

Ответ на отклик Шаврова Э. Н. на статью «О методах оценки эффективности энергоснабжения и стимулирования снижения энергоёмкости экономики РФ» [1]

В вообще-то говоря, пора менять стереотип «физического» метода разделения топливных затрат, когда считается, что удельный расход топлива на отпуск тепла не может быть меньше его тепло-содержания. Это уже становится тормозом развития — десятилетиями невозможно прийти к единому мнению. Нужно принять, что любое разнесение топливных затрат достаточно условно и должно служить одной цели — оценке топливной эффективности и способствованию развития ТЭЦ. Если метод помогает в достижении этой цели, тогда он нужен. Так, в Директиве № 2004/8/ЕС Европейского парламента и Совета ЕС о поощрении когенерации предложили метод, который позволяет рассчитывать экономию топлива. Им пользуются на практике, продвигая когенерацию и экономию, в конце концов, топливо. Да, когенерация ломает некоторые привычные представления, но не нарушает никаких законов термодинамики. А разделять затраты нужно так, чтобы это способствовало развитию одной из наиболее эффективных технологий экономии топлива, что приведёт к снижению энергоёмкости экономики РФ — задача, поставленная Президентом и Правительством РФ перед энергетиками в том числе (причём ТЭК РФ обладает наибольшим потенциалом энергосбережения). Предлагаемые методы как раз и дают возможность количественно оценивать эффективность ТЭЦ и систем энергоснабжения (СЭ), в том числе по удельным затратам топлива. Без активного развития теплофикации достигнуть заданных показателей снижения энергоёмкости экономики РФ невозможно. Поэтому необходимо создавать условия для её развития и применять наиболее эффективные в климатических условиях РФ технологии ТЭЦ. При этом также следует контролировать расходы, в том числе инвестиции и применять экономически обоснованную, соответствующую реальным издержкам систему тарифообразования на поставляемую энергию, чтобы не допустить рецессии экономики и роста социального напряжения.

1. Гигакалория тепла соответствует 142,857 кг условного топлива только при расчёте на низшую теплоту сгорания топ-

лива. Высшая теплота сгорания природного газа выше низшей примерно на 11 – 12 % (у водорода ещё выше), соответственно если использовать природный газ по высшей теплоте сгорания (с полной конденсацией влаги из дымовых газов), то для получения 1 Гкал потребуется топлива на 11 – 12 % меньше.

Кроме того, в своё время велись разработки ПГУ с высоконапорным парогенератором (ВПГ) с получением на выходе твёрдой углекислоты ($-78,5\text{ }^\circ\text{C}$). Таким образом, если на входе в ПГУ воздух имеет температуру, например, $+15\text{ }^\circ\text{C}$, то, используя весь температурный перепад ($+15 - (-78,5) = 93,5\text{ }^\circ\text{C}$ + теплота сгорания топлива) для производства электроэнергии и тепла, за счёт внутреннего теплонасосного (извлечения тепла из атмосферного воздуха и переохлаждения продуктов сгорания) эффекта можно получить коэффициент полезного использования теплоты сгорания топлива (КИПТ) выше 120 %.

2.

Любое разделение топливных затрат — условно, возможно, кроме «физического». Однако практика показала порочность применения последнего для расчётов как тарифов так и топливной эффективности. Предпочтительно использование нормативного (пропорционального) метода, который является некоторой модификацией «физического», поскольку разносит топливные затраты в зависимости от показателей раздельной схемы энергоснабжения. Данный метод даёт плавное (в отличие от «физического») изменение значений удельных расходов топлива. Например, если КПД и КИПТ ТЭЦ имеют значения соответственно 25 и 106 % (по низшей теплоте сгорания), то по нормативному методу: $\eta_{\text{ТЭЦ}}^{\text{внеш}} = 71,8\text{ \%}$ и $\eta_{\text{ТЭЦ}}^{\text{Т}} = 124\text{ \%}$.

По «физическому» же методу: $\eta_{\text{ТЭЦ}}^{\text{Э}} = 0,25 / (1 - (1,06 - 0,25) / 0,9) = 250\text{ \%}$ [2]. Какие-либо комментарии излишни.

3.

Хотелось бы сразу отметить, что нормативный метод разнесения топливных затрат на ТЭЦ известен достаточно давно [3]. На правильность такого метода указывает общность данного подхода и

Директивы Европейского парламента по продвижению когенерации, где вычисление экономии топлива при когенерации производится аналогично. Но предлагаемый метод более простой, универсальный и общий (применим ко многим комбинированным производствам).

Проверим табличные данные в обсуждаемой статье, которые так не понравились рецензенту.

Система энергоснабжения произведёт за час 65 МВт · ч электроэнергии и 193 МВт · ч тепла. Суммируя, получаем теплосодержание произведённой энергии: $65 + 193 = 258\text{ МВт} \cdot \text{ч}$ (тепловых).

На выработку этой энергии согласно таблицы обсуждаемой статьи будет затрачено: $65 \cdot 0,1647 + 166 \cdot 0,1173 = 30,1773\text{ т у. т.}$ Умножая на переводной коэффициент 8,141 (МВт · ч/т у. т.), получаем 245,67 МВт · ч, что практически совпадает с приведённым в таблице потреблением топлива: 245,8 МВт · ч.

Тогда КИПТ ТЭЦ: $258 / 245,8 = 1,05$, что полностью совпадает с заявленным в статье.

Вывод: замечание рецензента некорректно.

Представляется, что в других районах РФ с более суровым климатом соотношения электрических и тепловых нагрузок различаются ещё сильнее, поэтому выигрыш схемы ПГУ+СУТВП (в сравнении с ГТУ и ПГУ) будет ещё выше, чем показано в таблице статьи. Поскольку в таких случаях большую долю энергии (электроэнергии) можно будет направить на теплонасосную установку (ТНУ), тем самым повысив КИПТ оборудования выше принятых 105 %. Так, КПД современных конденсационных котлов достигает 110 % при параметрах сетевой воды 50/30 °C [4]. Ни ГТУ, ни ПГУ не могут достигнуть таких коэффициентов КИПТ использования природного газа, так как имеют слишком высокий избыток воздуха в продуктах сгорания.

Результаты применения такого метода для разнесения топливных затрат при формировании тарифов могут быть близки к рыночным, если энергоснабжение осуществляется от станций (ТЭЦ, КЭС, котельных) на одном топливе, что обуславливает примерно одинаковую структуру себестоимости энергии. Например, применение подобного метода в АО «Мосэнерго» в 1993 – 96 гг. принесло положительные результаты — прекратился уход потребителей тепла от ТЭЦ [5].

Однако при большой доле нетопливных станций (ГЭС, АЭС, ВЭС и др.) и ТЭС на другом топливе рыночные цены на электроэнергию и тепло могут быть смещены относительно топливного равновесия.

4.

Поэтому при формировании тарифов необходимо применять экономические методы разделения затрат.

Так, развитие методов разделения затрат на ТЭЦ, привело к следующим выводам [6 – 9]:

1) в условиях развития рыночных отношений в электроэнергетике и формирования конкурентной среды на энергетиче-

ских рынках недопустимо использование жёстко детерминированных «технических» (термодинамических) методов обоснования цен [9]: любое разделение топливных затрат фиксирует основные составляющие (топливные) себестоимости электроэнергии и тепла вне зависимости от постоянно изменяющейся ценовой конъюнктуры;

2) формирование тарифов на электрическую и тепловую энергию ТЭЦ следует производить только на базе экономических (рыночных) методов разнесения общих затрат ТЭЦ по товарам (услугам), предоставляемым ТЭЦ, в зависимости от ценовой конъюнктуры, складывающейся на рынках тепла и электроэнергии, источников конкурентной угрозы и её масштабов [9];

3) при разнесении затрат ТЭЦ необходимо соблюдение принципа равноценности рынков электроэнергии и тепла [9] (эквивалентного равновесия [7]), поскольку в случае использования технологии комбинированного производства не существует отдельных бизнесов по производству электрической и тепловой энергии. Можно говорить только о бизнесе комбинированного производства как такового — неэффективность одного ведёт к снижению эффективности другого, поэтому они могут быть только одинаково эффективными или неэффективными. Возможен лишь временный дисбаланс.

В конечном счёте, рекомендуется использование универсального метода ценового (тарифного) треугольника, известного как «треугольник Гинтера». К недостаткам этого метода можно отнести то, что он не имеет решения в аналитическом виде, поэтому приходится прибегать к использованию тарифной сетки. Если же каждый вид энергии (или каждого потребителя) рассматривать как отдельный (самостоятельный [7]) продукт со своей ценой, то треугольник Гинтера превращается в многомерную «пирамиду Гинтера» [7], а сетка — в многомерный тарифный параллелепипед, что затрудняет анализ конкурентоспособности ТЭЦ и направление её повышения.

Модернизация метода [2, 10] позволяет получить аналитическое выражение по разнесению затрат, с помощью которого можно также количественно оценивать уровень общей ценовой конкурентоспособности ТЭЦ. В то же время при необходимости здесь можно легко получить и возможные ценовые (тарифные) комбинации, изменяя стоимость альтернативного получения энергетических продуктов [10]. Таким образом, и в данном случае пропорциональный метод наиболее применим, поскольку именно при его использовании соблюдается **принцип равноценности рынков электроэнергии и тепла**. При этом определяются (в сложившейся рыночной конъюнктуре) и себестоимости производимых (доставляемых) продуктов, что ранее считалось невозможным.

5.

В чём-то вышеописанный принцип равноценности рынков, но уже не в стои-

мостию, а в материальном плане соблюдается и в нормативном разнесении топливных затрат ТЭЦ: с учётом КПД (сложности) преобразования топлива в тот или иной энергетический продукт в отдельных производствах. Вводимый коэффициент $k_{СЭ}^T$ (в неявном виде) является одним из составляющих формулы в Директиве Европейского парламента по продвижению когенерации (ДЕППК) при вычислении топливосбережения при когенерации. Используя данный коэффициент можно определять относительную эффективность мероприятий по достигаемой экономии топлива в СЭ на единицу инвестиций [2, 11]. С использованием такого коэффициента можно (в согласии с положениями ДЕППК) легко определять получаемую экономии топлива на энергоснабжение: $(1 - k_{СЭ}^T) \cdot 100\%$, а также и оптимальный состав оборудования СЭ, его мощность и режимы работы, в том числе оптимальную степень централизации теплофикации (распределённой генерации): $k_{СЭ}^T \rightarrow \min$.

Следует отметить, что согласно данному методу снижение удельных топливных издержек происходит в той же пропорции что и общего расхода топлива на ТЭЦ или СЭ (см. табл. 2, [12]), в чём его несомненный плюс — это единственный обладающий таким свойством метод. Ведь не опровергается же, что в варианте V (см. табл. 2, [12]) достигается наименьший расход топлива на энергоснабжение. Необходимо подчеркнуть, что при этом электрический КПД ТЭЦ (паротурбинной!) достигает 74,4 %. Если же на тепло отнеси большее количество топлива, то КПД будет ещё выше!

По другим методам (кроме «физического») может получиться так, что одна ТЭЦ (или СЭ) имеет меньшие топливные удельные издержки на отпуск тепла, а другая — на отпуск электроэнергии и как их в этом случае сравнивать? Какая эффективнее? По данному же методу этого не может быть в принципе.

6.

ТЭЦ позволяют экономить значительное количество топлива и их неэффективность в настоящее время обусловлена действующими правилами оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ). Так, электроэнергия многих ТЭЦ (или её основная доля) вообще не выходит за пределы города физически. Формально же (на бумаге) считается, что она побывала где-то на ОРЭМ и вернулась обратно, соответственно на неё «накручивается» сетевая надбавка и она становится дорогой. Хотя на самом деле подавалась потребителю «через дорогу». Это нонсенс! Для повышения конкурентоспособности ТЭЦ и разворачивания вспять процесса «котельнизации» страны необходима реорганизация системы функционирования электроэнергетики (см. ниже).

7.

Эффективность ПГУ-ТЭЦ с высокой выработкой электроэнергии на тепловом потреблении вызывает сомнения (не гово-

ря уже о том, что они не в состоянии использовать природный газ по высшей теплоте сгорания). Соотношение электрических и тепловых мощностей ПГУ-ТЭЦ неадекватно климатическим условиям РФ. Так, например, в Москве зимние электрические и тепловые нагрузки соотносятся примерно как 1:3,5 (10 887 МВт:38 570 МВт(т)) [11], поэтому ПГУ приходится дополнять водогрейными котлами, покрывающими базовую отопительную нагрузку [13] (см. табл. 2, [12]).

Должна соблюдаться адекватность структуры и режимов работы оборудования ТЭЦ потребностям потребителей обслуживаемой территории как в разрезе года, так и в разрезе суток, т. е. реализация принципа ориентации энергообеспечения на нужды энергопотребления. Например, только по Москве при дальнейшем развитии ПГУ встречные потоки газа и электроэнергии потребуют дополнительных капиталовложений в энергетическую инфраструктуру на 10 млрд дол. [14]. Причём здесь присутствуют проблемы как ввода (зимой), так и вывода мощности (летом) [15], поэтому необходимо развитие внутренних (городских) эффективных мощностей на газе с оптимизацией их структуры по минимуму перетоков электроэнергии через границы города.

Так, электроэнергия ТЭЦ рентабельна для потребителей своего региона и теряет экономический смысл из-за многократно возрастающих потерь при передаче электроэнергии в другие регионы, в том числе вследствие многократного преобразования в повышающих и понижающих трансформаторах. В общем-то, нет смысла доставлять топливо в город, там его сжигать на ТЭЦ (особенно в неэкономичном конденсационном режиме), а электроэнергию выводить вовне. Это нерационально как экономически (дополнительные капиталовложения в транспортную и электрическую инфраструктуру, эксплуатационные издержки), так и экологически (дополнительные выбросы в черте города, в том числе водяных паров). Уже сейчас выработка электроэнергии на ТЭЦ, как правило, на 30 – 40 % избыточна по отношению к городскому спросу, причём происходит это при использовании паротурбинных установок (ПТУ) — если же вместо них поставить паргазовые блоки, то потоки энергии в обоих (встречных) направлениях возрастут многократно с соответствующим ухудшением экологической обстановки в городах и увеличением издержек. Поэтому становится актуальным вопрос о способе выбора мощности и оборудования ТЭЦ не по спросу на тепло, а по графику электропотребления населённого пункта с максимальным вписыванием в него теплофикационной выработки ТЭЦ. «При работе ТЭЦ вне электрической системы (на изолированный район) электрическую и тепловую мощность следует выбирать, ориентируясь в равной мере и на электрический и на тепловой графики нагрузки» [16]. Однако представляется, что данный принцип следует применять ко всем ТЭЦ (СЭ): современные технологии позволяют осуще-

ствлять комбинированное энергоснабжение и относительно некрупных населённых пунктов, чем достигается существенная экономия топлива.

Поэтому увеличивать выработку электроэнергии посредством ПГУ-ТЭЦ на базе существующих тепловых нагрузок вообще (по стране) нецелесообразно — нужно рассматривать конкретный населённый пункт и оценивать: возможно, электроэнергия в нём и так достаточно.

Кстати, в 2009 г. производство и потребление электроэнергии в столице сравнялось, а её переток за границы города был равен нулю. Этот результат квалифицируется как значительное достижение проводимой энергетической политики правительства Москвы [17, 18]. Представляется, что данный опыт необходимо взять на вооружение всем муниципалитетам, по крайней мере, крупных и средних городов РФ, обеспеченных поставками природного газа.

8.

К сожалению, мимо внимания рецензента прошло то новое, что предлагается. В частности, метод оценки СЭ в целом, из которого вытекают следствия:

1) в климатических условиях Москвы (и тем более России в целом) не требуются высокие КПД энергоустановок ТЭЦ. При слишком высокой выработке электроэнергии на тепловом потреблении (как, например, в бинарной ПГУ) придётся либо дополнять ПГУ котельной установкой (как рассмотрено в статье) либо выводить излишки электроэнергии из населённого пункта, что нецелесообразно: сначала вводить в населённый пункт излишек топлива, а затем выводить электроэнергию. Это нерационально как экономически (дополнительные затраты на вводящую и выводящую энергию инфраструктуру), так и экологически: дополнительные выбросы, в том числе водяных паров в черте населённого пункта. Такие станции рациональны только для предприятий с высоким электропотреблением, возле которых они и должны ставиться, а не собирать электроэнергию для предприятия со всего города с соответствующими потерями и затратами.

2) бинарные ПГУ, которые в настоящее время считаются чуть ли не панацеей и единственными установками для энергетики, в том числе и для ТЭЦ, не являются оптимальными для условий России, тем более что мы не умеем производить крупные ГТУ. В то время как паротурбинные станции превосходят ПГУ по многим параметрам. Так, они производятся на отечественных предприятиях, поэтому их применение на ТЭЦ не снижает энергобезопасности страны, что особенно актуально в свете последних событий в мире;

3) турбины противодавления намного долговечнее ГТУ (а также и ПГУ их содержащих): в США «возраст» ПТУ-электростанций выше, чем в России и считается нормальным срок службы до 80 лет (насколько я знаю, средний возраст электростанций в РФ в настоящее время составляет около 40 лет). Причём есть ПТУ,

функционирующие более 100 (!) лет, что подтверждает их исключительную долговечность. Ещё выше он будет для турбин противодавления, поскольку здесь просто нечему ломаться — основные проблемы у ПТУ связаны с последними длинными лопатками турбин, которых у турбины противодавления нет;

3) ПТУ противодавления дешевле и компактнее, чем ПГУ, поэтому эффективны и при малых мощностях, поскольку не имеют охлаждающих устройств (градирен) и соответствующих систем водоснабжения и водоподготовки. Кстати, в самые холодные дни, когда требуется много тепла для отопления зданий, эти самые градирни требуют максимум тепла, чтобы они сами не «разморозились», т. е. возрастает теплотребление собственных нужд в самый неподходящий момент;

4) ремонтпригодность (ввиду крайней простоты конструкции): ПТУ можно ремонтировать прямо на станции (заменной деталей или напылением покрытий, электрообработкой и т. д.). В то время как при серьёзных авариях и на капитальный ремонт ГТУ нужно отвезти на завод-изготовитель или в специальный сервисный центр. Цена сервисного обслуживания ГТУ, особенно импортных, зачастую превышает его стоимость;

5) благодаря простоте конструкции (не сравнимой с ГТУ) обслуживание ПТУ требует менее квалифицированного персонала, выше также коэффициент готовности. К тому же ПТУ — это хорошо отработанное и освоенное персоналом оборудование. А поскольку существует дефицит молодых, но грамотных специалистов, то переучивать тех, кто есть будет затруднительно. По крайней мере, даже небольшие турбины противодавления, установленные на источниках тепла, в случае аварийного разрыва связи с электроэнергетической системой (ЭЭС), смогут обеспечить электроснабжение сетевых насосов систем централизованного теплоснабжения, предотвратив тем самым их возможную «разморозку».

9.

В статье вводится несколько коэффициентов $k_{CЭ}^T$, $k_{CЭ}^F$, $k_{CЭ}^{CO_2}$, которые характеризуют топливную, экономическую и экологическую эффективность СЭ в целом. Модернизация СЭ должна вестись в направлении снижения этих коэффициентов: $k_{CЭ} \rightarrow \min$.

1) Если какое-либо мероприятие ведёт к наибольшему снижению $k_{CЭ}^T$ на единицу инвестиции, то это мероприятие наилучшее с точки зрения экономики топлива. Таким образом, все мероприятия можно проранжировать по их эффективности.

2) Можно также все мероприятия проранжировать по их эффективности с точки зрения снижения экономических издержек на единицу инвестиций: $k_{CЭ}^F \rightarrow \min$. Реальное разнесение затрат (определение себестоимости каждого продукта) поможет сформировать эко-

номически обоснованные тарифы на тепло [10].

Аналогично можно поступить и с выбросами CO_2 , другими «вредностями» и потребляемыми ресурсами (а не только с топливом) [2].

Также хочу подчеркнуть, что в статье вводится интегральный коэффициент $k_{CЭ}^{\Sigma}$, который позволяет учитывать в одном показателе экономическую, топливную (ресурсную [2]) и экологическую (выбросы [2]) эффективность СЭ. Такой показатель позволяет уйти от нахождения трёх разных оптимальных решений (по минимальным экономическим, топливным и экологическим издержкам), а затем их каким-то образом совмещать.

Здесь все три показателя заменяются одним оптимизируемым $k_{CЭ}^{\Sigma} \rightarrow \min$. Тогда СЭ будет по оптимальной траектории приближаться к наибольшей эффективности с высокими экономическими, топливными и экологическими показателями, включая оптимальную степень развития распределённой генерации на базе мини-ТЭЦ, за которое ратует рецензент.

Коэффициенты φ_T , φ_F , φ_{CO_2} отражают относительную важность аспектов деятельности для каждого пользователя: где-то это будет экономика, а в другом случае — экология или топливо. Соответственно выставляются их весовые коэффициенты.

Причём оценивается именно СЭ в целом, поскольку вводимая в эту СЭ энергия учитывается соответствующими фиктивными источниками энергии, что даёт возможность рассчитывать удельные издержки, топливные затраты и выбросы целиком по ТЭК РФ, также при проведении мероприятий определяется экономия топлива, издержек и выбросов по ТЭК в целом.

Выводы

1) Любое разделение топливных затрат является условным кроме, возможно, «физического». Однако практика показала порочность применения последнего для расчётов как тарифов так и топливной эффективности. К примерно аналогичным результатам ведёт и применение ныне внедряемого «метода альтернативной котельной» ввиду их схожести с той лишь разницей, что формирование тарифов рассматривается не в топливном, а в экономическом разрезе;

2) нормативный (пропорциональный) метод, который является некоторой модификацией «физического», поскольку разносит топливные затраты в зависимости от показателей раздельной схемы энергоснабжения, как для разнесения топливных издержек, так и общих придуман не мной (в статье есть ссылки). Он лишь модифицирован и обобщён;

3) разнесение топливных издержек используется лишь для оценки топливной эффективности ТЭЦ или СЭ, но не для формирования тарифов. Метод согласуется с Директивой Европейского парламента по продвижению когенерации.

Данный метод позволяет определить процентное превосходство (или ущербность) одной ТЭЦ или СЭ по отношению к другим (см. табл. 2, [12]) по топливной эффективности, а также позволяет сравнивать различные варианты реализации и развития одной ТЭЦ или СЭ;

4) для оценки экономической эффективности ТЭЦ или СЭ и формирования тарифов используется разнесение общих издержек. Данный метод позволяет определить процентное превосходство (или ущербность) одной ТЭЦ или СЭ по сравнению с другими по экономической эффективности, а также даёт возможность сравнивать различные варианты реализации и развития одной ТЭЦ или СЭ. При этом *определяются себестоимости производимых (доставляемых) продуктов (что ранее считалось невозможным в реальных рыночных условиях)*, на основе чего можно формировать экономически обоснованные тарифы на поставляемую энергию;

5) нормативный (пропорциональный) метод также применим и для разнесения выбросов CO₂ по поставляемым энергетическим продуктам, чего раньше не было. Данный метод позволяет определить процентное превосходство (или ущербность) одной ТЭЦ или СЭ над другими по экологической эффективности в части выбросов CO₂, а также даёт возможность сравнивать различные варианты реализации и развития одной ТЭЦ или СЭ;

6) предлагаемые методы применимы к ТЭЦ и СЭ с любым оборудованием. Так, в статье показано преимущество схемы ПТУ + СУТВП перед ПГУ по топливной эффективности;

7) предлагаемые методы применимы к СЭ в целом с учётом: 1) импортируемой энергии в виде электроэнергии и топлива, что даёт возможность оценивать эффективность СЭ с точки зрения ТЭК РФ в целом; 2) характеристик тепло-транспортных систем и электрических сетей, если все потребители, например здания, снабжены соответствующими (домовыми) приборами учёта. Поскольку в современных российских реалиях в сетях потери энергии велики, то показатели ТЭЦ и СЭ значительно ухудшатся.

Практическое применение предлагаемых подходов оценки эффективности энергоснабжения потребителей может способствовать достижению заданных целевых показателей повышения энергоэффективности экономики РФ с минимальными объёмами инвестиций, при этом в энергетике (ТЭК), прежде всего, путём активного развития когенерации на природном газе. Широкомасштабное преобразование ТЭЦ и котельных к предлагаемым схемам можно осуществить путём реализации менее затратной, чем ныне планируемая, но более эффективной постепенной модернизации электроэнергетики с плавным наращиванием генерирующего потенциала на основе широкомасштабного развития теплофикации и отечественного оборудования. Последнее особенно важно в свете последних событий в мире: обострение геополити-

ческой ситуации угрожает санкциями РФ, что может критически сказаться на энергобезопасности страны в части поставок запчастей к импортным энергоустановкам и проведения их ремонта.

Важность нахождения удельных затрат топлива на энергоснабжение определяется также тем, что это будет способствовать разработке адекватных правил работы ОРЭМ и организации функционирования электроэнергетики и систем энергоснабжения в целом, стимулирующих снижение удельных затрат топлива и, следовательно, развитие ТЭЦ и снижение энергоёмкости экономики. Необходимо учитывать, что до 80 % себестоимости электроэнергии ТЭС приходится на топливо, т. е. топливная эффективность тесно связана с экономической эффективностью энергоснабжения, от уровня которой во многом зависят конкурентоспособность продукции отечественных промышленных предприятий и уровень социальной напряжённости. Развитие электроэнергетики с упором на развитие ТЭЦ предполагает ориентацию на тепловые нагрузки и, следовательно, тесную увязку с развитием территорий, так как ни производств, ни жилья не бывает без теплопотребления в климатических условиях РФ. Таким образом, будет стимулироваться развитие локальной (в т. ч. распределённой) генерации энергии в русле современных мировых тенденций развития энергетики.

По мнению многих специалистов, форма электроэнергетики провалилась (о чём свидетельствует, в частности, постоянный рост цен, а также низкий темп снижения удельных расходов топлива на выработку электроэнергии) и необходим возврат к некоторым элементам вертикальной интеграции в отрасли [19 – 21]. Так, ТЭЦ обслуживают местных потребителей и их участие в ОРЭМ нецелесообразно, они требуют особого отношения, так как производство тепла и электроэнергии на них — технологически связанные процессы. Поэтому необходимы либо перевод ТЭЦ на розничные рынки электроэнергии либо включение их в вертикально-интегрированные компании городов, осуществляющих электро- и теплоснабжение [18]. Второе предпочтительнее, поскольку, во-первых, не требуется организации рынка тепла (что противоречит созданию единых теплоснабжающих организаций) и, во-вторых, возможный эффект от конкуренции на розничных рынках заведомо ниже затрат на их организацию и функционирование [22]. При этом город будет заинтересован в развитии ТЭЦ, поскольку необходимые тепло и электроэнергия извне дороже, чем от своих внутренних ТЭЦ. Соответственно отпадает необходимость в таком нерыночном инструменте [19] как договор поставки мощности (ДПМ).

В соответствии с изложенным в области организации функционирования электроэнергетики и энергоснабжения в целом необходимо восстановление вертикально-интегрированных региональных

энергокомпаний, обеспечивающих электро- и теплоснабжение:

1. Рациональным направлением совершенствования энергоснабжения на современном этапе развития электроэнергетики как жизнеобеспечивающей отрасли экономики и общества РФ должно быть формирование системы муниципальной (локальной) энергетики на местном уровне. Всё энергетическое хозяйство населённых пунктов, включая тепловые и электрические сети, нужно постепенно передавать под контроль муниципалитетам. Здесь возможно использование опыта создания единых теплоснабжающих организаций (ЕТО), причём последние войдут в создаваемую структуру как составная часть.

2. Создаваемые вертикально-интегрированные компании могут формироваться как ОАО с соответствующим разделением акций исходя из существующего состояния распределения собственности по объединяемым энергетическим объектам (как правило, муниципалитеты владеют их частью). Это позволит сократить долю управленческого персонала, снизить транзакционные издержки, повысить управляемость и надёжность созданной единой системы энергоснабжения города (района), развивать современные технологии («smart grid», MultiNet и др.) и т. д., что в настоящее время в условиях существующей чересполосицы собственности невозможно.

3. Путём привлечения потребителей как соинвесторов в проекты модернизации энергетической инфраструктуры (включая плату за присоединение) с выделением им соответствующих долей в акциях создаваемых или модернизируемых материальных объектов (или ОАО в целом). Созданное ОАО будет постепенно преобразовываться в «народное» с публичной собственностью. Со временем по организации энергоснабжения можно даже превзойти скандинавские страны, где только лишь теплоснабжающие системы содержатся коммунами, сообществами потребителей, причём бесприбыльно. Это повысит заинтересованность потребителей в модернизации систем энергоснабжения и возможность содействия в их нормальном функционировании (без завышения тарифов и извлечения сверхприбылей, вывода средств).

Таким образом, каждый город может проводить независимую техническую и экономическую (ценовую) энергетическую политику, устанавливая свои тарифы на поставляемую энергию, как это происходит в американских штатах и странах Евросоюза, объединённых на общие (соответственно США и ЕС) рынки электроэнергии. Одновременно муниципалитеты и управляющие компании будут нести полную ответственность за её последствия без ссылок на сетевые, генерирующие и сбытовые компании, Федеральную службу по тарифам (ФСТ), Минэнерго и т. д. К этому процессу возможно также привлечение потребителей как соинвесторов в проекты модернизации ЖКХ с выделением им соответствую-

ющих долей в акциях создаваемых или модернизируемых материальных объектов, что повысит заинтересованность потребителей в модернизации ЖКХ. При этом, чем больше средств вкладывает потребитель (включая муниципалитет и жителей), тем выше будет его доля в ОАО. Таким образом, будут постепенно вытесняться акционеры, ориентированные на получение прибыли.

Достижимые эффекты:

1) целостность (системность, комплексность) управления и развития Единой системы энергоснабжения города (района);

2) привлечение самого стратегического инвестора — потребителя, который здесь «живёт», никуда не уйдёт и будет настоящим хозяином в отличие от временщиков-УК (управляющих компаний), включая фирм-однодневок. Такая трансформация энергоснабжения лежит в русле современной тенденции в РФ повышения значимости и самодостаточности, полномочий и независимости местного самоуправления. При этом динамика тарифов ЖКХ будет служить одним из главных индикаторов степени компетентности/коррупционности местных властей, их заинтересованности в развитии местной экономики в глазах населения (электратора), поскольку энергетика — инфраструктурная, базовая отрасль, а ведь «Нулевая рентабельность всего промежуточного производства — такова суть вертикальной интеграции», необходимой для неоиндустриализации и развития экономики России [23];

3) конкретизация ответственности, в том числе за надёжность энергоснабжения;

4) снижение транзакционных издержек и затрат на персонал, главным образом, за счёт управленческого;

5) прозрачность, контроль расходов (включая инвестиции), так как потребители-акционеры (включая жителей) будут иметь доступ к соответствующей информации. Тем самым осуществляется влияние потребителей на местах, а не где-то далеко — в Совете рынка. Без повышения контроля за расходами бессмысленно повышение тарифов, что предполагает ныне внедряемый «метод альтернативной котельной»: «избыток» финансовых средств уйдёт на повышение доходов топ-менеджмента и, в конце концов, окажется в оффшорах;

6) устранение посредников, вывод ЖКУ (и связанных с ними фирм-однодневок) как наиболее непрозрачных структур в экономике РФ и некомпетентных в области энергоснабжения и сбережения в том числе;

7) доступность энергетической инфраструктуры, низкая плата за подключение и использование, так как это в интересах потребителей-акционеров.

Следует подчеркнуть, что предлагаемые преобразования совпадают с современными тенденциями как за рубежом, так и в России. Так, в развитых странах происходит «ремуниципализация» ресурсоснабжающих компаний городов:

от 50 до 100 % их акций принадлежат муниципалитетам и провинциям. Решающими доводами об их возврате были: открытость муниципальных компаний для анализа затрат, компетентное противозатратное регулирование тарифов, контролируемые управленческие расходы, большая заинтересованность в энергосбережении, возможность самостоятельного подбора экспертами муниципалитетов топ-менеджеров, что в комплексе обеспечивает повышенную ответственность за надёжность и эффективность работы [24].

Мэр Москвы Сергей Собянин рассказал, что вместо добросовестных управляющих компаний в городе появились «левые конторы, созданные или крышуемые местными чиновниками, которые плевать хотели на интересы жителей». В итоге в мэрии решили пойти по пути создания госучреждений, эксплуатирующих жилой фонд и поставляющих коммунальные услуги. Как сообщил Собянин, в 80 % случаев жители сами выступают за создание таких государственных организаций, потому что тогда становится понятно, с кого спросить в случае возникновение проблем [25].

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Шавров Э. Н. Отклик на статью С. В. Жаркова «О методах оценки эффективности энергоснабжения и стимулирования снижения энергоёмкости экономики РФ» // Энергетик. 2014. № 3. С. 40 – 44.
2. Жарков С. В. О разделении затрат на отпускаемые ТЭЦ электроэнергию и тепло // Энергия: экономика, техника, экология. 2008. № 6. С. 8 – 16.
3. Попырин Л. С., Денисов В. И., Светлов К. С. О методах распределения затрат на ТЭЦ // Электрические станции. 1989. № 11. С. 20 – 25.
4. Раяк М. Б. Современные генераторы тепла для отопления и горячего водоснабжения // Сантехника. 2014. № 3. С. 24 – 29.
5. Алексанов А. П. Распределение топливных затрат на энергию, отпускаемую к ТЭЦ // Энергетик. 1995. № 1. С. 7 – 8.
6. Семенов В. Г. Анализ возможности работы ТЭЦ на рынке электрической энергии // Новости теплоснабжения. 2002. № 12. С. 45 – 47.
7. Малафеев В. А., Смирнов И. А., Хараим А. А., Хрилев Л. С., Лившиц И. М. Формирование тарифов на ТЭЦ в рыночных условиях // Теплоэнергетика. 2003. № 4. С. 55 – 63.
8. Хараим А. А. Как рассчитать тарифы на электрическую и тепловую энергию, произведённые на ТЭЦ, не прибегая к делению топлива? // Новости теплоснабжения. 2013. № 11.
9. Гительман Л. Д., Ратников Б. Е. Энергетический бизнес: учебник. 3-е изд., перераб. и доп. — М.: Изд-во «Дело» АНХ, 2008. — 416 с.
10. Жарков С. В. К вопросу о разделении затрат на ТЭЦ // Энергорынок. 2009. № 12. С. 55 – 57.

11. Жарков С. В. О методах оценки и резервах эффективности энергоснабжения // Энергетик. 2010. № 6. С. 16 – 19.

12. Жарков С. В. О методах оценки эффективности энергоснабжения и стимулирования снижения энергоёмкости экономики РФ // Энергетик. 2014. № 3. С. 34 – 40.

13. Батенин В. М., Зейгарник Ю. А., Масленников В. М., Шехтер Ю. Л., Ротин А. Г. Применение ПГУ на ТЭЦ // Теплоэнергетика. 2008. № 12. С. 39 – 43.

14. Кудрявый В. Экспертное заключение // Мирная энергетика. 2008. № 9. С. 42 – 43.

15. Фортон В. Е., Шейндлин А. Е., Колсов А. Я., Кучеров Ю. Н., Нечаев В. В., Шевченко И. С. О ходе реализации концепции технического перевооружения энергетического хозяйства Москвы и Московской области и задачи на будущее // Электрические станции. 2007. № 11. С. 10 – 22.

16. Мелентьев Л. А. Избранные труды. Научные основы теплофикации и энергоснабжения городов и промышленных предприятий. — М.: Наука, 1993. — 364 с.

17. Громов Б. Н. Теплоснабжение Москвы в свете энергетической стратегии города // Энергосбережение. 2011. № 1. С. 52 – 56

18. Стенников В. А., Жарков С. В. О направлении повышения эффективности энергоснабжения // Энергетик. 2012. № 10. С. 2 – 6.

19. Сабирзанов А. Конкуренция в энергетике: мифы и реальность // Энергетика и промышленность России. 2014. № 10. С. 20.

20. Волкова И., Клесник В. Как сделать будущее янтарного края светлым? // Энергорынок. 2013. № 6. С. 37 – 40.

21. Нигматуллин Б. Не гоните народ на баррикады // Эксперт. 2013. № 16. С. 38 – 45.

22. Воропай Н. И., Беляев Л. С., Большаков И. С., Подковальников С. В. Проблемы электроэнергетических рынков в России и возможные пути их решения: оценка состояния рынка электроэнергии и пути его совершенствования // Энергетик. 2013. № 5. С. 24 – 33.

23. Губанов С. С. Неоиндустриализация плюс вертикальная интеграция (формула развития России) // Экономист. 2008. № 9. С. 3 – 27.

24. Зарубежный опыт повышения эффективности инфраструктур // Энергетика и промышленность России. 2014. № 2 (11). С. 6.

25. Коммунальные реформы ведут в тупик // Независимая газета. 27.11.2013. <http://finance.rambler.ru/news/analytics/138157298.html>

С. В. ЖАРКОВ,
канд. техн. наук,
ИСЭМ СО РАН
zharkov@isem.sei.irk.ru