

Илья Ступин Трубы уже горят

Системы теплоснабжения российских городов нуждаются в комплексной реконструкции. Основное препятствие при реализации масштабных инвестиционных проектов обновления городской инфраструктуры — отсутствие государственной поддержки субъектов модернизации: операторов рынка и поставщиков оборудования



Высокий уровень износа городских теплосетей предопределяет спрос на их модернизацию

В Стокгольме 80% тепла дает ТЭЦ, работающая на сжигании мусора. В Дании в качестве топлива для систем централизованного теплоснабжения используются газ, биомасса, геотермальные источники, энергия солнца и проч. В Финляндии энергоэффективность котельных в три раза выше, чем в России. Потери тепла в сетях крупных европейских городов с системой централизованного отопления составляют всего 8–12%. Перечень успехов европейских теплоэнергетиков можно продолжать. На фоне европейского опыта российское теплоснабжение, опирающееся на собственное дешевое по западным меркам топливо (природный газ, на котором работает подавляющее число котельных), напоминает средневековье.

Колоссальная разруха в сетевом и генерирующем хозяйстве, отсутствие учета и контроля за потреблением ресурсов, несвязность хозяйствующих субъектов, убыточность большинства предприятий — это не полный список отраслевых проблем. Масштабы бедствия таковы, что отрасль стала источником больших социальных рисков и одним из главных препятствий для развития инфраструктуры и промышленности в стране. Мы попытались разобраться, в чем причины глубокого упадка этой важнейшей отрасли городского хозяйства и возможно ли в принципе вывести ее из финансового и технологического кризиса.

Столпотворение в сетях

Российский рынок теплоснабжения трудно описать, поскольку он сильно дефрагментирован. В советское время

основные звенья системы теплоснабжения городов (ТЭЦ, котельные, магистральные и распределительные сети) находились в госсобственности либо в ведомственном владении. «Это была единая технологическая система, построенная на эффективных принципах, она давала инфраструктурные эффекты, экономию топлива», — замечает доцент кафедры промышленных теплоэлектрических систем Московского энергетического института **Евгений Гашо**. Но теперь отдельные звенья системы контролируются разными собственниками. Если абстрагироваться от всеобщей неразберихи, то можно выделить несколько крупных групп игроков рынка теплоснабжения.

Во-первых, это дочерние компании энергетических холдингов («Газпрома», ГК «Синтез», «Квадры», «КЭС-холдинга»,

«ЛУКойла», Fortum). Они владеют крупными теплоэлектроцентралями, снабжающими теплом большие города, иногда — магистральными трубопроводами (связывают источники генерации с распределительными сетями). ТЭЦ входят в состав десяти территориальных генерирующих компаний (ТГК). В большинстве своем ТЭЦ и котельные сильно изношены, так как построены в 60–70-х годах прошлого века. По экспертным оценкам, около 50% котельных нуждаются в замене на более экономичные варианты.

Во-вторых, это муниципальные коммунальные предприятия (теплосети, МУПы), в ведении которых, как правило, находятся распределительные сети и городские котельные. Это самое проблемное звено тепловой инфраструктуры. В некоторых городах на утечки в магистральных сетях приходится до 10% общих потерь, а остальные 90% возникают именно в распределительных сетях. Средний уровень потерь в тепловых сетях оценивается в 25%, на отдельных участках он достигает 40–50%. Тепло уходит через неизолированные и изношенные трубы. По оценкам французского энергетического концерна Dalkia, средние тепловые потери в сетях (на примере нескольких исследованных городов) составляют от 22 до 35,1%. Эти две группы игроков (предприятия «большой энергетики» и МУПы) напрямую мотивированы к инвестициям в обновление инфраструктуры и модернизацию оборудования. Большинство ТЭЦ работает в комбинированном режиме — производят как тепло, так и электроэнергию. Экономика теплоэлектроцентралей такова, что генерация тепловой энергии взаимосвязана с выработкой электроэнергии. Если сужается рынок тепла либо оборудование работает неэффективно, ТЭЦ становятся неконкурентоспособными на рынке электроэнергии, удельные затраты на производство сильно возрастают по сравнению с другими видами генерации (гидроэлектростанциями и проч.). Что же касается МУПов, то с повышением энергоэффективности и сопутствующей экономией у местных администраций возникает бюджетный эффект, позволяющий сократить субсидии, выделяемые на обеспечение стабильного функционирования теплохозяйства и ликвидацию аварий. По подсчетам специалистов, примерно 10–15% котельных можно закрыть и перевести потребителей на более крупные источники тепла. Замена неэффективных котельных на современные позволит снизить затраты на топливо на 10–20%, на электроэнергию — вдвое. Реконструкция котель-

ных (в том числе с переводом в комбинированный режим выработки тепла и электричества) позволяет существенно улучшить экономические показатели. Обновление крупных котельных в масштабах страны позволило бы сэкономить до 45 млрд рублей в год. Ежегодный эффект от модернизации всех имеющихся в отрасли котельных оценивается энергетиками в 120 млрд рублей в год (расчеты аналитиков ТГК-6).

Однако продолжительное время никаких масштабных финансовых вливаний в городское сетевое хозяйство и источники теплогенерации не осуществлялось, несмотря на бурный рост цен. Высокие потери в сетях и низкую энергоэффективность оборудования оплачивали частные и промышленные потребители. Закономерным развитием событий стала наметившаяся несколько лет назад тенденция к децентрализации системы теплоснабжения. Например, в Москве развернулось строительство котельных — зачастую непродуманные локальные решения навязывались строителями, которые долгое время командовали московской энергетикой. Многие промышленные предприятия, столкнувшись с неадекватными затратами на подключение и высокими тарифами, принялись строить собственные источники генерации (компактные газовые котельные) и отказываться от услуг централизованных поставщиков — ТЭЦ и крупных котельных. Этот тренд зафиксирован даже официальной статистикой: с 2000 года объемы строительства источников теплоснабжения возросли в два с половиной раза. Энергетическая автономия негативно отражалась на работе централизованной системы — как в финансовом, так и в технологическом плане. Нарушались гидравлические режимы работы оборудования, возрастали издержки в централизованной системе — особенно у ТЭЦ (чем меньше загружена турбина, предназначенная для работы в комбинированном режиме, тем выше удельные затраты на выработку электроэнергии и теплоэнергии).

Чтобы остановить отток клиентов, крупные энергетические компании, волею случая втянутые в тепловой бизнес через ТЭЦ, работающие в комбинированном режиме (на производство не только тепла, но и электричества), лоббировали принятие федерального закона о теплоснабжении. Этим документом муниципалитетам и регионам было предписано разработать схемы теплоснабжения, установить алгоритм развития городских сетей отопления, порядок строительства новых мощностей. Однако попытка остановить децентрализацию административными

методами провалилась. Закон о теплоснабжении до сих пор не заработал, поскольку к нему нужны десятки дополнительных нормативно-правовых актов. Разработка схем теплоснабжения, похоже, тоже зашла в тупик. Стоимость такого документа для крупного города составляет около 40–50 млн рублей, а лишних денег в бюджетах нет. Кроме того, схемы теплоснабжения должны опираться на схемы градостроительного планирования и генпланы, которые в большинстве населенных пунктов не разработаны либо качество градодокументации, нарисованной «на коленке», оставляет желать лучшего. «Да что там говорить — даже статистики нет по теплоснабжению. Мы в городах баланс энергетический собрать не можем. Всегда две большие дырки — теплоснабжение и водоснабжение. Ничего не понятно, сколько тратится, куда и зачем. Расхождения колоссальные», — негодует один из наших собеседников.

Таким образом, в теплоснабжении накоплен колоссальный спрос на модернизацию систем городской инфраструктуры. А запредельная неэффективность лишь повышает коммерческую привлекательность таких проектов — ведь, чем больше потери, тем выше потенциальная доходность от энергосбережения. Как показывает опыт зарубежных операторов в странах Восточной Европы, в течение семи лет возможно сократить потери тепловой энергии на 70%. Инвестиционные проекты обновления систем городского теплоснабжения есть, однако они единичны, нередко носят организационный, а не технологический характер, и явно не соответствуют масштабу проблем. Иногда борьба с издержками вообще сводится к перекалыванию убытков на наиболее проблемное звено системы — распределительные сети и МУПы. Если раньше владельцы распределительных теплосетей могли «размазывать» потери по всей системе теплоснабжения, то в последнее время собственники источников генерации и магистральных трубопроводов (предприятия «большой энергетики») стали отгораживаться от внутригородского сетевого хозяйства узлами учета, тем самым запирая издержки на внутриквартальных участках (как правило, муниципальных). Большой объем коммерческих потерь был переведен в муниципальный сектор и переложен на конечных потребителей — именно они несут основную нагрузку по рефинансированию потерь из-за утечек в сетях и всеобщей технологической неэффективности. «Мы исследовали один микрорайон. По договорам подается 16 тысяч гигакалорий. Когда были установлены



Локальные котельные решают проблемы отдельных потребителей, но зачастую подрывают эффективность централизованной системы

счетчики, выяснилось, что в дом входит только 10 тысяч гигакалорий. Реально же потребителям достаточно не больше 6 тысяч. Вот вам масштабы так называемых перетопов», — рассказывает Евгений Гашо. По словам экспертов, это распространенная ситуация: тепла, условно говоря, поставляется на рубль, а счет выставляется на два рубля, разногласия и конфликты возникают даже при наличии узлов учета.

Инвестиционный ступор

Большинство игроков отрасли называют главной причиной инвестиционного ступора в теплоснабжении несовершенство, заскорузлость государственного

тарифного регулирования. Оно, мол, лишает компании возможностей закладывать реальные издержки в стоимость услуг, не мотивирует их к повышению эффективности за счет снижения издержек.

Тарифы на теплоснабжение (на производство и передачу) регулируются государством в лице региональных энергетических комиссий (РЭК). Поскольку теплоснабжение — элемент социально значимого ЖКХ, темпы роста тарифов не должны превышать установленных федеральными властями предельных индексов. Предельные индексы могут резко и произвольно изменяться в угоду политической конъюнктуре. Например,

в прошлом году федеральное правительство, озадаченное резким ростом тарифов в 2010 году (после того, как их регулирование было передано на местный уровень), в 2012-м решило проиндексировать только тарифы на газ, а цены на тепло разрешило поднять лишь на уровень прогнозной инфляции. При этом сроки индексации тарифа были перенесены с начала года на 1 июля 2012 года. Между тем природный газ — основной вид топлива для большинства ТЭЦ и котельных. «Порядка 40 процентов в тарифе генерации — топливная составляющая», — говорит выпускающий редактор научно-технического журнала «Новости теплоснабжения» Вячеслав Пузаков. В этом, кстати, принципиальное отличие российской системы централизованного теплоснабжения от зарубежных аналогов. Например, в Финляндии источники теплоснабжения диверсифицированы по виду используемого топлива. Это позволяет собственникам источников гибко реагировать на изменение конъюнктуры, сглаживает волатильность цен. В России зависимость источников теплоснабжения от цен на газ почти стопроцентная. Поэтому если тариф на газ зеркально не отражается в тарифе на тепло, то у теплоснабжающих компаний возникают финансовые нестыковки. «Для нас как для теплоснабжающей компании самый актуальный вопрос — рост цен на газ, электроэнергию. Как минимум он должен быть прогнозируемым», — говорит заместитель генерального директора энергетического холдинга «Каскад» Андрей Высоцкий.

Еще одна особенность системы ценообразования в теплоснабжении — формирование тарифа по методу «затраты плюс». В тариф закладываются только документально подтвержденные затраты предприятия на производство и транспортировку тепла и небольшая рентабельность. По сути, тариф — это объем расходов на производство и поставку тепла (чаще определенный эмпирическим путем из-за отсутствия узлов учета), поделенный на объем потребления тепла (который тоже, как правило, рассчитывается на базе нормативов). Тарифы разнятся от города к городу, при этом даже специалисты не всегда могут объяснить почему. Например, тариф на теплоснабжение в Тюмени, несмотря на то что уровень доходов в этом регионе один из самых высоких в стране, почти в два раза ниже, чем в Москве. «Для меня до сих пор остается открытым вопрос, как определяется стоимость транспортировки тепловой энергии. В Москве, где риск повреждения сетей ниже в силу климатических условий, тариф на передачу тепла

Около трети российских теплосетей нуждаются в замене



почему-то выше, чем в Питере, где таких рисков существенно больше из-за высоких грунтовых вод», — разводит руками один из экспертов.

Коммерческий директор по России и странам СНГ концерна Dalkia (управляет предприятием теплоснабжения в городе Сланцы Ленинградской области) **Жан Гравелье** добавляет, что проблема не только в расхождении нормативов с реалиями, но и в том, что власти могут в любой момент изменить правила игры, методику расчета. По его словам, за три года работы в Сланцах компания инвестировала в реконструкцию систем 200 млн рублей и накопила убыток в 120 млн рублей. Из них 60 млн — неплатежи. Остальное — потери из-за заниженного тарифа, не покрывающего затраты на производство и транспортировку тепла.

По словам игроков, в своем нынешнем виде система тарифного регулирования не предполагает никаких стимулов к модернизации производства. Если компания сокращает производственные затраты (экономит), то в следующем году регулятор обязан пропорционально уменьшить тариф. По словам директора пермского филиала ТГК-9 (входит в «КЭС холдинг», производит и реализует тепловую энергию в крупных городах Пермского края) **Сергея Богуславского**, при такой арифметике невозможно растянуть сроки возврата инвестиций в капиталоемкие проекты энергосбережения на несколько лет. Применяемая методика демотиивирует компании, не говоря уже о масштабных инвестиционных расходах, которые неизбежно возникают, например, при перекладке сетей. Помимо всего прочего тарифные ограничения сужают возможности компаний в части привлечения внешнего финансирования — банкиры не желают брать на себя риски ценообразования. «От качества тарифного регулирования напрямую зависит стоимость активов теплоснабжающих компаний, их кре-

До 30% тепла теряется по пути к потребителю



дитоспособность — тем более что есть возможности обеспечения вложений за счет тарифной выручки. Но когда тарифы существуют в рамках годового цикла, возникает слишком много неопределенности, не появляется надежного субъекта заимствований, инструментов обеспечения», — замечает директор Центра государственно-частного партнерства Внешэкономбанка **Александр Баженов**.

Сейчас у всех, даже у многих предприятий «большой энергетики», базой для текущих вложений является тарифная выручка. «Теплоснабжающие организации не знают, что такое инвестпрограммы на три-пять лет. У них горизонт планирования — один год. Корпоративное финансирование проекта рассматривается только в части устранения кассовых разрывов», — утверждает один из экспертов.

Из надзирателей — в соинвесторы

Чтобы привлечь в отрасль инвестиции в модернизацию, операторы рынка теплоснабжения предлагают сделать модель ценообразования более либеральной. А потребителей призывают вообще задумываться не о величине тарифа, а об объеме потребления. Мол, на Западе тарифы в два-три раза выше, а потребление ресурса в два с половиной раза ниже. У вас же до 40% теплоэнергии уходит через стены зданий, межпанельные швы, окна, форточки. Вот и занимайтесь повышением своей энергоэффективности!

Однако жесткое тарифное регулирование характерно для многих стран с централизованной системой теплоснабжения. Поэтому единственным инструментом повышения рентабельности повсеместно является снижение издержек и энергозатрат. Резкое взвинчивание цен попросту не обеспечит предприятия достаточным объемом

Средняя стоимость централизованного теплоснабжения в России и за рубежом

	Стоимость тепла (руб./Гкал)
Россия	700–3000
Финляндия	2000
Дания	4000
Франция	2600
Германия	3000
Польша	1700
Чехия	2700
Швеция	2600
Корея	2000

Источники: Euroheat, расчеты «Эксперта» по данным из открытых источников

выручки для комплексной модернизации систем. По экспертным оценкам, только для двукратного увеличения объемов перекладки трубопроводов (с 1,5 до 3% в год) и минимального ремонта котельных требуется не менее 120 млрд рублей в год. Возможности привлечения внешних заимствований ограничены даже у крупных компаний «большой энергетики». Кроме того, стратегия перекладывания издержек на потребителей чревата риском резкого падения объемов потребления тепла, которому владельцы крупных генерирующих компаний вряд ли будут рады. При таком раскладе проблема привлечения инвестиций в развитие жестко регулируемой отрасли может быть решена только с участием государства и муниципалитетов. Это, к слову, широко практикуется за рубежом. Например, теплоснабжение Стокгольма обеспечивает совместное предприятие компании Fortum и городской мэрии. В Дании (она считается одним из мировых лидеров в области энергосбережения) именно государство инициировало программу развития теплоэнергетики. Этому предшествовал комплексный энергоаудит с определением текущих и перспективных потребностей в тепловой энергии. Были рассмотрены возможные варианты развития систем теплоснабжения с определением наименее затратных, а затем разработаны крупные инвестиционные проекты, реализация которых стимулировалась через специальные субсидии и субвенции. Использовались инвестиционные субсидии для проведения энергоэффективных мероприятий в промышленности, покрывавшие до 30–50% общей суммы затрат. Предоставлялись инвестиционные гранты потребителям, готовым отказаться от локальных источников и присоединиться к централизованной системе. За двадцать лет датчане построили централизованную систему теплоснабжения крупных

Примеры модернизации теплоснабжения в российских городах

Масштабные проекты реконструкции систем городского теплоснабжения возможны даже в жестких российских экономических реалиях. Но только в том случае, если у теплоснабжающего предприятия есть мощный административный ресурс (возможность привлечь дешевые источники финансирования в виде бюджетных субсидий и кредитов западных банков) либо акционер в лице крупного международного энергетического концерна. Показательны в этом смысле флагманские проекты реконструкции систем теплоснабжения в Челябинске и Мытищах.

В Мытищах проект реконструкции городского теплоснабжения осуществляется муниципалитетом совместно с компанией «Мытищинская теплосеть». Это оператор теплоснабжения, созданный на базе советского теплосетевого треста в 1990-х годах, а сегодня арендующий местное теплосетевое хозяйство. Компания занимает около 90% локального рынка тепла и работает в альянсе с городской и региональной администрацией.

Программа модернизации мытищинского теплосетевого хозяйства общей стоимостью более 6 млрд рублей разработана в 2000 году компанией «Мытищинская теплосеть», которая выступила драйвером модернизационных процессов. Поддержка местных и областных чиновников позволила привлечь финансирование Всемирного банка и ряда других международных финансовых структур под муниципальные и региональные гарантии. Кроме того, для финансирования проекта использовались прямые бюджетные субсидии, инвестиционная надбавка к тарифу, собственные средства компании, лизинговые схемы.

Теплосети Мытищ построены в 1960-е. К 2000 году около 75% трубопроводов имели предельный износ, потери тепла достигали 30–60%. Программа реконструкции развивалась в трех стратегических направлениях. Во-первых, полностью заменялась сеть трубопроводов протяженностью 300 км. Вместо старых труб укладывались современные в пенополиуретановой (ППУ) изоляции со встроенной системой диспетчерского контроля. Во-вторых, заменялось оборудование котельных. В-третьих, в домах устанавливались индивидуальные тепловые пункты (ИТП), позволяющие автоматически регулировать подачу тепла в зависимости от погодных условий и осуществлять учет потребляемых ресурсов.

За 12 лет реконструировано 85% теплотрасс (магистральные сети заменены полностью). Модернизировано 18 из 56 котельных (десять котельных фактически построены заново), а одна оборудована котлом, который работает на биомассе (щепы, пеллеты). Установлено 850 индивидуальных тепловых пунктов (80% от необходимого количества).

Суммарная экономия от реконструкции в 2009–2010 годах составила 144,6 млн рублей за счет снижения в полтора раза расходов газа и

электроэнергии. Потери тепла сократились с 30 до 10%. Замена одного километра сетей дает ежегодную экономию примерно в 1–1,2 млн рублей.

Другой крупный проект, который эксперты тоже называют передовым, реализуется в Челябинске структурами финского энергетического концерна Fortum, который через российское ОАО «Фортум», акционером которого он является, контролирует источники генерации, в том числе Челябинскую ТЭЦ-3. «Дочка» ОАО «Фортум» — Уральская теплосетевая компания — производит, передает и распределяет тепловую энергию.

В 2009–2011 годах компания реализовала первый этап комплексной реконструкции челябинского теплового хозяйства. Более 200 млн рублей вложено в реконструкцию магистральных сетей с применением труб в ППУ-изоляции и систем оперативно-диспетчерского контроля. Реализована программа модернизации центральных тепловых пунктов (ЦТП) общей стоимостью около 150 млн рублей. На ЦТП заменены насосы, оптимизирована мощность электродвигателей, установлены частотные преобразователи. Модернизируются котельные — с применением современных горелочных устройств с автоматическими регуляторами, современными электродвигателями. Все это повышает энергоэффективность оборудования. Для улучшения гидравлического режима в одном из районов города реконструирована насосная станция, которая позволит перераспределять нагрузки между котельными и ТЭЦ, устраняя тем самым локальные дисбалансы мощностей.

Предполагается, что экономический эффект от оптимизации режимов работы оборудования и его замены даст 6-процентную экономию топлива и 10-процентную экономию электроэнергии. Расход сетевой воды снизится на 25%. Ежегодная совокупная экономия составит как минимум около 140 млн рублей. В Fortum рассчитывают окупить вложения в течение семи лет.

Челябинский проект уникален тем, что наряду с заменой технологических узлов осуществляется оптимизация схемы теплоснабжения — источники соединяются в кольцо. Первое полукольцо из трех источников (ЧТЭЦ-3, ЧРЭС, СЗК) уже создано — затраты на первом этапе оцениваются в 1 млрд рублей. Закольцовка системы повышает ее надежность и дает прямую экономическую отдачу, поскольку возникает возможность перераспределять нагрузки между источниками в зависимости от их эффективности и текущих потребностей в теплоносителе. Кроме того, создаются предпосылки для сокращения капитальных затрат на развитие системы в случае присоединения к ней новых потребителей — появляется техническая возможность присоединения без дополнительных капитальных вложений в строительство магистральных сетей и источников.

городов, перевели часть источников в комбинированный режим выработки, сократили расход тепла на обогрев зданий в два с половиной раза.

Однако возникает вопрос: какой формат госучастия был бы эффективен в нашей стране? Ведь от распыления бюджетных средств или кредитов госбанков по всей отрасли в рамках абстрактных федеральных программ эффекта скорее всего не возникнет. Кроме того, процесс будет невозможно проконтролировать. Важно, чтобы государство взаимодействовало именно с субъектами модернизации. Кто ими может стать?

Во-первых, поставщики технологических решений и оборудования. Производители практичных и надежных труб со сроками службы до 30–50 лет (см. «Труба на полвека», «Эксперт» № 11 за 2012 год), экономичных насосов с воз-

душным охлаждением, частотных преобразователей, автоматизированных горелочных устройств для котельных, систем оперативно-диспетчерского контроля, индивидуальных тепловых пунктов, позволяющих регулировать расход тепловой и электроэнергии, и проч. Уже сегодня некоторые промышленные предприятия, заинтересованные в масштабировании бизнеса, готовы предоставлять свою продукцию муниципальным компаниям в рассрочку на два с половиной года. Флагманом является один из крупнейших российских производителей труб — группа «Полимертепло». «Сегодня можно кредитовать инфраструктурные проекты, — убежден первый заместитель генерального директора группы «Полимертепло» **Яков Рапопорт**. — Мы, например, предлагаем владельцам распределительных

сетей, подлежащих замене, следующую схему взаимодействия. Весной компания поставляет теплоснабжающей организации трубы. Без предоплаты деньгами, в рассрочку на 30 месяцев. Летом-осенью предприятие выполняет реконструкцию сетевого хозяйства, сдает трубопроводы в эксплуатацию. А с началом отопительного сезона начинает рассчитываться за оборудование. Одним из главных источников выплат становится экономия, возникающая в рамках действующего тарифа от замены теплосетей — кратно сокращаются тепловые потери предприятия при транспортировке, снижаются объемы потребления газа для выработки тепла». По словам г-на Рапопорта, если фактические тепловые потери в сетях составляют порядка 40%, то современные трубы позволяют сократить их до 3%. У бюджета



Современные трубопроводы позволяюткратно сократить тепловые потери в сетях

появляются правовые основания софинансировать затраты, понесенные МУПом или ГУПом, поскольку возникает неотделимое улучшение муниципального или госимущества. Компания уже реализует три проекта по такой схеме — в Приморском крае, Ярославской и Волгоградской областях.

Во-вторых, контрагентом государства могут выступить крупные генерирующие компании. Тем более что в тех городах, где предприятия «большой энергетики» научились формировать долги муниципальных компаний, они стали пытаться приобретать и консолидировать муниципальные теплоснабжающие организации, получая контроль как над производством, так и над транспортировкой теплоносителя от источника до потребителя. «По нашим подсчетам, чтобы комплексно привести в порядок разводящие сети теплоснабжения в Тюмени, потребуется более 4 миллиардов рублей. Теоретически нам интересно иметь все теплоснабжающее хозяйство в одних руках, чтобы создать единое технологическое пространство, — сейчас распределительные сети мы не контролируем. Однако реализация столь масштабной инвестиционной программы возможна только на условиях софинансирования — со стороны города, области, федерального центра. Возможно, была бы целесообразна специальная федераль-

ная программа реконструкции систем теплоснабжения с участием, скажем, Фонда реформирования ЖКХ», — говорит первый заместитель генерального директора компании «Фортум» **Сергей Чижов**.

В-третьих, при определенном раскладе субъектом модернизации могут стать и муниципальные предприятия, а также частные операторы сетей теплоснабжения (см. «Примеры модернизации теплоснабжения в российских городах»). Финансовая поддержка на этом уровне может быть реализована через схемы рефинансирования краткосрочных кредитных обязательств МУПов перед теми же поставщиками оборудования, согласными работать в кредит. То есть, например, МУП может закупить трубы или оборудование в двухлетнюю рассрочку, предоставленную производителем. А при нехватке оборотных средств — погасить задолженность перед поставщиком оборудования, рефинансировав непогашенную часть займа через околосударственные банки (например, под гарантию муниципалитета, залог имущества и проч.). В рамках такой схемы у госбанков возникает возможность кредитовать инфраструктурные проекты, избегая ключевых рисков — нецелевого использования средств, неисполнения производственной программы инвестпроекта (которые, по сути, бе-

рет на себя поставщик оборудования). Именно с позиции внедрения и тиражирования совместных инфраструктурных проектов нуждается в усовершенствовании система тарифного регулирования. Например, в части расширения возможностей использования дополнительных доходов, возникших в результате модернизации систем, в долгосрочных финансовых схемах. Нужны поправки в законодательство о закупках, осуществляемых государственными и муниципальными предприятиями. Так, с этого года закупки тех же труб должны проводиться через электронные аукционы, а основной критерий определения победителя — цена. Тем самым игнорируется специфика долгосрочных инвестиционных проектов, при реализации которых важны не только текущие затраты, но и издержки, возникающие в долгосрочной перспективе, жизненный цикл оборудования, условия поставки и т. д. Как показывает международный опыт, инвестиционная активность в централизованном теплоснабжении напрямую зависит от того, насколько власть адекватна процессам инфраструктурного развития, ее готовности разделить риски с бизнесом и превратиться из надзирателя в активного соинвестора с широким набором инструментов, предназначенных для поощрения модернизационных технологий и проектов. ■