

УПРАВЛЕНИЕ КОНКУРЕНТОСПОСОБНОСТЬЮ ТЕПЛОЭЛЕКТРОЦЕНТРАЛЕЙ

В статье отражена авторская позиция в отношении иерархии элементов системы управления конкурентоспособностью предприятий. Проанализированы ключевые факторы конкурентоспособности теплоэлектроцентралей (ТЭЦ) на рынках энергии. Предложена модель управления конкурентоспособностью ТЭЦ.

Ключевые слова: конкуренция, конкурентоспособность, рынки тепловой и электрической энергии, ТЭЦ, комбинированное энергоснабжение, конкурентные преимущества, конкурентная позиция, конкурентная стратегия, маркетинг, тарифная политика.

Современная система теплоснабжения, основанная на совместном производстве электроэнергии и тепла, более чем за сто лет функционирования доказала свою эффективность: на ТЭЦ страны в экономичном теплофикационном режиме вырабатывается 71 % общего объема тепла [3]. Согласно Энергетической стратегии России на период до 2030 г. (далее – ЭС-2030) достижение прогнозируемого развития теплоснабжения возможно только при формировании и совершенствовании конкурентных рынков тепловой и электрической энергии [16].

Система управления конкурентоспособностью предприятия

Еще в XX в. с развитием и усложнением экономических отношений, появлением крупных промышленных предприятий в теории конкуренции появились и ста-

ли активно исследоваться понятия «конкурентоспособность», «конкурентная позиция», «конкурентные преимущества», «конкурентная стратегия».

Существует множество определений конкурентоспособности предприятия, однако базируются они на теории конкурентного преимущества, разработанной М. Портером, в соответствии с которой конкурентоспособность фирмы может быть оценена только в рамках группы фирм, относящихся к одной отрасли, либо фирм, выпускающих товары-субституты [8].

Зарубежные ученые рассматривают «конкурентоспособность» в аспекте понятий «конкурентная позиция» или «конкурентное преимущество». Данный подход, по мнению автора, имеет ряд ограничений, т. к. «конкурентная позиция» всего лишь характеризует занимаемое предприятием положение на рынке относительно его конкурентов [8, 10, 12] и не принимает во внимание другие аспекты его деятельности. «Конкурентное преимущество», в свою очередь, является следствием более выгодной рыночной (конкурентной) позиции, а значит, тоже более узким специ-

¹ Зорина Яна Олеговна – ассистент кафедры экономики и права Института по переподготовке и повышению квалификации преподавателей гуманитарных и социальных наук Уральского федерального университета имени первого Президента России Б.Н. Ельцина; e-mail: economics.usu@gmail.com.

ализированным понятием, хотя и непосредственно взаимосвязанным с конкурентоспособностью.

В современной отечественной литературе встречается подобная точка зрения [10], согласно которой «конкурентоспособность» приравнивается к понятию «конкурентные преимущества». С точки зрения автора, данные термины несут в себе совершенно разную смысловую нагрузку. Конкурентное преимущество – активатор системы, ее развития, это фактор позитивного воздействия на систему, который следует поддерживать или усиливать. А вот способность эффективно использовать эти конкурентные преимущества с определенной целью по сравнению с аналогичными объектами на данном рынке и будет являться ключевой характеристикой понятия «конкурентоспособность».

Необходимо отметить, что в вопросах оценки конкурентоспособности продукции на сегодняшний день достигнуты определенные успехи, разработаны вполне приемлемые методики оценки конкурентоспособности идентичных товаров и услуг. Сложнее дело обстоит с оценкой конкурентоспособности предприятий. Несмотря на то, что определенные шаги в этом направлении предпринимались и предпринимаются, в работах отечественных авторов по вопросам обеспечения конкурентоспособности предприятий не выработано единого подхода [например: 8, 9, 10, 13], в большинстве своем исследования носят фрагментальный характер, не затрагивают некоторые важные методические и практические аспекты конкурентоспособности. В свою очередь, труды западных авторов написаны применительно к условиям стабильной рыночной экономики и не учитывают проблем адаптации отечественных предприятий к нестабильным условиям функционирования.

В тепло- и электроэнергетике подобным проблемам также не уделялось должного внимания, поэтому в настоящее время отсутствует отраслевой методический аппарат, позволяющий оценивать конкурентоспособность энергопредприятий, в частности, теплоэлектроцентралей, производящих комбинированную энергию. До настоящего времени проблемы с работой ТЭЦ на местных рынках тепла учитывались формально, без анализа рыночных условий функционирования тепло- и электроэнергетических систем. При этом методическая база тарификации электрической и тепловой энергии, вырабатываемой на ТЭЦ, практически отсутствует.

Автор предлагает впервые раскрыть основные понятия системы управления конкурентоспособностью предприятия в системе иерархии, которая изображена на рис. 1, где имеющие более узкую направленность определения лежат в основе других, более обширных категорий, и формализовать их через управленческую модель конкурентоспособности ТЭЦ.

Из рис. 1 видно, что конкурентоспособность предприятия динамична (ее можно формировать, изменять), а управление конкурентоспособностью должно осуществляться не только в краткосрочном аспекте (тактическое управление), но и на долгосрочный период (стратегическое управление).

В основе системы управления конкурентоспособностью предприятия лежит управление факторами конкурентоспособности предприятия с целью обеспечения высокого уровня конкурентоспособности (т. н. система обеспечения/формирования конкурентоспособности предприятия).

Факторы конкурентоспособности предприятия – это явления и процессы его производственно-хозяйственной деятельности и социально-экономической

жизни общества, которые вызывают изменение уровня конкурентоспособности самого предприятия. Изменяя характер проявления факторов конкурентоспособности, организация может управлять уровнем своей конкурентоспособности, улучшая при этом конкурентную позицию на рынке [9].

Таким образом, существуют две основные группы факторов конкурентоспособности предприятия, которые и будут определять выбор его конкурентной стратегии:

- 1) привлекательность отрасли с точки зрения долгосрочной прибыльности, а также факторы, которые ее определяют;
 - 2) факторы, определяющие относительную конкурентную позицию предприятия внутри отрасли [8].
- Исходя из этого, ограничиваясь рам-

ками данной статьи, автор далее анализирует факторы конкурентоспособности теплоэлектроцентралей России. Первая группа факторов характеризуется перспективами развития конкуренции на российских рынках тепловой и электрической энергии, а вторую группу факторов определяет оценка конкурентной позиции ТЭЦ на рынках энергии.

Развитие конкуренции на рынках тепло- и электроэнергетики России

Начавшееся в 2000 г. активное реформирование электроэнергетики России за несколько лет привело к коренным изменениям хозяйственной структуры отрасли, идеологии ценообразования, принципов управления энергокомпаниями. В отличие от прошлой, административно-командной системы управления, сейчас в энергетике существует как межотраслевая, так и вну-

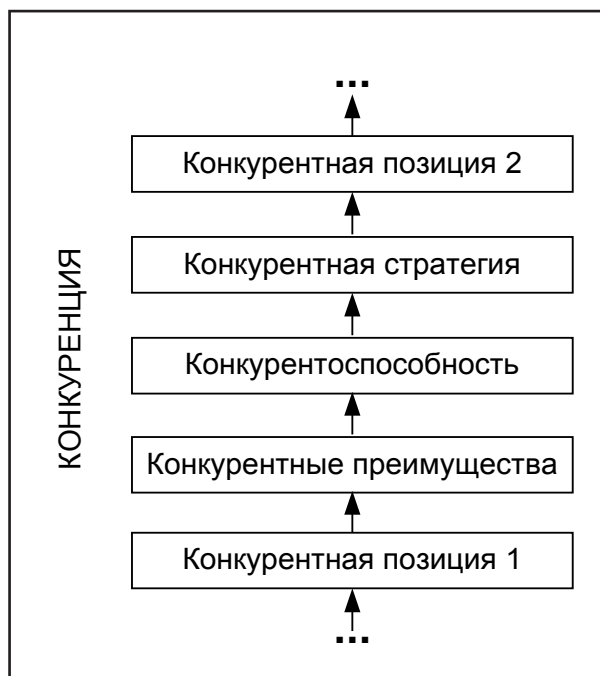


Рис. 1. Иерархия понятий системы управления конкурентоспособностью предприятия (авторский подход)

триотраслевая конкуренция, происходит либерализация рынка электроэнергии, устраняются избыточные административные барьеры в деятельности энергетических компаний.

Межотраслевая конкуренция в энергетике проявляется в том, что энергоемкие потребители создают собственные источники электро- и теплоснабжения (конкуренция со стороны потребителя энергии), а также в том, что в тепловых процессах электроэнергия как энергоноситель уже испытывает конкуренцию со стороны других естественных монополий (например, со стороны ОАО «Газпром»).

Внутриотраслевая конкуренция возникает между поставщиками с Федерального оптового рынка энергии и мощности (ФОРЭМ) и соответствующей энергоснабжающей организацией, а также на региональном рынке энергии между ТЭЦ и децентрализованными источниками энергии.

Между тем принятие Федерального закона «Об электроэнергетике» в 2003 г., положившего начало реструктуризации электроэнергетической отрасли с целью создания новой системы организации торговли электроэнергией на конкурентной основе, не определило правового регулирования отношений по комбинированной выработке тепловой и электрической энергии [7].

Стратегия реформирования российской энергетики показала направленность на преобразования в ее электроэнергетической компоненте, вопросы же практического функционирования рынка тепла являются слабо разработанными даже в концептуально-методологическом аспекте. Хотя конкуренция в большей степени уже присутствует и в сфере теплоснабжения (что выражается в поддержке индивидуальной выработки тепла, децентрализации и диверсификации теплоснабжения), с точки зрения законодательства до сих пор не обозначены принципы построе-

ния договорных отношений между субъектами теплоснабжения, невозможно определить долгосрочную потребность в тепловых мощностях, не сформирована система организации коммерческого учета тепла. Прогнозы по данному вопросу неутешительны: согласно ЭС-2030 только в период с 2013 по 2022 г. будет сформирован рынок тепловой энергии и упорядочены взаимоотношения между его участниками [16].

До сих пор единственным серьезным шагом к внедрению действительно конкурентных отношений является поэтапное увеличение объема нерегулируемой спотовой торговли на оптовом рынке. Распространение конкуренции на новые сегменты – долгосрочный рынок мощности и рынок системных услуг – последовательно смещается во времени из-за чрезвычайной сложности и сомнительной эффективности предлагаемых рыночных конструкций. Также нет принципиальных решений относительно долгосрочных свободных договоров, по которым на дерегулированных рынках происходит основной объем сделок по поставкам энергии и мощности. В отсутствие производных инструментов участники рынка лишены возможности хеджирования рыночных и инвестиционных рисков [5].

Рынок «на сутки вперед» (РСВ) представляет собой ограниченную конкуренцию. Существующая здесь ситуация с предложением электроэнергии и мощности, с количеством участников, с уровнем их взаимного влияния может быть охарактеризована как скоординированная олигополия [11]. В ряде теоретических работ [14, 15] показано, что в современной российской энергетике – с учетом ее структуры генерирующих мощностей и ограниченной топологии сети – другой вариант начальных этапов развития рынка практически невозможен.

Анализ информации о располагаемой генерирующими компаниями установленной мощности – как в ценовых зонах, так и в разрезе зон свободного перетока (ЗСП) – подтверждает это теоретическое предположение, характеризуя объем предложения на рынках энергии.

В работе А. Трачука [11] приведены результаты расчета рыночной концентрации субъектов генерации на основе данных за 2008 г. о совокупной установленной мощности энергопредприятий в ценовых зонах оптового рынка и зонах свободного перетока. В основе методики расчета лежит индекс Херфиндала – Хиршмана (ННІ), **основное преимущество** которого – способность отображать информацию о рыночной силе отдельных компаний и отражать уровень отраслевой концентрации субъектов в целом [9]. ННІ принимает значения от 0 (в случае идеальной конкуренции) до 1 (что соответствует монополии).

Для расчета в каждой ЗСП были установлены доли представленных в этой зоне мощностей, принадлежащих различным собственникам. По данным каждой зоны для всех ЗСП были исчислены значения ННІ.

Известно, что рынок считается высококонцентрированным при величине ННІ более 18 % [9]. Результаты расчетов [11] показали, что все ЗСП отличаются высокой концентрацией, кроме одной ЗСП. На практике это означает, что фактически с учетом задаваемых Системным оператором Единой энергосистемы страны (ЕЭС) режимов ценовые стратегии генерирующих компаний оказываются жестко взаимосвязанными, и поэтому конкуренция на РСВ – весьма условна, а ценовые сигналы – малопригодны для формирования субъектами своей инвестиционной политики.

Анализируя спрос на рынках энергии, необходимо отметить, что на сегодняшний день в этом сегменте практиче-

ски отсутствует конкуренция. Около 50 % от общего количества покупателей на оптовом рынке электрической энергии и мощности (ОРЭМ) составляют гарантирующие поставщики (ГП). В совокупном объеме спроса их доля может достигать и 80 %; примерно 15 % — крупные конечные потребители; 35 % — энергосбытовые компании, не получившие статус ГП.

В работе А. Трачука [11] также представлены результаты расчета рыночной концентрации покупателей. При этом привлекались данные только о пиках потребления мощности в 2008 г., анализ данных об объемах потребления электроэнергии дает такой же результат. Исходя из данного исследования следует, что во многих ЗСП уровень рыночной концентрации покупателей высок — они, как правило, представлены одной-двумя крупными бытовыми компаниями (выделенными из местных АО-энерго в ходе их реструктуризации), обладающими существенными долями рынка и снабжающими соответствующие субъекты РФ, а также рядом более мелких участников ОРЭМ.

Кроме того, содействуют сокращению конкурентного спроса финансовая слабость бытов, обязанность гарантирующих поставщиков подавать на РСВ ценопринимающие заявки и ограничения, обусловленные статусом ГП. Это повышает вероятность шагов участников рынка в направлении увеличения рыночной концентрации.

Необходимо учитывать, что заметно влияет на рыночную концентрацию в отдельных ЗСП наличие особых субъектов рынка, образованных в результате процессов консолидации активов, – компаний (групп), владеющих одновременно генерацией и сбытом энергии, в некоторых – и поставкой топлива. Объединенные группы имеют больше возможностей манипулирования рынком, что снижает общий конкурентный потенциал ОРЭМ.

Исходя из вышесказанного автор считает, что в целях усиления конкуренции на рынках энергии следует:

- расширять доступ покупателей на оптовый рынок и облегчать процедуру их перехода от одной сбытовой компании к другой;
- антимонопольным органам при согласовании сделок, связанных с вертикальной интеграцией активов, учитывать не только изменение рыночной концентрации, например, генерирующих компаний (объема предложения), но и то, в какой мере это отразится на концентрации спроса.

Новые условия функционирования энергетики обуславливают применение все более актуального для этой отрасли маркетингового подхода к управлению энергопредприятиями, представляющего собой переход от режима пассивного покрытия региональной потребности в энергии и мощности к режиму активного воздействия на этот спрос. Однако маркетинг в энергетике имеет ряд особенностей, обусловленных как спецификой отрасли, так и характерными признаками маркетинга услуг.

1. Основная особенность – производство энергии неразрывно связано с ее потреблением, что создает проблему рационального использования генерирующей мощности. Развитие производственных мощностей в соответствии с ростом спроса на энергию – обязательная функция любой региональной энергокомпании. Вследствие неравномерности энергопотребления энергокомпания экономически заинтересована не в максимальном, а в оптимальном производстве энергии. В результате рыночные отношения в энергетике основываются на продаже не столько энергии, сколько мощности, т. е. права присоединения потребителя к сети.

2. Ввиду однородности продукции отрасли ценовые факторы (тарифы) в энергетике играют значительно большую роль, чем в других отраслях. Это другая важнейшая отраслевая особенность маркетинга в энергетике. Политическая поддержка реформы электроэнергетики, особенно в условиях кризиса, имеет объективное ограничение – это цена электроэнергии, которую готова и сможет платить экономика. В существующей модели реформирования все риски конкурентной среды (и операционные, и инвестиционные) аккумулируются в конечной стоимости тепло- и электроэнергии.

3. Маркетинг в энергетике служит инструментом обеспечения общественных интересов: он становится социально ответственным, или социально этичным. Однако в обмен на жесткие общественные ограничения он пользуется определенными преимуществами отрасли: стабильным и растущим спросом на продукцию; относительно менее острой конкуренцией в производстве по причине отсутствия продуктовых инноваций; большей гарантией возврата инвестиций; возможностью привлечения широкого круга инвесторов, согласных на более низкие дивиденды при росте курсовой стоимости акций.

Оценка конкурентной позиции ТЭЦ на рынках энергии

Для разработки мероприятий по повышению конкурентоспособности предприятия требуется оценка его конкурентной позиции. Конкурентную позицию теплоэлектроцентралей характеризуют их *конкурентные преимущества* перед другими источниками тепло- и электроэнергии – *конкурентами ТЭЦ* (рис. 2).

На сегодняшний день автор выделяет следующие конкурентные преимущества ТЭЦ.

1. Комбинированное производство тепловой и электрической энергии на городских ТЭЦ позволяет значительно более экономично использовать органическое топливо по сравнению с их отдельным производством. В результате комбинированного производства снижение расхода топлива по сравнению с отдельным производством тепла и электроэнергии на ГРЭС достигает 40 %. При переключении потребителя от ТЭЦ к котельной суммарный перерасход топлива по системе составит порядка 70–84 % [1].

2. Когенерационная тепловая и электрическая энергия – один из наиболее энергетически эффективных (особенно в зимнее время года) и экологически чистых способов производства тепло- и электроэнергии. На крупных теплоэнергетических установках существует возможность организовать экологически чистое сжигание низкосортных видов топлива (например, бурый уголь, торф, твердые бытовые отходы, древесные отходы и др.), что практически неосуществимо в мелких установках. Удале-

ние мощных источников генерации энергии, работающих на органическом топливе, от центров тепловой нагрузки значительно улучшает состояние воздушной среды в городах. Кроме того, золошлаковые отходы при сжигании твердого топлива на ТЭЦ можно использовать в качестве строительных материалов.

3. Централизованные системы теплоснабжения (ЦТС) обычно дешевле, чем индивидуальное теплоснабжение. В городах России уже созданы уникальные по своим размерам ЦТС, охватывающие всю городскую инженерную инфраструктуру и послужившие аналогом для создания систем теплофикации ЦТС во многих развитых странах мира. Децентрализация не только экономически неэффективна, но и угрожает надежности энергоснабжения, что повышает требования к резервам Единой энергосистемы страны.

4. Относительная стабильность на рынке энергоносителей – дополнительное конкурентное преимущество комбинированного производства тепло- и элек-

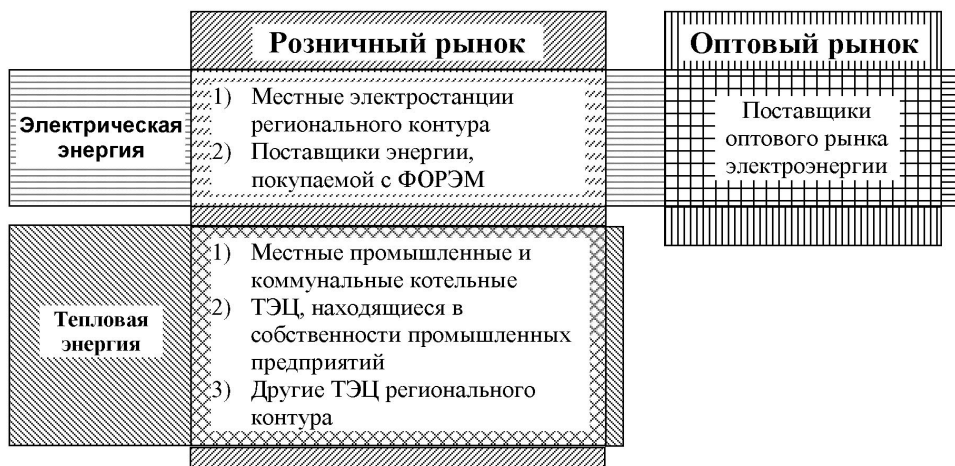


Рис. 2. Анализ конкурентов теплоэлектроцентралей (авторский подход)

троэнергии. Россия занимает первое место в мире по запасам природного газа (23 % мировых запасов) и по объемам его ежегодной добычи, а также удерживает второе место в мире по запасам угля (19 % мировых запасов) и пятое место по объемам его ежегодной добычи (5 % мировой добычи) [16]. Кроме того, ЦТС позволяют довольно быстро менять структуру топлива, используемого для генерации тепловой энергии.

5. Финансирование ТЭЦ стимулирует внедрение эффективных технологий. Существенно повысить эффективность использования газа можно при использовании газотурбинных и парогазовых технологий.

Вместе с тем необходимо отметить, что результаты реализации Энергетической стратегии России на период до 2020 г. (ЭС-2020) в сфере развития теплоснабжения признаются неудовлетворительными [16]. За прошедший период ситуация в указанной сфере ухудшилась, несмотря на принятие целого ряда решений, которые оказались не подкреплены в достаточной степени необходимыми организационными мерами, материально-технической базой и финансовыми средствами.

На сегодняшний день развитие ТЭЦ сталкивается со следующими проблемами, которые можно охарактеризовать как «конкурентные слабости».

1. При использовании паротурбинных технологий, в случае увеличения конденсационной выработки, когда значительная часть отработавшего в турбине пара пропускается в ее конденсатор, а не отбирается для теплоснабжения (например, в летний период), топливная экономичность ТЭЦ существенно падает, а рост себестоимости энергии сводит на нет конкурентные преимущества когенерации. Преодолеть эту проблему можно за счет использования когенерационных энергоисточников, рабо-

тающих на парогазовых и газотурбинных установках [2].

2. Из-за физического износа оборудования на многих ТЭЦ резко снижается экономия, заложенная в принцип комбинированной выработки тепловой и электрической энергии. За прошедший период с начала реализации ЭС-2020 выросли показатели износа основных фондов теплоснабжения (до 65–70 %), коэффициент использования установленной тепловой мощности электростанций снизился до величины, не превышающей 50 %, протяженность тепловых сетей сократилась на 7 % (более чем на 13,5 тыс. км), увеличились потери в тепловых сетях (с 14 до 20 %), а также значительно вырос расход электроэнергии на перекачку теплоносителя (до 40 кВт.ч/Гкал) [16].

3. Отсутствие ресурсов для поддержания инфраструктуры, в свою очередь, приводит к растущим расходам бюджета на устранение последствий аварий, что влечет за собой еще больший рост издержек на теплоснабжение и подрывает финансовую стабильность поставщиков тепла. Однако в отношении рисков ТЭЦ необходимо отметить, что любая генерация имеет потенциальные риски на рынках энергии, и здесь нет исключения для атомной генерации (аварийные сбои, выбросы и т.д.) и гидрогенерации (засушливый год, разрушение плотин, суровая зима).

4. Увеличение уровня централизации приводит к росту тепловых потерь при транспортировке теплоносителя. О тепловых сетях России можно сказать, что они самые дорогие в мире: реальные тепловые потери составляют выше 20 % выработки тепла, а замена трубопроводов из-за коррозии происходит в 4–5 раз чаще, чем принято в других странах.

5. Эффективность работы многих ТЭЦ в последнее десятилетие снизилась из-за уменьшения подключенной тепловой нагрузки, вызванной, с одной сторо-

ны, спадом промышленного производства, а с другой, – тем, что многие потребители построили собственные автономные теплоисточники.

6. В результате отсутствия эффективного маркетинга на тепловую, электрическую энергию, мощность, резерв и тем более на комбинированную энергию и мощность в существующей тарифной политике России сформировалась система глубочайшего скрытого (технологического) и явного (социального) перекрестного субсидирования в энергетике [1].

В качестве критерия оценки конкурентной позиции ТЭЦ в региональной энергетике автор предлагает рассматривать определенные значения модели управления конкурентоспособностью ТЭЦ, которую можно представить в виде следующей формулы:

$$\max K = N_1 \sum_{i=1}^n k_{1,i} + N_2 \sum_{i=1}^n k_{2,i} - M_3 \sum_{i=1}^n k_{3,i} - M_4 \sum_{i=1}^n k_{4,i}, \quad (1)$$

где N_1, N_2, M_3, M_4 – мультипликаторы сильных сторон и возможностей (преимуществ), угроз и слабых сторон соответственно. Численное значение каждого мультипликатора принимается равным $0,25 \frac{\Delta B_m}{\Delta Z_m}$, где ΔB_m – прирост экономии топлива за счет комбинированной выработки энергии для покрытия потребности в электроэнергии и теплоэнергии; ΔZ_m – прирост экономии затрат на добычу, транспортировку и топливоиспользование топливно-энергетических ресурсов (ТЭР);

$$\sum_{i=1}^n k_{1,i}, \sum_{i=1}^n k_{2,i}, \sum_{i=1}^n k_{3,i}, \sum_{i=1}^n k_{4,i} -$$

сумма коэффициентов, которые характеризуют мультипликаторы сильных сторон и возможностей, угроз и слабых сторон соответственно [4].

Рассмотрим коэффициенты сильных сторон состояния и развития ТЭЦ (формула 2), которые формируют мультипликатор «сильных сторон» N_1 конкурентоспособности ТЭЦ:

$$\sum_{i=1}^n k_{1,i} = K_{1,1} + K_{1,2} + K_{1,3}, \quad (2)$$

где $K_{1,1}$ – коэффициент экономии топлива ТЭЦ от комбинированной выработки энергии, он равен отношению $\frac{B_{\text{факт}}^{\text{экон}}}{B_{\text{опт}}^{\text{экон}}}$, где $B_{\text{факт}}^{\text{экон}}$ – фактическая экономия топлива при комбинированном производстве энергии, $B_{\text{опт}}^{\text{экон}}$ – оптимальная экономия топлива при комбинированном производстве энергии;

$K_{1,2}$ – коэффициент тарифа на электроэнергию ТЭЦ, который равен отношению $\frac{\tau_{\text{факт}}^{\text{элект}}}{\tau_{\text{опт}}^{\text{элект}}}$, где $\tau_{\text{факт}}^{\text{элект}}$ – фактический тариф на электроэнергию при комбинированном производстве энергии, $\tau_{\text{опт}}^{\text{элект}}$ – оптимальное значение тарифа электроэнергии при комбинированном производстве энергии;

$K_{1,3}$ – оценочный коэффициент полезного использования топлива при

комбинированном производстве энергии, он равен отношению $\frac{K_{ПИТ}^{\text{факт}}}{K_{ПИТ}^{\text{опт}}}$, где $K_{ПИТ}^{\text{факт}}$ – фактический коэффициент полезного использования топлива, $K_{ПИТ}^{\text{опт}}$ – оптимальный коэффициент полезного использования топлива.

Мультипликатор «возможностей (конкурентных преимуществ)» N_2 формируется под влиянием суммы коэффициентов возможностей ТЭЦ $\sum_{i=1}^n k_{2,i}$, которую следует рассматривать как состоящую из следующих коэффициентов:

$$K_{2,1}, K_{2,2}, K_{2,3}, K_{2,4},$$

где $K_{2,1} = \frac{A_{\text{факт}}}{A_{\text{опт}}}$ является оценочным коэффициентом напряженности формирования ТЭБ региона, где $A_{\text{факт}}$ – фактический ввоз топлива в регион, $A_{\text{опт}}$ – оптимальный ввоз топлива в регион при эффективной загрузке мощностей ТЭЦ;

$K_{2,2} = \frac{Z_{\text{факт}}^m}{Z_{\text{опт}}^m}$ – оценочный коэффициент сокращения затрат топлива на производство равного количества тепловой и электрической энергии, где $Z_{\text{факт}}^m$ – фактические затраты топлива и $Z_{\text{опт}}^m$ – оптимальные затраты на топливо на производство равного количества тепловой и электрической энергии;

$K_{2,3} = \frac{R_{\text{ТЭ}}^{\text{факт}}}{R_{\text{ТЭ}}^{\text{норм}}}$ – коэффициент оценки теплоэлектрического коэффициента,

где $R_{\text{ТЭ}}^{\text{факт}}$ – фактический теплоэлектрический коэффициент, $R_{\text{ТЭ}}^{\text{норм}}$ – нормативный теплоэлектрический коэффициент;

$K_{2,4} = \frac{\alpha_{\text{ТЭЦ факт}}^{\text{ч}}}{\alpha_{\text{ТЭЦ норм}}^{\text{ч}}}$ является коэффициентом оценки коэффициента теплофикации, где $\alpha_{\text{ТЭЦ факт}}^{\text{ч}}$ – фактический коэффициент теплофикации, $\alpha_{\text{ТЭЦ норм}}^{\text{ч}}$ – нормативный коэффициент теплофикации.

Мультипликатор «сильных сторон» N_1 или мультипликатор «возможностей» N_2 , формирующиеся под влиянием вышеназванных коэффициентов, можно экономически интерпретировать как прирост экономии топлива ΔB_m за счет прироста экономии затрат на добычу, транспортировку и топливоиспользование ТЭР, который реализуется при формировании приходной и расходной частей топливно-энергетического баланса (ТЭБ) региона, где расположена ТЭЦ.

Мультипликатор «угроз» M_3 формируется под влиянием суммы коэффициентов угроз ТЭЦ $\sum_{i=1}^n k_{3,i}$, которую следует рассматривать как состоящую из следующих коэффициентов: $K_{3,1}, K_{3,2},$

$$K_{3,3}, K_{3,4}, \text{ где:}$$

$K_{3,1} = \frac{Q_{\text{выр}}^{\text{факт}}}{Q_{\text{выр}}^{\text{норм}}}$ является оценочным коэффициентом угрозы снижения выработки тепла ТЭЦ, где $Q_{\text{выр}}^{\text{факт}}$ – фактическая выработка тепла, а $Q_{\text{выр}}^{\text{норм}}$ является нормативной выработкой тепла электростанции;

$K_{3,2} = \frac{B_m^{\text{факт}}}{B_m^{\text{норм}}}$ – оценочный коэффициент угроз роста потребления топлива при комбинированной выработке энергии, где $B_m^{\text{факт}}$ – фактический расход топлива при комбинированной выработке энергии, $B_m^{\text{норм}}$ – нормативный расход топлива при комбинированной выработке энергии;

$K_{3,3} = \frac{S_9^{\text{факт}}}{S_9^{\text{опт}}}$ является оценочным коэффициентом угроз роста себестоимости электрической энергии, где $S_9^{\text{факт}}$ – фактическая себестоимость электрической энергии, $S_9^{\text{опт}}$ – оптимальная себестоимость электрической энергии;

$K_{3,4} = \frac{S_{\text{тепл}}^{\text{факт}}}{S_{\text{тепл}}^{\text{опт}}}$ – оценочный коэффициент угроз роста себестоимости тепловой энергии, где $S_{\text{тепл}}^{\text{факт}}$ – фактическая себестоимость тепловой энергии, $S_{\text{тепл}}^{\text{опт}}$ – оптимальная себестоимость тепловой энергии.

Мультипликатор «слабых сторон» M_4 формируется под влиянием суммы коэффициентов «слабых сторон» ТЭЦ $\sum_{i=1}^n k_{4,i}$, которую следует рассматривать как состоящую из следующих коэффициентов: $K_{4,1}, K_{4,2}, K_{4,3}$, где:

$K_{4,1} = \frac{V^M}{V}$ – удельный вес устаревшего оборудования, который определяется отношением стоимости морально

устаревшего оборудования V^m к балансовой стоимости всего действующего парка оборудования ТЭЦ (V);

$K_{4,2} = \frac{\Xi_{\phi}}{N_{\text{уст}} \cdot T_{\phi}}$ – коэффициент использования установленной мощности ТЭЦ, где Ξ_{ϕ} – выработка фактического количества электроэнергии, $N_{\text{уст}}$ – установленная мощность электростанции, T_{ϕ} – календарное время работы;

$K_{4,3} = \frac{T_{\phi} + T_r}{8760}$ – коэффициент готовности, равный отношению суммы количества часов фактической работы (T_{ϕ}) и числа часов эксплуатационной готовности за период времени – год (T_r) к длительности этого периода (8760 часов).

Экономическая интерпретация мультипликатора «угроз» M_3 /мультипликатора «слабых сторон» M_4 – это сокращение экономии топлива ΔB_m , которое приходится на прирост затрат добычи, транспортировки и топливоиспользования ТЭР, который реализуется при формировании приходной и расходной частей ТЭБ региона, где расположена ТЭЦ.

Развитие конкурентной среды в генерации энергии на территории требует максимально полной реализации конкурентных преимуществ ТЭЦ, которые обнаруживаются при сравнении с альтернативным отдельным производством электрической и тепловой энергии на конденсационных электростанциях (КЭС) и в котельных [2].

Главным конкурентным преимуществом ТЭЦ является экономия топлива при комбинированном производстве энергии, которая приводит к снижению на-

пряженности формирования ТЭБ региона, поэтому конкурентоспособность ТЭЦ надо рассматривать в рамках регионального контура эффективного производства электрической и тепловой энергии.

Поэтому автор считает, что годовая экономия топлива ΔB_m в килограммах условного топлива – и для станции, и для региона – должна определяться при замене отдельной схемы энергоснабжения комбинированной и может быть посчитана по следующей формуле:

$$\Delta B_m = \left[\mathcal{E}_m (b_{\text{КЭС}} - b_{\text{м.ТЭЦ}}) - \mathcal{E}_k (b_{\text{к.ТЭЦ}} - b_{\text{КЭС}}) \right] + \left(\frac{1}{\eta_{\text{р.к.}}} - \frac{1}{\eta_{\text{ТЭЦ}}^k} \right) \cdot \frac{Q_{\text{опт}}}{7000}, \text{ кг у.т./год}, \quad (3)$$

где \mathcal{E}_m , \mathcal{E}_k – годовая выработка электроэнергии на ТЭЦ по теплофикационному и конденсационному циклам соответственно, кВтч/год;

$b_{\text{КЭС}}$ – удельный расход условного топлива на замещаемой в энергосистеме региона КЭС, кг у.т./кВтч;

$b_{\text{м.ТЭЦ}}$, $b_{\text{к.ТЭЦ}}$ – удельный расход условного топлива на ТЭЦ по теплофикационному и конденсационному циклам соответственно, кг у.т./кВтч;

$\eta_{\text{р.к.}}$, $\eta_{\text{ТЭЦ}}^k$ – КПД районной котельной и котельной ТЭЦ соответственно;

$Q_{\text{опт}}$ – годовая потребность обслуживаемого района (города) в тепловой энергии, ккал/год.

Первый член этого выражения позволяет подсчитать экономию топлива за счет теплофикации. Второй член определяет пережог топлива, зависящий от количества электроэнергии, выработанной на ТЭЦ по конденсационному циклу.² Третий член выражения определяет величину экономии топлива за счет большей экономичности котлов, установленных на ТЭЦ, по сравнению с котлами районных котельных.

² В таких расчетах необходимо исходить из предположения, что годовые продажи электроэнергии на ТЭЦ и КЭС сопоставимы (равны).

Однако только при определенной концентрации тепловых нагрузок комбинированная схема более экономически выгодна, чем отдельная. Основными факторами, определяющими рациональные масштабы ЦТС, являются размеры потребления, радиусы передачи тепловой энергии, вид топлива, уровень затрат по тепловым сетям и характер графиков нагрузки. В свою очередь, по тепловым сетям, так же как и по электрическим, радиусы передачи тепловой энергии при прочих равных условиях зависят от плотности нагрузки и мощности теплоснабжающих установок.

Чем выше плотность нагрузки, тем ниже и затраты в тепловые сети, следовательно, выше эффективность ЦТС. С ростом производительности теплоснабжающей установки растет радиус теплоснабжения, а следовательно, и затраты на тепловые магистрали. В то же время, чем ближе фактическая нагрузка теплосети к расчетной, чем плотнее график теплопотребления и крупнее средняя присоединенная тепловая нагрузка, тем ниже удельные капитальные и эксплуатационные затраты сетям.

Исходя из вышеизложенной модели можно отметить, что реализация приростов мультипликаторов сильных сторон и возможностей (преимуществ) будет характеризовать переход ТЭЦ от одной конкурентной позиции к другой конкурентной позиции (рис.1). Однако этот переход возможен только при эффективной конкурентной стратегии, которая должна реализовываться с помощью государственного регулирования на основе Федерального закона «О теплоснабжении» [6], позволяющего полностью обеспечивать эффективность ЦТС за счет обеспечения тепловых нагрузок как текущих, так и перспективных для ТЭЦ.

Таким образом, анализ факторов конкурентоспособности теплоэлектроцентралей показывает, что ТЭЦ конкуренто-

способна, но при определенных условиях, среди которых автор в первую очередь выделяет: конкурентоспособность внешней среды (страны, региона, отрасли энергетики); силу конкуренции на данном рынке; качество правового и методического обеспечения функционирования ТЭЦ (все уровни законодательства); качество систем управления ТЭЦ на всех уровнях иерархии; систему учета, контроля и мотивации качественного решения.

Практическая ценность предложенной автором модели управления конкурентоспособностью ТЭЦ заключается в том, что она позволяет в динамике учитывать как «конкурентные преимущества», так и «конкурентные угрозы и слабости», тем самым одновременно от-

ражая эффективность управления конкурентоспособностью ТЭЦ со стороны федеральных и региональных законодательных и исполнительных властей. На практике такая модель будет отражать взаимодействие всех четырех мультипликаторов, и в зависимости от их соотношения синергетический эффект в регионе от теплофикации будет больше или меньше. Это, в свою очередь, позволит не только определять уровень конкурентоспособности ТЭЦ и характеризовать ее конкретное положение на рынках энергии, но и за счет реализации составляющих мультипликатора ее возможностей позволит управлять конкурентными преимуществами ТЭЦ для достижения более сильной конкурентной позиции.

Список использованных источников

1. Богданов А. Анализ конкурентных свойств ТЭЦ // Энергорынок. 2010. № 3(75). С. 45–49.
2. Домников А.Ю. Экономические и технологические приоритеты конкурентного развития систем когенерации энергии // Вестник УГТУ-УПИ. Серия экономика и управление. 2008. № 1. С. 58–68.
3. Джангиров В., Лелюшкин Н., Маслов В. Перспективы электротеплоснабжения // Энергорынок. 2010. № 1(73). С. 29–32.
4. Кокшаров В.А., Зорина Я.О. Конкурентоспособность теплоэлектроцентралей на рынках энергии // Вестник УГТУ-УПИ. Серия экономика и управление. 2010. № 2. С. 87–95.
5. Макаров А., Веселов Ф. Управление развитием электроэнергетики после дерегулирования отрасли // Энергорынок. 2009. № 5(66). С. 8–14.
6. О теплоснабжении: Федеральный закон РФ от 27 июля 2010 г. № 190-ФЗ // СПС «КонсультантПлюс».
7. Об электроэнергетике: Федеральный закон РФ от 26 марта 2003 г. № 35-ФЗ (в ред. от 27.07.2010 г.) // СЗ РФ. 2003. № 13. Ст. 1177.
8. Портер М. Конкурентное преимущество: как достичь высокого результата и обеспечить его устойчивость. М.: Альпина Бизнес Букс, 2008. 715 с.
9. Савельева Н.А. Управление конкурентоспособностью фирмы: учебник. Ростов н/Д.: Феникс, 2009. 382 с.
10. Соловьев Б.А. Маркетинг: учебник. М.: ИНФРА-М, 2009. 383 с.
11. Трачук А. Риски роста концентрации субъектов на рынке электроэнергии // Энергорынок. 2010. № 3(75). С. 28–32.
12. Туманов С.А. Подходы к оценке рыночной позиции промышленного предприятия на рынке // Вестник УГТУ-УПИ. Серия экономика и управление. 2009. № 5. С. 144–151.
13. Фатхутдинов Р.А. Управление конкурентоспособностью организаций: учебник. М.: Маркет ДС, 2008. 432 с.
14. Чазова Т.Ю. Методы маркетинговых исследований на рынках тепла в энергокомпании: Дисс... канд. экон. наук: 08.00.05. Екатеринбург, 2003. 181 с.
15. Чернявский С. О моделях реформирования электроэнергетики России // Актуальные экономические и технические проблемы энергетического сектора России: мат. науч. конф. М.: ИВТ РАН, 2002.
16. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года (утв. распоряжением Правительства РФ от 13.11.2009 № 1715-п) // СЗ РФ. 2009. № 48. Ст. 5836.