

энергетика

Проникающее тепло

По прогнозам Минэнерго России, к 2020 году потребление энергоресурсов в тепловой энергетике страны снизится на 36% по сравнению с 2012 годом — до 16 млн тонн условного топлива. Однако при ныне действующей модели тарифообразования инвестиции в теплоснабжение не окупаются.

Инвестиции в теплоснабжение могут вырасти, если уже в этом году регуляторы утвердят методику расчета экономически обоснованных тарифов.

— реформа —

Активисты на низком старте

Инвесторы на российском рынке теплоснабжения не проявляют большой активности из-за того, что региональные власти зачастую устанавливают для новых энергоисточников тарифы, не позволяющие окупить вложения. «Над действующей методикой установления тарифов на тепловую энергию методом экономического обоснования довлеет социальная политика государства, которая проявляется в сдерживании роста тарифов путем установления индекса роста для субъекта РФ, — говорит гендиректор МКП „Воронежтеплосеть“ Алексей Рытиков. — Последние два года результатом такого регулирования стало сдерживание инвестиционной активности немногочисленных участников рынка, которые рассчитывали окупать мероприятия по модернизации и новому строительству источников тепла и сетевой инфраструктуры за счет включения в состав тарифа затрат на привлечение заемных средств».

Среди регионов наиболее активно реализуют инвестиционные проекты в области теплоснабжения Архангельская, Белгородская, Московская, Калужская и Свердловская области. Как отмечают эксперты, больше всего шансов на успешную реализацию проектов имеют регионы, которые постарались создать благоприятную для инвесторов среду, а также приблизили свои тарифы на тепло к величине, близкой к экономически обоснованной.

Значительную инвестиционную активность в сфере теплоснабжения проявляет руководство Архангельской области, содействуя привлечению инвестиций как в проекты областной теплогенерирующей компании («Архоблэнерго», так и в локальные муниципальные проекты. В Архангельской области инвесторам предоставляют гарантии сохранения инвестиционной составляющей в тарифе в течение срока окупаемости проекта (до пяти-семи лет). Большинство проектов в регионе связано с переводом котельных на использование в качестве топлива возобновляемых древесных ресурсов. В сфере теплоснабжения «Архоблэнерго» выступает в регионе в качестве компании-интегратора, получающего от муниципалов в аренду неэффективные котельные для модернизации. Сейчас «Архоблэнерго» продолжает реализацию крупных инвестиционных проектов и ищет инвесторов для их финансирования, говорит гендиректор компании Андрей Шелоков. Инвестор в части прокладки теплосетей у компании уже есть — это производитель полимерных труб для теплоснабжения группа «Полимертепло».

Первый заместитель гендиректора ООО «Группа „Полимертепло“» Яков Рапопорт рассказывает, что компания с 2010 года использует модель оплаты поставок с рассрочкой в течение двух лет с момента сдачи сетей в эксплуатацию. Передача сетей — самое слабое место инвестиционных проектов в области теплоснабжения. Если в случае с котельными для банков залогом может стать сама блочно-модульная котельная, то оборудование теплотрасс банки в качестве залога даже не рассматривают. Проект кредитования теплоснабжающей организации за счет собственных средств компания недавно реализовала совместно с приморской теплоснабжающей компанией «Примтеплоэнерго». «В При-



Действующие тарифы на тепло не позволяют инвесторам вкладываться в создание современных теплогенерирующих установок

морье мы получили первый опыт, и нельзя сказать, что он был идеальным. Но мы убедились в том, что идея работает, возвратность средств есть, — отмечает господин Рапопорт.

Из наиболее крупных проектов повышения энергоэффективности в области теплоснабжения можно назвать контракты дочерней компании Газпромбанка «ГПБ — Энергоэффект»: на строительство 16 котельных общей установленной мощностью более 200 Гкал/ч в Нижнем Новгороде, строительство двух котельных установленной мощностью 105 Гкал/ч в городском округе Домодедово. Общая стоимость двух контрактов превышает 3 млрд руб. Вольфганг Скрибот, начальник управления электроэнергетики и инфраструктуры департамента прямых инвестиций Газпромбанка, отмечает, что в рамках энергосервисного контракта возврат инвестиций происходит через получаемую при реализации проекта экономию. При этом помимо прямой экономии энергоресурсов стоит учитывать такие эффекты, как экономия фонда оплаты труда, ремонтного фонда и прочих операционных расходов.

Высокорисковые инвестиции

С точки зрения особенности потребителей рынок теплоснабжения делится на корпоративный сегмент и муниципальный/бюджетный. Корпоративный сегмент, где тарифы являются договорными, достаточно привлекателен для инвестиций в операционные компании, которые в течение срока контракта могут не только построить котельную «под ключ», но и взять на себя эксплуатацию объекта. Например, по такой модели действует компания ЭСКО «Технопромэнерго», которая эксплуатирует все объекты тепловой генерации ОАО «Российская электроника»,

объектов Минобороны, а также группы промышленных и муниципальных котельных в нескольких регионах РФ.

В муниципальном сегменте ситуация существенно сложнее, так как тарифы регулируются «вручную». Инвестиции в муниципальное теплоснабжение считаются рискованным бизнесом, под который инвесторы закладывают IRR (внутреннюю норму рентабельности) 20–30%. Слишком высокие риски связаны с особенностью ценообразования в тепле по принципу «затраты плюс вложения». Инвестиционные затраты проекта могут быть не учтены регулятором, что отодвигает срок окупаемости проекта на неопределенное время.

Во многих субъектах РФ тарифы на тепло и горячее водоснабжение установлены региональными регуляторами ниже себестоимости выработки гигакалорий тепла. Генеральный директор Российской ассоциации энергосервисных компаний Ремир Мукумов отмечает, что теплоснабжающие организации стремятся выдавать существенно больше гигакалорий, чем необходимо пользователям. Лишние гигакалории идут на перетоп и улетают в воздух. Доказать факт перетопы не всегда возможно, поэтому пользователи покрывают оплачивают выставленные счета. Кроме того, у поставщика тепла формируются затраты, которые в очередной раз будут представлены регулирующему органу при формировании тарифов на очередной период.

Закон городских джунглей

Почти в каждом регионе инвестиционная программа предусматривает десятки проектов строительства или модернизации объектов теплоснабжения. Однако до открытия финансирования и реализации проектов дело доходит крайне редко. А если доходит, то через какое-то время у частного инвестора начинают расти долговые обязательства перед поставщиками ресурсов, нередко все заканчивается переделом соб-

ственности. При этом совершенно необязательно, что должник является недобросовестным предпринимателем.

Один из участников рынка, построивший и эксплуатирующий несколько крупных котельных в УрФО, говорит, что в условиях сложившейся системы тарифообразования бизнесу в муниципальном теплоснабжении не прожить больше трех лет, далее на теплоснабжающее предприятие «накидываются кредиторы и хоронят бизнес». Добросовестному инвестору чаще всего приходится брать контроль над всем комплексом ЖКХ в части теплоснабжения, а именно над сетями, на срок не менее срока окупаемости строительства объекта генерации, получить статус единой теплоснабжающей компании и доступ к конечному потребителю. Для сбора платежей необходимо либо создать собственную управляющую компанию, либо получить решения жителей многоквартирных домов о переходе на прямые расчеты с генератором тепла. Если инвестор, построивший источники теплоснабжения, полагает, что сможет поставить теплоснабжающей организации тепло оптом, а потом отсудить у нее долги через исполнительные листы, то он ошибается, говорит собеседник „Ъ“. Может выясниться, что теплоснабжающая организация распределяла потребителям меньше тепла, чем поставлено генерацией (к примеру, из-за отсутствия счетчиков у потребителей, заниженных нормативов потребления, потерь в сетях). В этом случае продавец тепла не должен платить поставщику.

Меньше всего рисков у инвестора в муниципальное теплоснабжение, если он берет контроль над коммунальным участком в пределах района с замкнутыми сетями или самостоятельно замыкает теплоснабжение. Также немаловажно наличие среди потребителей крупных бюджетных организаций, так как они расплачиваются за потребленное тепло и горячее водоснабжение стабильно.

Альтернативная котельная оживит рынок

«Внедрение формирования цены по принципу альтернативной котельной создаст условия для привлечения частных инвестиций в сферу теплоснабжения, — отмечают в Минэнерго России. — Это позволит увеличить количество проектов, в том числе реализуемых в рамках государственно-частного партнерства». Пока Минэнерго бросило все силы на альткотельную, к развитию ГЧП регионы также стимулирует Минстрой предельно живший муниципалитетам составить график реализации концессионных проектов в теплоснабжении.

«Реализация проектов ГЧП в теплоэнергетике является непростым вопросом. Объем инвестиций значительно меньше, чем, например, в области дорожного строительства. При этом издержки в ГЧП-проектах очень велики как для государственного, так и для частного партнера. Для увеличения масштаба проекта предлагается включать в периметр ГЧП-сделки как собственно объекты теплогенерации, так теплосети и сбыт. В результате модернизации может произойти рост тарифа за 1 Гкал, который компенсируется сокращением энергопотребления в результате роста энергоэффективности. Как следствие, рост платежа для одного домохозяйства не произойдет», — говорит Вольфганг Скрибот.

Методика расчета тарифа по альтернативной котельной предполагает, что тариф в регионе должен быть меньше или равен экономически обоснованному тарифу для новой локальной котельной, таким образом, обозначается предельный уровень тарифа. В расчете учитываются капитальные и операционные затраты, показатели топливной эффективности, поправочные коэффициенты (продолжительность осеннего отопительного периода, средняя температура ОЗП, стоимость топлива, платы за передачу тепловой энергии по квартальным сетям и т. д.), учет возврата инвестированного капитала в строительство котельной. Согласно методике расчета, предложенной компанией McKinsey, альткотельная мощностью 3 Гкал/ч (работающая на газе, место локации — ЦФО) должна работать с тарифом 1569 руб./Гкал при доходности инвестированного капитала 14% годовых и сроке возврата десять лет. Средний рост тарифа по стране в случае утверждения методики составил бы 26%. В связи с большим количеством споров вокруг величины тарифа Минэнерго повторно поручило разработать методику его расчета компании «Ламайер Интернационал Рус», результаты ожидаются в конце апреля. Расчеты выполняются для альткотельной мощностью 10 Гкал/ч и на разные виды топлива, определяются коэффициенты, которые должны учитывать региональные особенности: климат, сейсмичность, транспортную доступность.

Президент компании «Импульс — Промышленные котельные» Артем Белянский демонстрирует свои подсчеты, согласно которым себестоимость выработки 1 Гкал на современной, полностью автоматизированной котельной в регионах ЦФО составляет 1050 руб., объем выработки такой котельной — около 20 тыс. Гкал в год, затраты на строительство котельной (без сетей) составят около 35 млн руб. «Механизм расчета тарифов по методике альткотельной, позволяющий привлекать инвестиции из внебюджетных источников в условиях, когда износ генерирующей и в еще большей степени сетевой инфраструктуры малой теплоэнергетики РФ превысил более 60%, востребован сейчас как никогда ранее», — отмечает Алексей Рытиков.

«В случае перехода на новую модель рынка компания получит возможность направить свои средства на целый ряд проектов по повышению эффективности теплоснабжения», — говорят в пресс-службе «КЭС Холдинга». Сейчас компания реализует пилотный проект по модернизации тепловой инфраструктуры Перми: устанавливает в домах индивидуальные тепловые пункты, позволяющие повысить эффективность теплоснабжения. Если начнет действовать новая модель рынка, подобные проекты могут быть осуществлены во всех 16 регионах присутствия «КЭС Холдинга».

«Продолжительность периода перехода к механизму альткотельной будет зависеть от региональных особенностей, в этот период тариф для конечного потребителя будет постепенно доводиться до уровня тарифа альтернативной котельной», — говорят в Минэнерго. Если до 2020 года модель рынка не претерпит резких изменений, к этому времени рынок тепла будет либерализован и насыщен инвестициями.

Наталья Готова

В каждом проекте — солнце

— альтернативная энергетика —

Примечательно, что именно китайские внешние инвестиции станут одним из ведущих моторов и для глобального рынка возобновляемой энергетики в ближайшие годы, полагают исследователи. Китайские компании, работающие в области ВИЭ, уже занимаются активным инвестированием в других странах Азии и Африки, отмечается в отчете Ernst & Young. Сравнимую активность в области внешних инвестиций в «зеленую» энергетику буквально в последний год стали развивать лишь японские компании. Япония вообще довольно резко поднялась в рейтинге, заняв четвертое место в мире по привлекательности инвестирования в ВИЭ и увеличив объем инвестиций в «чистую» энергию на 80%, до уровня \$29 млрд в 2013 году. В прошлом году правительство страны приняло решение об остановке ряда атомных реакторов, сконцентрировавшись на развитии ВИЭ, введя в том числе «зеленые» тарифы для поддержки сектора. В результате в 2013 году, по данным исследований, наблюдался серьезный рост рынка солнечной энергетики. Тем не менее для большинства японских концернов, работающих в секторе ВИЭ, местный рынок мал, поэтому многие из них уже рассматривают возможности инвестирования в других странах.

Рынок мощности вместо «зеленого» тарифа

Вторая важнейшая тенденция, наблюдаемая на глобальном рынке ВИЭ, заключается в смене парадигмы поддержки сектора «чистой» энергии. На протяжении многих лет наиболее популярным методом стимулирования инвестиций в ВИЭ являлся «зеленый» тариф. Суть его сводилась к следующему: го-

сударство (или закупочные компании, или сети) гарантировали производителям энергии на основе ВИЭ определенную закупочную цену в зависимости от типа технологии на протяжении нескольких лет.

Но в условиях экономического кризиса в ЕС ряд правительств начал задумываться о пересмотре возможности дальнейшего финансирования «зеленого» тарифа. Даже в Германии на днях специальная комиссия Бундестага негативно оценила результаты Закона о возобновляемой энергии, действующего с 2000 года. Комиссия подсчитала, что закон обходится бюджету страны в €22 млрд в год, а также весьма слабо способствует развитию и внедрению инноваций.

В результате более популярными, особенно на новых рынках, становятся механизмы поддержки через рынок мощности, проведение тендеров и аукционов на право приоритетной поставки энергии в сеть или выпуск свободно обращающихся торговых сертификатов. Даже в ЕС новый план поддержки рынка ВИЭ предлагает отказ от «зеленого» тарифа и постепенный переход к более рыночным механизмам. При этом программы государственной поддержки ВИЭ, исходя из новых предложений, должны быть нацелены лишь на небольшие проекты в области ВИЭ: менее 5 МВт для ветряной энергии и менее 1 МВт для прочих видов.

Предполагается, что изменение механизмов поддержки сектора ВИЭ в пользу более рыночно ориентированных приведет и к более активному привлечению частных инвестиций в сектор. Буквально в прошлом году на рынке появился и ряд новых финансовых инструментов, получивших наибольшее развитие в США. Среди них — банки «зеленого» финансирования, созданные в Нью-Йорке и Коннектикуте на основе государственно-частных партнерств, выпуск «зеле-

ных» облигаций, а также первые IPO в секторе возобновляемой энергетики. На рынке международного инвестирования в ВИЭ ведущими инвестиционными агентами станут банки международного развития и экспортные кредитные агентства.

Возобновляемая Россия

До недавнего времени РФ не присутствовала ни в одном из глобальных рейтингов, анализирующих развитие сектора ВИЭ рынка. Тем не менее в последнем отчете ЕУ российский рынок был упомянут в качестве перспективного. «Значительная активность, наблюдавшаяся в отрасли ВИЭ в 2013 году, говорит о том, что в следующем десятилетии РФ может превратиться в одну из движущих сил отрасли», — утверждается в докладе. По мнению партнера ЕУ и руководителя отдела услуг в области устойчивого развития Ксения Лецинская, «факт того, что в РФ был запущен механизм по поддержке проектов ВИЭ, — это важное достижение». Так, по экспертным оценкам, объем российского рынка ВИЭ может составить \$11,5–14 млрд уже к концу 2014 года.

«Если говорить о привлекательности отрасли возобновляемой энергетики для потенциальных инвестиций в строительство генерирующих объектов ВИЭ, то ситуация здесь по-прежнему целиком и полностью зависит от локальных тарифов на электроэнергию в электрических сетях и мер, принимаемых на государственном или региональном уровнях для стимулирования развития этой отрасли, — говорит Юрий Коларж, директор бизнеса Solar Schneider Electric в России и странах СНГ. — В частности, для России постановление №449 правительства Российской Федерации от 28 мая 2013 года определило механизм стимулирования использования ВИЭ на оптовом рынке электрической

энергии, что дало толчок строительству, например, солнечных электростанций мощностью от 5 МВт в ряде регионов. Остается только сожалеть о том, что в данный момент в России не существует подобных механизмов для стимулирования развития малой распределенной солнечной генерации, которой могло бы быть охвачено большое количество индивидуальных частных домов на юге России».

Напомним, в мае 2013 года правительство РФ утвердило механизм поддержки рынка ВИЭ на основе механизма приоритетного права выхода на рынок мощности. Первый конкурс по отбору проектов ВИЭ, получающих поддержку, был проведен в сентябре 2013 года. Подавляющее большинство заявок поступило на солнечные проекты, в то время как по ветроэнергетике заявленный объем мощности составил всего 10% от максимально возможного, а по малым ГЭС заявок не поступило совсем. «Возможно, это связано с тем, что конкурс был проведен в очень краткие сроки, что не позволило компаниям подготовить заявки, кроме того, остаются достаточно высокими требования к локализации производства компонентов, что дает преимущество солнечным проектам, так как в России уже налажено производство фотоэлектрических панелей», — объясняет Ксения Лецинская.

В общей сложности на первый конкурс поступило заявок почти на 1 ГВт проектов в области солнечной энергетики, притом что правительство планировало отобрать лишь 710 МВт на период с 2014 по 2017 год. По данным НП «Совет рынка», на 2015 год также заявлено на 75% больше потенциальных вводов солнечных электростанций.

Как рассказал, «Ъ» глава отдела корпоративных коммуникаций Nevel Solar Антон Усачев, проектирование первых солнеч-

ных электростанций идет в Республике Алтай, Башкирии, Оренбургской, Самарской и Омской областях. Кроме того, в дополнение к уже существующим небольшим производствам фотоэлектрических модулей в июне планируется запуск нового завода в Чувашии, мощности которого составят более 100 МВт в год. Также ожидается приход в РФ ведущих мировых производителей инверторов для нужд солнечной энергетики. В целом к 2020 году в РФ планируется построить около 1,5 ГВт мощности солнечных электростанций, а общая сумма инвестиций в солнечную энергетику до 2020 года оценивается более чем в 150 млрд руб. (\$4,2 млрд).

Отметим, что до недавнего времени объем инвестиций в ВИЭ в РФ составлял намного более скромную цифру. Так, по данным исследовательского агентства Aenergy, в 2010–2012 годах совокупный объем инвестиций в ВИЭ не превышал 35–40 млрд руб. в год, притом что 85–90% от этого объема составляли инвестиции в проекты, связанные с переработкой биомассы. «Россия обладает огромными ресурсами биомассы, а российские компании уже имеют опыт строительства и эксплуатации электростанций на биогазе, в частности в Белгородской области», — комментирует Ксения Лецинская.

Впрочем, несмотря на активное развитие проектов в области ВИЭ буквально в последние месяцы, утвержденный еще в 2009 году план правительства, устанавливающий цель к 2020 году довести объем выработки энергии за счет ВИЭ до 4,5% (примерно 11 ГВт) от общего объема произведенной энергии, скорее всего, не будет выполнен, признают эксперты. По аналитическим прогнозам, доля ВИЭ в энергобалансе составит не более 2,5–4%, притом что на конец 2013 года этот показатель составлял менее 1%.

Ангелина Давыдова