



ТЕПЛОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА И ЖКХ



Фото: freepik.com

Модернизация: длинное путешествие по кругу



» 2-4



Одна из главных тем в повестке дня энергетиков – модернизация генерирующего оборудования тепловых электростанций. Профильное ведомство уверяет, что основная задача программы – «реанимировать» генерацию, а значит, отечественная энергетика – в начале большого пути.

Длинное путешествие по кругу Эксперты рассуждают о «подводных камнях» программы модернизации

ОДНАКО многие эксперты отрасли полагают: программа модернизации скрывает множество «подводных камней», которые нельзя игнорировать.

Кому нужны «памятники индустриальной эпохи»?

На семинаре «Энергетика, экономика, общество», состоявшемся по инициативе Финансового университета при Правительстве РФ и РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина при информационной поддержке журнала «Стратегические решения и риск-менеджмент», о предварительных итогах отборов проектов по модернизации ТЭС на 2022-2024 гг. рассказал заместитель директора Департамента развития электроэнергетики Минэнерго России Андрей Максимов. Он отметил, что тема модернизации возникла не от желания внедрить на всех предприятиях отрасли новые технологии и установить современное оборудование; она обусловлена тем, что сегодняшняя структура цен не позволяет привлекать средства

в эффективную замену оборудования. А выступивший научным оппонентом старший аналитик Московской школы управления СКОЛКОВО Юрий Мельников сравнил программу модернизации ТЭС с заменой коленвала на «Запорожце», который пытаются продать по цене Porsche.

После их выступления разгорелась дискуссия, в ходе которой приглашенные эксперты назвали ключевые пробелы программы модернизации и обсудили, на какие результаты можно рассчитывать.



Так, начальник департамента ассоциации «Сообщество потребителей энергии», руководитель по исследованиям First Imagine! Ventures Игорь Ряпин считает, что предложенная программа модернизации генерирующих мощностей фактически консервирует технологическую структуру отечествен-

ной энергетики на без малого 30 лет – последние платежи по заключаемым в рамках этой программы договорам должны закончиться в 2047 г.

– Вместе с тем, электроэнергетика сейчас переживает настоящую технологическую революцию, связанную с активным развитием возобновляемых источников энергии, систем хранения энергии и управления спросом. Это не просто изменение отдельных элементов в рамках существующей структуры отрасли – происходящие повсеместно изменения приведут к кардинальной перестройке всей идеологии построения энергосистем: потребители электроэнергии станут центральным звеном всей отрасли, энергосистемы станут более распределенными, значительно возрастет роль распределительных сетей как способа обеспечения связей между множеством субъектов, являющихся одновременно производителями и потребителями электроэнергии (просьюмерами). Эти изменения приведут и к появлению новых субъектов рынка, и к появлению новых бизнес-моделей, – уверен господин Ряпин. – По масштабу происходящие в отрасли изменения можно сопоставить с тем,

что происходило в телекоммуникациях при появлении сотовых телефонов и интернета.

Чтобы понять масштаб изменений, спикер предложил оглянуться на срок программы модернизации и посмотреть, что происходило в отечественной телефонии 28 лет назад – в начале 1992 г. По информации ПАО «МГТС», в Москве на начало 1992-го было установлено 2,8 млн телефонов в квартирах и 650 тыс. телефонов в организациях (при населении Москвы около 9 млн человек). Монтированная емкость сети – 4,4 млн номеров, из которых на электронных АТС – 265 тыс. номеров, на аналоговых АТС – 4,1 млн.

Почти 10 лет спустя, в 2000 г., концепция развития рынка телекоммуникационных услуг России до 2010 г. предполагала, что в 2010 г. на 100 жителей страны будет приходиться 15,2 сотовых телефона, и 18 жителей из 100 будут пользоваться интернетом. В реальности к 2017-му в России приходилось 155 сотовых телефонов на 100 человек, интернетом пользовались 80 из 100 человек, а про «городские» телефоны в квартирах многие давно забыли.

2-3
ГЛАВНОЕ

4-5
ГЕНЕРАЦИЯ / СЕТИ

6-7
ОБОРУДОВАНИЕ И ТЕХНОЛОГИИ

– Так вот, программа модернизации генерирующих мощностей, если продолжить аналогии, – это программа модернизации стационарной телефонной связи на ближайшие 30 лет, а спор о том, надо ли включать требования о применении новых технологий при модернизации или ориентироваться на отработанные и наиболее дешевые технологии, – это спор о том, надо модернизировать телефонную связь на основе цифровых или аналоговых АТС. В реальности, вполне вероятно, в электроэнергетике будет происходить то же, что произошло в связи, – через 30 лет большие электростанции, оставшиеся в наследство от централизованной системы электроснабжения, будут стоять без дела, а их владельцы – придумывать новые способы использования недвижимости: то ли музей сделать, то ли офисный центр. Отличие только в том, что потребители электроэнергии будут обязаны оплачивать эти памятники индустриальной эпохи, – убежден Игорь Ряпин.

По мнению эксперта, в условиях сохраняющегося в нашей энергосистеме избытка генерирующих мощностей гораздо больший результат – и для потребителей, и для субъектов отрасли, и для всей экономики – принесли бы усилия государственных органов, направленные на выявление оптимального способа развития и на внедрение новых технологий, адаптацию технологической инфраструктуры и правил рынка к применению новых технологий, выявление оптимальных методов поддержки использования таких технологий (в том числе и потребителями электроэнергии). Речь идет о банальном устранении технологических и нормативных препятствий до прямой поддержки, причем такой, которая имела бы четкие контрольные показатели и внятное экономическое обоснование, показывающее, сколько рублей эффекта будет получено на каждый рубль такой поддержки после достижения этих показателей.

Тактический механизм для решения частных задач



Федор Веселов, заместитель директора Института энергетических исследований (ИНЭИ) РАН, к. э. н., отмечает: введенный в действие механизм поддержки проектов модернизации ТЭС (КОММод) является первым за четверть века масштабным экономическим решением государства по преодолению самой главной проблемы отрасли – активного физического и морального старения генерирующих мощностей. С одной стороны, механизм обеспечивает инвестиционную привлекательность решений по обновлению ТЭС. С другой, в отличие от практики

прошлого ДПМ для тепловых электростанций, в КОММод предусматривается конкурентность отбора проектов, что (при правильном выборе критерия для отбора) может обеспечить экономически оптимальные результаты при сдерживании ценовой нагрузки для потребителей.

– Однако исходные параметры и результаты первого отбора проектов на 2022-2024 годы подтверждают опасения научного и экспертного сообщества в том, что КОММод будет лишь тактическим механизмом для решения частных задач по продлению ресурса крупных конденсационных электростанций, не отвечая на стратегические вызовы энергетической и промышленной политики России. Именно поэтому важна серьезная доработка данного механизма, чтобы сделать его стратегическим инструментом управления развитием электроэнергетики, – прокомментировал господин Веселов. – Первый проблемный вопрос – ограниченность масштаба этого механизма (40 ГВт) при том, что в этот же период объем мощностей, требующих инвестиционных решений, будет как минимум вдвое больше. Вряд ли стоит рассчитывать, что повышение цены КОМ на 20% «само по себе» решит проблему обновления для остальной (и большей) части мощностей с тем же качеством, что и в проектах КОММод. Скорее, такое решение лишь отсрочит ее на 7-10 лет за счет минимальных мероприятий по продлению, однако затем потребуются более концентрированные по времени и затратные действия по интенсивному замещению еще более старых мощностей – с соответствующими долгосрочными ценовыми последствиями. Эти риски не были должным образом оценены при обсуждении параметров КОММода.

Вторым проблемным вопросом, по словам Федора Веселова, является то, что при существующих параметрах и КОММод не обеспечивает решения стратегической задачи по повышению энергетической эффективности отрасли. За последние 10 лет ввод около 30 ГВт ПГУ и ГТУ стал одним из основных факторов заметного (на 7%) снижения удельного расхода топлива (УРУТ) – до 312 граммов у.т./кВт·ч. Однако при существующих технологических приоритетах КОММод эта тенденция прекратится, и к 2030 г. средний УРУТ ТЭС не преодолеет уровня 300 граммов у.т./кВт·ч. В то же время правительственные документы предполагают иные (хотя и крайне различные между собой) показатели энергоэффективности: согласно Генеральной схеме отрасли, к 2035 г. УРУТ снизится до 289 граммов у.т./кВт·ч; согласно Комплексному плану по повышению энергоэффективности экономики, уже на 2030 г. УРУТ должен снизиться до 255 г у.т./кВт·ч.

– Специального механизма повышения энергоэффективности в отрасли нет, именно поэтому необходима переориентация КОММод на приоритетный отбор энергоэффективных проектов (включая когенерационные), позволяющих снизить УРУТ и расход электроэнергии на собственные нужды. Это изменение важно и с точки

зрения экономических последствий, так как именно увеличение на рынке объемов генерации с более низкими топливными затратами оказывает существенное давление на цену рынка на сутки вперед (РСВ) и является основным фактором ценового выигрыша для потребителей. По предварительным оценкам ИНЭИ РАН, совокупный эффект от снижения цены РСВ в первой ценовой зоне составляет не менее 1-1,5% на 1 ГВт вводов, но в отдельных ОЭС может быть и выше, – продолжает эксперт. – Третий проблемный вопрос связан с тем, что выбор в пользу старых технологий в КОММод объясняется отсутствием отечественных образцов новой техники в условиях высоких валютных и санкционных рисков при покупке и обслуживании импортного оборудования. «Де-факто» игнорирование этого вызова в КОММод может стать стратегической ошибкой и для электроэнергетики, и для промышленности. Другое дело, что для решения проблемы ее необходимо вывести на межотраслевой уровень управления, сформировать межотраслевую систему координации долгосрочных планов при создании и массовом освоении нового оборудования на основе «квадрата» вертикальных (профильный федеральный орган – отраслевые субъекты) и горизонтальных связей (между профильными органами власти, а также между отраслевыми бизнес-сообществами – Советом производителей электроэнергии и Союзом машиностроителей). Встречная и согласованная активность поставщиков и потребителей оборудования создаст двойной экономический эффект за счет качественного роста в энергомашиностроении при одновременном удешевлении энергетического оборудования.

Наконец, четвертый по счету (но не по важности) проблемный вопрос связан с совершенствованием самой процедуры отбора проектов в КОММод, которую, считает Федор Веселов, можно назвать конкурентной лишь условно. Отбор проектов производится по результатам централизованной процедуры расчета «коэффициента эффективности» проектов на основе данных компаний, исходя из ретроспективных, а не ожидаемых, значений КИУМ и цены РСВ, а также нормативной доходности инвестиций, значение которой (14%) существенно выше стоимости капитала, привлекаемого генерирующими компаниями (по данным годовых отчетов компаний, ее среднее значение составляет 9,5%).

– По нашему мнению, естественным экономическим критерием отбора проектов является одноставочная цена электроэнергии (с учетом мощности) – LCOE, заявляемая компаниями на основе собственных расчетов коммерческой окупаемости планируемых проектов исходя из их собственных оценок будущего коэффициента использования установленной мощности (КИУМ), цен РСВ, доходности инвестируемого капитала; именно такой критерий стимулировал бы компании к серьезной проработке инвестиционных решений, оценке всех типов рисков при их реализации. Это позволило бы снять излишнее административное регулирование конкурентного механизма, сделав процедуру отбора более состязательной для его участников и более прозрачной для потребителей электроэнергии. В связи с этим как минимум целесообразно расширить состав показателей, принимаемых при расчете «коэффициента эффективности» на основе проектных данных, заявляемых самими компаниями, а не их ретроспективных или нормативных значений, в том числе: перспективный КИУМ и доходность инвестируемого капитала, – отметил он.

– В отличие от уже действующих ДПМ всех видов, ограниченных по масштабу и /или времени действия, КОММод может стать основным, системообразующим инвестиционным механизмом в электроэнергетике, эффективным как для поставщиков, так и для потребителей электроэнергии. Однако темпы такой эволюции пока неясны.

«Псевдомодернизация» и некорректные ориентиры



Директор департамента по розничным рынкам и сетям ассоциации «Сообщество потребителей энергии» Валерий Жихарев подчеркнул: продление ресурса генерации за счет капитального ремонта или простой замены части оборудования не позволяет снижать или хотя бы сдерживать стоимость электроэнергии. Это означает, что у потребителя не возникает экономии, за счет которой он мог бы оплачивать обновление ТЭС.

– Значит, все затраты на модернизацию электростанций полностью перекладываются на бизнес, бюджетные организации и через рост цен на товары и услуги – на граждан. Нас пытались убедить, что продление ресурса паросиловых блоков дешевле глубокого обновления, – говорит он. – На деле же низкозатратный по себестоимости «неглубокий» ремонт будет оплачиваться по новым ДПМ сверх текущих цен и тарифов, да еще с превышающей рыночный уровень доходностью. В итоге, потратив на такую «псевдомодернизацию» значительные суммы, мы через 15-20 лет снова вернемся к тому, с чего начали.

Но, к сожалению, возможность для технологического обновления отрасли наиболее экономичным способом будет упущена и, с учетом уже потраченных средств, мы заплатим за реальное обновление отрасли «двойную» цену. То есть бремя преодоления технологического отставания и перевода электроэнергетики на более гибкий и экономичный новый технологический уклад полностью перекладывается на будущие поколения. Почему так происходит? Дело в некорректных ориентирах. Роль

регулятора видится в расширении общественных выгод с помощью энергетик, на практике, к сожалению, мы видим обратное – сокращение общего блага в интересах энергокомпаний. Дискуссия называлась «Модернизация ТЭС: начало большого пути». Нас действительно пытаются завести на длинное круговое путешествие, но тренды развития зарубежных энергосистем показывают, что современная электроэнергетика движется по иному, более оптимальному для экономики и общества маршруту.

Ожидания и прогнозы расходятся



Генеральный директор «СКМ маркетинг» Виктор Балыбердин напомнил, что по итогам отбора проектов модернизации было отобрано 30 проектов генерирующих объектов тепловых электростанций (из 127 заявленных) суммарной установленной мощностью 8610 МВт на 2022-2024 гг. Диапазон изменения коэффициента эффективности отобранных генерирующих объектов (показателя, по которому осуществлялся отбор проектов модернизации и характеризующего уровень одноставочной цены на электроэнергию в период поставки) составил 1600-1782,77 руб./МВт·ч в первой ценовой зоне и 1640,13-2227,07 руб./МВт·ч во второй ценовой зоне, что для первой ценовой зоны соответствует текущему уровню цен на рынке.

– Большинство экспертов отрасли, включая нас, такой ценовой диапазон признают недостаточным для глубокой модернизации. Предлагаемые улучшения, в основном, направлены на частичное восстановление ресурса оборудования и, по сути, представляют собой программы капитального ремонта, – констатировал Виктор Балыбердин. – Из оплаты мощности объектов КОММод будет изыматься прогнозная прибыль РСВ, пропорциональная заявленным для отбора КИУМ и КРСВ. При снижении фактических КИУМ и КРСВ модернизируемых объектов в пятнадцатилетний период поставки по договорам КОММод относительно заявленных параметров фактическая прибыль РСВ будет меньше изымаемой из оплаты мощности. Заявленная в программе модернизации доходность 14% для возмещения капитальных затрат не учитывает возможности снижения прибыли РСВ. Таким образом, при уменьшении цен на РСВ и /или КИУМ относительно заявленных, фактическая прибыль РСВ не компенсирует изымаемую из оплаты мощности прогнозируемую прибыль РСВ, тем самым снижает доходность проекта модернизации.



Длинное путешествие по кругу Эксперты рассуждают о «подводных камнях» программы модернизации

Начало на стр. 2, 3

По оценкам аналитиков компании «СКМ маркет предиктор», основанным на параметрах утвержденной схемы и программы развития единой энергетической системы, будет иметь место отставание темпа роста цены РСВ от темпа роста цены на топливо, которое к 2035 г. составит 12-16%. Вводы нового генерирующего оборудования, прежде всего, работающих по ценоприниманию АЭС и ВИЭ, негативно скажутся на загрузке тепловой генерации. Моделирование сценария внедрения инновационных технологий в ЕЭС и увеличения объема распределенной генерации, основанного на исследовании Московской школы управления СКОЛКОВО, предсказывает отставание темпа роста цены РСВ от темпа роста цены на топливо на 30-40% к 2035 г.

– По нашему мнению, подача и отбор столь низких заявок на конкурс является механизмом обеспечения гарантированного финансового потока на долгосрочную перспективу. При значительном снижении потребления не прошедшие отбор и не получившие гарантированную оплату мощности по ДПМ-2 генераторы, в том числе ТЭЦ, являются наиболее уязвимыми с точки зрения рисков снижения цен на электроэнергию и мощность, – резюмировал эксперт.

Путь реального обновления?

Директор Центра отраслевых исследований и консалтинга Финансового университета при Правительстве России Ирина Золотова заметила, что обсуждение действующего меха-



низма для поддержки модернизации в энергетике началось на закате программы ДПМ и в период высвобождения соответствующих инвестиционных средств. Конечные потребители, преимущественно промышленность, не увидели ожидавшегося снижения цен на электроэнергию и, по сути, стали принудительными инвесторами. Теперь они справедливо задаются вопросом: «Что мы получим взамен?» Потребители ждут, что планируемые мероприятия должны повысить эффективность отрасли, а следовательно, как минимум, привести к сдерживанию цен.

Проблема осложняется наличием «надрыночных» механизмов на оптовом рынке мощности (надбавками «Крым, Калининград, Дальний Восток»), а также перекрестного субсидирования (к слову, в 2022 г. (к которому, по плану энергореформы, объем «перекрестки» должен был свестись к минимально допустимому уровню), мы отметим 30-летний (!) юбилей данной проблемы величиной свыше 300 млрд руб.).

– Однако запущенный механизм модернизации не предусматривает при отборе соответствующих проектов каких-либо факторов повышения энергоэффективности. Более того, «создает стимулы» для потенциального увеличения загрузки генерирующих активов с высокими показателями удельного расхода топлива, в том числе к росту объемов выработки электроэнергии

на конденсационных блоках с УРУТ на уровне 350-360 граммов у.т./кВт-ч, что на 20-25% выше рыночного индикатора соответствующего показателя первой ценовой зоны, – считает Ирина Золотова. – Относительно состоявшегося отбора можно констатировать, что процедурно все прошло хорошо, конкурсный механизм работает, и это, бесспорно, положительный результат рассматриваемого проекта. К сожалению, относительно содержательных итогов такого вывода сделать нельзя: неожиданное удивление вызывает отсутствие теплофикационных генерирующих мощностей (ТЭЦ) в отобранных проектах, а также «исключение» проектов в остро востребованных регионах. Победители – проекты частичной замены элементов оборудования на базе существующих технологий, а следовательно, это лишь продление ресурса действующих электростанций. Справедливости ради отмечу, что, в отличие от программы ДПМ, механизм КОММод предусматривает (что, безусловно, правильно) привязку к перспективным документам в отрасли – Генеральной схеме размещения объектов электроэнергетики (в том числе в целях определения обоснованно необходимого объема модернизации исходя из балансовой ситуации). Но такими «темпами» модернизации мы не достигнем к 2030-2035 гг. целевых ориентиров по УРУТ: ни Генсхемы (289 граммов ут./кВт-ч), ни Комплексного плана правительства по повышению энергоэффективности (255 граммов у.т./кВт-ч), а потребители электроэнергии «пойдут» инвестировать в источники собственной генерации. А может, это и будет путем обновления (модернизации) отрасли?

Елена ВОСКАНИЯ

Здания становятся «умными» и энергоэффективными за счет инженерных решений

В Санкт-Петербурге состоялся XII Специализированный форум «Передовые Технологии Автоматизации. ПТА».

ЕГО ЦЕНТРАЛЬНОЙ ТЕМОЙ в этом году стали инновационные решения и развитие технологий для автоматизации зданий, а также создание цифрового производства. Организатором мероприятия выступило ООО «Экспотроника» при поддержке компаний ProSoft и JUNG. Открывая работу первой секции «Автоматизация зданий и инженерных систем. Диспетчерское управление инфраструктурными объектами», президент «АВОК-Северо-Запад» Александр Гримитлин отметил, что актуальность автоматизации в строительстве возрастает с каждым годом:

– Автоматизация не только успешно работает, повышая энергоэффективность зданий, но и облегчает деятельность проектировщиков: по мере того как развиваются системы информационного моделирования зданий (BIM), упрощается проектирование инженерных систем, – сообщил он. – Главный вопрос – это оценка здания с точки зрения его жизненного цикла с момента проведения инженерных изысканий до эксплуатации. В ближайшие два года в России будут введены нормативные методологические документы, которые позволят оценить роль автоматизации в оценке жизненного цикла зданий.

Модератор форума, председатель комитета НП «АВОК» «Интеллектуальные здания и информационно-управляющие системы» Владимир Максименко напомнил собравшимся о Европейской директиве по автоматизации зданий EPBD-2018, в которой регламентируется переход с 2018 г. от «умных» к когнитивным (обучающимся) зданиям с использованием Интернета вещей (IoT) и облачных платформ, а также содержатся прямые требования по их автоматизации. Этот переход сопровождается введением энергетических стандартов в странах ЕС с требованием нулевого потребления энергии в новых зданиях к 31 декабря 2020 г. Как было отмечено в ходе международного форума AHR Expro, на здания приходится 42% потребления всей энергии в мире, из которой половина расходуется впустую.

Российский уровень развития «умных городов» значительно уступает зарубежным экономикам, хотя ряд мероприятий, влияющих на их развитие, предусмотрен в рамках принятой правительством в 2017 г. программы «Цифровая экономика». Предполагается, что в ближайшие пять лет доля российских домохозяйств, в которых будут использоваться потребительские устройства для «умного дома», вырастет в пять раз, до 5%. В число этих потребительских свойств войдут системы управления отоплением и вентиляцией. В целом российский рынок технологий IoT будет прирастать более чем на 20% ежегодно и к 2020 г. может достичь примерно 9 млрд долл.

На форуме были представлены отечественные решения, которые помогают реализовать эти тенденции рынка в строительстве и ЖКХ. По мнению генерального директора петербургской компании INTELVISION Виталия Федорова, в последние годы произошел перелом в области автоматизации, который был связан со взрывным развитием беспроводных технологий, позволяющих строить огромные сети из датчиков и других устройств. Под влиянием этих трендов в компании постепенно трансформируют уже разработанную полностью российскую платформу SmartUnity IoT, на которой, в частности, построен популярный продукт компании «Цифровое ЖКХ». Вместе с тем развитие систем сбора, хранения и обработки сверхбольших данных создает новые проблемы, в том числе связанные с защитой данных. Тему конвергенции, или глубокого взаимодействия систем автоматизации зданий и систем безопасности, участники форума рассмотрели на круглом столе «IT-технологии в автоматизации зданий».

Ключевыми темами второго дня стали цифровая трансформация промышленного предприятия, а также интеллектуальные системы промбезопасности. Один из докладов сессии был, в частности, посвящен созданию гибкого производства на базе коллаборативного и мобильного роботов. Соорганизатор мероприятия, компания «Болид», остановилась на особенностях объединения различных подсистем как для экономии ресурсов, так и для приобретения дополнительных возможностей, позволяющих получить более комфортное и удобное в эксплуатации здание.

Татьяна РЕЙТЕР

Эталоны для ЖКХ буксуют на местах

Введение эталонных тарифов в ЖКХ, анонсированных в минувшем году, требует дополнительной проработки из-за существенных различий в инфраструктуре регионов.

ОБ ЭТОМ ОБЪЯВИЛ курирующий вопросы строительства и регионального развития вице-премьер РФ **Виталий Мутко**, добавив, что в настоящее время кабмин убирает «лазейки», позволяющие регионам самовольно менять предельные индексы повышения тарифов, которые устанавливает правительство. Вице-премьер предложил регионам пользоваться другими инструментами привлечения инвестиций в ЖКХ – такими, как ценообразование по методу «альтернативной котельной», позволяющее устанавливать справедливые тарифы на долгосрочный период – до 10 лет и больше.

Значит ли это, что озвученные ранее сроки формирования коммунальных «эталонов» оказались слишком оптимистичными? Насколько применима эта практика в российском ЖКХ, для которого характерны как высокий разброс используемых при расчете «эталонов» исходных параметров, так и отраслевая специфика, затрудняющая простой перенос электросетевых эталонов на «коммунальную» почву.

Об актуальности внедрения эталонных тарифов в сфере ЖКХ и электросетевом комплексе сообщил летом минувшего года президент РФ Владимир Путин, указав на то, что в регионах сложилась практика необоснованного повышения тарифов, «работающая» не на общее благо, а на повышение благосостояния конкретных лоббистов, «продавливающих» такие решения. Глава государства дал поручение создать «эталонный» принцип формирования тарифных ставок в срок до 31 июля 2019 г., а также ограничить регионам возможности поднимать тарифы для граждан выше установленного уровня без согласования с Федеральной антимонопольной службой.

Прототипы «эталонов» работают успешно

Как указывает ФАС, продвигающая и приветствующая внедрение «эталонов» в коммунальной отрасли, в России уже имеется положительный опыт внедрения аналогичного механизма – эталонной сбытовой надбавки для гарантирующих поставщиков. Это нововведение позволило существенно сократить сбытовые надбавки, равно как и дифференциацию тарифов по регионам. «Если раньше она (разница тарифов) достигала десятков раз, то сейчас тарифы отличаются не более

чем в два раза, – сообщил в начале 2018 года **замглавы ФАС Виталий Королев**. – Мы считаем, что в целевом периоде за 3 года эта разница должна еще сократиться. Такого же эффекта мы ожидаем и в тех сферах ЖКХ, где будут внедрены эталоны». С тем, что внедрение эталонного метода регулирования сбытовой надбавки гарантирующих поставщиков позволило сделать систему тарифного регулирования более прозрачной, практически ликвидировать коррупционную составляющую, согласна и Ассоциация гарантирующих поставщиков и энергосбытовых компаний (НП ГП и ЭСК).

«Принцип расчета эталонов основан на сборе информации по физическим и стоимостным показателям компаний в сфере ЖКХ, – напоминает **Наталья Невмержицкая, председатель правления НП «ГП и ЭСК»**. – Компании агрегируют в группы в соответствии с определенными критериями, где в каждой из них сформировано нормирование затрат. К физическим показателям относятся объемы отпуска услуг, климатическое и географическое расположение, протяженность сетей, изношенность оборудования и другие параметры, к стоимостным – затраты на топливо, расходы на реагенты, электроэнергию, проведение ремонтов. Тариф на услуги регулируемых организаций сферы ЖКХ будет состоять из двух частей. Первая часть – единый эталонный уровень затрат, который устанавливается на федеральном уровне в зависимости от технических и географических параметров. Вторую часть тарифа планируется устанавливать на региональном уровне с учетом необходимости вложения инвестиций». Таким образом, внедрение «эталонов» должно позволить финансировать как текущую деятельность компаний, так и их инвестиционные затраты, вложения в будущее.

«Не навреди!»

И все же, подчеркивает Наталья Невмержицкая, поспешное приведение коммунальщиков к «эталонам» является одним из факторов риска для разумного в целом начинания. «В сфере ЖКХ действует немало предприятий с высокой степенью износа оборудования, осуществляющих регулируемые виды деятельности в сфере теплоснабжения и водоснабжения, – указывает она. – Такие предприятия нужно прежде всего вывести на уровень, позволяющий обеспечить выполнение стандартов качества, и только после этого сопоставлять их с эталонами. С нашей точки зрения, для корректного расчета эталонов для организаций сферы ЖКХ необходимо проанализировать расходы по основным бизнес-процессам и сделать сопоставление с учетом оценки обеспеченности существующего уровня расходов, учтенных в тарифах регулируемых организаций в целях обеспечения

выполнения основных процессов и исключить случаи значительного занижения установленных тарифов».



«Внедрение эталонов осложняет техническая сложность поставленной задачи, – говорит **Игорь Волобуев, представитель «Российских коммунальных систем»**, крупнейшего частного оператора водоснабжения и водоотведения в России. – В нашем случае речь идет о наблюдаемом РКС высоком разнообразии технологий, территориальных особенностях расположения водоканалов. Для того, чтобы правильно сформировать базу альтернативных решений, необходимо внедрение единой учетной политики на всех регулируемых организациях. На наш взгляд, тарифы должны учитывать, сколько необходимо средств для исполнения обязательств, включая ремонты (не сколько утвердит регулятор, а сколько действительно

«Эталонный тариф – тема непростая, – констатирует **Виталий Мутко**. – Как в такой стране может быть эталон? Если в Якутии, например, мы топим сырой нефтью, то в Мурманской области – мазутом. Плюс есть дальность, расстояние, доставка сырья. Это вещь специфичная».

нужно инвестировать). Здесь должны быть учтены новые требования законодательства, которые не нашли отражение в тарифах последних лет: переход на наилучшие доступные технологии – НДТ, ликвидация иловых площадок, ведение государственной информационной системы ЖКХ и так далее. Эталонные тарифы в понимании РКС – это экономически обоснованные тарифы, которые гарантируют потребителю предоставление качественных услуг и отсутствие аварий, связанных с хроническим недофинансированием отрасли. Поспешное же внедрение непродуманных «эталонов» грозит ухудшением финансовых показателей предприятий из-за установления заниженных тарифов относительно экономически обоснованного уровня».

«Эталонить» с умом

«Виталий Мутко совершенно прав, – считает **директор по тарифообразованию ОАО «Сибирская генерирующая компания» Екатерина Косонова**. – Наша страна большая и слишком разная. Поэтому мы всегда выступали за то, что нужны эталоны, но не в деньгах, а в физических величинах: эталонные тепловые потери, эталонная числен-



ность персонала, эталон расхода топлива, эталон расхода электроэнергии на единицу. Половина таких эталонов в советское время уже была введена, надо обновить законодательную базу и разработать новые эталоны. Самая сложная задача, на наш взгляд, как определять объемы ремонтов по всей стране по единому принципу. Пока эту задачу никто не решил. То, что называет эталонными затратами Минэкономразвития – это средняя температура по больнице, когда взяли все расходы из утвержденных тарифов в стране и разделили на всех».

«Риск, который подстерегает нас при внедрении «эталонов» в ЖКХ, – это механический перенос методологии, применяющейся в электросетевом комплексе, в иные сферы, в нашем случае – на сферу водоснабжения и водоотведения, – считает Российская ассоциация водоснабжения и водоотведения (РАВВ), участвовавшая в разработке концепции методики формирования нормативов операционных расходов («эталонной стоимости») для расчета соответствующих тарифов. Работа над концепцией выявила концептуальные и критические проблемы, не позволяющие при существующей сегодня системе сбора и учета технических и экономических

показателей построить достоверный алгоритм формирования нормативов операционных расходов при существующей сегодня системе сбора и учета технических и экономических показателей. Это связано с разнородностью условий и исходного качества воды (сточных вод), с огромным количеством технико-экономических показателей, влияющих на различия в эталонной стоимости (количество этих показателей сопоставимо с количеством водоканалов в стране), с невозможностью обеспечить в существующих условиях единообразие и достоверность собираемых данных. При таких условиях на унификацию, апробацию и внедрение нормативов операционных расходов водоснабжающих организаций уйдет несколько



лет, – считает **исполнительный директор РАВВ Александр Эпштейн**. – Риск номер два – создание системы, кото-

рая не стимулирует вести глубокую модернизацию инфраструктуры, выбирать лучшие практики и подтягивать к ним отстающие предприятия. «Мы выступаем за унификацию порядка группировки доходов и расходов водопроводно-канализационных хозяйств (ВКХ) в рамках раздельного учета в разрезе технологических переделов и технологических процессов, – подчеркивает РАВВ. – При этом важно учесть все расходы, связанные с осуществлением регулируемой деятельности, в том числе и расходы, связанные со сбытовой деятельностью. Оценка и контроль исполнения инвестиционных программ должны осуществляться на принципах оптимальной стоимости затрат на приобретение, установку, эксплуатацию и утилизацию компонентов инфраструктуры. Целевые показатели деятельности организации ВКХ должны состоять из показателей стоимости затрат жизненного цикла основных компонентов систем ВКХ и показателей качества питьевой воды и очистки сточных вод, учитывающих специфику инвестиционных мероприятий».

«Альтернативная котельная» предлагает альтернативу



Александр Вилесов, заместитель генерального директора по коммерции и развитию ПАО «Т Плюс», считает, что идея всеобщего регулирования с помощью эталонов вообще труднореализуема, тем более что метод эталонов в существующей редакции игнорирует инвестиции и их возврат, фокусируясь на текущих издержках. «Актуальная для текущих условий модель ценообразования как раз должна отвечать на вопрос, на каких условиях возможны инвестиции и как будет осуществляться их возврат, – поясняет он. – Мы считаем универсальным эталоном уже действующую «альтернативную котельную». После перехода к регулированию цены между единой теплоснабжающей организацией – ЕТО и клиентом таким методом исчезает проблема регулирования всех составляющих цены в зависимости от характеристик процесса производства, передачи, распределения или сбыта энергии. Эталоны могут пригодиться как ориентиры прежде всего для ФАС, если при переходе к ценовой зоне начнутся споры субъектов рынка об обоснованности свободных цен между собой при контрактации с ЕТО».

Новые системы теплоснабжения с 50-летним ресурсом, закрытым водоразбором и сокращенным диаметром сетей

На сегодня все проекты систем теплоснабжения разрабатываются на ресурс работы в 25 лет независимо от внешних условий эксплуатации (расположение грунтовых вод, наличие блуждающих токов, качества исходной воды и т.д.).

ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ этого срока разработаны соответствующие директивные указания по проектированию, эксплуатации и ремонту отдельных узлов систем теплоснабжения, позволяющие надежно отработать обозначенный ресурс.

Фактический ресурс этих схем в Санкт-Петербурге и других городах часто составляет 17-20 лет и является проблемой для коммунального хозяйства. Причиной такого положения может быть только отсутствие системной работы по выполнению упомянутых требований. Особенно отсутствие должной диагностики, анализа повреждений и оперативного устранения причин, порождающих преждевременный износ трубопроводов и оборудования.

В странах с ответственным отношением к вопросам надежности и экономии уже давно реализован ресурс работы систем теплоснабжения в 50 лет. В России же ни на уровне администраций городов, ни в организациях, непосредственно занимающихся эксплуатацией

и обслуживанием этих систем, так вопрос не ставится: предусматривается, что все должно отрегулировать «наша демократия» в виде несуществующего рынка.

Собственники систем теплоснабжения не принимают во внимание такие факты, как:

1. Появление нового оборудования и новых технических решений, дающее возможность создавать новые системы теплоснабжения качественно другого уровня;
2. Отсутствие комплексного проектирования систем теплоснабжения – источник проектирует один институт, тепломагистраль – другой, распределительные теплосети – третий, домовые тепловые пункты и отопительные системы – четвертый;
3. Необоснованно завышенная металлоемкость магистральных сетей, так как удельные гидравлические потери, по данным схем теплоснабжения, в основном принимаются на уровне 1-4 мм/м при рекомендованных до 8 мм на магистральных и до 30 мм/м на ответвлениях;
4. Расход сетевой воды для выбора диаметра в основном принимается при условии регулирования по «отопительной нагрузке» вместо рекомендации делать это по «совмещенной нагрузке»;
5. Диаметры теплосетей выбираются по условию качественного регулирования, что требует постоянства расхода сетевой воды, рассчитанного по максимальной нагрузке, на весь отопительный сезон, независимо от температуры наружного воздуха.

Необходимо учитывать, что, когда придет осознание кричащей на сегодня необходимости перевода базовой нагрузки всех существующих котельных на комбинированную выработку тепла (а не очередное заблуждение с «альтернативной котельной»), предлагаемая система должна вписываться в комбинированную систему теплоснабжения.

В связи с тем что в Санкт-Петербурге генпроектировщиком является не профильный институт «Газпром промгаз» и экспертиза схемы проводится под руководством работников Минэнерго без соответствующего базового образования, схема теплоснабжения города и периодическая ее актуализация разрабатываются без получения энергетического эффекта, а часто даже наоборот.

Ниже, в качестве примера, приводятся основные технические решения и требования одного из вариантов системы теплоснабжения, обеспечивающей ресурс работы всех систем на протяжении 50 лет.

Концепция

Предлагаемая схема теплоснабжения состоит не из источников и тепловых сетей (как это принято сейчас), а из отдельных систем теплоснабжения, иногда соединенных перемычками, работающими только в аварийной ситуации. Поэтому достаточно разработать типовые решения для одной системы и применить их для каждой системы схемы теплоснабжения.

Далее рассматривается один из вариантов системы теплоснабжения, когда в качестве источника пиковой мощности

переводятся существующие или строятся новые квартальные, домовые или крышные котельные. Эта же схема остается без изменения, когда руководство страны осознает необходимость покрытия базовой нагрузки котельных от теплофикационных отборов новых или действующих ТЭЦ.

Концептуальные основы предлагаемой схемы таковы:

1. Увеличить срок службы системы теплоснабжения до 50 лет путем:
 - а) выполнения квартальных тепловых сетей из полиэтиленовых материалов;
 - б) за счет ввода антикоррозионных присадок в закрытый контур магистральных теплосетей;
2. Сократить в три раза расход теплоносителя в магистральных тепловых сетях за счет:
 - а) оптимальных перепадов давления;
 - б) оптимальных температурных графиков на источниках.
3. Обеспечить аварийный отпуск тепла при аварийном отключении магистральных сетей.

Принципы

В контуре базового источника тепла нагрев магистральной сетевой воды для передачи базовой мощности осуществляется: до 115° С в теплофикационных отборах; до 150° С в противодавленческой турбине или из производственного отбора при его наличии, либо после устройства его из системы регенерации.

В контуре магистральных тепловых сетей магистральные сети выбираются только для передачи базовой нагрузки

в объеме около 50%. Соответственно, расход сетевой воды будет также составлять 50%. Передача этого количества тепла осуществляется по принятой расчетной температуре в прямом сетевом трубопроводе 150° С.

В связи с тем что уменьшенный в два раза расход обратки магистральной сети нагревает холодную воду с температурой 5-10° С, происходит ее расхолаживание в среднесуточном периоде до 30° С.

В результате отпуск тепла происходит по графику 150/30° С. Соответственно, при расчете необходимого расхода принимается перепад в 120° С, что еще сокращает вышеуказанный 50-процентный расход до 30%. В результате общий расход в магистрали требуется в три раза меньше. Соответственно, диаметр трубопроводов тепломагистралей выбирается в два раза меньшим.

В контуре отопления на базовом источнике (ТЭЦ, зона I) подогревателями турбин 3, 4, 4а сетевая вода нагревается до 150° С. После базового источника она транзитом перекачивается до пиковой районной тепловой станции (ПРТС). При большом удалении ПРТС от ТЭЦ на транзитной магистрали могут устанавливаться промежуточные подкачивающие насосы (8).

Сетевыми насосами (11) создается расчетное давление на выходе из ПРТС. При графике работы квартальных теплосетей 95/70 с насосами (14) создается дополнительная циркуляция сетевой воды в квартальных сетях. Обратная сетевая вода после потребителя возвращается на ПРТС с температурой 70°С и поступает на подогреватель горячей воды первой ступени, где охлаждается до температуры, на 10-15° С выше нагреваемой холодной воды. Охлажденная таким образом сетевая вода с температурой (зимой) 30° С возвращается на теплофикационную установку турбин.

На контуре водоснабжения горячей водой холодная вода из городского водопровода для частичного нагрева подается на подогреватель ГВС (12), затем на подогреватель ГВС (13) для нагрева до 65° С.

После ПРТС по трубопроводам в полиэтиленовом исполнении горячая вода поступает потребителю на горячий водоразбор.

Аккумулирование мощности для покрытия суточной неравномерности горячего водоразбора осуществляется:

1. **По теплу** – за счет выбора теплообменников ГВС первой и второй производительности для максимального водоразбора. Это позволяет в часы максимального водоразбора увеличить отбор тепла на ГВС выше среднего. Снижение температуры на отопление

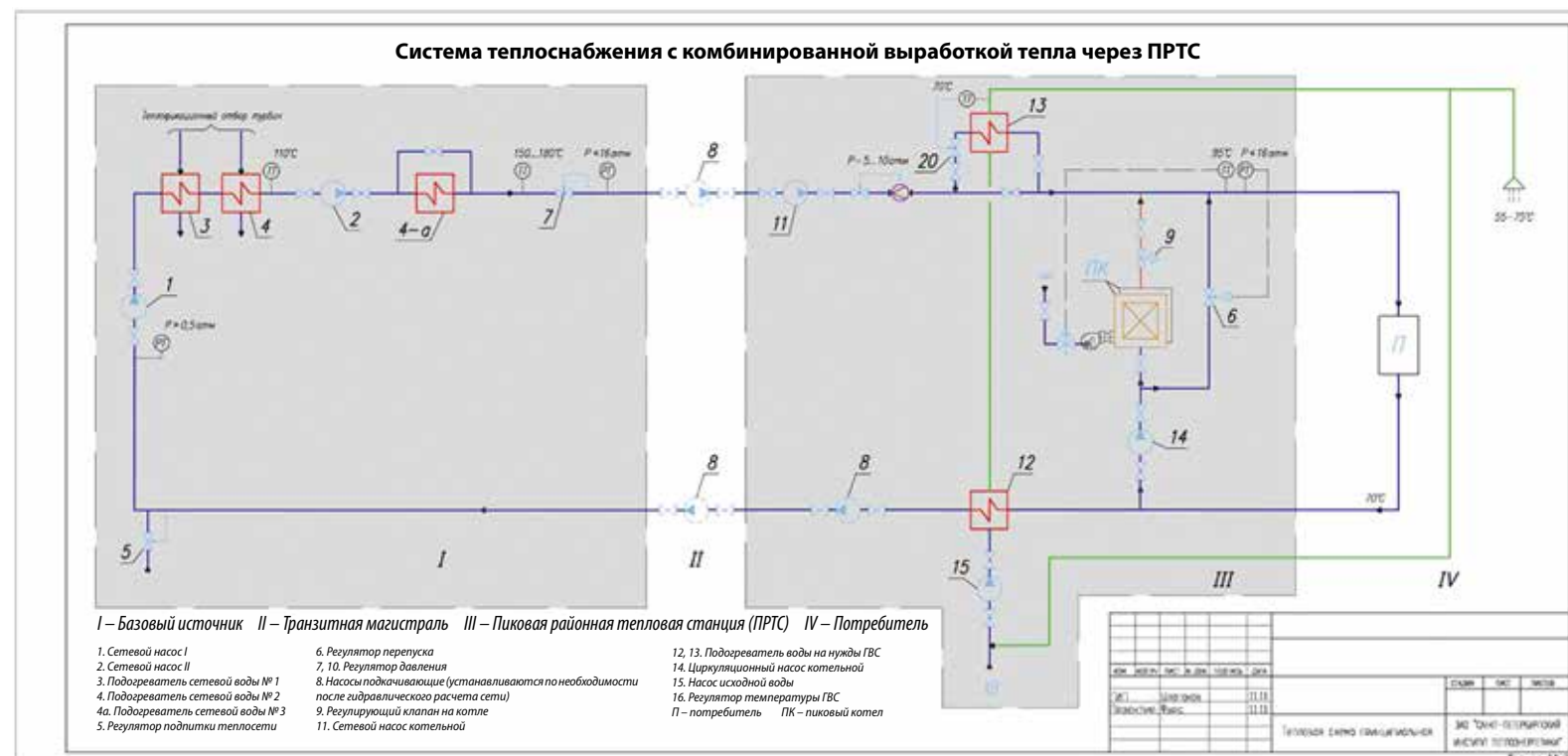
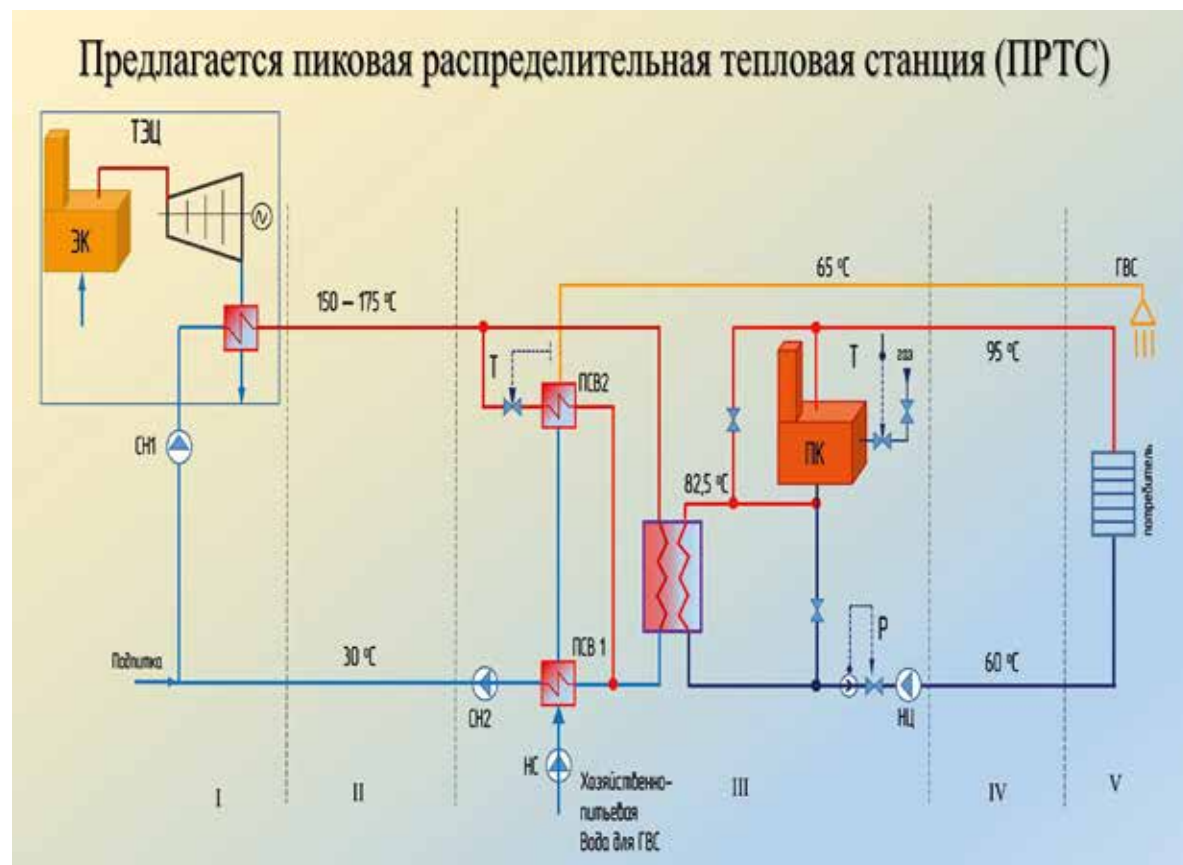


Рис. 1. Предлагаемая схема теплоснабжения мощностью 100 Гкал-ч. Вариант 1



Вариант 2

в этот период за счет аккумулирующей способности системы теплоснабжения и отапливаемых помещений не сказывается на комфорте потребителя. При температурах наружного воздуха выше расчетной температура в прямом магистральном трубопроводе может регулироваться по повышенному графику.

2. По обеспечению и аккумулированию сырой воды в схеме теплоснабжения должен рассчитываться необходимый объем сырой воды для ее подготовки на нужды горячего водоснабжения, а на основании выбранных решений в каждой системе теплоснабжения на генплане города должен указываться объект, где эта вода подается потребителю.

При разработке генеральной схемы водоснабжения как для новых, так и для существующих систем теплоснабжения данные схемы теплоснабжения должны быть исходным материалом для ее создания.

В целях выполнения закона РФ о закрытии горячего водоснабжения для всех потребителей к 2020 г. должна быть выполнена корректировка схемы водоснабжения. Поэтому при внедрении ПРТС и отражении их в схеме теплоснабжения работа по обеспечению и аккумулированию водопроводной водой ПРТС не будет дополнительной нагрузкой, а, наоборот, резко сократит расходы на комплексные мероприятия по закрытию горячего водоразбора на индивидуальных тепловых пунктах (ИТП).

В случае одиночных переходов на систему с ПРТС необходимо в объеме проекта выполнить поверочный расчет водоснабжения этих потребителей и учесть необходимые затраты в сопоставлении с закрытием водоразбора у потребителей этой системы теплоснабжения. Нередко расход городской водопроводной воды в жилых районах закладывается с учетом расхода на горячее водоснабжение.

Преимущества схемы

К преимуществам предлагаемой схемы можно отнести:

- ресурс безаварийной работы в течение 50 лет;

- сокращение расхода воды и, соответственно, диаметров и металлоемкости магистральных тепловых сетей (не менее чем в два раза);
- магистральные теплосети работают в закрытом режиме с антикоррозийными ингибиторами;
- квартальные теплосети переводятся на температурный график 95/70 и выполняются из полиэтиленовых трубопроводов с ресурсом безаварийной работы в 50 лет;
- исключаются деаэратеры и химводочистка для подготовки сырой воды на нужды ГВС;
- исключаются перетопы в переходные периоды отопительного сезона;
- исключается необходимость плановых перерывов в работе систем горячего водоснабжения в межотопительный период;
- для закрытия водоразбора исключается необходимость в ИТП;
- появляется централизованная защита домов от возможного превышения давления на источниках;
- работа пиковых водогрейных котлов осуществляется с температурой на выходе не выше 95° С, что существенно смягчает требования к качеству воды и не требует регистрации котлов в котлонадзоре;
- этапность ввода, которая сокращает замораживание капиталовложений в источник тепла на период строительства. До 50% тепловых нагрузок застраиваемой территории могут обеспечиваться котлами ПРТС, которые строятся в первую очередь, а после ввода в работу базового источника переводятся в пиковый режим;
- в два раза увеличивается надежность всей системы теплоснабжения. В случае останова тепломагистрали базового или пикового источника обеспечивается тепло при максимально расчетной температуре.

Этап за этапом

Этапность при осуществлении указанных концепций реализуется следующим образом.

При проектировании систем теплоснабжения для застройки новых территорий на первом этапе пиковая мощность размещается в максимальной близости к потребителям: в одном здании размещаются пиковые котлы, подогреватели базовой нагрузки, подогреватели горячего водоснабжения, выполняется подвод городской водопроводной воды. На втором этапе источник базовой мощности, вырабатываемой комбинированным способом, может размещаться на территориях не в зоне застройки жилых микрорайонов, на относительно удаленном расстоянии. Такое расположение позволяет максимально исключить влияние выбросов от источников на человека.

При реконструкции существующих систем теплоснабжения с котельными работа ведется следующим образом:

- первый этап: на территории котельной вместо существующих котлов или на свободном месте строится генерирующая базовая мощность;
- второй этап: в кварталах строятся здания будущей ПРТС и подогреватели сетевой воды и горячего водоснабжения, контур горячего водоснабжения, выполняется подводящий водопровод холодной воды;
- третий этап: квартальные сети отопления переводятся на работу по графику 95/70. При необходимости увеличиваются диаметры трубопроводов с временной заменой на полиэтилен;
- четвертый этап: организация отдельного контура горячего водоснабжения в случае его отсутствия;
- пятый этап: в каждом здании ПРТС монтируются пиковые котлы.

В случае **если имеется только резервная теплофикационная мощность на ТЭЦ**, на первом этапе в тепловой схеме ТЭЦ выделяется контур подготовки базовой нагрузки либо на ответвлениях одной из существующих магистралей монтируются узлы разделения температурных графиков. Дальнейшие этапы соответствуют предыдущему варианту.

Владимир ШЛАПАНОВ,
инженер-теплоэнергетик

Трубный призыв нефтяников получил ответ

Министерство промышленности и торговли отвергло предложение нефтяников, недовольных ограничением использования бывших в употреблении нефтегазовых труб.

ОБ ЭТОМ СООБЩИЛ глава ведомства Денис Мантуров, подтвердив запрет на повторное использование даже труб, прошедших реконструкцию. Ранее, до вступления в силу требований Росприроднадзора, который отнес отработанные и выведенные из эксплуатации стальные трубы к отходам IV класса опасности, нефтяники и газовики использовали повторно более 80% промышленных труб и стальных материалов, прошедших через реставрацию.

Письмо в адрес главы правительства Дмитрия Медведева подписали руководители крупнейших нефтегазовых компаний – «Роснефти» Игорь Сечин, ЛУКОЙЛа Вагит Алекперов, «Газпром нефти» Александр Дюков, «Сургутнефтегаза» Владимир Богданов и «Татнефти» Наиль Маганов. Новые правила, признали нефтяники, лишают их возможности продать бывшие в употреблении трубы или использовать трубы для строительства. Прохождение административных процедур на обращение с отходами занимает не меньше полугодя, что приводит к замедлению ремонтов трубопроводов, повышает риски аварий.

Росприроднадзор отнес бывшие в употреблении стальные трубы к отходам IV класса опасности в 2016 г. Отныне для ведения любой деятельности с отработанными трубами требуется лицензия. Кроме того, в 2017 г. вступил в силу запрет на применение таких труб на объектах строительства повышенного и нормального уровня ответственности: водоснабжения, канализации, газоснабжения, а также при возведении гидротехнических сооружений и стальных конструкций, подвергающихся воздействию постоянных нагрузок.

Вскоре после обнародования письма нефтяников глава Минприроды Дмитрий Кобылкин сообщил, что его ведомство будет настаивать на ужесточении экологической составляющей в работе предприятий и на признании отходами старых труб в нефтепроводах, чтобы предотвратить аварии и нефтяные разливы. Вместе с тем министерство не собирается вводить и полный запрет на вторичное использование труб.

Анна НЕВСКАЯ

Байкальское тепло дождалось реконструкции

Моногород Байкальск Иркутской области – «резиденция» закрытого в 2013 году Байкальского целлюлозно-бумажного комбината, получит проект реконструкции угольной ТЭЦ к сентябрю-октябрю текущего года.

ОБ ЭТОМ СООБЩИЛ заместитель министра жилищной политики, энергетики и транспорта Иркутской области Евгений Ветров, добавив, что на ТЭЦ будут установлены многотопливные котлы, работающие как на угле, так и на биотопливе – щепе и пеллетах. Одновременно с разработкой проекта реконструкции ТЭЦ разрабатывается проект ремонта тепловых сетей, который будет привязан по нагрузкам к проектируемому тепловому источнику.

Байкальская ТЭЦ, переданная в собственность муниципалитета после закрытия БЦБК – основной источник теплоснабжения моногорода с населением в 14 тыс. человек. Закрытие крупнейшего потребителя – комбината, привело к значительному снижению потребности в тепловой энергии, поставило вопрос о реконструкции или замене избыточной и изношенной ТЭЦ. Местные власти не раз получали напоминания о необходимости интенсифицировать данный процесс. Как объявил губернатор области Сергей Левченко, целесообразным признано строительство теплоисточника на газе или электродотопной – отвергнуты из-за высокого тарифа.

Ольга МАРИНИЧЕВА

ТЕРМОТРОНИК

ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ УЧЁТА ВОДЫ И ТЕПЛА

**Современные электромагнитные
расходомеры-счетчики Питерфлоу РС
DN 20, 25, 32, 40, 50, 65, 80, 100, 150, 200**



НОМЕР ГОСПРЕЕСТРА 66324-16

ОТЛИЧИТЕЛЬНЫЕ ОСОБЕННОСТИ

- ▶ ГРАФИЧЕСКИЙ ДИСПЛЕЙ С ПОДСВЕТКОЙ, СОДЕРЖАЩИЙ ВСЮ НЕОБХОДИМУЮ ИЗМЕРИТЕЛЬНУЮ И ДИАГНОСТИЧЕСКУЮ ИНФОРМАЦИЮ;
- ▶ УСОВЕРШЕНСТВОВАННАЯ ПРОТОЧНАЯ ЧАСТЬ С НИЗКИМ ГИДРАВЛИЧЕСКИМ СОПРОТИВЛЕНИЕМ (L КАНАЛ);
- ▶ НЕ ТРЕБУЮТСЯ ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ КОНФУЗОРЫ И ДИФFUЗОРЫ;
- ▶ ГЕРМЕТИЧНЫЙ ОПЛОМБИРОВАННЫЙ ОТСЕК ДЛЯ РАЗМЕЩЕНИЯ ЭЛЕКТРОННОГО МОДУЛЯ;
- ▶ СТЕПЕНЬ ЗАЩИТЫ КОРПУСА IP66, IP68;
- ▶ ВСТРОЕННАЯ СИСТЕМА САМОДИАГНОСТИКИ;
- ▶ КОММУНИКАЦИОННЫЕ АДАПТЕРЫ (RS-232, RS-485 И ETHERNET) С ПИТАНИЕМ ОТ ИП РАСХОДОМЕРА.
- ▶ ВЫСОКАЯ НАДЕЖНОСТЬ, ГАРАНТИЯ ОТ ПРОТЕЧЕК 12 ЛЕТ;
- ▶ СТАБИЛЬНОСТЬ ИЗМЕРЕНИЙ НА НИЗКИХ РАСХОДАХ;
- ▶ ЗАЩИТА ОТ НЕСАНКЦИОНИРОВАННОГО ДОСТУПА;
- ▶ КОНСТРУКТИВНАЯ ЗАЩИТА ОТ КОНДЕНСАТА;
- ▶ НАЛИЧИЕ ВСЕХ РАЗРЕШИТЕЛЬНЫХ ДОКУМЕНТОВ;
- ▶ РАСШИРЕННАЯ ГАРАНТИЯ – 8 ЛЕТ;
- ▶ СЕРВИСНОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ В ТЕЧЕНИЕ ВСЕГО СРОКА ЭКСПЛУАТАЦИИ;
- ▶ ГИБКАЯ СИСТЕМА СКИДОК.

193318, Санкт-Петербург,
ул. Ворошилова, д.2, лит. А, пом. 211/2
тел.: +7 (812) 326-10-50

Техподдержка:
8-800-333-10-34

www.termotronic.ru
e-mail: zakaz@termotronic.ru

Военный городок «Остров-3» в Псковской области избавится от мазутной котельной, «поглощающей» две трети бюджета всего Островского района.

ОБ ЭТОМ СООБЩИЛ председатель комитета Псковской области по строительству и ЖКХ Сергей Грахов. **ЧИНОВНИК НАПОМИНЛ**, что приобретение мазута для котельной обходится в 240 млн руб. в год. «Проектированием новой котельной займется «Газпром», – добавил он. – Уже сформирован и передан в муниципальную собственность участок, на котором разместится котельная, в настоящий момент готовятся документы для концессионного соглашения по строительству данного объекта.

Согласно договоренности между регионом и Минобороны на действующей котельной отремонтировали два котла, а в жилом фонде заменили инженерные сети с целью дальнейшей передачи объектов в собственность муниципалитета.

Решение о передаче военного городка, в котором проживают 3,4 тыс. человек, в юрисдикцию муниципалитета было принято летом минувшего года. Об этом просили жители городка, уставшие от многочисленных «коммунальных» проблем. Камнем преткновения были высокая степень износа жилых домов и городской инфраструктуры.

«Федеральный закон № 423 «О порядке безвозмездной передачи военного недвижимого имущества в собственность субъектов РФ» возложил на муниципальные органы обязанность принять военное имущество в том состоянии, в котором оно находится на момент передачи, без дополнительного финансирования и ремонта, – объяснял депутат Псковского областного собрания Андрей Михайлов. – Но отсутствие финансирования на приведение к нормативным требованиям инфраструктуры военного городка

и безвозмездная передача вызовут ряд проблем у муниципалитета. Объекты недвижимого имущества находятся в предаварийном состоянии. Чтобы привести инфраструктуру военного городка в соответствие с требованиями законодательства, требуются большие средства, в разы больше, чем годовой бюджет муниципального образования».

В конце концов Минобороны и областное правительство договорились о поэтапной передаче имущества «Острова-3» муниципалитету, при этом предполагалось, что перед передачей объектов военные выполнят кадастровые работы. «По предварительным подсчетам, чтобы полностью привести военный городок в нормативное состояние, требуется более 2 миллиардов рублей, что непосильно ни для военного ведомства, ни для областного бюджета, – пояснил губернатор

Псковской области Михаил Ведерников. – После передачи объектов в муниципальную собственность все проблемы разом не решим, но сможем работать точнее, в том числе за счет участия в федеральных программах».

В течение 2018 г. в «Острове-3» было выполнено исследование сетей, определен объем финансирования капитального ремонта. Как сообщил Сергей Грахов, область и Минобороны решают вопрос о том, в каком объеме будут переданы сети, обслуживающие как жилой фонд, так и объекты военной части. Если сети будут переданы городу в полном объеме, на их реконструкцию понадобится около 1,2-1,3 млрд руб., но эта сумма снизится до 650 млн руб., если на баланс будут переданы только сети жилого фонда.

Ольга МАРИНИЧЕВА

Читайте в следующем номере:

АВГУСТ
Оборудование
для теплогенерации и сетей

