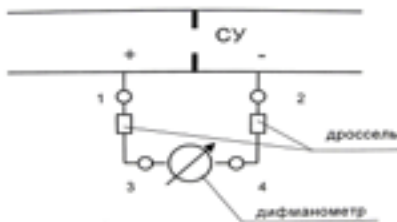


Рис. 6.

Во всех точках измерения имеются пульсации давления амплитудой $0,44 \div 1,33$ кПа/Гц в частотном диапазоне 1-10 Гц. Был получен вывод о том, что при измерении расхода на сужающем устройстве (СУ) уровень пульсаций на Δp составляет $10 \div 20$ % от постоянного давления [5].

Установка дросселей в соединительных линиях привела к подавлению пульсаций на частоте 80 Гц и частичному подавлению на частоте 10 Гц (рис. 7).

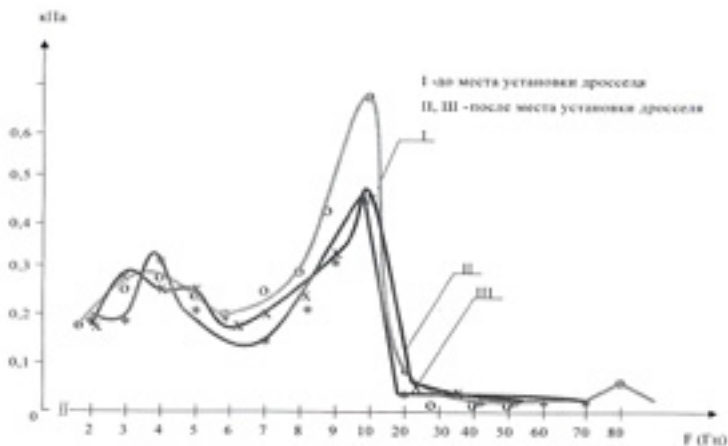


Рис. 7.

Многолетняя эксплуатация ультразвуковых расходомеров-счетчиков фирмы Panametrics ХМТ 868 показала сезонное влияние температуры воды в источнике на работу приборов. Эта проблема привела к необходимости проанализировать изменение температуры воды в технологическом тракте от точки забора до точки подачи воды абоненту в различных частях города.

В точке забора температура воды почти повсюду одинаковая, благодаря большой скорости течения и интенсивному перемешиванию ее в Неве. В табл. 2 представлены данные о среднемесячной температуре воды за период с 1900 по 2003 г. [8].

Табл. 2

	Месяц								
	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII,I,II,III
Нева	1.1	6.6	13.5	17.2	16.6	12.3	6.6	1.8	0.1-0.2
Прибрежные районы Невской губы	1.2	10.2	16.1	19.4	17.9	12.5	5.8	1.5	-

Часовые колебания температуры уменьшаются от весны к осени и составляют 0,5-1,0°C в мае и 0,1-0,3 °C в октябре. Наиболее теплой вода бывает в конце дня – 16-18 ч., а более холодная в 5-7 ч. утра. Суточные колебания также невелики, лишь резкое похолодание или потепление длительностью до 5-7 суток может вызвать ее изменение. Максимальные температуры воды в зависимости от характера летних месяцев достигают: в холодное лето – 17-18°C, в нормальное – 20-22°C, в жаркое – 24-25° C.

Два раза в год весной и осенью, в мае и октябре, ХМТ 868 переставали регистрировать проходящий объем воды и начинали фиксировать нештатную ситуацию. Поиск причин возникновения этой нештатной ситуации (НС) выявил, что НС устраняется после перепрограммирования в установочных данных параметра температуры. Экспериментальным путем определены значения температуры, которые необходимо выставить в базе данных прибора для его нормальной работы: весной – 10°C, осенью – 2°C [5].

К росту погрешности измерения расхода приводит образование коррозии и отложений на внутренней поверхности водоводов, т. к. происходит изменение геометрии сечения трубы и шероховатости ее поверхности. Отложения могут быть твердыми, в виде слоя плотной ржавчины, и рыхлыми, в виде, например, шишкообразных наростов, размер которых может достигать 10-20 мм (фиг. 1) [9], в зависимости от химического состава воды, условий и времени эксплуатации трубопровода.

При определении внутреннего диаметра трубопровода необходимо учитывать толщину отложений на его стенках, которые сужают его сечение.

В СПб около 95% трубопроводов – металлические (61,5% – чугунные и 33,5% – стальные), 4% – железобетонные (это трубопроводы больших, от 600 до 1000 мм, диаметров). В последние 14 лет стали использоваться пластмассовые трубы, их протяженность около 1%. Возрастает протяженность трубопроводов из металлических труб, внутренняя поверхность которых облицовывается пластиком. Водопроводные сети в СПб имеют большую степень износа. Около 20% сетей эксплуатируется более 50 и более лет и только 25% – менее 20 лет [10].

Исследования на наличие воздушной фазы проводились ультразвуковыми расходомерами-счетчиками РТ 868 и «Взлет ПР» на одной насосной станции при вертикальном расположении датчиков на трубе. По результатам обследования получилось, что 10% трубопроводов имеют заполнение воздухом до 20% водовода в плоскости измерения, остальные до 2,5%. Часть воздуха (2-3)% находится в растворенном состоянии и его количество меняется при изменении давления [5].

На всех входных и выходных водоводах ВС Санкт-Петербурга в настоящее время учет объемов воды организован на базе ультразвуковых расходомеров-счетчиков. Ежемесячное снятие архивной информации, анализ нештатных ситуаций, например, типа «разрыв синхрокольца», «отсутствие УЗС» помогли выявить узлы измерений и учета объема воды, на результат измерения которых влияло скопление воздуха в водоводах. Установка аэрационных узлов перед узлами измерений и учета воды позволила на порядок уменьшить возникновение нештатных ситуаций из-за наличия воздуха в зоне измерительных участков.

Рассмотрев и определив в точке предполагаемой установки СИ отдельные параметры условий эксплуатации, отметим, что причиной недостоверных результатов измерений многих установленных СИ является плохая согласованность параме-

тров СИ с реальными условиями в месте их установки. Поэтому основным условием работы СИ должно быть приведение в соответствие всех параметров СИ, указанных в ТД (не только в инструкции по эксплуатации), с параметрами условий эксплуатации.

Если отсутствует информация об условиях измерения, а этот параметр указан в ТД на СИ, например: нормирование содержания воздуха в 1%, или число Рейнольдса не менее 5000 [11], или «жидкая измеряемая среда не должна содержать газовых включений; содержание в измеряемой среде механических загрязнений в виде частиц не должно превышать 1000 г/м³, а диаметр частиц не должен превышать 3,0 мм» [12], то требуется предпроектное обследование.

Если отсутствует информация о параметрах СИ, а в реальных условиях присутствует влияющий фактор, то требуются дополнительные исследования СИ на предмет устойчивости к этому влияющему фактору, например, пульсирующий характер водного потока, – соответственно определение динамических характеристик СИ.

При выборе СИ проектировщик УУ имеет дело с многофазной средой, точнее водовоздушной с твердыми включениями. Скорость потока находится в диапазоне ± 3 м/с, но измерения могут проводиться в области малых скоростей, т. е. меньше $\pm 0,3$ м/с, а пульсации расхода и давления определяют нестационарный характер движения.

В заключение хочется поделиться опытом проектирования и эксплуатации узлов измерения и учета объемов воды на больших диаметрах.

На напорном стальном водоводе Ду 1400 одной из ПНС на месте существующего узла, выполненного на базе ультразвукового расходомера-счетчика «Взлет МР» (УРСВ-010М), установленного в 1999 г., в связи с увеличением погрешности результатов измерения, был разработан новый узел учета расхода и объема воды.

Для определения условий применения расходомера – счетчика в точке измерений использовалась информация, полученная с помощью ранее эксплуатируемого на этом водоводе расходомера – счетчика ультразвукового УРСВ-010М и мобильного ультразвукового расходомера фирмы «Panametrics» РТ-878. В результате была получена следующая информация:

1. установлено наличие искажения водного потока в измерительной плоскости. Неравномерность измеренных скоростей потока в измерительной плоскости для узла учета достигает 13,8 %, коэффициент асимметрии с включением корректировки на число Рейнольдса составляет 0,907, а без включения корректировки на число Рейнольдса – 0,941.
2. скорость воды составляет 0,1-0,5 м/с, что находится в зоне предельных значений измерений расхода. Для уменьшения погрешности измерения необходимо повышение минимальной скорости до $\pm 0,3$ м/с. Поэтому в проекте принимается решение по организации сужения до 800 мм, что соответствует скоростям $\pm 0,3$ -1,5 м/с.
3. было выявлено наличие воздушной фазы на основе анализов архивов нештатных ситуаций, зафиксированных на существующем узле учета с УРСВ 010М. Учитывая, что система контроля построена на регистрации разрыва синхрокольца датчиков, установленных по хордам на расстоянии 0,7 Ду, что соответствует заполнению водовода воздухом на 1/3 часть площади трубопровода.

При выполнении проектных работ принимались во внимание результаты обследований в месте установки расходомера-счетчика на измерительном участке. На основании анализа можно констатировать:

- факт изменения внутреннего диаметра стального водовода;
- наибольшая толщина наростов не превышает 14 мм (см. фиг.1);
- скорость нарастания отложений составляет приблизительно 1,8 мм/год;

- зависимость допускаемой относительной погрешности от диаметра;
- расчет потерь давления при переходе с Ду 1400 мм на Ду 800 мм составил 0,07 м. вод. ст.

Основной задачей проектируемого измерительного участка являлось обеспечение согласования параметров водного потока с параметрами выбранных средств измерения. Исходя из этого, было предусмотрено следующее: удаление воздуха из измерительного участка трубопровода; обеспечение скорости потока жидкости более $\pm 0,3$ м/с; обеспечение сформированного потока жидкости; уменьшение возможности образования отложений на стенках трубопровода измерительного участка; обеспечение возможности выполнения осмотра и чистки измерительного участка; место установки ПЭА УРСВ-522 (два луча по хордам); место установки преобразователя давления.

Для обеспечения согласования параметров водного потока с параметрами выбранного средства измерений было предусмотрено следующее (рис. 8): удаление воздуха из измерительного участка трубопровода; обеспечение скорости потока жидкости более $\pm 0,3$ м/с; обеспечение сформированного потока жидкости; уменьшение возможности образования отложений на стенках трубопровода измерительного участка; обеспечение возможности выполнения осмотра и чистки измерительного участка.

После 10-месячной эксплуатации узла измерений и учета воды анализ полученных результатов показал следующее [13]:

- диапазон скоростей до модернизации был $0,1 \div 0,5$ м/с, рассчитанный при проектировании получен $0,31 \div 1,5$ м/с, фактический при эксплуатации составил $0,43 \div 1,42$ м/с;
- диапазон составляющей инструментальной погрешности до модернизации составлял $\pm (3,5 \div 1,9)$ %, после модернизации составил $\pm (0,7 \div 0,5)$ %;
- наличие нештатных ситуаций в архивах УРСВ-522 было зафиксировано менее получаса по продолжительности за все время 10-месячной опытной эксплуатации.

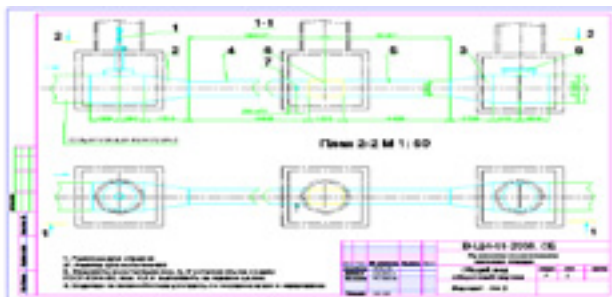


Рис. 8. Фрагмент сборочного чертежа нового узла учета:
 аэрационный узел – 1; струевыпрямитель-конфузор – 2; диффузор –
 3; измерительный участок (ИУ) – 6; прямые участки до и после
 ИУ – 4, 5; датчик давления – 7; камера для обеспечения возможности
 выполнения осмотра и чистки измерительного участка – 8.

По результатам опытной эксплуатации при выборе СИ можно рекомендовать учитывать следующие факторы, влияющие на параметры СИ: температуру измеряемой жидкости, °С; наибольшее давление в трубопроводе, МПа; число Рейнольдса; допустимое содержание газообразных и твердых веществ, %, от объема; нестационарность потока, т. е. «время установления показаний», (с) и амплитудно-частотную характеристику, кПа/Гц.

ЛИТЕРАТУРА:

1. В. А. Брюханов. Методы повышения точности измерений в промышленности. М. изд-во стандартов, 1991.
2. Г. Д. Бурдун, Б. Н. Марков, Основы метрологии. М. , изд-во стандартов, 1972
3. Технический справочник по обработке воды: в 2 т. Т. 1: пер. с фр. – СПб.: Новый журнал, 2007.
4. Э. Ф. Осиевский. Измерение расхода вязких жидкостей. Оперативный учет нефти, учет мазута // сборник докладов, семинар, декабрь 2006 г., СПб, стр. 114/

5. Н. Л. Романова. Оценка условий измерения по результатам опытной эксплуатации приборов учета // Материалы 26 международной научно-практической конференции «Коммерческий учет энергоносителей», ноябрь 2007 года.
6. М. Ю. Юдин, П. П. Махнев, и др. Эксплуатация водопроводных сетей. Манометрические обследования и измерения расходов на сети. // Водоснабжение Санкт-Петербурга. Изд-во «Новый журнал», 2003.
7. М. Ю. Юдин, А. М. Курганов и др. Опыт моделирования системы и распределения воды Санкт-Петербурга. // Водоснабжение Санкт-Петербурга. Изд-во «Новый журнал», 2003.
8. В. Д. Дмитриев, И. Н. Дариенко, Н. Н. Лапшев, и др. Качество воды источников водоснабжения. // Водоснабжение Санкт-Петербурга. Изд-во «Новый журнал», 2003.
9. Н. И. Ватин, Д. Е. Куклин, С. В. Хазанов. Влияние отложений на показания ультразвуковых расходомеров. Коммерческий учет энергоносителей. СПб.: Политехника, ноябрь, 1999.
10. М. Ю. Юдин, П. П. Махнев, Ф. В. Кармазинов и др. Эксплуатация водопроводных сетей. // Водоснабжение Санкт-Петербурга. Изд-во «Новый журнал», 2003.
11. US800.421364.001 ТУ «Расходомеры-счетчики жидкости ультразвуковые US800».
12. РЭ 4213-002-46970212-07 РЭВ-П «Фотон». Руководство по эксплуатации.
13. Н. Л. Романова. Исследование и разработка системы измерений и учета объема воды в системах водоснабжения и водоотведение. // На правах рукописи. Автореферат на соискание ученой степени к. т. н., ЦОП типографии Изд-ва СПбГУ, 2010.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ

Романова Наталья Львовна,
к. т. н., начальник отдела метрологического
обеспечения филиала ГУП «Водоканал Санкт-
Петербурга» «Водоснабжение Санкт-Петербурга»,
Romanova NL@vodokanal.spb.ru
Симахин Виктор Михайлович,
к. т. н.. simakhin.victor@mail.ru

К ВОПРОСУ О МЕТРОЛОГИЧЕСКОМ ОБЕСПЕЧЕНИИ ФЗ–261

Черноморченко С. И.

В соответствии с требованиями Федерального закона № 261 от 2009 года «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» установлены сроки оснащения приборами учета всех потребителей энергоресурсов и всех энергоснабжающих организаций независимо от форм собственности. Решение, безусловно, правильное, позволяющее получить объективную оценку эффективности энергосберегающих мероприятий, проводимых как потребителями, так и энергоснабжающими предприятиями. На сегодняшний день отсутствует метрологическое обеспечение данного закона в полном объеме, что исключает возможность получения желаемого результата от исполнения требований закона. В данном случае под метрологическим обеспечением понимаются утверждение и применение метрологических норм, правил и методик выполнения измерений, а также разработка, изготовление и применение технических средств для обеспечения единства и требуемой точности измерений. К вопросу метрологического обеспечения закона еще вернемся, но сначала определимся с терминологией.

Интуитивно понятное словосочетание, широко распространенное в нормативных документах, – «тепловая энергия», по-моему, правильно отражает суть предмета, но из-за отсутствия корректного определения возникает неопределенность, недопустимая в ситуации, когда за это понятие платятся реальные деньги. Так, «Правила учета тепловой энергии и теплоносителя» (далее Правила) рассматривают понятия тепловой энергии и теплоты как синонимы. По тексту Правил везде используется термин «тепловая энергия», при этом теплосчетчик и тепловычислитель определяют и рассчитывают количество

теплоты, а узел учета и приборы учета учитывают и измеряют тепловую энергию. Кроме того, в приложении 1 Правил установлено соотношение единиц измерения энергии и количества теплоты, но не установлено их соотношение с единицей измерения тепловой энергии, что необходимо исправить для обеспечения единства измерений. Такая путаница в терминологии наблюдается и в других нормативных документах. Для иллюстрации привожу определения теплоты и тепловой энергии из различных источников:

Теплота – особая форма перехода энергии от одного тела к другому, не связанная с переносом вещества и совершением работы.
Теплота (количество теплоты) – внутренняя энергия, которая самопроизвольно (без внешнего воздействия) переходит от тел, более нагретых, к телам, менее нагретым, путем теплопроводности или лучеиспускания.
Теплота (количество теплоты) – энергетическая характеристика процесса теплообмена, определяется количеством энергии, которое получает (отдает) тело (физическая система) в процессе теплообмена. Теплота – функция процесса: количество сообщенной телу теплоты зависит не только от того, каковы начальное и конечное состояния тела, но также от вида процесса.
Количество теплоты (тепловая энергия) – изменение внутренней энергии теплоносителя, происходящее при теплопередаче в теплообменных контурах (без массопереноса и совершения работы).
Тепловая энергия – энергетический ресурс, при потреблении которого изменяются термодинамические параметры теплоносителей (температура, давление).
Тепловая энергия теплоносителя – энергия теплоносителя, представляющая собой его энтальпию, связанную с температурой, давлением и массой теплоносителя.

Как видно из приведенных примеров, понятие «теплота», корректно используемое в физике, непригодно для применения в теплоснабжении, так как в реальных системах теплоснабжения теплоноситель совершает работу, а в открытых системах еще и осуществляется отбор теплоносителя из системы. Следовательно, необходимо применять другой термин, например, «тепловая энергия», который, по-моему, имеет неудачное определение. В открытых системах теплоснабжения не происходит изменения термодинамических параметров теплоносителя, используемого на нужды горячего водоснабжения, а используется сам теплоноситель вместе с энергетическим ресурсом этого теплоносителя. Предлагаю под понятием **«тепловая энергия»** понимать энергетический ресурс, учитывающий передачу теплоты, в том числе и теплоты, содержащейся в теплоносителе, невозвращенном на источник теплоснабжения, и работой, совершенной этим теплоносителем. Количество тепловой энергии равно сумме переданной теплоты и совершенной теплоносителем работы, соответственно, тепловая энергия измеряется в тех же единицах, что и энергия (работа).

Вернемся к метрологическому обеспечению тепловых измерений. Несмотря на кажущуюся простоту, измерения тепловой энергии являются далеко не простой метрологической задачей. Действительно, измерения тепловой энергии относятся к разностным, косвенным измерениям по вторичным параметрам с интегрированием результатов. Не удивительно, что такой набор относительно сложных методов измерений по совокупности приводит к низкой достоверности результатов измерений, получаемых на практике. На сегодняшний день отсутствуют официально принятые методические указания по оценке погрешности измерений тепловой энергии и массы теплоносителя, подтвержденные на практике. Существующие оценки погрешности содержат методические ошибки, вследствие чего дезориентируют разработчиков средств измерений, проектировщиков и персонал фирм, осуществляющих монтаж и эксплуатацию узлов учета. ГОСТ Р 8.642-2008 «ГСИ Метрологическое обеспечение измерительных систем узлов учета тепловой энергии. Основные положения» в п. 4.2. однознач-

но устанавливает, что метрологическое обеспечение измерительных систем, к которым относятся и теплосчетчики и узлы учета тепловой энергии, включает в себя нормирование и расчет метрологических характеристик измерительных каналов и разработку и аттестацию методик выполнения измерений (МВИ) тепловой энергии. На практике расчет метрологических характеристик измерительных каналов не производится, а упорное отрицание специалистами Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии необходимости разработки и аттестации МВИ, предусмотренных Федеральным законом № 102 от 2008 года «Об обеспечении единства измерений», еще больше усугубляет проблему достоверности измерений тепловой энергии и массы теплоносителя. Отсутствие достоверных измерений тепловой энергии не только привносит неоднозначность во взаимоотношения энергоснабжающих организаций со своими абонентами, но исключает возможность объективной оценки результатов энергосберегающих мероприятий, что ставит под угрозу срыва исполнение Федерального закона № 261 от 2009 года «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности».

Наиболее остро проблема погрешности измерений проявляется в так называемых «транзитных узлах учета тепловой энергии», установленных в зданиях, в которых измерение теплопотребления осуществляется по показаниям двух узлов учета тепловой энергии, установленных на входе в здание и на выходе из здания тепловой сети. Предельно допустимая инструментальная погрешность измерения теплопотребления по разности показаний двух теплосчетчиков в этом случае составляет порядка 50–75%, а зачастую и больше. Такой способ измерения противоречит здравому смыслу. Действительно, пусть потребление абонента составляет 1 Гкал, а стоимость одной Гкал – 1000 рублей, тогда оплата теплопотребления, по показаниям приборов учета, может составлять от 250 до 1750 рублей. Подчеркиваю, что речь идет о полностью исправном комплекте поверенных приборов, допущенных в установленном порядке к применению на территории России. Можно только догадываться о масштабах последствий такой «объек-

тивной» оценки результатов внедрения энергосберегающих мероприятий в соответствии с Законом об энергосбережении.

Отсутствует официально принятая оценка инструментальной погрешности измерения тепловой энергии и массы теплоносителя в условиях эксплуатации приборов учета. В существующих проектах узлов учета тепловой энергии раздел оценки погрешности измерений попросту отсутствует. Предположение о том, что сертифицированный теплосчетчик обеспечит установленную Правилами точность измерений, очень далеко от истины, что и подтверждает практика использования теплосчетчиков. Отличительной особенностью косвенных измерений является тот факт, что погрешность результата таких измерений в равной степени зависит от инструментальной погрешности применяемых средств измерений, сочетания величин измеряемых параметров и погрешности метода измерения. С учетом того, что измерения параметров теплоносителя (расхода, температуры и давления), строго говоря, сами являются косвенными измерениями, фактически измерения тепловой энергии и массы теплоносителя являются косвенными измерениями на основании косвенных измерений параметров теплоносителя. Попытки объявить измерения тепловой энергии прямыми измерениями, мягко говоря, ошибочны. Впервые, метрологи несколько иначе понимают значение термина «прямые измерения», в чем можно убедиться, например, в РМГ 29-99 «Метрология. Основные термины и определения». Лично я представить не могу «прямых измерений» тепловой энергии на основании результатов косвенных измерений параметров теплоносителя.

Кроме того нигде не проведена оценка погрешности дискретизации измеряемых параметров теплоносителя и расчета тепловой энергии. Погрешности измерений, обусловленные шагом квантования и периодом дискретизации измеряемых величин, вообще не рассматриваются ни в нормативных документах, ни при испытаниях с целью утверждения типа средств измерений, ни в проектах узлов учета тепловой энергии, и это несмотря на рекомендации, приведенные в МИ 1967-89 «ГСИ Выбор методов и средств измерений при разработке

методик выполнения измерений. Общие положения». Например, в ГОСТ Р 1434-4-2006 «Теплосчетчики. Испытания с целью утверждения типа» нет даже упоминания о погрешности дискретизации аналоговых сигналов. Кроме того, полностью отсутствует оценка корреляции погрешности измерения параметров теплоносителя, на основании которых производится расчет тепловой энергии. В существующих нормативных документах принято считать, что погрешности не коррелированы и случайны, а систематические погрешности названы неисключенными, объявлены случайными, потому тоже не учитываются или учитываются, но как случайные, что еще больше усугубляет проблему оценки погрешности измерения тепловой энергии и массы теплоносителя.

Тем не менее не все так безнадежно. На основании многолетнего опыта исследования достоверности результатов измерений тепловой энергии, получаемых в реальных условиях, и оценки предельно допустимой инструментальной погрешности этих измерений должен отметить, что современные средства измерений, при правильном их использовании, позволяют измерять тепловую энергию как у потребителей, так и в теплоснабжающих организациях с погрешностью $\pm 5\%$ и менее. К сожалению, существенная часть изготовленных и работающих узлов учета не обеспечивает требуемой точности измерений. Причин много: ошибки проектирования, нарушения условий эксплуатации средств измерений, нарушения технологии изготовления средств измерений, вследствие чего не обеспечивается заявленная в описании типа средств измерений точность результатов измерений на интервале времени между поверками, и т.п. Для полноты картины необходимо упомянуть еще и ошибки программного обеспечения, в том числе и сбора измерительной информации и представления ее (информации) в энергоснабжающую организацию. Решение проблемы очевидно: энергоснабжающие организации должны и уже проводят анализ данных измерений и учета, в том числе в автоматическом режиме.

Для наведения порядка в метрологическом обеспечении теплоснабжения вообще и ФЗ № 261 от 2009 года в частно-

сти необходимо, чтобы законодательная метрология признала необходимость разработки и аттестации методик выполнения измерений тепловой энергии и массы теплоносителя, как того требует Закон (ФЗ № 102 от 2008 года), и реализовала требования Закона (ФЗ № 102 от 2008 года) на практике.

В целях реализации этого же Закона (ФЗ № 102 от 2008 года) считаю целесообразным откорректировать определение тепловой энергии. В этом случае не понадобится вводить соотношение единиц измерения тепловой энергии и теплоты, а Правила и многие другие нормативные документы примут однозначное толкование, т.е. в подавляющем большинстве случаев не потребуется внесения изменений в редакцию существующих нормативных документов. Лично мне нравятся следующие формулировки определений:

Теплота – форма перехода энергии от одного тела к другому, не связанная с переносом вещества и совершением работы.
--

Тепловая энергия – энергетический ресурс, учитывающий передачу теплоты, в том числе и теплоты, содержащейся в теплоносителе, невозвращенном на источник теплоснабжения, и работой, совершенной этим теплоносителем.

Количество тепловой энергии равно сумме переданной теплоты и совершенной теплоносителем работы.

Примечание: <i>тепловая энергия измеряется в тех же единицах, что и энергия (работа).</i>
--

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРЕ

Черноморченко Сергей Иванович,
начальник отдела автоматизации обработки
данных теплопотребления ГУП ТЭК СПб,
филиал «Энергосбыт», управление разработки
энергоэффективных технологий и энергоаудита.

НЕКОТОРЫЕ ОБЩИЕ ПРИНЦИПЫ ПОСТРОЕНИЯ СИСТЕМ ОПЕРАТИВНОГО КОНТРОЛЯ И ДИСПЕТЧЕРИЗАЦИИ ДЛЯ ОБЪЕКТОВ ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЯ

Чигинев А. В.

1. Вступление.

Наша организация – открытое акционерное общество ТЕВИС является основным сетевым предприятием тепло- и водоснабжения самого большого – Автозаводского района городского округа Тольятти. Годовой объем реализации ОАО по тепловой энергии составляет примерно 4 млн.Гкал, горячей воды – более 25 млн.т, холодной воды – почти 40 млн.м3. К нашим сетям подключено более 2400 объектов потребителей, в том числе около 850 жилых домов, в которых проживают примерно 450 тысяч человек населения района.

Понятно, что подобная система энергоснабжения не то что эксплуатироваться, но и просто физически не может существовать без использования комплексов оперативного управления и диспетчеризации.

С самого начала становления Автозаводского района в системе обеспечения тепло- и водоснабжением была организована диспетчерская служба. Для ее автоматизации в 70-80 годы использовались телеметрические комплексы на базе релейных схем.

Существующая сегодня автоматизированная система оперативно-диспетчерского управления (АСОДУ) была создана исключительно силами наших специалистов, начало ее разработке было положено во второй половине 90-х годов, и

вплоть до сегодняшнего дня она продолжает совершенствоваться и развиваться.

2. От трехуровневой системы к четырехуровневой.

Первые два наших телеметрических комплекса от сторонних производителей имели в целом структурную схему, изображенную на Рис.1. Здесь на первом уровне системы размещаются первичные датчики аналогового или двоичного (digital) типа, которые соответственно обеспечивают измерение требуемых параметров и определение состояния контролируемого оборудования. Посредством контрольных линий связи они соединены со вторым уровнем системы – оборудованием контролируемых пунктов (КП), задачей которых является преобразование аналоговых и двоичных измерений в специальный цифровой код, который затем по магистральным линиям связи (в нашем случае – по выделенным проводным или радио) передавался на третий уровень – автоматизированное рабочее место (АРМ) диспетчера. В общем случае при данной схеме организации ТМК существует и поток информации от АРМ диспетчера к первому уровню системы, реализующий телеуправление оборудованием. Наиболее серьезными недостатками подобного построения комплекса, с нашей точки зрения, являются следующие:

- Практически вся обработка информации должна в данном случае выполняться на третьем уровне системы на рабочей станции диспетчера, что при больших объемах информации требует значительных аппаратных ресурсов.
- Специфика нашей технологии и развитие ОАО ТЕВИС требовали разделения функций нескольких диспетчеров по направлениям и необходимость представления им разных информационных потоков, собираемых одним ТМК, либо наоборот, объединения нескольких информационных потоков от разных ТМК на АРМ одного диспетчера. Эти задачи вообще не могли быть реализованы при такой изначальной организации системы без всяких дополнительных аппаратных и программных «примочек», которые

только вносили хаос в систему, неоправданно усложняли ее и снижали надежность.

- Способы и средства накопления и архивирования телеметрической информации, предлагаемые штатными решениями ТМК начала 90-х годов, не выдерживали никакой критики – по большому счету это были организованные разными способами LOG-файлы, в которые велась запись всего подряд, а извлечение необходимой информации из огромных ее массивов представляло непростую задачу даже для квалифицированного программиста.

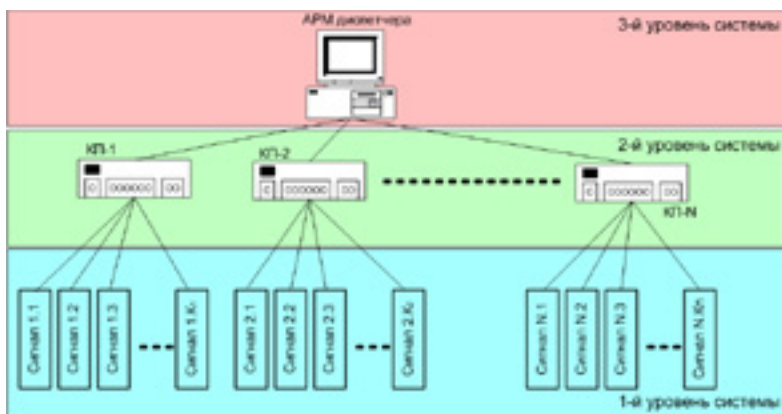


Рис.1. Схема организации первых ТМК в ОАО ТЕВИС.

В процессе реальной работы и эксплуатации ТМК для решения перечисленных проблем требовалась постоянная и напряженная работа квалифицированных специалистов (в основном программистов).

Первым серьезным шагом в преобразовании эксплуатируемого у нас ТМК стало решение о создании в нем нормальной структурированной базы данных (БД) на основе SQL-сервера, которая могла бы служить источником информации не только для оперативного персонала диспетчерской службы, но и для прочих технических специалистов организации, так или иначе использующих в своей работе данные о результатах измерений и работе оборудования.

В итоге выполненной работы на верхнем уровне системы появился сервер системы управления базой данных (СУБД) Oracle, в котором в структурированном в соответствии с требованиями к БД виде сохранялись все данные, собираемые ТМК на первом уровне – в виде «мгновенных», среднечасовых и среднесуточных значений.

В итоге схему организации ТМК можно представить в несколько ином виде (Рис.2), здесь уже не три, а четыре уровня, на последнем – пользователи системы, а на третьем начинает формироваться серверное ядро.

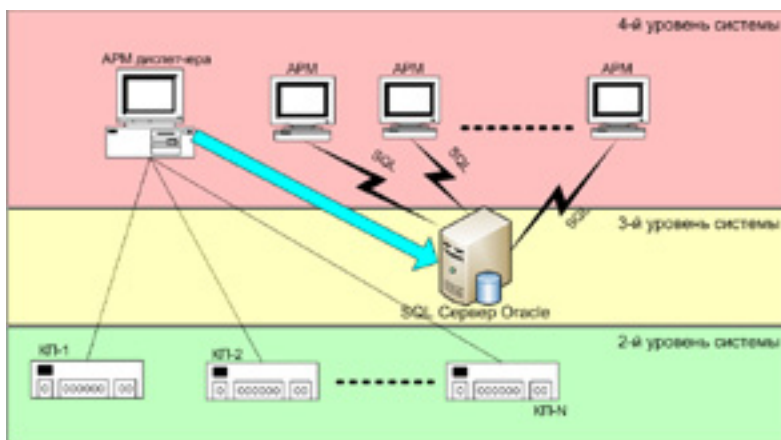


Рис.2. SQL-сервер – начало серверного ядра системы.

Источником данных для SQL-сервера тогда стали LOG-файлы рабочего места диспетчера.

Каковы же положительные стороны полученной системы?

Первым и самым главным достижением данной системы явилось то, что информация, получаемая средствами диспетчеризации, разом стала доступной большому (ограниченному только лицензионным соглашением об использовании СУБД) количеству персонала. И не только оперативно-диспетчерскому – ее стали использовать в своей работе все технические специалисты организации, которым это было не-

обходимо.

Вторым положительным моментом явилось понимание того, как должна функционировать клиентская часть программного обеспечения без участия профессионального программиста. Клиентская программа для работы с SQL-сервером сразу проектировалась с тем расчетом, чтобы человек, работающий с ней, не писал запросы на языке SQL. Он должен был быть просто грамотным пользователем ПК и технически грамотным специалистом в своей области, т.е. понимать, какие из измеряемых параметров что означают, знать единицы измерения этих параметров, правильно математически (в большинстве случаев элементарными арифметическими действиями) обрабатывать полученные данные. Любой специалист, обладающий перечисленными знаниями, просто оперируя названиями объектов, перечнями доступных на них сигналов, диапазоном даты-времени описывал прозрачный и понятный себе и другим специалистам запрос в виде таблицы. В программе этот запрос автоматически преобразовывался в запрос на языке SQL, направлялся на сервер, а полученный от него ответ представлялся пользователю в виде им же самим сформированной таблицы. Мы и в дальнейшем при разработке прикладного ПО старались придерживаться подобного подхода, когда программист разрабатывал не программный продукт с ограниченным количеством функций и отчетов, а широко функциональный инструмент для технически грамотного пользователя. А уже с помощью этого инструмента последний мог создать сам для себя любое количество нужных ему отчетов, и не дергать программиста по пустякам, вроде разработки новой выходной формы или перестановки столбцов в старом отчете на новое место.

В целом эта система архивирования телеметрических данных оказалось настолько удачной, что, будучи введена в эксплуатацию в 1997 году, она функционирует до сих пор, правда уже в качестве резервной (в процессе эксплуатации несколько раз менялся только собственно компьютер, на котором установлена серверная часть системы). Пришедшая ей на замену в 2005 году новая система архивирования телеметрических дан-

ных (САТМ) во многом повторяет лучшие идеи, заложенные в ее предшественницу.

Продолжив далее собственные разработки, мы пришли к тому, что на третьем уровне системы должен также находиться «источник данных телеметрической информации», или, как мы его позже назвали,...

3. Сервер реального времени.

Фактически это главный информационный узел телеметрического комплекса, через который проходят все основные информационные потоки – с нижних уровней системы на верхние и в обратном направлении. С точки зрения реализации этот узел представляет собой набор специализированных программных и аппаратных средств. Причем в течение всего времени существования (и параллельно с этим развития) сервера реального времени (СРВ) прослеживается явная тенденция постепенной передачи функций от программных средств аппаратным. Если подытожить все, что было постепенно накоплено за последние восемь лет в части СРВ, то его основные функции можно сформулировать следующим образом:

- Периодический с заданной частотой опрос контроллеров второго уровня о результатах измерений, выполненных на первом уровне системы и сохранение в памяти полученных данных.
- Контроль наличия связи с контроллерами второго уровня, диагностика состояния этих контроллеров и их модулей расширения.
- Автоматическая и/или принудительная (по запросу с четвертого уровня) передача информации о результатах измерения на четвертый уровень системы с учетом разграничения информации и прав подключенных пользователей.
- Трансляция команд телеуправления с четвертого уровня системы на контроллеры второго уровня.
- Протоколирование всего информационного обмена, проходящего через СРВ.

И это по большому счету все!

То есть в определенном смысле СРВ является противоположностью SQL-сервера, который должен уметь хранить большие объемы информации и быстро по запросу находить в них нужную пользователю. СРВ ничего не хранит (файлы протоколов не в счет – это не структурированное хранение и быстро в них того, что нужно, не найдешь) и практически «не помнит» того, что было минуту назад. Зато он с высокой частотой опрашивает несколько десятков (в нашем случае до 255) подключенных к нему КП, и моментально отвечает о текущем «сиюсекундном» состоянии датчиков десятку-другому пользователей. О количестве КП и пользователей у нашей реализации СРВ – мы специально не занимались исследованиями пределов его возможности в этой части, а реально создать ему перегрузку пока не удалось. Точнее, как только появлялось нечто вроде подобной перегрузки, всегда находилось то или иное решение для ее устранения – от элементарного наращивания ОЗУ в системном блоке компьютера до изготовления нового специализированного аппаратного модуля, берущего на себя часть программных функций, и разгружающего в итоге процессор компьютера. Структурная схема ТМК с сервером реального времени представлена на Рис.3.

При подобной организации комплекса появляется возможность подключения на четвертом уровне большого (можно считать, что неограниченного) количества пользователей для получения телеметрической информации в реальном времени. При этом сохраняется также практически неограниченная (в смысле количества пользователей) возможность получения информации от системы архивирования через SQL-запросы. И тот, и другой способы получения информации могут быть одновременно реализованы на АРМ любого пользователя.

Архивирование информации в базу данных на SQL-сервере производится специальным клиентом СРВ, который воспринимается последним точно так же как все остальные клиенты, получающие данные реального времени.

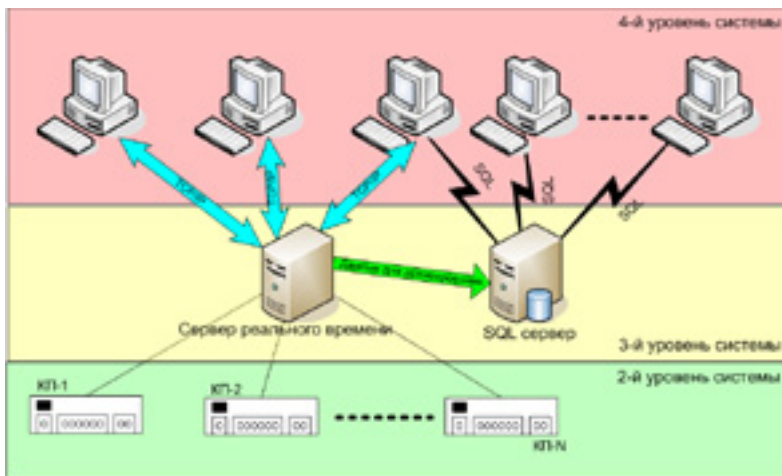


Рис.3. Структурная схема ТМК с сервером реального времени.

Отметим, что для обмена информацией реального времени между третьим и четвертым уровнями системы в качестве основы был использован протокол TCP/IP, для чего локальные вычислительные сети на всех объектах нашей организации пришлось соединить в единую корпоративную сеть.

Все что описано выше в текущем разделе относится к одному ТМК, далее кратко будет описано о том, как у нас реализовано объединение нескольких ТМК в автоматизированную систему оперативно-диспетчерского управления (АСОДУ).

4. АСОДУ – объединение ТМК в единую систему.

Почему появилась необходимость объединения нескольких ТМК в единую систему? Изначально телеметрические комплексы в ОАО ТЕВИС планировалось четко разграничить по территориально-функциональному принципу. Это решение было сформулировано и принято в самом начале 90-х годов, когда никто в действительности не представлял (по крайней мере, у нас) во что выльется развитие информационных си-

стем и технологий в ближайшем будущем.

Функционально диспетчеризация делилась на технологическую (производственный процесс тепло- и водоснабжения) и диспетчеризацию городского коммуникационного коллектора. Территориально – Автозаводский район Тольятти условно был разделен на несколько зон, в каждой из которых был организован местный диспетчерский пункт (МДП), который должен был работать только с системой диспетчеризации своей зоны. В итоге же строгого разделения по границам функциональной ответственности не получилось, так как нередко оказывалось технически более просто и экономически более оправдано «дотянуться» до нового, не предусмотренного на стадии проектирования объекта средствами диспетчеризации не «родного» ТМК, а функционально другого. Затем передача информации от «чужого» комплекса «родному» выполнялась на верхнем (третьем) уровне системы только с помощью программных средств. В итоге, когда всем стало ясно, что сопротивляться этому процессу бесполезно, само дальнейшее проектирование ТМК уже велось с учетом этих обстоятельств, и была разработана унифицированная технология объединения нескольких ТМК в единую систему.

Эта технология состоит в следующем. Каждый из существующих ТМК рассматривается теперь как домен единой системы. Рабочие места пользователей организованы таким образом, что одно клиентское приложение в один момент времени может иметь связь с одним и только одним сервером реального времени.

Поэтому каждое клиентское приложение тоже является составной частью только одного домена. А вот любой из серверов реального времени может при необходимости подключиться как клиент к любому другому серверу АСОДУ и ретранслировать через себя информацию о состоянии сигналов «чужих» КП «своему» клиенту. Потребности в ретрансляции данных между серверами описываются в файлах конфигурации каждого СРВ и могут быть в любое время дополнены и изменены администратором системы. Кроме того, что при

подобном подходе проще организовать работу клиентского приложения, которое не обязано знать, к какому серверу физически подключено КП, и дополнительно появляется еще возможность оптимизировать трафик между доменами, т.к. при недостаточно «широких» линиях связи и большом количестве клиентов это может стать серьезной проблемой.

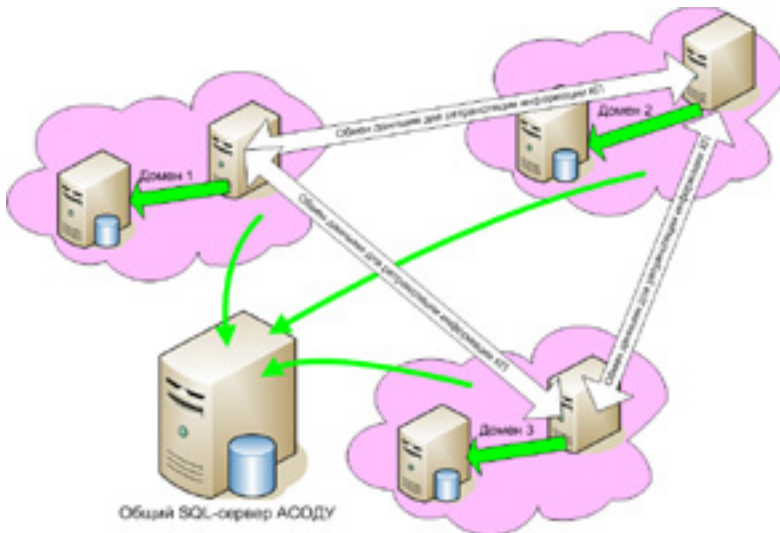


Рис.4. Основной принцип построения АСОДУ.

И еще. В каждом домене АСОДУ может присутствовать свой SQL-сервер для архивирования «внутридоменных» данных, как это было описано в предыдущем разделе. Вообще же наша система архивирования САТМ проектировалась и разрабатывалась с тем расчетом, что в ней может существовать еще и общий архив данных, собираемых со всех доменов, реализованный на отдельном сервере СУБД. Структурная схема АСОДУ схематично представлена на Рис.4.

5. Теплосчетчики потребителей – это тоже диспетчеризация...

Все описанные выше телеметрические комплексы организованы на принципах, позволяющих им работать в режиме, близком к режиму реального времени. Отклик этих ТМК на событие, произошедшее на диспетчеризированном объекте, составляет не более нескольких секунд для аналогового измерения и не более 0,5 сек для двоичного сигнала. Можно с уверенностью сказать, что пока подобные системы не нашли широкого применения в энергоснабжении ЖКХ по одной причине – из-за своей сравнительно высокой стоимости.

В то же время масштабное внедрение коммерческого учета с применением микропроцессорных теплосчетчиков, позволяет создавать диспетчерские системы несколько иной категории – использующие уже сформированные теплосчетчиками (или иными цифровыми приборами) архивы результатов измерений приборов учета.

Одним из недостатков подобного рода систем является то, что назвать их диспетчерскими получается с большой натяжкой, т.к. время реакции оперативного персонала на разного рода изменения в режиме энергопотребления (в том числе и критические) получается недопустимо большим – задержки здесь определяются уже не секундами и минутами, а часами и сутками.

С другой стороны, подобные системы, несомненно, имеют право на существование, так как у них есть ряд преимуществ над ТМК реального времени. Основным из этих преимуществ можно уверенно назвать стоимость системы сбора информации, когда практически вся работа по выполнению собственно измерений, отцифровке их результатов и первичному архивированию уже решена в рамках обычного узла учета.

В настоящее время для внедрения предлагается ряд подобных систем разных производителей, но мы, проанализировав их возможности и характеристики, как и прежде, решили

выполнить собственную разработку.

Одним из принципиальных решений, очень существенным для наших потребителей, в части «экономики» развертывания этой системы стало то, что она полностью создается за счет нашей организации и останется у нас на балансе. Подтверждением этого факта является то, что участвуя в этом году в программе установки общедомовых приборов учета жилого фонда в нашем районе, мы попутно за собственный счет диспетчеризируем монтируемые нами узлы – в этом году в количестве 154 единицы на 98 жилых домах района. Дальнейшее подключение объектов к этой системе будет продолжено в следующем году.

Укрупнено общая функциональная схема вновь разработанного комплекса диспетчеризации приведена на Рис.5. Теплосчетчики, установленные на объектах, оснащаются дополнительным коммуникационным оборудованием, которое позволяет связываться с ними и считывать накопленные данные.

Опрос оборудования на объектах по заданному расписанию выполняет *сервер связи*, который записывает полученную информацию в виде файлов промежуточного хранения данных на *Файл-сервер*.

Из файлов промежуточного хранения информация автоматически заносится в специально организованную базу данных на *сервере СУБД*, откуда непосредственно может быть получена по запросу пользователями определенной категории – так называемыми «толстыми» клиентами системы, которые непосредственно подключены к корпоративной компьютерной сети нашей организации.

Рабочие места «толстых» клиентов оснащены специально разработанным программным обеспечением, построенным на тех же принципах, что и описанные выше системы архивирования телеметрической информации. Т.е. это обеспечение представляет собой широко функциональный инструмент, который позволяет пользователю самому, не обращаясь к сред-

ствам и языкам программирования, описывать структуру запроса параметров из базы данных и формировать алгоритм ее дальнейшей обработки.

Принципиальным моментом этого комплекса является наличие в его серверном ядре *WEB-сервера*, который имеет связь с сервером СУБД и позволяет получать информацию из базы данных по каналам Internet – с помощью обычных Интернет-браузеров. Пользователи, получающие таким образом доступ к данным, являются так называемыми «тонкими» клиентами комплекса – просто потому, что им на компьютере не требуется никакого специального программного обеспечения, кроме обычного Интернет-браузера. Для каждого такого пользователя оговаривается только режим доступа к данным – логин, пароль и некоторые обязательства со стороны самого пользователя по использованию получаемой информации.

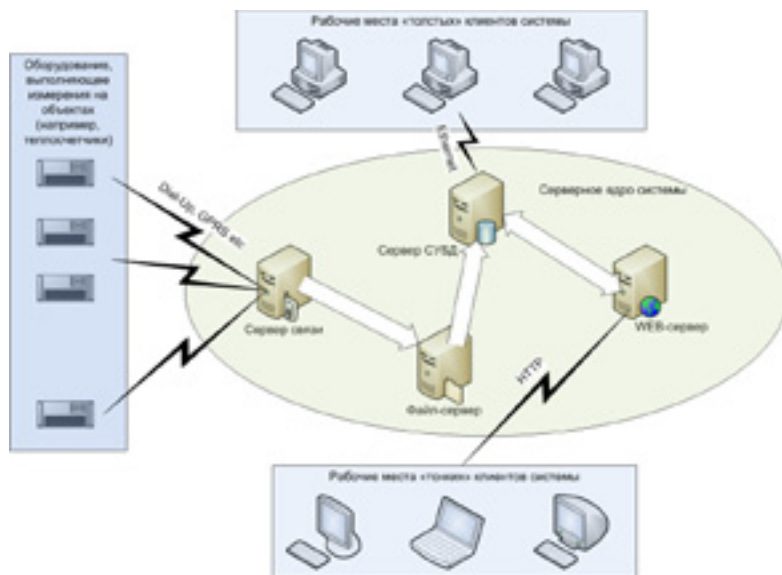


Рис.5 Функциональная схема диспетчеризации «на теплосчетчиках».

В качестве «тонких» пользователей этой системы нами в первую очередь рассматриваются наши потребители, объекты

которых подключены к этой системе. То есть любой потребитель, имеющий с нами договор на энергоснабжение, может в любой момент получить подробную информацию об энергопотреблении собственных объектов, просто зайдя в Интернет. Ему для просмотра данных также представляется возможность произвольно выбрать перечень параметров, из числа измеряемых на объекте, диапазон даты-времени для просмотра и тип архива – часовой или суточный. В дальнейшем предполагается развитие системы в части информации, получаемой «тонким» клиентом системы – дополнительной ее обработкой на предмет соблюдения режимов энергоснабжения, оценки достоверности выполняемых измерений и т.п.

6. Выводы.

1. Комплексы, реализующие оперативное диспетчерское управление режимами энергоснабжения в ЖКХ, являются сегодня необходимой и обязательной частью систем жизнеобеспечения.
2. С точки зрения задач, решаемых телеметрическими комплексами, они могут быть разделены на две большие группы – работающие в режиме, приближенном к реальному времени, и оперирующие только архивными данными.
3. Комплексы диспетчеризации, работающие в режиме, приближенном к реальному времени, являются очень хорошим инструментом для решения очень широкого спектра задач. И в первую очередь для оперативного реагирования на разного рода нештатные ситуации, которые могут нарушать нормальный режим энергоснабжения объектов. Несмотря на то, что подобного рода системы достаточно дороги, они должны предусматриваться и внедряться в ЖКХ.
4. Комплексы диспетчеризации, оперирующие исключительно архивными данными, полученными в результате организации коммерческого учета, должны обязательно

внедряться в эксплуатацию одновременно с учетом, так как их стоимость сравнительно невелика, а эффект от внедрения может быть очень значительным.

5. Внедрение систем второго типа может быть вменено в обязанность энергоснабжающим организациям при монтаже узлов учета на границе раздела с потребителями. Потребителям в этом случае обязательно должен быть предоставлен доступ к результатам измерений энергопотребления на их собственных объектах.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРЕ

Чигинев Андрей Викторович,
генеральный директор ОАО ТЕВИС, Тольятти
E-mail: A.Tchiguinev@tevis.ru

ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ ЗДАНИЙ И СООРУЖЕНИЙ



Балтийский ГОРИЗОНТ

Балтийский горизонт – издание для профессионалов строительного комплекса

- Наши публикации посвящены проблемам и новостям саморегулирования в строительстве, изысканиях, проектировании, энергоаудите, пожарной безопасности.
- Мы представляем компетентные мнения ведущих экспертов области: политиков, экономистов, участников рынка, а также самые актуальные новости законодательства, компаний, органов власти.
- Балтийский горизонт – это Ваши возможности размещения информации, а также PR – площадка, охватывающая всю страну. Цель издания – предоставить самую свежую и полную информацию о ключевых событиях отрасли.
- Наши специалисты предлагают организацию и проведение пресс-конференций, круглых столов, презентаций, брифингов, семинаров, других публичных мероприятий и гарантирует своим клиентам публикацию в средствах массовой информации.

ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ – ОХЛАЖДАЮЩИЕ БЛОКИ ЗАВОДА «АРКТОС»

Вавилов А. С., Кочарьянц К. В.

Для российского рынка вентиляционного оборудования охлаждающие блоки (ОБ) – пока новое изделие, которое еще не получило широкого распространения. Но в последнее время все больше появляется сведений об охлаждающих блоках, о проектных решениях СКВ с применением ОБ и реализованных объектах (Пулково-SKY и др.)

На фоне увеличивающегося интереса к ОБ завод «Арктос» осваивает серийное производство блоков пассивного типа «Пассат» и активного типа «Аквилон».

Охлаждающие блоки используются как серьезная альтернатива традиционным системам кондиционирования воздуха на базе автономных кондиционеров (фэнкойлов).

Основная область применения – невысокие (до 4-х метров) помещения общественного назначения: офисы, конференц-залы, номера гостиниц, палаты больниц и т.п.

Пассивный охлаждающий блок работает по принципу естественной конвекции. Теплый воздух помещения поднимается к потолку, где охлаждается, циркулируя через теплообменник блока. Активный охлаждающий блок отличается от пассивного функцией подачи приточного воздуха. Воздух после обработки в центральном кондиционере поступает в камеру статического давления, откуда выбрасывается через ряд сопел. Струи приточного воздуха создают разряжение, за счет этого эжектируется внутренний воздух помещения. Проходя через теплообменник ОБ, он охлаждается и, перемешиваясь с первичным воздухом, попадает обратно в помещение через приточную решетку.

По сравнению с автономными кондиционерами охлаждающие блоки являются практически бесшумным агрегатами, что позволяет применять их в помещениях с повышенными требованиями к уровню шума.

Различные конструктивные варианты ОБ позволяют устанавливать их как у потолка, так и в подшивном пространстве, занимая минимальное место в помещении. Воздух от охлаждающий блоков активного типа подается в помещение через приточную решетку с низкими скоростями и, равномерно распределяясь по всей площади рабочей зоны создаёт «мягкое» охлаждение. Охлаждение воздуха в теплообменнике блока происходит по принципу «сухого» охлаждения без выпадения конденсата, что позволяет отказаться от системы дренажа. Индивидуальное регулирование параметров микроклимата в помещении позволяет создать комфортные условия.

Преимущества охлаждающего блока по сравнению с автономными кондиционерами (фэнкойлами):

- повышенный тепловой комфорт, достигаемый за счет отсутствия резкого перепада температур воздуха в приточной струе и воздуха в помещении и низкой скорости струи на истечении из охлаждающего блока;
- повышенные акустический комфорт, достигаемый за счет отсутствия движущихся деталей в корпусе блока и низкой скорости струи на истечении из охлаждающего блока;
- индивидуальное регулирование в зависимости от температуры в помещении за счет изменения расходы воды;
- снижения количества приточного воздуха, вплоть до санитарных норм позволяет уменьшить холодопроизводительность центрального кондиционера и тем самым снизить капитальные и эксплуатационные затраты;
- различные варианты монтажа с точки зрения архитектуры и дизайна;

- увеличение срока службы оборудования (у ОБ ≈ 35 лет, а у местных кондиционеров до 10 лет).

Охлаждающие блоки создают более комфортные параметры микроклимата в помещении и при этом являются более энергоэффективным оборудованием по сравнению с фэнкойлами.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ

Вавилов А. С., Кочарьянц К. В.

Тел. +7-911-912-69-15

e-mail: kristina@arktos.su

ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ СИСТЕМ ТЕПЛО- И ВОДОСНАБЖЕНИЯ

Маускоп В. В.

Протечки – это причина перерасхода воды, нарушение режимов работы котельного оборудования, в некоторых случаях это влечёт за собой потерю сетевой воды. Всё это можно перевести в денежный эквивалент.

Другая проблема – это загрязнение и отложение в системах. В первую очередь от этого страдает теплообменное оборудование. Требуется в среднем от 10 до 15 % энергии больше для нагрева теплоносителя если теплосъёмная и теплопередающая поверхности теплообменного оборудования поражены отложениями и загрязнением.

Получается довольно мрачная картина нерационального использования энергоресурсов и денежных средств! Какова же причина столь серьёзных растрат?

Причина – электрохимическая коррозия и её последствия, а также проблема загрязнения и отложений в сетевом оборудовании и коммуникациях.

Способы, которые традиционно применяются для борьбы с коррозией зачастую малоэффективны и лишь создают видимость. Либо эти способы технически трудновыполнимы, что сводит на нет их использование.

Тем не менее, на сегодняшний день существуют весьма эффективные экономически выгодные методы борьбы с коррозией и отложениями в трубопроводах.

Наша компания занимается продвижением этих методов и активно предлагает их на рынке. Особенно хочу отметить простоту в применения этих методов, что особенно выгодно в условиях уже действующих сетей.

1. Аппарат Вулкан.

Способ обработки воды без использования солей и других химических основывается на патентованной технологии VULCAN-IMPULS.

3 эффекта прибора VULCAN

- Прибор VULCAN защищает от коррозии на всех стадиях
- Прибор VULCAN предотвращает образование известкового налета в трубах
- и приборах
- Прибор VULCAN бережно очищает весь трубопровод

Свойства прибора VULCAN

- Может быть установлен на трубах из любого материала:
- железа, меди, пластика, высококачественной стали и т.д.
- Прочное литое изделие из акрила
- Легкий монтаж, не требующий разрезания труб
- Пригоден для труб диаметром от 10 до 500 мм
- Производительность до 500 м³/час
- Рабочее напряжение 24в
- Потребляемая мощность 3,5Вт.
- Работает от эл. сети через адаптер.

2. Аппарат Элизатор – был разработан для обеспечения комплексной защиты от коррозии и её последствий, а так же отложений в контурных системах и конденсата замкнутого цикла. Была поставлена задача сделать защиту, которая работала бы лучше, чем например: с использованием ингибиторов коррозии и зачастую вредных для человека и окружающей среды.

В основе процесса лежит электролиз. В процессе работы аппарата «в жертву», если так можно выразиться приноситься анод, который является сменным элементом.

На контурных системах отопления и охлаждения анод служит 3-5 лет. На контурных системах ГВС и конденсата зам-

кнутого цикла анод служит 1-1,5. Стоимость анода составляет около 10% от стоимости самого Элизатора.

Более подробно Вы можете узнать о предлагаемом нами оборудовании на нашем сайте; www.cogtoziya.net, позвонив нам по телефонам (812)716-75-13 или (812)983-93-11; или отправив свой вопрос на наш электронный ящик: rus@iwtm.com

АВТОР

Маускоп Владимир Валентинович



СНИЖЕНИЕ ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЯ ИНЖЕНЕРНЫМИ СИСТЕМАМИ ПРОМЫШЛЕННЫХ И ОБЩЕСТВЕННЫХ ОБЪЕКТОВ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ И ЭКСПЛУАТАЦИИ

Палей Е. Л.

Для организации снижения энергопотребления инженерными системами промышленных и общественных объектов, предлагается не разбивать инженерные системы по отдельности, как это постоянно делается, а рассматривать систему теплоснабжения в комплексе:

- Источник,
- Тепловая сеть,
- ИТП,
- Внутренние системы ОВ и ГВС.

С чем связано такое предложение? С большим количеством судебных дел, которые происходят не только в Санкт-Петербурге, но и в других регионах России.

Общая практика такова, что разные элементы комплекса теплоснабжения проектируются разными организациями.

У Застройщика, как правило, отсутствует специалист, понимающий и решающий все вопросы. К чему это приводит, рассмотрим на нескольких примерах.

1-й пример:

Проектируется жилой дом, с подключением к городским сетям. По ТУ теплоотпускающей организации мы имеем расчетные параметры теплоносителя и требования по схеме подключения (Зависимая, независимая, открытый водоразбор).

Единичны случаи, когда теплоотпускающая организация выставляет требования по материалу трубопроводов.

Проектировщики внутренних систем, пользуясь разрешением СНиП на ХВС и ГВС, а также СП по проектированию ИТП, не предусматривают в ИТП ни каких устройств по снижению жесткости и связыванию кислорода в воде для внутренних систем, (особенно это важно для ГВС), а так же применяют во внутренних системах ГВС оцинкованные трубы, которые, естественно, собираются на сварке. Полотенцесушители в ваннных комнатах так же из оцинкованной, а иногда из черной трубы.

К чему это ведет? Если у нас теплофикационная вода поступает из ТЭЦ или квартальной котельной, т.е. химически обработанная и обескислороженная, то оседания накипи и резкая коррозия металла труб и полотенцесушителей не происходит. А если теплофикационная вода поступает не обработанная и не обескислороженная, то происходит резкое оседания накипи и резкая коррозия металла труб и полотенцесушителей.

Система ГВС в течении максимум одного года выходит из строя из-за уменьшения пропускного сечения труб. Кто виноват, спросите Вы? Проектировщик выполнил все в соответствии с нормами, Заказчик – Застройщик в ТЗ на проектирование ничего не отметил и не потребовал.

Ответ очевиден. Виноват Заказчик – Застройщик! Но у него всегда находится возражение: «Я не специалист, а Вы мне ничего не подсказали». Значит виноватых нет и потребитель должен страдать и решать проблемы сам!?

3-й пример: Основная масса вновь строящегося и реконструируемого жилья выполняется по старой «постоянной схеме разводки», вид розлива (верхний или нижний) не имеет значения. Установка терморегуляторов в квартирах на каждой батарее дает обратный эффект по гидравлической разбалансировке системы, вести поквартирный учет потребляемого тепла можно только на ХВС и ГВС. Учитывая факт полной смены или переноса батарей собственником в квартире после сда-

чи, установку дополнительных батарей, с мотивировкой «холоднее не будет», фактически через год после сдачи дома мы имеем не экономичную и практически не работоспособную систему. А если к этому добавить социальный фактор – отказ в оплате за потребленное тепло, что происходит повсеместно, то в конечном результате никакого энергосбережения, никакой нормальной системы нет.

Какой же выход напрашивается из выступления? Выход простой. Необходимо:

- ПЕРВОЕ – запретить **нормативно** «постоянную разводку». Должна быть только горизонтальная разводка с организацией ввода в каждую квартиру. Такая схема позволяет вести поквартирный учет потребленного тепла. Установка на вводе в квартиру регулятора позволит ограничить расходы в потребленном тепле на уровне проектного значения. В случае отказа в оплате потребителя, он может быть легко отключен от системы.

Установка поквартирного учета тепла позволяет объединить все потребляемые энергоресурсы, включая электроэнергию в единую систему автоматизированного учета энергоресурсов и облегчить задачу как по выписыванию квитанций на оплату, так и по сбору платежей.

Данную систему смело можно подводить к модному названию «Умный дом». Дополнительно к такой системе можно говорить о других действиях, позволяющих экономить энергоресурсы.

- ВТОРОЕ – выполнять все остальные решения, обеспечивающие энергосбережение.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРЕ

Вице-президент Союза Энергетиков СЗ,
Член правления Газового клуба
Член Экспертного совета
СРО «Инженерные системы – Проект»
К. т. н. **Палей Е. Л.**

ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНЫЕ МЕДНО-АЛЮМИНИЕВЫЕ КОНВЕКТОРЫ «ИЗОТЕРМ»

Синельникова М. А.

ОАО «Фирма Изотерм» производит энергоэффективные медно-алюминиевые конвекторы и стальные приборы отопления для многоквартирных жилых домов, коттеджей и зданий общественного назначения (гостиницы, спортивные сооружения, др.). Компания выпускает более 2000 видов конвекторов различных типоразмеров и вариантов подключений к трубопроводам.

Медно-алюминиевые конвекторы изготавливаются по шведской технологии с использованием материалов ведущих европейских производителей. Инновационная технология обеспечивает высокие потребительские свойства конвекторов и долгий срок службы.

Конструкция конвекторов состоит из медной трубы, алюминиевых пластин, оцинкованного кожуха, окрашенного методом порошкового напыления. При изготовлении применяется пайка серебросодержащим припоем.

Каждый конвектор проходит гидро- и пневмоиспытания.

Предприятие сертифицировано по стандартам качества ISO 9001:2008. Конвекторы испытаны и рекомендованы к применению ФГУП НИИСантехники.

Шведская технология позволяет производить высококачественные приборы со следующими свойствами:

1. Энергоэффективность: в условиях автоматического регулирования тепла приборы экономят до 30% тепловой энергии. Энергоэффективность обеспечивается за счет конвекции, малой инерционности (требуется 5 мин

для выхода на рабочую мощность) и низкого количества воды в теплоносителе (0,4 л на 1кВт). Обеспечивают минимальный процент тепловых потерь через ограждающие конструкции за счет направления воздушного потока внутрь помещения, а не на стену. Благодаря регулированию тепловой мощности скоростью вращения вентилятора внутрипольных конвекторов приборы максимально эффективны в режиме работы «день – ночь»: экономия тепловой энергии в общественных зданиях, бизнес-центрах и офисах.

2. Функциональность: конвекторы обеспечивают высокий коэффициент теплопередачи ($7-8 \text{ Вт/м}^2/\text{°C}$) и обеспечивают максимально полный съем подводимого тепла при минимальной температуре обратной воды. Наилучшим образом решают вопросы воздухообмена при работе с приточными оконными или стеновыми клапанами.

3. Надежность и долговечность: приборы не подвержены коррозии за счет высокой коррозионной стойкости теплообменника (медь) и кожуха (оцинковка, порошковое окрашивание). Устойчивы к условиям российской водоподготовки, не заиливаются за счет прямооточной трубы теплообменника. Приборы служат 50 лет, не меняя проектной мощности.

4. Эргономичность: приборы продаются в полной строительной готовности. Наличие воздухопускного клапана и газовоздухоотводной пластиковой трубки. Имеют малый вес при максимальной тепловой мощности. Температура поверхности не превышает 43°C , поэтому приборы применяются в детских дошкольных учреждениях.

5. Создают комфорт категории А по стандарту ISO 7730 – обеспечивают равномерный разогрев воздуха в помещении и здоровый климат для жизнедеятельности людей.

6. Дизайн и цветовые вариации позволяют применять приборы в самых нестандартных проектах любой сложности.

Тепловой комфорт обеспечивается с момента запуска в эксплуатацию системы отопления с приборами «Изотерм». Экономический эффект для потребителей ощутим при оплате коммунальных услуг при условии установки поквартирных тепловых счетчиков (снижение квартплаты в части «отопление» 10-15%).

Приборы успешно отапливают помещения в Москве, Санкт-Петербурге и регионах в разных условиях водоподготовки на протяжении 18 лет.

Конвекторы Изотерм устанавливают в самых ответственных зданиях: в коттеджах на территории Президентского Дворца в г.Стрельна Ленинградской области, в Доме приемов Правительства РФ в Москве, в музее «Эрмитаж», аэропорте «Пулково», во дворце спорта «Юбилейный», гостиницах «Москва» и «Санкт-Петербург» и др.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРЕ

Синельникова М. А.

Директор по развитию бизнеса

ОАО «Фирма Изотерм»

460-88-22, 8-911-008-8650

ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ В СИСТЕМАХ ВЕНТИЛЯЦИИ, КОНДИЦИОНИРОВАНИЯ ВОЗДУХА И ТЕПЛОХОЛОДОСНАБЖЕНИЯ ОБЩЕСТВЕННЫХ ЗДАНИЙ (ПРОБЛЕМЫ И РЕШЕНИЯ НА СТАДИИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ)

Тарабанов М. Г.

В докладе приведен перечень основных мероприятий по энергосбережению в системах вентиляции, кондиционирования воздуха и теплохолодоснабжения общественных зданий на стадии проектирования. А также рассмотрены решения по энергосбережению при использовании тепломассообменных аппаратов смесительного типа, разработанных НИЦ «Ин-вент», для увлажнения, нагрева и охлаждения воздуха в центральных кондиционерах..

1. Мероприятия общего характера.
 - 1.1 Ресиркуляция воздуха.
 - 1.2 Функциональное разделение систем с учетом режимов работы обслуживаемых помещений и одновременности их работы.
 - 1.3 Применение VAV-систем (Variable Air Volume).
 - 1.4 Снижение аэродинамического сопротивления систем и применение плотных воздуховодов.
2. Применение энергоэффективных схем обработки воздуха.
 - 2.1 Новая схема с использованием центральных кондиционеров и местных адиабатных увлажнителей в общественных зданиях в холодный период года.
 - 2.2 Схема с косвенным испарительным охлаждением приточного воздуха без холодильных машин (с приме-

- ром конкретного офисного центра).
3. Утилизация теплоты и холода.
 - 3.1 Схема с промежуточным теплоносителем.
 - 3.2 Пластинчатые теплообменники.
 - 3.3 Регенеративные вращающиеся теплообменники.
 - 3.4 Утилизация теплоты системы обратного водоснабжения.
 - 3.5 Использование теплоты обратной воды системы централизованного теплоснабжения.
 4. Применение энергоэффективного оборудования.
 - 4.1 Холодильные машины с водяным охлаждением конденсаторов.
 - 4.2 Выбор типа компрессоров и хладагентов.
 - 4.3 Применение систем VRV и VRF с высоким значением холодильного коэффициента.
 - 4.4 Применение аккумуляторов холода для снятия пиковой нагрузки.
 - 4.5 Применение тепловых насосов.
 5. Разработка и применение энергоэффективного оборудования для обработки воздуха.
 - 5.1 Роторный пластинчатый тепломассообменник для увлажнения и доувлажнения воздуха.
 - 5.2 Роторный пластинчатый утилизатор теплоты для нагревания наружного воздуха низкопотенциальным теплоносителем.
 - 5.3 Роторный пластинчатый воздухоохладитель смешительного типа для охлаждения воздуха без осушки.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРЕ

Тарабанов М. Г.,
к.т.н., доцент, директор НИЦ «Инвент»,
вице-президент АВОК.

ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ И ЭНЕРГОАУДИТ В СИСТЕМАХ ВОДОСНАБЖЕНИЯ И КАНАЛИЗАЦИИ

Штейнмиллер О. А.

Существующая практика создания различных инженерных насосных систем демонстрирует возрастающее внимание к уровню их эффективности. Актуальность вопроса определяется значением, которое придается проблеме энергоэффективности. Необходимость решения этой проблемы закреплена в Федеральном Законе РФ от 23.11.2009 г. № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты РФ».

За последние годы произошли существенные изменения как в подходах к подбору насосного оборудования (в т.ч., в плане исключения избыточности параметров), так и в техническом уровне доступного насосного оборудования. Разработка оптимальных решений при подготовке реконструкции и строительства насосных станций наличия методического и технического (диагностического) обеспечения.

В качестве основополагающего подхода при разработке и оценке таких систем предлагается использовать методологии анализа Стоимости Жизненного Цикла (в зарубежной практике принято сокращение LCC – Life Cycle Cost). В теоретическом плане подход основан на учете стоимости жизненного цикла оцениваемого комплекса насосного оборудования и предусматривает минимизацию совокупных затрат на строительство (реконструкцию), эксплуатацию и завершение использования.

Осознавая широту и многообразие всего набора факторов, учитываемых при определении стоимости жизненного цикла

насосной системы (начиная от первоначальных затрат и заканчивая процентной ставкой), отметим, что наиболее значимый вклад в стоимость жизненного цикла насосного оборудования вносят затраты на электроэнергию и обслуживание.

Начиная рассмотрение с задач канализации, остановимся на комплектных канализационных станциях (КНС). Существенным для станций водоотведения при использовании КНС и соответствующего насосного оборудования будет являться сокращение:

- сроков и стоимости монтажных работ;
- эксплуатационных издержек в течении всего срока службы за счет снижения затрат на обслуживание (в силу уровня автоматизации), затрат на сервис и запасные части (в силу высокой конструктивной и технологической надежности применяемого насосного оборудования – погружных моноблочных насосов вертикального монтажа от ведущих мировых производителей, таких как GRUNDFOS, FLYGHT и др.) и затрат на электроэнергию (в силу реальной возможности оптимального подбора насосов с высоким КПД в рабочей точке, сохраняющимся на таком уровне в течение длительных периодов эксплуатации).

В области водоснабжения особо следует выделить повысительные насосные станции (ПНС), на которых в силу отсутствия постоянного обслуживания и большого объема наработки насосов (более 2000 часов в год) распределение эксплуатационных издержек еще больше сдвигается в сторону преобладания энергетических затрат. В первом приближении оценивать общую эффективность возможно на основании уровня его энергоэффективности.

Для построения массива данных необходимо предварительное проведение параметрического (иначе – насосного) аудита, который предусматривает проведение серии замеров расходно-напорных и электрических параметров предполагаемого к замене оборудования.

Была поставлена задача разработать систему контроля подачи воды. В результате наших работ предложено новое техническое решение для контроля подачи воды в составе измерительных приборов и средств подключения к сети водоснабжения, интегрированных в единый мобильный измерительный комплекс или сокращенно МИК. Получен патент на полезную модель.

МИК прошел испытания и показал свою работоспособность. На момент публикации ЗАО «Промэнерго» произведено несколько комплексов, которые применяются в работах по энергоаудиту. В настоящее время продолжается работа по совершенствованию МИК.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРЕ

Штейнмиллер О.А.,
генеральный директор ЗАО «Промэнерго»

**ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ
ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ
ЗДАНИЙ И
СООРУЖЕНИЙ**

САМОРЕГУЛИРУЕМАЯ ОРГАНИЗАЦИЯ

ИП "Балтийское объединение специализированных
подрядчиков в области энергетического обследования

"БалтЭнергоЭффект"

«БалтЭнергоЭффект» -

саморегулируемая организация в
области энергетического обследования
(внесено в государственный реестр
саморегулируемых организаций в
области энергетического обследования
17.09.2010 г. под регистрационным
номером СРО-Э-022).

ИП «БалтЭнергоЭффект» осуществляет
свою деятельность в качестве
саморегулируемой организации в
соответствии с положениями Главы 4
Федерального закона «Об
энергосбережении и о повышении
энергетической эффективности и о
внесении изменений в отдельные
законодательные акты Российской
Федерации» от 23.11.2009 г. № 261-ФЗ.

конт. тел. (812) 251-31-01
(812) 251-10-50
(812) 251-79-65
(921) 591-92-77



www.srobaltenergo.ru

ПОРЯДОК ПОДГОТОВКИ, ПРОВЕДЕНИЯ И ОФОРМЛЕНИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ОБСЛЕДОВАНИЙ (ЭНЕРГОАУДИТОВ) ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

Козлов К. С.

Энергосбережение – важнейшее направление технической и экономической политики государства.

В настоящее время актуальность темы энергосбережения приобретает все большее значение в жизни российских промышленных предприятий. Эта тенденция обуславливается, главным образом, тем фактом, что в структуре себестоимости готовой продукции подавляющего большинства отечественных производителей заложена очень высокая энергетическая составляющая, порой в несколько раз превышающая аналогичные показатели предприятий развитых европейских стран и США.

Основной причиной этого является сложившаяся в минувшие десятилетия практика, при которой во главу угла ставились задачи наращивания производственных мощностей, а также вопросы бесперебойного их функционирования любой ценой. Данное положение вещей усугубляется также тем фактом, что энергосиловое хозяйство большинства отечественных заводов было спроектировано без учета маневренного режима эксплуатации с показателями высокой эффективности при максимальной загрузке производства в целом и агрегатов и сетей в частности. Однако в нынешней сложной экономической ситуации многие российские предприятия работают при переменной загрузке производственных мощностей на условно-нижней ее границе. При этом подавляющая доля основного

технологического и энергосилового оборудования морально и физически устарела.

Совокупность названных факторов приводит к высоким непроизводительным потерям топливно-энергетических ресурсов и связанным с этим неоправданно завышенным платежам за покупные энергоносители. Следовательно, возникает необходимость в проведении энергетического аудита, направленного на определение источников и объемов неоправданных потерь и неэффективного использования энергоресурсов, а также на разработку мер по их устранению или минимизации.

Энергоаудит промышленного предприятия может включать в себя как комплексное обследование энергетического хозяйства, так и локальные обследования отдельных заводских систем энергообеспечения по видам энергии, а также наиболее энергоемких производственных подразделений и технологических установок.

В данной статье в достаточно тезисной форме будут рассмотрены вопросы, касающиеся структуры энергетического обследования промышленных предприятий, что, безусловно, важно для правильной организации рыночного процесса и конкуренции предоставления услуг по энергоаудиту, без чего процесс внедрение энергоэффективных мероприятий будет значительно менее эффективен.

Основные термины и определения

Энергосбережение – организационная научная, практическая, информационная деятельность государственных органов, юридических и физических лиц, направленная на снижение расхода (потерь) топливно-энергетических ресурсов в процессе их добычи, переработки, транспортировки, хранения, производства, использования и утилизации.

Топливо-энергетические ресурсы (ТЭР) – совокупность всех природных и преобразованных видов топлива и энергии, используемых в процессе жизнедеятельности предприятия (организации).

Энергоаудит (энергетическое обследование) промышленных предприятий – предполагает оценку всех аспектов деятельности, которые связаны с затратами на ТЭР с целью установления показателей эффективности и выработки экономически обоснованных мер по снижению потребления ТЭР с отражением полученных результатов в энергетическом паспорте.

Программа энергетического обследования– комплекс экономически обоснованных рекомендаций по выявлению путей снижения как затрат на энергетические ресурсы в стоимостном выражении, так и непосредственно самих энергоресурсов в физических единицах измерения; т.е. выработка и подготовка к практической реализации перечня мероприятий по сбережению энергоресурсов и повышению энергоэффективности.

Саморегулируемые организации в области энергетического обследования

- деятельность по проведению энергетического обследования вправе осуществлять только лица, являющиеся членами саморегулируемых организаций (СРО) в области энергетического обследования (ЭО);
- институт саморегулирования в области энергоаудита введен в России федеральным законом № 261 от 23.11.2009 «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты РФ»;
- энергетические обследования проводятся организациями, внесенными в Реестр энергоаудиторских фирм, допущенных к проведению энергетических обследований, имеющими опыт выполнения работ в соответствующей области деятельности, располагающими квалифицированным и аттестованным персоналом, а также независимыми в организационном и финансовом отношении от организаций, в которых проводится энергетическое обследование

Требования к специалистам по энергоаудиту

- наличие знаний в области деятельности по проведению энергетических обследований в соответствии с образовательными программами высшего профессионального образования или программами профессиональной переподготовки специалистов в области деятельности по проведению энергетических обследований в учебных методических центрах и аттестованных в системе добровольной сертификации «РИЭР» (рационального использования и сбережения энергоресурсов);
- энергоаудиторы, являющиеся членами СРО в области ЭО, должны иметь необходимое инструментальное, приборное и методологическое оснащение.

Энергетическое обследование позволяет**Руководителю:**

- видеть реальную картину распределения энергоресурсов, как в физическом, так и в стоимостном выражении;
- получить объективный и обоснованный план действий по ликвидации «узких мест»;
- осуществлять контроль исполнения мероприятий по минимизации сверхнормативных потерь и нецелевого расходования средств;
- создать эффективное, безаварийное и современное энергохозяйство в соответствии с действующими нормами, правилами и стандартами.

Финансово-экономическому блоку:

- реально оценить эффективность использования энергоресурсов;
- выявить возможные факты недопоставок энергетических ресурсов, а также объём и величину поставок, превышающих установленные лимиты;
- рассчитать и обосновать технологическую составляющую тарифа на производство, отпуск и потребление тепловой и электрической энергии, других энергоресурсов;
- провести анализ и оптимизацию договорных отношений с поставщиками и потребителями энергоресурсов.

Инженерно-техническим службам:

- определить фактическое состояние энергохозяйства и технических систем в цифрах с разработкой плана модернизации на инвестиционной основе;
- привести обязательный документооборот энергохозяйства в соответствие действующим нормам, правилам, стандартам;
- принять участие в разработке планов оптимизации систем энергоснабжения;
- провести анализ действующих схем снабжения энергоресурсами с разработкой мероприятий по их развитию и модернизации.

Порядок подготовки к проведению энергоаудита

Этап №1: подготовительный, на котором проводится планирование аудита (энергетического обследования);

Этап №2: сбор исходных данных, в соответствии с программой проведения энергоаудита;

Этап №3: систематизация полученных данных, инструментальное обследование, анализ;

Этап №4: документирование результатов энергоаудита;

Этап №5: разработка программы энергосбережения и повышения энергоэффективности предприятия;

Этап №6: экспертиза и согласование отчетных материалов.

Этап №1: Подготовительный:

- предварительный контакт с Заказчиком работ;
- ознакомление с основными потребителями, общей структурой производства и распределения энергоресурсов;
- разрабатывается и согласовывается с Заказчиком техническое задание, календарный план и программа проведения энергоаудита, а также заключается договор;

- программа должна определять характер, временные рамки и объем запланированных аудиторских работ, необходимых для осуществления общего плана аудита;
- передача Заказчику опросного листа для сбора предварительной информации, отражающей общие характеристики предприятия и условия его работы.

Этап №2. Сбор исходных данных:

- назначаются ответственные представители Заказчика и энергоаудиторской организации, с указанием полномочий;
- сбор проектной, технической и технологической документации (ТУ, паспорта и проекты систем теплопотребления, исполнительные схемы энергетических коммуникаций, данные об энергоиспользующей технике и оборудовании, а также данные о приборах учета и потреблении энергоресурсов, документы по хозяйственно-финансовой деятельности) и др. техническая информация;
- предварительная оценка возможностей экономии ТЭР;
- корректировка (при необходимости) содержания, сроков и стоимости договора на проведение энергоаудита.

Этап №3. Инструментальное обследование:

- визуально, путем опроса оперативного обсуживающего персонала, на основе имеющейся документации (протоколы испытаний, инструкции по эксплуатации, паспортные характеристики) проводится ознакомление с техническим состоянием и режимами эксплуатации оборудования, энергопотребляющих и генерирующих систем предприятия;
- проведение в соответствии с согласованной программой энергоаудита (и при необходимости с дополнительной программой приборного обследования) необходимых приборных обследований объектов и режимов эксплуатации;
- выявления энергопотребляющих систем и технологий, наиболее перспективных по резервам энергосбережения.

Приборы для энергоаудита должны отвечать следующим требованиям:

1. обеспечивать возможность проведения измерения без врезки в обследуемую систему, без остановки работающего оборудования и без снятия нагрузки (ток, напряжение и др.);
2. быть компактными, легкими, прочными, надежными и транспортабельными;
3. быть удобными и простыми в работе (иметь понятное пользовательское меню и инструкцию по эксплуатации);
4. по возможности быть универсальными, иметь высокую точность и помехозащищенность от внешних воздействий;
5. обеспечивать регистрацию измеряемых показателей и иметь возможность «сброса» архивных данных на компьютер;

Рекомендуемый состав приборов для проведения энергетического обследования			
№	Наименование оборудования	Исследуемые параметры, результат	Кол-во
1	Расходо-мерсчетчик-портативный ультразвук. с накладными датчиками	Измерение расхода жидкости с помощью накладных датчиков без вскрытия трубопровода для составления баланса или проверки установленных приборов учета, наличие утечки	1
2	Толщиномер ультразвуковой	Толщина трубопровода для определения проходного Ду, остаточная толщина материала	1
3	Адаптер сигналов – считыватель архив. данных	Для сбора архивной измерительной информации с приборов контроля и учета	1

Рекомендуемый состав приборов для проведения энергетического обследования			
№	Наименование оборудования	Исследуемые параметры, результат	Кол-во
4	Пирометр инфракрасный	Инфракрасный прибор для измерения температуры. Измерение в труднодоступных и опасных местах.	1
5	Проникающий термометр	Термометр с широким измерительным диапазоном от -50 до $+350$ °С.	2
6	Поверхностный термометр	Поверхностный термометр – термopаpаэто высокое быстродействие и низкая погрешность измерений	2
7	Термоанемометр	Прибор измеряет скорость потока воздуха, температуру, а также рассчитывает объемный расход	1
8	Анемометр	Анемометр с крыльчаткой для применения в системах вентиляции и на открытом воздухе	1
9	Термогигрометр	Измерение влажности воздуха, температуры воздуха и температуры точки росы	1
10	Гигрометр (влажность материала)	Прибор для измерения влажности материалов; включает расчет температуры точки росы и шарика смоченного термометра	1
11	Люксметр	Сенсор измерения люксметра адаптируется к спектральной чувствительности глаза, что облегчает измерения интенсивности света	1
12	Тепловизор	Определение потерь тепла в строительной термографии, неразрушающий контроль материалов и компонентов	1
13	Лазерный дальномер	Измерение геометрич. параметров объекта, расстояния для привязки на местности	2
14	Измеритель теплового потока	Измерение и регистрация плотности тепловых потоков или температуры, определение термического сопротивления и сопротивления теплопередаче.	1
15	Преобразователь разности давлений	Дифференциальный манометр – измерение перепада давления, определение потерь давления.	1

Рекомендуемый состав приборов для проведения энергетического обследования			
№	Наименование оборудования	Исследуемые параметры, результат	Кол-во
16	Анализатор качества электро-энергии	Переносной эталонный счетчик, анализатор качества электроэнергии, прибор сравнения, регистратор.	1
17	Энерготестер трехфазный с токоизмерит. клещами	Энерготестер для измерения и регистрации электроэнергетических величин в одно- и трехфазных сетях	1
19	Газоанализатор	Состав и температура уходящих газов для определения КПД котла, печи и др.	1
20	Фотоаппарат цифровой	Документирование	1
21	Диктофон	Документирование	1

Этап №4. Документирование результатов:

- производятся все необходимые расчеты;
- составляется окончательный поэлементный и общий топливно-энергетический баланс;
- оценивается возможность экономии ТЭР и экономические преимущества от внедрения различных предлагаемых мероприятий, составляется отчет о проведении энергоаудита, содержащий оценку эффективности использования ТЭР и раскрывающий причины выявленных нарушений и недостатков;
- по результатам энергетического обследования составляется энергетический паспорт предприятия.

Этап №5. Разработка программы энергосбережения:

- в результате энергоаудита определяется потенциал экономии энергии и энергоресурсов, экономические преимущества от внедрения различных предлагаемых мероприятий с технико-экономическим обоснованием окупаемости предполагаемых инвестиций и их внедрению;
- разрабатывается конкретная программа по энергосбережению с ранжированием организационных и технических

мероприятий по эффективности и срокам окупаемости, с выделением первоочередных, наиболее эффективных и быстро окупаемых мероприятий;

- решение о реализации программы энергосбережения принимается организацией-заказчиком.

Этап №6. Экспертиза и согласование:

- по окончании проведения энергоаудита организация – энергоаудитор направляет энергопаспорт и отчетные материалы в экспертный совет СРО для проведения экспертизы полного комплекта отчетной документации;
- СРО направляет энергоаудитору перечень замечаний (при их наличии), или при их отсутствии, выдает положительное экспертное заключение, после чего отправляет энергопаспорт в Минэнерго, которое обязано рассмотреть представленный энергопаспорт в течение 10 дней и направить в адрес СРО энергоаудиторов извещение о приеме энергопаспорта или мотивированный отказ;
- затраты на проведение экспертизы формируются на этапе подготовки договора и включаются в стоимость работ.

Энергетический паспорт промышленного потребителя ТЭР

В соответствии с Федеральным Законом от 23 ноября 2009 г. № 261-ФЗ «Об энергосбережении и повышении энергетической эффективности» Энергопаспорт – это нормативный документ, отражающий баланс потребления и содержащий фактические и рекомендуемые показатели эффективности использования ТЭР в процессе хозяйственной деятельности объектами производственного назначения, а также содержащий план мероприятий по повышению эффективности использования энергетических ресурсов и программу реализации имеющегося резерва экономии.

Энергопаспорт содержит следующую информацию:

- общие сведения об организации;
- сведения об оснащенности приборами коммерческого учета используемых энергетических ресурсов;

- сведения об объеме используемых энергетических ресурсов и о его изменении;
- сведения о составе оборудования и технические данные потребителей энергоресурсов;
- общее потребление энергоносителей по каждому виду;
- расчетно-нормативное потребление энергоносителей;
- технические данные, применяемых приборов коммерческого учета, сроки их поверки;
- удельные расходы энергоресурсов;
- балансы потребления энергоресурсов;
- процент потери энергетических ресурсов;
- сведения о показателях энергетической эффективности;
- сведения о потенциале энергосбережения, в том числе об оценке возможной экономии энергетических ресурсов в натуральном выражении;
- программу мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности.

Требования к программе проведения энергоаудита

- программа энергоаудита должна быть подписана организацией – энергоаудитором и утверждена Заказчиком проведения энергоаудита;
- программа должна соответствовать виду проводимого обследования и учитывать специфику обследуемых объектов;
- программа энергетического обследования должна содержать аналитические выводы и экономическую обоснованность предложений по энергосбережению, а также ссылки на применяемые методики и приборный парк; на программу должно быть получено экспертное заключение о ее соответствии целям и задачам проводимого энергоаудита (обследования).

Требования конфиденциальности

- при необходимости, в целях соблюдения конфиденциальности полученной информации, заключается соглашение о конфиденциальности установленной формы со всеми участниками энергетического обследования;

- для обеспечения корректной передачи отчетной документации, в Соглашениях о конфиденциальности, заключаемых между Заказчиком энергетического обследования – потребителем ТЭР и энергоаудитором рассмотрены пункты, регламентирующие данную передачу.

Энергосервисный договор

- договор (контракт), предметом которого является осуществление исполнителем действий, направленных на энергосбережение и повышение энергоэффективности использования энергетических ресурсов Заказчиком; содержит требуемую величину экономии энергетических ресурсов, обеспечиваемую исполнителем, а также срок действия договора (не менее требуемого для достижения экономии).
- энергосервисный договор позволяет физическим и юридическим лицам достичь экономии энергоресурсов без вложения собственных средств, за счет средств энергосервисной компании. Оплата по энергосервисному контракту – часть стоимости сэкономленных ресурсов.
- энергосервисный договор в идеале должен являться конечным результатом энергоаудита, так как это наиболее действенный способ оказания услуг по обеспечению энергосбережения, гарантирующий, что энергоэффективные мероприятия не останутся на бумаге, без внедрения.

Пример реализации программы внедрения энергосберегающего оборудования на системах теплоснабжения объектов подключенных к павильону №6 БРТ промплощадки Ленинградской АЭС

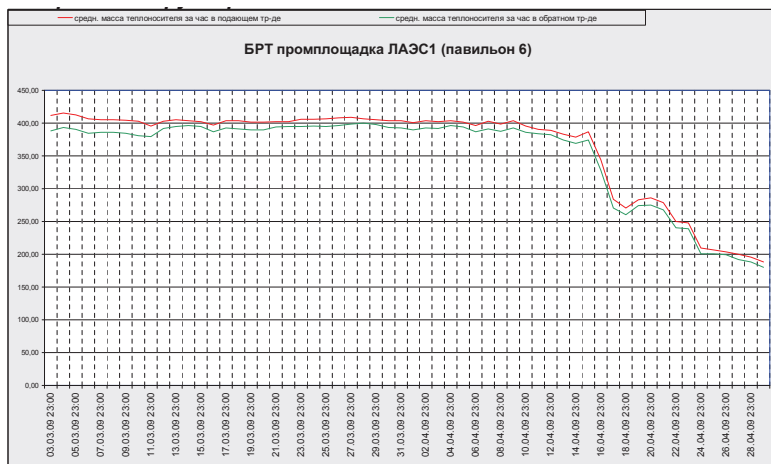
Апрель 2008 г. – до реализации программы:

- Расход воды в подающем трубопроводе $G_1=480$ т/ч.
- Расход воды в обратном трубопроводе $G_2=465$ т/ч.
- Температура воды в подающем трубопроводе $T_1=79$ °C.
- Температура воды в обратном трубопроводе $T_2=67$ °C.
- Кол-во тепловой энергии в подающем трубопроводе $Q_1=37,92$ Гкал/ч.

- Кол-во тепловой энергии в обратном трубопроводе $Q_2=31,15$ Гкал/ч.
- Кол-во тепловой энергии для обогрева потребителей $Q=5,76$ Гкал/ч.

Апрель 2009 г. – после реализации программы:

- Расход воды в подающем трубопроводе $G_1=200$ т/ч
- Расход воды в обратном трубопроводе $G_2=185$ т/ч.
- Температура воды в подающем трубопроводе $T_1=79$ °С.
- Температура воды в обратном трубопроводе $T_2=54$ °С.
- Кол-во тепловой энергии в подающем трубопроводе $Q_1=14,22$ Гкал/ч.
- Кол-во тепловой энергии в обратном трубопроводе $Q_2=8,91$ Гкал/ч.
- Кол-во тепловой энергии для обогрева потребителей $Q=5,31$ Гкал/ч.



Графики снижения расходов теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах по показаниям УУТЭ:

Транспортируемая тепловая энергия после реализации проекта $Q = 5$ Гкал/час.

Экономия в рублях за отопительный сезон $R=8628249$ руб.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРЕ

Козлов К. С.

ООО «ИТЦ «Промавтоматика»

тел. (812) 714-81-89

ОСОБЕННОСТИ НАЦИОНАЛЬНОГО ЭНЕРГОАУДИТА

Крумер Р. Г.

Руководством страны поставлена задача снизить энергопотребление к 2020 году на 40% по отношению к 2007. Принят закон № 261 ФЗ, где прописано, что надо делать.

Все мероприятия, связанные с энергетическими обследованиями должны осуществлять предприятия (энергоаудиторы), являющиеся членами некоммерческих партнерств, зарегистрированных в Минэнерго как саморегулируемые организации (СРО) в области энергетических обследований.

Все СРО имеют комплект собственных стандартов и правил определяющих порядок проведения энергоаудита, составления энергетических паспортов, разработки мероприятий по энергосбережению и повышению энергоэффективности, методики определения потенциала энергосбережения, целевых показателей и т.п.

Вроде бы задумано все очень хорошо, но, как часто бывает в нашей стране, «хотим как лучше, а получается как всегда». Не определены конкретно источники финансирования всех этих мероприятий. В законе указано, что это должны быть инвесторы и внебюджетные фонды. Для инвесторов не прописаны механизмы возврата инвестиций, а получение средств из внебюджетных фондов обычно связано с оформлением огромного количества бумаг, прохождения большого количества различных инстанций и т.п. Например в № 216 ФЗ предусмотрено, что теплоснабжающие предприятия должны установить потребителям узлы учета тепла с оплатой в рассрочку на пять лет, причем процент за кредит должен быть не более ставки рефинансирования ЦБ РФ. Разницу теплоснабжающие организации должны возмещать из своей прибыли?

Поставленные сроки вряд ли позволят решить поставленные задачи качественно. Например, региональные и муници-

пальные образования должны были до 01.08.2010 года разработать программы энергосбережения, т.е. эта работа должна была быть выполнена практически за один месяц. Разумеется все отчитались, но насколько эти программы соответствуют действительности?

Нет тарифов на проведение энергетических обследований, цены заявляемые энергоаудиторами порой отличаются на порядок.

Подобное перечисление вопросов, возникающих при чтении закона можно продолжать достаточно долго, но, поскольку необходимость энергосбережения и повышения энергоэффективности уже созрела, то закон необходимо выполнять. И следует это делать неформально, разрабатывая и проводя окупаемые мероприятия по энергосбережению, получая реальную экономию энергоресурсов без нарушения энергетической безопасности.

Энергосбережение – это не простая работа, разумеется при профессиональном подходе и стремлении получить реально сэкономленные кВт и Гкал. И те, кто заказывает эти работы, должны помнить старую истину: дешево и быстро – не всегда хорошо.

Саморегулируемая организация энергоаудиторов «Инженерные системы – аудит» при выдаче свидетельств о допуске большое внимание уделяет готовности своих членов не только проводить энергетические обследования, составлять энергетические паспорта, разрабатывать мероприятия по энергосбережению и повышению энергоэффективности, но и осуществлять эти мероприятия. При этом СРО несет ответственность за качество.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРЕ

Крумер Р. Г.,
директор СРО «Инженерные системы – проект»
технический директор СРО
«Инженерные системы – аудит»

ВНЕДРЕНИЕ АВТОМАТИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ В САНКТ-ПЕТЕРБУРГЕ И ПОИСК ОПТИМАЛЬНЫХ РЕШЕНИЙ

Савченко А. В.

Вступление

В наше время наличие узла учета потребления тепловой энергии (УУТЭ) уже не является чем-то прогрессивным. Скорее это данность. Но до сих пор есть люди, искренне считающие, что УУТЭ сам по себе обеспечит экономию теплоты, а значит и платежей за нее как минимум на 10-15 %. Более того, даже в нормативных документах УУТЭ обозначен как энергосберегающее, а не регистрирующее устройство. Но если проводить аналогии, то тепловую энергию можно сравнить с электроэнергией. Все основные компоненты (сети, учет, потребитель, поставщик) совпадают. Но от электросчетчика никто не ожидает экономии электричества. В основной массе люди понимают, что для экономии необходимо просто меньше потреблять, применяя энергосберегающее оборудование. А как только речь заходит о теплоты, то реакция у многих одинаковая – «Мы экономим, у нас есть узел учета тепла!»

Вот и приходится нашему правительству в форме закона обязывать потребителей устанавливать автоматику в ИТП. К чему это приведет, и не будет ли, как обычно перегибов – покажет время. А наша с Вами задача – определиться с методами внедрения и применения автоматики погодного регулирования.

Внедрение погодной автоматики на объекты.

Погодное регулирование в Санкт-Петербурге, как правило, приходит на объекты двумя способами:

- первый, неосознанный, так как автоматика устанавливается «в нагрузку», в обязательном порядке, при реконструкции индивидуального теплового пункта (ИТП), или новом строительстве.
- второй способ – сознательный, когда осознание необходимости приходит уже после того, как организован учет теплоэнергии, потребитель понимает, что неплохо было бы и экономить, но идет к этому более долгим путем.

Разберем оба случая.

Первый случай.

Проектная организация доходчиво объясняет потребителю (застройщику), что если хоть какая-то автоматика не будет обозначена в проекте, в соответствии с Постановлением Правительства СПб № 49 от 09.10.1997, в котором говорится: «6.1. Не принимать с 01.01.98 в эксплуатацию вновь построенные и реконструированные здания, не оборудованные комплексом приборов автоматического регулирования расхода тепла и воды;», то и ИТП совместно с УУТЭ и т.д. принят теплоснабжающей организацией (далее ТСО) не будет. С этим мирятся и к автоматике относятся как к неизбежному оборудованию, так сказать «в нагрузку», и не ожидают от нее того, для чего она собственно предназначена, а именно – адекватного регулирования.

Почему сложилась такая ситуация?

После вступления Постановления в силу, потребовались устройства регулирования, но российский рынок оказался пуст! Нет, регуляторы были, но они либо были известны в очень узком кругу, либо были очень плохо описаны, либо к ним не было доступа – вспомните состояния интернета сейчас

и 10 лет назад. Сейчас наличие сайта производителя с описанием выпускаемой продукции – это норма, а 10 лет назад – большая редкость. Именно в этой ситуации в Россию хлынули погодные регуляторы, которые для наших систем не были предназначены. В основном это погодные регуляторы для коттеджей, имеющих свой источник тепла в виде автономного котла. В этой ситуации их применение и число контрольных точек (температура наружного воздуха и температура в подающем трубопроводе) оправдано, но для многоэтажного дома с источником тепла, находящимся в нескольких километрах от него совершенно недопустимо.

Все уже привыкли к сложной процедуре согласования проектной документации на УУТЭ в теплоснабжающей организации (ТСО), когда досконально проверяется всё, включая алгоритмы измерений и учета при различных ситуациях. Совсем другое дело с проектами на автоматические ИТП. В них проверяются только теплотехнические решения, без проработки и моделирования ситуаций при воздействии на объект автоматики погодного регулирования. Так автоматика осталась без пристального внимания со стороны ТСО, хотя именно она, а не УУТЭ может оказать влияние не только на объект регулирования, но и на источник теплоснабжения.

И совершенно обычное дело, что подобная погодная автоматика не работает, как ни стараются наладчики, что неудивительно, ведь она находится не на своем месте. Все, что они в силах сделать – это заставить такое устройство работать в полуавтоматическом режиме. Это делается как для сдачи объекта с демонстрацией инспектору «работающей» погодной автоматики, так и потом, в процессе эксплуатации, когда наладчик при каждом изменении температуры наружного воздуха, выходящем за пределы зоны нечувствительности, вынужден торопиться на объект для подстройки такой «автоматики». Казалось бы, после такой «эксплуатации» от такой автоматики нужно отказываться и перестать включать в проекты, но, видимо в силу мощных маркетинговых ходов со стороны производителей, это не происходит.

А проектировщики, (теперь уже заведомо) по-прежнему включают такую автоматику в проекты многоэтажных зданий, дискредитируя тем самым, саму идею управления отоплением.

Второй случай.

УУТЭ уже какое-то время установлен на объекте и потребитель, с удивлением разглядывая счет за потребленную теплоэнергию в апреле, замечает, что он больше чем за январь. А соседнему, точно такому же дому, но без УУТЭ, счет выставлен в два раза меньше! Почему так происходит?

Ответ прост – ТСО, обычно в апреле, то ли дожигая лимиты по газу, то ли в шутку, на пять, а то и десять градусов превысила температурный график теплоотпуска, в результате чего температура в здании зашкалила за 25 градусов и практически все окна были открыты. Далее, УУТЭ добросовестно зафиксировал открытые окна, сервисная организация подала отчет в ТСО и, в итоге, был выставлен такой счет. Именно после этого потребитель **сам** осознает, потребление теплоэнергии нужно регулировать. Вначале это делается привычными методами, а именно – устанавливается балансировочный кран и поручается штатному сантехнику крутить его в зависимости от температуры на улице и наличия жалоб от жильцов. Но, к удивлению потребителя, экономия получается не очень существенная. Это и неудивительно, так как сантехник не всегда может приходить и крутить кран, а также он обоснованно опасается, что «вдруг ночью мороз» и именно на ночь выставляет повышенные параметры. Таким образом, время работы автоматики под управлением нашего сантехника равно его рабочему дню. Т.е. 8 дневных часов тепло подается на объект в ограниченном режиме, а 16 остальных опять вылетает в открытые окна.

После этого потребителю приходят мысли об автоматическом регулировании. Но тут наступают проблемы выбора. Потребитель принимает решение об установке автоматики,

используя, как правило, опыт соседних домов. Выше была описана ситуация с автоматикой, установленной «в нагрузку». Таким образом, Потребитель находится в тупике – с одной стороны, он знает, что в соседних домах автоматика практически не работает, а с другой – он не имеет знаний, необходимых совершения оптимального выбора, так как в его глазах вся автоматика одинаковая, и отличаются они только по цене.

Требования к автоматическому регулированию.

Вот таким образом проектировщик, используя проектные решения, сути которых он не понимает (ну не специалист он в регулировании), а ТСО не проверяет, сумел создать в глазах потребителя образ ненужного и очень дорогого устройства имя которому погодный регулятор и определяет направление деятельности целого ряда людей и организаций.

Еще раз повторяюсь – импортных систем регулирования для наших условий нет. Их нет оттого, что имеющееся оборудование погодного регулирования рассчитано для работы на источниках теплоэнергии. А те, адаптированные системы, которые есть, не отвечают требованиям, приведенным ниже. И такие параметры как температура наружного воздуха и температура на подающем трубопроводе – необходимы для поддержания правильной работы источника теплоэнергии, а не потребителя. У потребителя необходимо поддерживать другие параметры, точнее, всего один – температура в помещениях. Для этого даже температура наружного воздуха не нужна. И с этой задачей просто замечательно справляются клапаны, установленные на радиаторах отопления. Но наш проектировщик этого не понимает и копирует готовые схемы, обеспечивая продажи вредного на ИТП оборудования, работу монтажникам, головную боль наладчикам и тем, кто обслуживает потом это оборудование.

Таким образом, для нормальной работы, задачи автоматизации на источнике и у потребителя должны отличаться. На источнике – поддержание температуры в подающем трубопроводе в

соответствии с температурой наружного воздуха, а у потребителя – поддержание температуры на отапливаемом объекте. И это аксиома. Нет никакой объективной причины поддерживать температуру в подаче у потребителя – это задача источника.

Потребителю требуется другой набор требований и их решений:

1. Выдерживать температурный график (не возвращать очень горячую воду). Решение – взять информацию о текущих температурах у тепловычислителя.
2. Выдерживать гидравлический режим, чтобы не «посадить» соседние здания. Решение – не превышать договорной расход, а для этого необходимо иметь информацию о текущем расходе от тепловычислителя.
3. Не допускать остановку системы отопления. Решение – контроль минимального расхода в связке с тепловычислителем.
4. Обеспечить комфорт в отапливаемых помещениях. Подчеркну – не в отдельно взятом «контролируемом» помещении, а в отапливаемых помещениях, т.е. во всем здании. Решение – существенное увеличение количества датчиков – по числу помещений, квартир, и т.п.
5. Смена режимов потребления (день/ночь для жилья; будни/выходной для нежилых зданий) для обеспечения экономии и комфорта.
6. Заданная реакция на аварийные ситуации, как со стороны источника, так и внутренних. Сигнализация об этих ситуациях и набор фиксируемых нештатных ситуаций.

Таким образом, необходимо, чтобы на каждом уровне более ответственно подходили к выбору систем автоматического управления теплоснабжением, как на уровне проектирования, так и на уровне согласования проектов в ТСО. Чтобы эти проектные решения проверялись так же досконально, как в проектах на УУТЭ, как в части состава оборудования, так и в части алгоритмов управления.

Варианты установки и эксплуатации автоматических систем.

Допустим, потребитель или проектировщик сумел найти очень хороший и недорогой регулятор, который создан именно для российских теплосистем, который поддерживает все договорные параметры, такие как договорной расход, температурный график, контролирует утечки и умеет отдельно управлять фасадами здания, имеет при этом несколько десятков датчиков температуры в помещениях и, установил его.

А в процессе работы автоматики получается следующая картина:

Так как у нас большое количество датчиков температуры в помещениях с информацией об их местонахождении, открывается то, что незаметно при использовании погодного регулирования с одним «контрольным помещением». Оказывается – существует большая разница в температурах между верхними и нижними этажами. Почему это происходит?

Разберем два варианта установки автоматического регулирования подачи теплоэнергии. С элеватором и теплообменником.

Первый вариант установки. Элеватор.

В случае установки исполнительного механизма (ИМ) перед элеватором приходится учитывать уменьшающуюся циркуляцию по вторичному контуру. Поэтому расход перед элеватором снижается только до 50 – 60% от договорного, что недостаточно для эффективной экономии. И даже при этом разница в температурах помещений верхних и нижних этажей достигает 3,5 – 4 °С, что не очень хорошо. Дело в том, что при среднем коэффициенте смещения элеватора 1,7 при договорном расходе допустим, 6 м³/час, циркуляция на вторичном контуре составляет 16,2 м³/час, а при снижении подачи вдвое до 3 м³/час, даже если предположить неизменность коэффи-

циента смешения, она составит соответственно 8 м³/час, что вдвое снижает линейную скорость теплоносителя по вторичному контуру и увеличивает разницу между верхними и нижними этажами.

Второй вариант установки. Теплообменник.

А в случае установки системы автоматики в ИТП с подключением через теплообменник разница между верхними и нижними этажами составляет всего 1,5 – 2 °С при любом положении ИМ. Казалось бы – выбор за теплообменником, который благодаря насосу, поддерживающему постоянную циркуляцию, обеспечивает одинаковые условия как для верхних, так и для нижних этажей.

Но здесь есть иная проблема – с течением времени снижается коэффициент теплопередачи через теплообменник, причем происходит это довольно быстро, уже через 1,5 – 2 месяца эксплуатации, КПД теплообменника снижается с 90 – 95% до 50 – 60%, после чего его нужно чистить. И виной этому вовсе не жесткие отложения, а спецсредства, применяемые ТСО для различных целей. Согласен, чистка – момент рутинный, если бы не цена вопроса, которая составляет от 20 до 50 тысяч рублей в зависимости от мощности и типа теплообменника. Таким образом, за отопительный сезон потребитель выложит за чистку теплообменника до 300 тысяч рублей. И то, что потребитель экономит на платежах в ТСО за теплоэнергию, он выложит за поддержание в рабочем состоянии оборудования. Выгодно? Не очень-то.

Теплообменник – значит схема подключения независимая. Независимая насколько? Давайте разберемся. Во вторичном контуре находится какой-нибудь определенный вид теплоносителя вроде антифриза или тосола? Нет, та же вода, что и в тепловой сети, и подпитывается он ею же и грязь и отложения идут оттуда же. Отдельный случай – так называемый котловой контур (что редкость и здесь мы его рассматривать не будем). В этом случае во вторичном контуре находится водопро-

водная вода и подпитывается он ею же. Вывод – в основном теплообменник выполняет те же функции, что и элеватор, но требует для себя затраты как в потребленной электроэнергии, что несущественно, так и для проведения регламентных работ, что существенно. А в случае перебоев с электроэнергией, или просто её плохим качеством становится просто опасным, так как категоричность жилых домов, в отличие от ЦТП или котельных, не позволяет им иметь нужное число электрических вводов, а запуск систем в автоматическом режиме, как правило, неотработан. Так что за «независимость» приходится платить, оставаясь при этом, по сути, зависимым.

Вывод.

Недостатки теплообменников следующие:

- Падение КПД с течением времени.
- Высокая стоимость регламентных работ.

Недостаток элеваторов:

- Снижение циркуляции на вторичном контуре в случае работы системы автоматики.

Как этого можно избежать? Решение лежит на поверхности – обеспечить постоянную циркуляцию, применив корректирующий насос в перемычке элеватора, который, в зависимости от перепада давления, работает на необходимом уровне своей мощности.

И это решение – вовсе не дань времени или какое-то новое изобретение. Вы будете удивлены, но еще 1995 году в СП 41-101-95 (2003) «Проектирование тепловых пунктов» (не действуют, но соответствующего технического регламента нет) этот вариант применения описывается, но практически никем не замечается как вариант подключения системы отопления. Видимо потому, что рассматривая эту схему с номером 9а, никто не видел под картинкой описания схемы и не мог понять условий для её применения. Почему-то разработчики СП поместили описание в самом начале раздела:

« – 3.4 Системы отопления зданий следует присоединять к тепловым сетям:

непосредственно при совпадении гидравлического и температурного режимов тепловой сети и местной системы. При этом следует учитывать требования прил. 11 СНиП 2.04.05-91 и обеспечивать невоскипаемость перегретой воды при динамическом и статическом режимах системы:*

через элеватор при необходимости снижения температуры воды в системе отопления и располагаемом напоре перед элеватором, достаточном для его работы;

через смесительные или корректирующие насосы при необходимости снижения температуры воды в системе отопления и располагаемом напоре, недостаточном для работы элеватора, а также при осуществлении автоматического регулирования системы.»

Таким образом, **установка корректирующего насоса** в перемышку элеватора не некая инновация, а **является необходимым условием** при установке автоматики на ИТП, оснащенном элеватором.

Статистика.

Рассмотрим случай применения такой установки.

В этом отопительном сезоне нами реализованы подобные схемы на трех ИТП. Пока еще рано говорить о полных испытаниях на всех режимах, так как отопительный сезон только начался, но уже сейчас есть ряд положительных моментов.

Характеристика объекта:

- Жилое здание;
- Количество ИТП – 3;
- Количество подъездов – 6;
- Количество этажей – 12;
- Тепловая нагрузка 0,36 Гкал на каждый ИТП;
- Расход – 5,5 т/час на каждом ИТП;
- График теплоснабжения 130/70 °С, после ЦТП.

Жалобы потребителя стандартные – перетопы при положительных температурах. При попытках регулирования балансировочным вентилем перед элеваторами – жалобы

нижних этажей на низкую температуру в квартирах, верхние этажи при этом по-прежнему открывают окна.

Было принято решение об установке по 12 датчиков температуры на каждый подъезд на верхних, нижних и средних этажах. Всего к каждому регулятору подключено по 24 датчика в квартирах.

Нами применены насосы, обеспечивающие поддержание выбранного перепада давления теплоносителя до и после них. Так как насосы были выбраны с учетом обеспечения коэффициента смещения на уровне 1,4 – 2 на средних значениях и 2,5 – 3,5 на максимальных параметрах, то картина получилась следующая:

- разброс в температурах между верхними и нижними этажами составил всего 1 °С;
- диапазон регулирования, без ущерба для объекта регулирования и ЦТП расширился до 15 – 100%;
- исчезли проблемы с непрогреваемыми концевыми стояками;
- система чутко реагирует на изменения внешних параметров, благодаря возможности обеспечить стабильный поток во вторичном контуре;
- система полностью безопасна при обесточивании объекта.

Сейчас идет процесс накопления статистических данных работы таких систем, но уже сейчас понятно, что именно элеватор с корректирующим насосом обеспечивает как потребности потребителя в комфортной температуре на всех этажах, так и безопасность эксплуатации оборудования ИТП.

Нами смоделированы ситуации отключения насосов. При этом автоматика адекватно отреагировала на эту ситуацию, ИМ открылся на 100% и элеватор стал работать в обычном для себя режиме с ухудшением циркуляции во вторичном контуре всего на 15%, что определялось по температуре теплоносителя. Насос при этом свободно вращался под действием напора воды.

Полностью статистика будет доступна через два – три месяца после прохождения через самые холодные периоды и колебаниях температуры от минусовых до плюсовых значений.

На данном этапе получено предварительное «добро» на применение таких систем, в случае успешных испытаний, от Энергосбыта ГУП «ТЭК СПб».

Также нами направлено два письма в Ростехнадзор СПб с вопросом о том, требуются ли разрешительные документы, или согласования со стороны Северо-Западного Управления Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору при установке системы погодного регулирования с корректирующим насосом на вторичном контуре системы отопления согласно п. 3.4 СП 41-101-95 (2003).

Пока, с 20 сентября по настоящее время, официального ответа не получено. Хотя интерес к вопросу проявлен искренний, так как применяемая автоматика, благодаря своим свойствам, позволяет упростить трудоемкий процесс выполнения программ пуско-наладки при вводе объектов в эксплуатацию после реконструкции или капитального строительства.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРЕ

Генеральный директор
ООО «Тепловая автоматика»
Савченко Александр Владимирович
т. 591-68-66; т/ф 293-08-84
www.teplomer.spb.ru
teplomer@mail.ru

КОМПЛЕКСНЫЕ МОДУЛЬНЫЕ РЕШЕНИЯ – ОСНОВА ЭФФЕКТИВНОСТИ ИНЖЕНЕРНЫХ СИСТЕМ

Сидоренков С. И.

В докладе представлены конкретные комплексные изделия, производимые ЗАО «СИНТО» для ЖКХ и промышленности. Это – энергоэффективные модульные элементы для инженерных систем зданий и сооружений в части теплоснабжения, водоснабжения и водоотведения:

- модульные автоматизированные тепловые пункты,
- модульные автоматизированные насосные станции повышения давления,
- комплексные канализационные насосные станции,
- щиты управления и диспетчеризации,
- теплообменное оборудование.

Проверенные временем технические решения и эффективное производство инженерных модулей в С.-Петербурге позволяют в короткие сроки провести мероприятия, повышающие энергосбережение, а также качество и надежность инженерных систем зданий и сооружений. Данные технические решения и мероприятия окупаемы, т.к. позволяют экономить тепловую и электрическую энергию, снизить потребление воды, а также снизить и эксплуатационные расходы.

Преимущества модульного подхода несомненны:

- это полностью автоматизированный комплексный модуль заводской готовности, в котором обеспечено высокое качество комплектующих и материалов, сварочных швов, обработки и покраски, а также проведены квалифициро-

ванные испытания и наладка с использованием специализированного оборудования;

- это инженерное устройство, обеспечивающее заданные функции и выполненное по типовым отработанным годами схемам;
- это короткие сроки комплектации и оперативное строительство инженерного узла на объекте;
- это компактная конструкция, учитывающая габариты конкретного помещения и проемов для установки на объекте;
- это гарантия не только на основные элементы, но и на все изделие в целом;
- это простой и быстрый монтаж, который сводится к установке модуля на объекте и к подключению его к соответствующим трубопроводам и к энергосистеме здания;

На примере тепловых пунктов «СиТерМ», выполненных в виде готовых модулей заводского производства, показано, что такой подход выгоден всем участникам строительства.

- Проектные организации могут увеличить объем, повысить эффективность и качество своей работы, т.к. получают в свои руки от разработчика и производителя модулей готовые схемные решения, чертежи, спецификации, сметную и другую конструкторскую документацию. Упрощается и ускоряется процесс согласования проекта;
- Строительно-монтажные организации получают такие преимущества, как исключение ошибок при комплектации, оптимальные сроки поставки, простота монтажа на объекте, быстрая сдача. В конечном счете, это – экономия времени и затрат.
- Эксплуатирующая организация, обслуживающая ТП, тратит минимум времени и средств на обслуживание, т.к. имеет дело с надежным заводским изделием, сопровождаемым комплексной гарантией, полной документацией, как на элементы, так и на весь модуль;

- Потребитель (собственник) получает надежное обеспечение комфортабельных условий при минимальных затратах на потребление тепла, воды и электричества, а также и на содержание ТП.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРЕ

Сидоренков Сергей Игоревич,
генеральный директор ЗАО «СИНТО»

ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ – КОНКУРЕНТЫ ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ?

Шенявский Ю. Л.

Несмотря на то, что в настоящее время все большее значение придается альтернативным источникам энергии, спрос на «голубое топливо» в Европе будет продолжать расти – эту мысль высказал Президент РФ Дмитрий Медведев на открытии строительства подводной части газопровода «Северный поток» в апреле этого года.

Возобновляемые источники энергии во многих случаях необходимы, выгодны, а иногда являются единственной возможностью получения энергии.

Одной из возможностей ресурсосбережения и повышения энергоэффективности является увеличение использования местных топливно-энергетических ресурсов.

Опыт Финляндии, Ирландии, Канады и др. показывает, что появились новые технологии сжигания торфа, доводящие КПД по топливу до 90-95%.

Примером нетрадиционного источника энергии является «свалочный газ», древесные отходы.

По некоторым данным в 2040г. 47,7% энергии будут получаться из альтернативных источников. Сегодня – 2%.

Вернемся к невозобновляемым источникам к природному газу.

Общие суммарные запасы природного газа в мире составляют 118 трлн. куб. м, в России – около 50 трлн. куб. м. Мировое потребление газа в 2008 г. составило 3,05 трлн. куб. м.

Добыча газа в 2008 г. – 663 млрд. куб. м плюс купленный газ в Средней Азии 66 млрд. куб. м. Добыча газа Газпромом в

2008 г – 549 млрд. куб. м. В 2009 г. добыча газа Газпромом составила 461 млрд. куб. м.

Экспорт газа в 1 кв. составил 26,2 млрд. куб. м – ниже на 56,2%. Главным образом, вследствие общего снижения спроса в условиях кризиса, временного прекращения транзита через Украину, отбора газа из подземных хранилищ. Ежегодное снижение объемов добычи газа в России в течение ближайших 4-5 лет составит 10%.

В конце марта 2009 г. Минэнерго передало на утверждение Правительству разработанный еще до кризиса проект Стратегии развития газовой отрасли до 2030 г. Идея проекта – добыча газа должна к 2030 г. вырасти до 880-980 млрд. куб. м (на 35-50%), потребление до 550-600 млрд. куб. м (на 20-30%), экспорт до 400-440 млрд. куб. м (на 70-80%). В 2009-2030 гг. в газовую отрасль по оценкам Газпрома требуется вложить 14-17 трлн. руб. (25% ежегодного ВВП).

Но это проблематично.

К этому необходимо добавить изношенность (по срокам службы магистральных газопроводов и газоперекачивающих агрегатов).

Выводы: удастся нам ввести в эксплуатацию месторождения Ямала, Восточной Сибири и континентального шельфа арктических морей – будут решены проблемы экспорта, а, следовательно, экономики России. Нет!? – заметим от экспорта природного газа Россия получает 15% валютной выручки.

Необходимо обратить внимание на глубокую переработку сырья, в частности, газа.

Путь выхода из кризиса лежит в направлении создания мощной индустрии переработки углеводородов: продукты переработки превосходят по стоимости сырье и, кроме того, переработка создает тысячи рабочих мест.

Очевидно, торговать продуктами переработки выгоднее, чем сырьем; ведь даже сегодня при падении почти в два раза

цен на нефть и газ, бензин по-прежнему дорожает.

Несмотря на перераспределение рынков и падение цен на сырье, газ в экономике страны будет по-прежнему занимать достойное место.

Отвечая на вопрос, вынесенный в заголовок, мы можем констатировать, что реальная конкуренция «голубому топливу» в нашей стране сегодня отсутствует. Но подобное положение, бесспорно, изменится и поэтому мы должны внимательно отслеживать основные тенденции развития современной мировой экономики, учитывая ее важнейший фактор – развитие новых технологий.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРЕ

Ю. Л. Шенявский

Президент НП «Газовый Клуб»

**III ВСЕРОССИЙСКАЯ
НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ
КОНФЕРЕНЦИЯ:
«СТРОИТЕЛЬНАЯ
ТЕПЛОФИЗИКА И
ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОЕ
ПРОЕКТИРОВАНИЕ
ОГРАЖДАЮЩИХ
КОНСТРУКЦИЙ
ЗДАНИЙ»**

САМОРЕГУЛИРУЕМЫЕ ОРГАНИЗАЦИИ НЕКОММЕРЧЕСКИЕ ПАРТНЕРСТВА



**БАЛТИЙСКИЙ СТРОИТЕЛЬНЫЙ КОМПЛЕКС
БАЛТИЙСКОЕ ОБЪЕДИНЕНИЕ ПРОЕКТИРОВЩИКОВ
БАЛТИЙСКОЕ ОБЪЕДИНЕНИЕ ИЗЫСКАТЕЛЕЙ
БАЛТСПЕЦПОЖБЕЗОПАСНОСТЬ
БАЛТЭНЕРГОЭФФЕКТ**



**190103, Санкт-Петербург,
Рижский проспект д. 3**

**Контактные телефоны:
(812) 251-31-01, (812) 251-10-50
(812) 251-79-65**

**Консультации
по вступлению,
прием документов:
(812) 251-00-10
(911) 837-31-90**



**E-mail:
info@srobsk.ru
info@srobop.ru
info@sroboi.ru
info@srobaltenergo.ru
bspb@srobsk.ru**

**www.srobsk.ru
www.srobop.ru
www.sroboi.ru
www.srobspb.ru
www.srobaltenergo.ru**



КОРРЕКТИРОВКА НОРМИРОВАНИЯ ТЕПЛОЗАЩИТЫ ОГРАЖДАЮЩИХ КОНСТРУКЦИЙ В СНИП «ТЕПЛОВАЯ ЗАЩИТА ЗДАНИЙ»

Гагарин В. Г., Козлов В. В.

С 1 июля 2010 года вступил в силу основной строительный регламент №384-ФЗ «О безопасности зданий и сооружений». В нем представлены два списка документов для доказательной базы: утвержденный распоряжением Правительства РФ №1047 от 21.06.2010 г. перечень обязательных документов (национальных стандартов и сводов правил, в результате применения которых на обязательной основе обеспечивается соблюдение требований ТР) и список документов добровольного применения, утвержденный приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии №2079 от 1.06.2010 г.

Согласно ст. 42 упомянутого Федерального закона строительные нормы и правила, включенные в виде сводов правил в список обязательных документов, должны быть до 1 июля 2012 года актуализированы. В их числе СНиП 23-02-2003 «Тепловая защита зданий» – общеизвестный документ, в котором изложены основные теплофизические требования, предъявляемые ко всем строящимся и реконструируемым объектам.

В данной статье кратко описаны изменения, которые планируется внести в СНиП «Тепловая защита зданий» при подготовке его новой редакции. Следует отметить, что пока неизвестно будут ли приняты эти изменения.

Прежде всего, следует подчеркнуть, что основополагающими документами в области энергосбережения в настоящий момент являются:

- Указ Президента РФ от 4 июня 2008 г. N 889 «О некоторых мерах по повышению энергетической и экологической эффективности российской экономики»;
- Федеральный закон РФ от 23 ноября 2009 года № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации».

Согласно Указу Президента поставлена задача «...снижения к 2020 году энергоемкости валового внутреннего продукта Российской Федерации не менее чем на 40 процентов по сравнению с 2007 годом ...». Обращаем внимание, что в Указе поставлена задача снижения энергоемкости ВВП на 40%, а не экономии энергии на 40%. Это огромная разница. Достаточно сказать, что с 1991 года по 1999 год энергоемкость ВВП повысилась почти в 3 раза, и сейчас по этому показателю Россия значительно отстает от ряда других развитых стран. Снижение энергоемкости ВВП является насущной задачей, которая является вполне выполнимой. Однако иногда эту задачу трактуют как экономию энергии на 40 %, что является искажением Указа Президента РФ. Если Россия сэкономит 40% энергии, то будет потреблять энергии на душу населения в 2 раза меньше Финляндии, в 2,5 раза меньше, чем США и Норвегия, в 4 раза меньше, чем Канада, меньше, чем Венесуэла, Греция, Испания и т.д. (при нашем самом холодном в мире климате). Т.е. такая экономия потребления энергии нереальна и губительна для нашей экономики.

В Указе Президента РФ постановлено «... принять меры по техническому регулированию, направленные на повышение *энергетической* и экологической *эффективности* таких отраслей экономики, как электроэнергетика, строительство, жилищно-коммунальное хозяйство ...». А в ФЗ № 261 понятие энергетической эффективности определено следующим образом: «энергетическая эффективность – характеристики, отражающие отношение полезного эффекта от использования энергетических ресурсов к затратам энергетических ресурсов, произведенным в целях получения такого эффекта ...». Об этом определении энергетической эффективности необходимо

помнить при осуществлении всех энергосберегающих мероприятий.

В соответствии с требованием ТР «О безопасности зданий и сооружений», СНиП 23-02-2003 «Тепловая защита зданий» подлежит актуализации. Несмотря на то, что обновленный СНиП должен в основном повторять редакцию 2003 года, мы все-таки хотим внести в него некоторые усовершенствования, позволяющие упростить процесс проектирования теплозащиты.

Так уж исторически сложилось, что на ограждающие конструкции у нас был едва ли не единственный СНиП – «Строительная теплотехника», который позже стал, к сожалению, называться «Тепловая защита зданий». Это название не полностью отражает содержание СНиП, но сейчас исправить данную ошибку не представляется возможным. Тем не менее, СНиП содержит и другие требования, относящиеся к ограждающим конструкциям зданий.

Главный камень преткновения в СНиПе 23-02-2003 «Тепловая защита зданий» – это 5-ый раздел, который устанавливает три показателя тепловой защиты зданий:

1. приведенное сопротивление теплопередаче отдельных элементов ограждающих конструкций здания;
2. санитарно-гигиенический показатель, включающий температурный перепад между температурами внутреннего воздуха и на поверхности ограждающих конструкций и температуру на внутренней поверхности выше температуры точки росы;
3. удельный расход энергии на отопление здания, позволяющий варьировать величинами теплозащитных свойств различных видов ограждающих конструкций зданий с учетом их объемно-планировочных решений и выбора систем поддержания микроклимата для достижения нормируемого значения этого показателя.

Требования тепловой защиты жилых и общественных зданий будут выполнены при соблюдении требований показателей 1 и 3 либо 2 и 3. В зданиях производственного назначения необходимо соблюдать требования показателей 1 и 2.

Несколько слов о недостатках нормирования теплозащиты в действующем СНиП. И в СНиП и в СП отсутствуют четкие определения и методы расчета показателей теплозащиты, в первую очередь приведенного сопротивления теплопередаче и коэффициента теплотехнической однородности ограждающей конструкции. В результате подавляющее большинство строителей вообще не понимают, что это такое, и не представляют, каким образом перечисленные показатели можно рассчитать. Второй недостаток – нормативные требования зависят от назначения объекта. Но если мы экономим энергию, то какая разница, где она расходуется – в производственном, административном или жилом здании. Мы все равно ее теряем. Поэтому требования должны быть каким-то образом унифицированы. Это же не санитарно-гигиенические требования, а требования к экономии энергии.

Следующее замечание – дублирование нормативных требований по теплозащите. Например, в Москве к приведенному сопротивлению теплопередаче стен жилых домов предъявляются требования: санитарно-гигиенические ($1,38 \text{ м}^2 \cdot ^\circ\text{C}/\text{Вт}$); основные ($3,13 \text{ м}^2 \cdot ^\circ\text{C}/\text{Вт}$); пониженные ($1,97 \text{ м}^2 \cdot ^\circ\text{C}/\text{Вт}$) и косвенные требования к оболочке здания в целом, содержащиеся в нормативном удельном расходе энергии на отопление здания. Фактически работают пониженное требование ($1,97 \text{ м}^2 \cdot ^\circ\text{C}/\text{Вт}$) и требование к удельному расходу энергии на отопление. Все это излишне загромождает расчет и мешает правильно спроектировать конструкцию. Реально должно действовать одно требование, а требование к расходам на отопление – это уже больше отопленческая проблема, нежели теплозащитная. В случае ужесточения нормативных требований к сопротивлению теплопередаче ограждающих конструкций будет работать поэлементный подход к нормированию. То есть мы возвратимся к тем подходам в нормировании теплозащиты, несостоятельность которых уже была

доказана практикой. Зачем же нормировать показатели сопротивления теплопередаче, если они даже четко не определены в СНиП? Практически важно знать, какое количество энергии теряется, ведь за нее придется платить. Вот потери энергии и надо нормировать.

Еще одна противоречивая деталь, которая содержится в СП «Проектирование тепловой защиты зданий». Это таблица 6 «Минимально допустимые значения коэффициента теплопроводности однородности для конструкций индустриального изготовления», которая, на мой взгляд, по ошибке попала в нормативные документы и трактуется совершенно неправильно. Вместо того чтобы рассчитывать коэффициент теплопроводности однородности и сравнивать его с приведенными в таблице минимально допустимыми значениями (он не должен их превышать), эти цифры принимают за исходную величину и используют их в расчетах. Это неправильно. Таблицу следует исключить, чтобы она не морочила голову.

Следует обратить внимание, что теплопотери через квадратный метр конструкции в зависимости от сопротивления теплопередаче изменяются по гиперболе. Поэтому изменение сопротивления теплопередаче, например, от $3 \text{ м}^2 \cdot ^\circ\text{C}/\text{Вт}$ до $3,5 \text{ м}^2 \cdot ^\circ\text{C}/\text{Вт}$ почти ничего не даст в плане экономии энергии (рис.1).

Возвращаясь к недостаткам. СНиП почти не учитывает планировочные решения зданий. Получается, что как бы мы не усложняли конфигурацию объекта в плане, на величине теплопотерь это не отразится. СНиП должен этот момент обязательно регулировать. Запутанность и сложность нормативных требований, отсутствие методической поддержки вызывают у проектировщиков и строителей непонимание взаимосвязи между отдельными изменениями конструкций и тепловыми потерями здания в целом. Таким образом, выполнение нормативных требований при проектировании теплозащиты стало, в общем-то, формальностью.

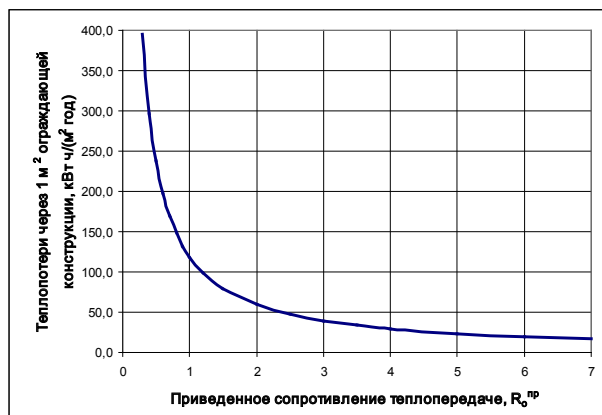


Рис. 1. Зависимость теплотерии через 1 м² ограждающей конструкции от приведенного сопротивления теплопередаче в условиях г. Москвы.

Работая над новой редакцией СНИПа, мы руководствуемся следующими принципами:

1. Максимально сохранить форму действующего документа, последовательность и состав разделов, потому что резкие изменения нормативных документов могут пойти только во вред.
2. Максимально упростить используемые методики.
3. Произвести обновление устаревших методик и требований (в первую очередь, по тепловой защите и влажностному режиму). Сделать их применимыми к современным конструкциям.
4. Произвести гармонизацию требований между собой. СНИП не должен содержать противоречий или нестыковок внутри себя.
5. Ввести точные и однозначные определения используемых в СНИП понятий.

Если говорить по содержанию, то из 12 разделов действующего СНИП 23-02-2003 планируется переработать 5 разделов: «Термины и определения», «Тепловая защита зданий»,

«Повышение энергетической эффективности существующих зданий», «Защита от переувлажнения ограждающих конструкций» и «Энергетический паспорт здания». Переработкой раздела «Повышение энергетической эффективности существующих зданий» будут заниматься специалисты отдела энергоэффективности в строительстве Мосгосэкспертизы.

Несколько слов о тех изменениях, которые планируется внести в раздел «Тепловая защита зданий». Мы предлагаем ввести в него 4 требования к теплозащите:

1. Приведенные сопротивления теплопередаче отдельных ограждающих конструкций должны быть не меньше минимально допустимых значений (поэлементные требования).
2. Удельный коэффициент теплопередачи теплозащитной оболочки здания не должен быть больше максимальных допустимых значений (комплексное требование).
3. Температура на внутренних поверхностях ограждающих конструкций должна быть не ниже минимально допустимых значений (санитарно-гигиеническое требование).
4. Срок окупаемости мероприятий по дальнейшему возможному повышению теплозащиты ограждающих конструкций, должен попадать в принятый интервал значений (экономическое требование).

Первое требование – поэлементное, основное же требование – комплексное. То есть в целом теплозащитная оболочка здания должна обеспечивать заданный уровень тепловых потерь. Такова идея. Поэлементное требование является вспомогательным. В принципе его надо было бы назначить как санитарно-гигиеническое. Но мы не можем этого сделать, поскольку должны привязаться к предыдущему СНИПу, чтобы не допустить большого разрыва в требованиях. Поскольку требования к удельному расходу тепловой энергии на отопление зданий становится обязательным, а не альтернативным, как в старом СНИП, то поэлементные требования должны сохраняться на уровне п.5.13 СНИП 2003 года, например. Для

Москвы – должны составлять примерно $1,97 \text{ м}^2\cdot^\circ\text{C}/\text{Вт}$. Поэлементные требования приведены в таблице №1. Ее можно обсудить, но ужесточать не имеет никакого смысла, поскольку она не рабочая и дает только некий предел, ниже которого нельзя будет опускаться. Основным мы планируем сделать комплексное требование.

Таким образом, поэлементные требования остаются, но становятся вспомогательными. Они обеспечивают защиту от всевозможных перекосов в выборе величины утепления отдельных конструкций и позволяют исключить использование совсем уж абсурдных конструктивных решений. Одновременные изменения и методики оценки конструкций, и величины требований, в общем-то, опасны. Поэтому предлагается при модернизации методики сохранить действующие поэлементные требования до накопления опыта использования нового показателя. Экономия энергии будет обеспечена нормализацией архитектурно-планировочных решений и повышением уровня понимания требований со стороны проектировщиков и архитекторов.

Если мы запишем принятую формулу для расчета суммарных теплопотерь через все ограждающие конструкции здания, то увидим, что эти теплопотери за год пропорциональны некоей величине, которая в сокращенном виде выглядит, как произведение коэффициента компактности на общий коэффициент теплопередачи всех наружных ограждающих конструкций оболочки здания. Эту величину мы предлагаем называть «удельный коэффициент теплопередачи оболочки здания» и именно его нормировать.

Требуемые значения для удельного коэффициента теплопередачи оболочки здания приведены в таблице №2. Они рассчитана для зданий разных объемов, при разных значениях градусо-суток отопительного периода, на зданиях простой формы при минимально допустимых значениях сопротивления теплопередаче всех элементов. Усложнение формы сразу же повлечет за собой увеличение удельного коэффициента теплопередачи оболочки здания, а стало быть, возникнет не-

обходимость утепления тех или иных конструкций, чтобы понизить значение этого коэффициента. Этот принцип нормирования здесь заложен. Такой подход нормирования с примером описан в [1].

В качестве приложения к СНиПу будет предложен метод расчета приведенного сопротивления теплопередаче ограждающих конструкций, поскольку это основная величина, которая нормируется, и ее расчет должен быть абсолютно прозрачен. Если рассмотреть этот расчет, то, в общем-то, мы планируем дать метод, который сейчас в СП отсутствует. Точнее, там присутствует формально «правильный» метод, но использовать его для расчетов нельзя, поскольку нельзя выполнить разбиение на зоны, для современных ограждающих конструкций, нельзя рассчитать температурные поля, которые включают по несколько теплопроводных включений. Одни из этих полей трехмерные, а другие двухмерные.

Отметим также, что экспериментальное определение приведенного сопротивления теплопередаче является вспомогательным. Основной метод его определения – расчет. Это объясняется следующим. Приведенное сопротивление теплопередаче необходимо знать только для расчета теплопотерь через всю теплозащитную оболочку здания. В этом расчете учитывается вся площадь всех наружных ограждений здания и приведенное сопротивление теплопередаче должно быть известным для всех наружных ограждений. Например, при расчете теплопотерь через наружную стену учитывается площадь наружной стены от цоколя до парапета и по периметру здания, следовательно и приведенное сопротивление такой стены должно соответствовать данной площади. А испытание в камере можно выполнить лишь для небольшого фрагмента ограждающей конструкции, дальнейшее распространение полученных результатов на все здание может быть сделано практически только для панельных зданий (да и то, с натяжками). Для всех остальных зданий приведенное сопротивление теплопередаче ограждающих конструкций от цоколя до парапета и по всему периметру здания, (с учетом перекрытий, балконных плит, ограждений лоджий, оконных откосов и т.д.)

возможно определить только расчетом.

В связи с изложенным, следует также отметить бесперспективность проверки количественных показателей теплозащиты всех ограждений зданий в натуральных условиях, в том числе с использованием тепловизионной техники. Проверка теплозащиты здания может быть осуществлена лишь для весьма ограниченной части конструкций, и даже такая проверка требует *квалифицированных* исследований в течение нескольких недель. Никакие курсы обучения работы «экспертов» с тепловизором и др. столь же распространенные мероприятия не исправят данного положения. Но этот вопрос выходит за рамки описания актуализации СНиП.

Четвертое предлагаемое требование – экономическое. Предполагается, что оно будет добровольного применения. В нем предлагается оценка условного вклада от дальнейшего утепления ограждающей конструкции в снижение энергоемкости ВВП (в соответствии с Указом Президента РФ). При этом эта оценка будет не абсолютной, а сопоставительной, т.е. она позволит выбрать вариант конструктивного решения обеспечивающего максимальное снижение энергоемкости ВВП. Кроме того, введенный для этой оценки критерий оказывается очень эффективным при оптимизации конструкции в процессе ее создания.

Таким образом, мы планируем скорректировать содержание СНиП, снабдив его указанием путей повышения энергоэффективности теплозащитной оболочки зданий и совершенствованием методов расчетов. Эти мероприятия не потребуют значительных материальных вложений, следовательно, не приведут к увеличению стоимости строительства, однако они обеспечат реальную экономию энергии на отопление. Повышение теплозащиты стен здания планируется не за счет увеличения толщины утеплителя, а за счет повышения теплотехнической однородности ограждающих конструкций и совершенствования планировочных решений здания. Все это соответствует духу и букве Закона №261-ФЗ.

Таблица 1 – Минимально допустимые значения приведенного сопротивления теплопередаче отдельных ограждающих конструкций.

1	Стены	$R_{тр}^{ст} = 0,85 + 0,00021 \cdot ГСОП$
2	Совмещенные кровельные покрытия, чердачные перекрытия, перекрытия над проездами, неотапливаемыми подвалами и полы по грунту	$R_{тр}^{кр} = 1,55 + 0,00035 \cdot ГСОП$
3	Окон и светопрозрачная часть балконных дверей	$R_{тр}^{ок} = 0,3 + 0,00005 \cdot ГСОП$
4	Модульное, структурное и иное фасадное остекление (в целом как светопрозрачной, так и утепленной несветопрозрачной части)	$R_{тр}^{фас} = 0,5 + 0,00007 \cdot ГСОП$
5	Фонари с вертикальным остеклением	$R_{тр}^{фон} = 0,25 + 0,000025 \cdot ГСОП$
6	Двери и ворота	$R_{тр}^{ов} = 0,5 + 0,00005 \cdot ГСОП$

Таблица 2 – Максимально допустимые значения удельного коэффициента теплопередачи теплозащитной оболочки здания.

Отапливаемый объем здания, $V_{от}$, м ³	Значения $k_{об}^{тр}$, Вт/(м ³ °C), при значениях ГСОП, °C сут/год				
	1000	3000	6000	9000	12000
300	0,995	0,736	0,53	0,414	0,339
750	0,733	0,543	0,39	0,305	0,25
1920	0,536	0,397	0,285	0,223	0,183
4800	0,403	0,298	0,215	0,168	0,138
12000	0,315	0,233	0,168	0,131	0,107
30000	0,269	0,191	0,138	0,108	0,088
75000	0,269	0,165	0,119	0,093	0,078
185000	0,269	0,155	0,11	0,09	0,078

ЛИТЕРАТУРА

1. Гагарин В. Г., Козлов В. В. О нормировании теплопотерь через оболочку здания. // Academia. Архитектура и строительство. 2010, № 3, стр. 279 – 286.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ

Гагарин В. Г.

д.т.н., профессор, член-корр. РААСН,

Козлов В. В.

к.т.н., НИИСФ РААСН

ОБОСНОВАНИЕ ПОТРЕБИТЕЛЬСКОГО ПОДХОДА К НОРМИРОВАНИЮ УРОВНЯ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ЗДАНИЙ

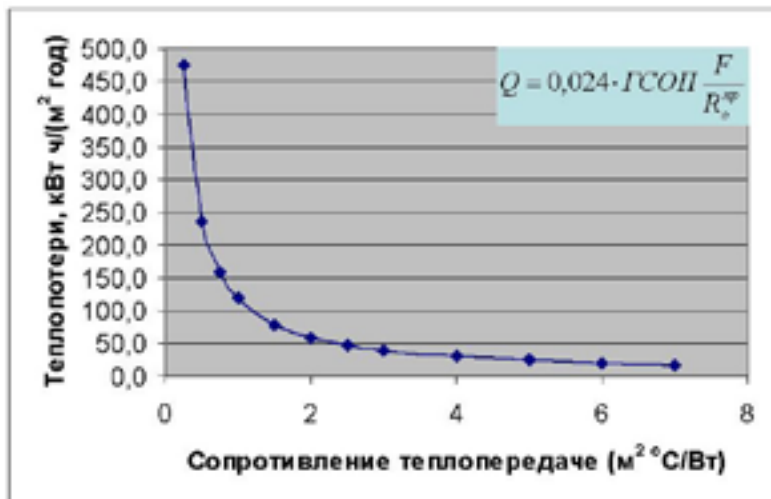
Горшков А. С.

Под энергоэффективностью в жилищном строительстве следует понимать комплекс мероприятий, направленных на снижение потребляемой зданиями тепловой энергии, необходимой для поддержания в помещениях требуемых параметров микроклимата, при соответствующем технико-экономическом обосновании внедряемых мероприятий и обеспечении безопасности. Таким образом, понятие энергоэффективности неразрывно связано с вопросами энергосбережения. Но только в том случае, если мероприятия, направленные на снижение потребляемой зданиями энергии технически осуществимы, экономически обоснованны и безопасны.

При поверхностном подходе, данная проблема решается довольно несложным образом. Чем меньше здание теряет тепла, тем меньшее количество энергии требуется подвести зданию для восполнения тепловых потерь. В этой связи, на первый взгляд, наиболее простым и рациональным способом экономии энергии на отопление выглядит способ увеличения теплозащитных свойств ограждающих конструкций. В России с 2000-го года применительно к стенам и покрытиям требования к уровню тепловой защиты были повышены в среднем на 150÷200 %, к окнам – на 20÷30 %, требования к сокращению затрат энергии на вентиляцию помещений были проигнорированы. Однако, несмотря на кажущуюся простоту решения обозначенной выше проблемы, данный способ снижения энергозатрат и, как следствие, повышения энергоэффективности в принятой терминологии, имеет свои ограничения и, кроме того, не всегда оказывается эффективным с экономической

точки зрения.

Во-первых, изменение тепловых потерь через 1 м^2 ограждающей конструкции (Q) в зависимости от приведенного сопротивления теплопередаче ($R_{\text{опр}}$) изменяется нелинейно, – по гиперболической зависимости (рис.1). Представленная на рисунке 1 зависимость соответствует климатическим условиям города Москвы ($\text{ГСОП} = 4943,4 \text{ } ^\circ\text{C}\cdot\text{сут/год}$).



Из приведенного графика (рис.1) видно, что по мере увеличения приведенного сопротивления теплопередаче ($R_{\text{опр}}$) теплопотери (Q) уменьшаются вначале очень быстро, затем более медленно и при некотором значении приведенного сопротивления теплопередаче ($R_{\text{опр}} \geq 3 \text{ м}^2\cdot^\circ\text{C/Вт}$) теплопотери (Q) убывают очень незначительно. В тоже время дальнейшее увеличение сопротивления теплопередаче (до $4,0 \div 5,0 \text{ м}^2\cdot^\circ\text{C/Вт}$ и более) существенным образом увеличит себестоимость возведения квадратного метра стеновой конструкции. И эти затраты могут превысить экономию, которая достигается в результате увеличения сопротивления теплопередаче. Это означает, что дальнейшее увеличение сопротивления теплопередаче снизит расходы на отопление, но с учетом высоких капитальных затрат на возведение стены может ока-

заться экономически неэффективным шагом.

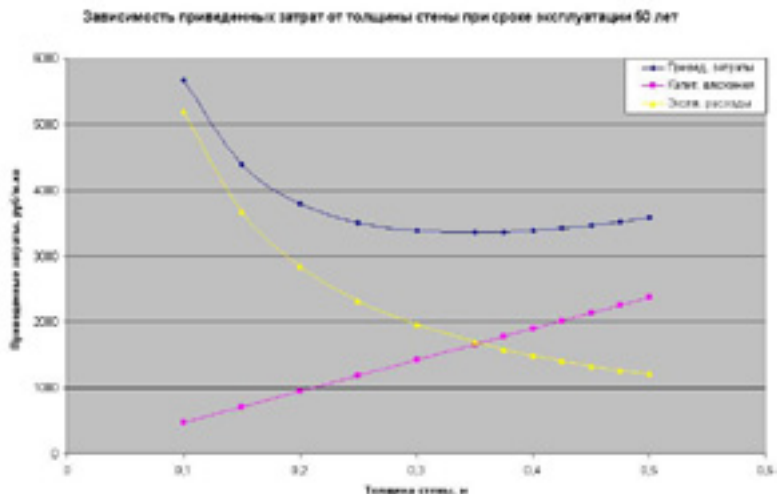
Расчеты показывают, что при нынешнем уровне цен на энергоносители и стоимости строительных материалов, экономически целесообразное сопротивление теплопередаче ($R_{\text{эк}}$), соответствующее минимуму приведенных затрат на возведение квадратного метра стены с учетом эксплуатационных расходов на отопление в течение безремонтного срока эксплуатации 30-50 лет, находится в диапазоне от 2 до 4 $\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C}/\text{Вт}$.

Экономически-целесообразное значение сопротивления теплопередаче ($R_{\text{эк}}$) будет зависеть от стоимости и теплофизических характеристик материалов, из которых возводится стеновая ограждающая конструкция, типа стеновой конструкции (однородная стена, вентилируемый фасад и т.д.), а также от ее срока службы (долговечности), то есть времени, в течение которого могут быть подсчитаны все эксплуатационные расходы.

В монографии [1], а также пособии [2] представлены формулы, по которым можно оценить оптимальное значение сопротивления теплопередаче стеновой конструкции по минимуму приведенных затрат.

На рисунке 2 представлена зависимость приведенных затрат ($\text{руб}/\text{м}^2$) от толщины стены при предполагаемом безремонтном сроке эксплуатации 50 лет. Представленная зависимость была рассчитана для стены, возведенной из газобетонных блоков марки по плотности D400.

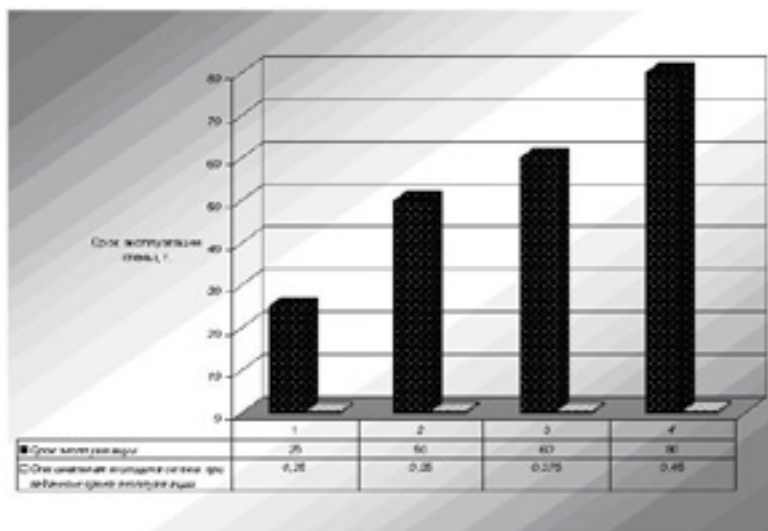
Из рисунка 2 видно, что по мере увеличения толщины стеновой конструкции, и как следствие, ее сопротивления теплопередаче, эксплуатационные затраты через 1 м^2 конструкции, рассчитанные на период 50 лет, уменьшаются в соответствии с законом, показанном на рисунке 1. В то же время капитальные вложения по мере увеличения толщины стены, возрастают. Как следует из графика, минимум приведенных затрат соответствует толщине стены 0,35 м, что соответствует сопротивлению теплопередаче 3,15 $\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C}/\text{Вт}$ (при $\lambda_{\text{б}} = 0,117 \text{ Вт}/\text{м} \cdot ^\circ\text{C}$ по ГОСТ 31359 [3]).



При меньшем эксплуатационном сроке минимум приведенных затрат будет соответствовать меньшей толщине стеновой конструкции, при большем – большей (рис.3). Например, при сроке эксплуатации 25 лет оптимальная толщина стены составит 0,25 м, при сроке эксплуатации 60 лет – 0,375 м. Однако при сроках эксплуатации свыше 50 лет необходимо будет учитывать также затраты на проведение капремонтов, что неизменно скажется на расчетах.

Все вышесказанное указывает на то, что при оценке экономической эффективности энергосберегающих мероприятий или внедрения энергосберегающих технологий необходимо учитывать их срок службы или эффективной эксплуатации. Это второе обстоятельство, на которое необходимо обращать внимание при выборе параметров теплозащиты ограждающих конструкций. Многие типы современных стеновых конструкций с более высокими показателями тепловой защиты оказываются неремонтопригодными, а применяемые в их составе материалы, – недолговечными. Затраты на проведение капитальных ремонтов недолговечных ограждающих конструкций зданий могут частично или полностью компенсировать то уменьшение эксплуатационных расходов, которое обеспечи-

вается за счет увеличения их теплозащитных качеств. Не стоит забывать о том, что затраты на проведение ремонтов (текущих, капитальных) по сути также представляют собой затраты энергии: на производство новых материалов, добычу полезных ископаемых для их изготовления, расход топлива при их перевозке, работу машин и механизмов и т.д. В этой связи не только уровень тепловой защиты ограждающих конструкций, но и показатели их капитальности (долговечности) следует относить к критериям энергоэффективности.



В-третьих, нельзя забывать о таком важном параметре, как требуемый воздухообмен помещений, необходимый для поддержания требуемого уровня микроклимата в помещениях. При вентиляции происходит удаление взвешенных в воздухе частиц пыли, бактерий, влаги, кроме того, поддерживается уровень кислорода в необходимой для нормальной жизнедеятельности и работоспособности концентрации. В зимний, и в общем случае в любой период, в течение которого производится отопление помещений, энергия затрачивается, в том числе на подогрев вентилируемого воздуха. Затраты на вентиляцию современных зданий при составлении энергетических паспортов зданий оцениваются в 40÷50 % всех затрат на отопление.

При этом требуемый уровень воздухообмена необходим как в «холодных» домах, так и «теплых». Отсюда следует, что как бы мы не утепляли здание, а расходы тепла на вентиляцию, без использования специальных инженерных методов, уменьшаться от этого не будут, и чем теплее у здания будет «шуба», тем большими в относительном выражении будут затраты на вентиляцию.

Подтверждением данного утверждения является следующий пример. В 2005 году сотрудниками ОАО «СПбЗНИиПИ» и ООО «НТЦ «Технологии XXI века» проводилось комплексное обследование здания в историческом центре города, в котором после реконструкции сопротивление теплопередаче было увеличено до $5 \text{ м}^2 \cdot ^\circ\text{C}/\text{Вт}$. При этом никаких инженерных решений по оптимизации затрат энергии на отопление, например, автоматическое регулирование параметров теплоносителя по температуре воздуха в помещениях, не производилось. В результате в здании зимой регулярно происходил перетоп. Для уменьшения последствий перетопа, сотрудники, работающие в здании, также регулярно в течение всего отопительного периода по приходу на работу открывали окна, и в прямом смысле слова, отапливали улицу вокруг здания.

Таким образом, становится понятным, что рациональным и экономически целесообразным способом повышения энергоэффективности является только сочетание различных конструктивных и инженерных мероприятий, например увеличение теплозащитных свойств ограждающих конструкций (при условии, что срок эффективной эксплуатации внедряемых материалов, технологий и конструкций превышает период их окупаемости) при одновременном использовании современных инженерных энергосберегающих методов и технологий.

Однако, как показывает практика, и этих мер может оказаться недостаточно. Связано это в первую очередь с тем, что во многих случаях фактические и расчетные параметры энергоэффективности могут существенно отличаются друг от друга. В расчетах закладываются одни значения теплотехнических параметров (например, приведенного сопротивления

теплопередаче), а на практике с учетом качества строительно-монтажных работ, получаются совершенно другими. Кроме того, в проектах часто не учитывается теплотехническая неоднородность стеновых конструкций. В результате собственники жилых помещений вынуждены использовать для обогрева дополнительные источники энергии (электронагреватели, масляные радиаторы, тепловентиляторы и т.д.), дополнительно потребляя при этом энергию на отопление.

Для повышения степени соответствия расчетных и фактических затрат энергии на отопление зданий необходим контроль за энергопотреблением, достигаемый за счет совокупного выполнения следующих условий:

- обязательная установка во всех зданиях приборов учета всех видов энергии;
- наличие комплексной методики учета и контроля за потребляемой зданием энергии;
- разработка норм потребления зданиями энергии.

Что касается последнего условия из представленного перечня условий, то наиболее рациональным способом их установления, является потребительский подход к оценке уровня теплозащиты (показатель «в» требований тепловой защиты зданий по СНиП 23-02-2003 [4]). К сожалению, в практике проектирования, чаще применяется предписывающий подход, а именно установление заданных численных значений сопротивления теплопередаче (показатель «а» требований по СНиП 23-02-2003 [4]).

Преимуществом потребительского подхода является более гибкий выбор материалов для ограждающих конструкций и инженерных методов для реализации требуемых параметров энергопотребления (удельных затрат энергии с квадратного метра площади или с кубического метра строительного объема здания). Кроме того, данный подход при наличии комплексной методики контроля и учета затрат энергии на отопление позволяет сравнивать расчетные и фактические параметры энергопотребления зданий, а после апробации и отработки системы

контроля и учета, регулировать нормы потребления в сторону их постепенного снижения, например, один раз в пять лет.

Для реального уменьшения затрат энергии на отопление зданий необходимо:

- разработать и установить нормативы энергопотребления в рамках потребительского подхода к уровню теплозащиты зданий;
- для утепления зданий применять долговечные, проверенные климатическими условиями района строительства, материалы;
- более интенсивно и эффективно использовать инженерные методы и способы повышения энергоэффективности (например, системы приточно-принудительной вентиляции и рекуперации);
- применять проверенные на практике архитектурные методы повышения энергоэффективности (например, уменьшение коэффициентов компактности зданий);
- разработать эффективную методику комплексного учета и контроля энергии, расходуемой на отопление здания;
- по мере внедрения и апробации системы контроля и учета потребляемой зданиями энергии, при условии соответствия расчетных и фактических параметров энергопотребления, постепенно, с заданной регулярностью, снижать нормативы энергопотребления.

Казалось бы, после внедрения в практику проектирования и строительства всех этих мероприятий, обозначенную в статье проблему точно можно считать решенной. Да, объекты строительства будут потреблять меньше энергии. Но нельзя забывать еще и о том, что помимо потребителей энергии есть еще и ее производители, а также компании, которые транспортируют энергоносители, обслуживают энергоустановки и, в конечном итоге, есть компании, которые эту энергию продают конечному потребителю. В этих условиях может сложиться ситуация, при которой уменьшение энергопотребления (жилими

и общественными зданиями, производством и т.д.) скажется на снижении товарооборота всей этой цепочки компаний и, как следствие, их доходности. Как известно, одним из способов восстановления доходности является увеличение тарифов. Т.о. могут сложиться условия, при которых потребители будут экономить на энергии, а платить меньше от этого не станут. В конечном итоге тарифы в нашей стране достигнут общеевропейского уровня, а при низкой эффективности работы этих компаний и превысят его. Конечно, представленный выше сценарий является несколько упрощенным, но вероятность его реализации присутствует. Косвенным подтверждением подобного развития событий является хотя бы тот факт, что в нашей стране тарифы на энергоносители растут постоянно, вне зависимости от направления тренда стоимости нефти, увеличения теплозащитных свойств ограждающих конструкций и т.д.

Безусловно, при условии выполнения всех перечисленных выше инженерных мероприятий, количество затрачиваемой потребителями энергии будет уменьшаться, но насколько это будет выгодно потребителю неизвестно. С целью недопущения реализации данного прогноза необходимо принимать меры по увеличению энергоэффективности оборудования и устройств в самих генерирующих компаниях, уменьшению потерь энергии при транспортировке теплоносителя конечному потребителю, жесткому регулированию и контролю со стороны государства тарифов на тепловую энергию.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Богословский В.Н. Строительная теплофизика (теплофизические основы отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха). учебник для вузов. 3-е изд. // СПб.: Изд-во «АВОК-Северо-Запад», 2006. – 400 с.
2. Рекомендации по применению стеновых мелких блоков из ячеистых бетонов// ЦНИИСК им. А.В. Кучеренко. М., 1987. – 98 с.

3. ГОСТ 31359-2007. Бетоны ячеистые автоклавного твердения. Технические условия.
4. СНиП 23-02-2003. Тепловая защита зданий.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРЕ

К.т.н., докторант
А.С. Горшков
Санкт-Петербургский государственный
политехнический университет









СОДЕРЖАНИЕ

КОММЕРЧЕСКИЙ УЧЕТ ЭНЕРГОНОСИТЕЛЕЙ

Алексейцева Н. Л.

Что считаем, что измеряем? Или о применении
Положения «О единицах величин» РФ № 879.....**19**

Бычков Д. В.

Возможности ЗАО «Промсервис» в
реализации Федерального закона №261 «Об
энергосбережении...».....**32**

Каргапольцев В. П.

Оборудование для сервисного обслуживания
приборов учета тепла и воды.....**40**

Корчагина Е. Н., Варганов В. П., Ермакова Е. В., Казарцев Я. В.

Государственный первичный эталон единиц
энергии сгорания на службе обеспечения
единства измерений калорийности всех видов
топлив.....**47**

Крумер Л. Р.

К вопросу об установке узлов коммерческого
учета тепла в свете требований 261 ФЗ.....**58**

Ледовский С. Д., Кузнецов А. В.

Рынок приборов учета: новые вызовы.....**64**

Логинов А. Ю.

Энергоучет нового времени.....**73**

Матюхов И. В.

Программное обеспечение счётчика – защита от хищений.....**77**

Меркулов В. М.

Термометры в составе теплосчетчика – правильный выбор и установка.....**89**

Никитин П. Б.

Универсальные возможности метрологического центра консорциума
ЛОГИКА-ТЕПЛОЭНЕРГОМОНТАЖ.....**104**

Романова Н. Л., Симахин В. М.

Оценка условий измерения по результатам опытной эксплуатации приборов учета в системах водоснабжения и напорного водоотведения.....**108**

Черноморченко С. И.

К вопросу о метрологическом обеспечении ФЗ-261.....**127**

Чигинев А. В.

Некоторые общие принципы построения систем оперативного контроля и диспетчеризации для объектов энергопотребления.....**134**

ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ ЗДАНИЙ И СООРУЖЕНИЙ

Вавилов А. С., Кочарьянц К. В.

Энергоэффективное оборудование – охлаждающие блоки завода «Арктос».....**151**

Маускоп В. В.

Оборудование для систем тепло- и водоснабжения.....**154**

Палей Е. Л.

Снижение энергопотребления инженерными системами промышленных и общественных объектов при строительстве и эксплуатации.....**157**

Синельникова М. А.

Энергоэффективные медно-алюминиевые конвекторы «Изотерм».....**160**

Тарабанов М. Г.

Энергосбережение в системах вентиляции, кондиционирования воздуха и теплоснабжения общественных зданий (Проблемы и решения на стадии проектирования).....**163**

Штейнмиллер О. А.

Энергосбережение и энергоаудит в системах водоснабжения и канализации.....**165**

ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЗДАНИЙ И СООРУЖЕНИЙ

Козлов К. С.

Порядок подготовки, проведения и оформления результатов энергетических обследований (энергоаудитов) промышленных предприятий.....**171**

Крумер Р. Г.

Особенности национального энергоаудита.....**185**

Савченко А. В.

Внедрение автоматического регулирования
потребления тепловой энергии в Санкт-
Петербурге и поиск оптимальных решений.....**187**

Сидоренков С. И.

Комплексные модульные решения – основа
эффективности инженерных систем.....**199**

Шенявский Ю. Л.

Возобновляемые источники энергии –
конкуренты газовой отрасли?.....**202**

**III ВСЕРОССИЙСКАЯ НАУЧНО-
ТЕХНИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ:
«СТРОИТЕЛЬНАЯ ТЕПЛОФИЗИКА
И ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОЕ
ПРОЕКТИРОВАНИЕ ОГРАЖДАЮЩИХ
КОНСТРУКЦИЙ ЗДАНИЙ»**

Гагарин В. Г., Козлов В. В.

Корректировка нормирования теплозащиты
ограждающих конструкций в СНиП «Тепловая
защита зданий».....**207**

Горшков А. С.

Обоснование потребительского подхода к
нормированию уровня энергоэффективности
зданий.....**219**