

УДК 620.9:338.3

## МОДИФИКАЦИЯ МЕТОДИЧЕСКОГО ПОДХОДА К ОЦЕНКЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ АЛЬТЕРНАТИВНЫХ ВАРИАНТОВ КОМПЛЕКСНОГО ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ В ЗАДАЧАХ ПЕРСПЕКТИВНОГО ПЛАНИРОВАНИЯ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГОСИСТЕМ

© 2021 г. Ф. В. Веселов<sup>1</sup>, \*, \*\*, А. С. Макарова<sup>1</sup>, Т. В. Новикова<sup>1</sup>, Т. Г. Панкрушина<sup>1</sup><sup>1</sup>Институт энергетических исследований РАН, Москва, Россия

\*e-mail: info@eriras.ru

\*\*e-mail: erifedor@mail.ru

Поступила в редакцию 10.09.2020 г.

После доработки 01.12.2020 г.

Принята к публикации 04.12.2020 г.

Сформированы предложения по совершенствованию методического подхода к экономической оценке сравнительной эффективности энергетических технологий для электро- и теплоснабжения потребителей и определению зон конкурентоспособности электростанций комбинированного цикла (ТЭЦ) в задачах долгосрочного планирования электроэнергетики и формирования рациональной структуры генерирующих мощностей в ЕЭС России. Рассмотрены вопросы подготовки исходной технико-экономической информации и примеры расчетов и сопоставления технологий по удельной стоимости энергоснабжения (LCOQ).

*Ключевые слова:* электроэнергетика, энергетические технологии, электростанции комбинированного цикла, теплоснабжение, эффективность

DOI: 10.31857/S0002331021010167

### ВВЕДЕНИЕ

Сложившаяся в России структура генерирующих мощностей отличается высокой долей ТЭЦ (примерно 37% мощности и выработки всех электростанций). Активное развитие теплофикации в предшествующие годы было обусловлено высокой эффективностью использования топлива на ТЭЦ, у которых коэффициент полезного использования топлива (КПИТ) достигает 85% и выше, тогда как для конденсационных электростанций на газе (например, ПГУЭС), эффективность преобразования топлива не превышает 50–55%, а на угле – всего 40–45%.

Технико-экономический анализ перспектив развития теплофикации традиционно является одной из важнейших задач разработки отраслевых стратегических документов, прежде всего – Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики, наряду с задачами обоснования эффективных направлений обновления действующих электростанций (включая и ТЭЦ), а также обеспечения потребности в новой конденсационной мощности [1].

Первым, и очень важным, этапом решения перечисленных выше задач является оценка конкурентоспособности разных типов генерирующих технологий по показателям удельной стоимости их продукции. Результаты такого анализа являются основой для последующей оптимизации масштабов участия генерирующих технологий в прогнозных балансах мощности и электроэнергии ЕЭС России, исходя из минимума сум-

марных дисконтированных затрат за весь период прогноза (с учетом последствий принимаемых инвестиционных решений в течение последующих 15–20 лет) [2].

В большинстве случаев (например, при выборе приоритетных решений по обновлению ТЭС или наиболее эффективных вариантов обеспечения потребности в новой конденсационной мощности) оценка конкурентоспособности выполняется для однопродуктовых генерирующих технологий, производящих только электроэнергию. Однако ТЭЦ являются двухпродуктовой технологией совместного производства тепловой (для промышленных нужд, отопления и горячего водоснабжения) и электрической энергии. Это отражается на ее основных технико-экономических показателях (капитальных, топливных и условно-постоянных затратах), соответствующих обеспечению единого процесса производства двух энергоносителей. Эта технологическая особенность существенно усложняет задачу корректного экономического сопоставления ТЭЦ с другими типами электростанций.

### 1. СУЩЕСТВУЮЩИЙ МЕТОДИЧЕСКИЙ ПОДХОД К ОЦЕНКЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЭЦ

До настоящего времени при решении задач планирования развития энергосистем в российской и мировой практике [3–5] традиционным способом предварительной оценки конкурентоспособности технологий производства электроэнергии для однопродуктовых электростанций (не только тепловых, но и атомных, ветряных, солнечных, гидроэлектростанций) является их сопоставление по показателю удельных дисконтированных затрат или удельной дисконтированной стоимости электроэнергии ( $LCOE_i$ ), рассчитываемой по формуле:

$$LCOE_i = \frac{\sum_{t=1}^{T_i^{СТР}+T_i^{ЭКСП}+T_i^{ДЕМ}} \left( KB_{i,t} + I_{i,t}^{ТОПЛ} + I_{i,t}^{ПОСТ} + I_{i,t}^{ПАРН} + 3_{i,t}^{ДЕМ} \right) (1+d)^{-t}}{\sum_{t=1}^{T_i^{ЭКСП}} W_{i,t}^{ОТП} (1+d)^{-t}}, \quad (1)$$

где  $d$  – ставка дисконтирования;  $KB_{i,t}$  – капитальные вложения в год  $t$ ;  $I_{i,t}^{ТОПЛ}$  – топливная составляющая эксплуатационных затрат в год  $t$ ;  $I_{i,t}^{ПОСТ}$  – условно-постоянная составляющая эксплуатационных затрат в год  $t$ ;  $I_{i,t}^{ПАРН}$  – плата за выбросы парниковых газов (применяется при введении соответствующих механизмов);  $3_{i,t}^{ДЕМ}$  – затраты на вывод из эксплуатации в год  $t$ ;  $W_{i,t}^{ОТП}$  – полезный отпуск электрической энергии в год  $t$ , равный объему ее годового производства, уменьшенного на величину потребления электрической энергии на собственные и (или) хозяйственные нужды.

При определении подобного показателя для двухпродуктовых ТЭЦ в российской и мировой практике [3] удельная дисконтированная стоимость электроэнергии от ТЭЦ ( $LCOE_i^{ТЭЦ}$ ) рассчитывается как разность суммарных дисконтированных затрат электростанции на производство обоих видов продукции за вычетом “выручки” от продажи отпускаемого потребителям тепла по формуле:

$$LCOE_i^{ТЭЦ} = \frac{\sum_{t=1}^{T_i^{СТР}+T_i^{ЭКСП}+T_i^{ДЕМ}} \left( KB_{i,t} + I_{i,t}^{ТОПЛ} + I_{i,t}^{ПОСТ} + I_{i,t}^{ПАРН} + 3_{i,t}^{ДЕМ} - G_{i,t} \cdot \Pi_{теп} \right) (1+d)^{-t}}{\sum_{t=1}^{T_i^{ЭКСП}} W_{i,t}^{ОТП} (1+d)^{-t}}, \quad (2)$$

где  $G_{i,t}$  – годовой отпуск тепловой энергии;  $\Pi_t^{\text{теп}}$  – стоимость тепловой энергии в год  $t$ . При этом топливные затраты (и соответствующие объемы платы за выбросы парниковых газов) рассчитываются на полный расход органического топлива для производства как электрической, так и тепловой энергии.

Значение показателя стоимости тепловой энергии (или heat credit по [4]) в формуле (2) нередко принимается на основе действующих тарифов на отпуск теплоэнергии с коллекторов ТЭЦ. Однако методически более корректно оценивать это значение по удельной дисконтированной стоимости тепловой энергии замыкающего источника – новой котельной:

$$\Pi_t^{\text{теп}} = LCOH_i^{\text{кот}} = \frac{T_i^{\text{стр}} + T_i^{\text{эксп}} + T_i^{\text{дем}} \sum_{t=1} \left( KB_{i,t} + I_{i,t}^{\text{топл}} + I_{i,t}^{\text{эл. эн}} + I_{i,t}^{\text{пост}} + I_{i,t}^{\text{парн}} + 3_{i,t}^{\text{дем}} \right) (1+d)^{-t}}{\sum_{t=1}^{T_i^{\text{эксп}}} G_{i,t} (1+d)^{-t}}, \quad (3)$$

$$i = i_{\text{кот}},$$

где слагаемое  $I_{i,t}^{\text{эл. эн}}$  в формуле (3) характеризует затраты на покупку электроэнергии для производственных нужд котельной.

Такой подход позволяет достаточно просто включать ТЭЦ в сравнение альтернативных технологий производства электроэнергии наряду с однопродуктовыми типами электростанций: КЭС и АЭС. Однако при этом объективно недооценивается системная роль ТЭЦ как источника централизованного тепла, для которого основным является обеспечение потребителей тепловой энергией, а электроэнергия рассматривается как побочный продукт.

В современной российской практике отраслевого и территориального планирования обоснование инвестиционных решений по строительству ТЭЦ выполняется при разработке “Схем теплоснабжения” населенных пунктов, где они сопоставляются с вариантами обеспечения потребителей теплом на базе котельных. Однако, в контур задач, решаемых в “Схемах теплоснабжения”, не включаются в полной мере вопросы снабжения потребителей электроэнергией. Это, в свою очередь, приводит к недооценке роли ТЭЦ как комбинированного источника электро- и теплоснабжения.

Для преодоления этих недостатков целесообразно использовать более комплексный подход к экономическому сопоставлению не отдельных электро- и/или теплогенерирующих технологий, а их комбинаций, обеспечивающих комплексное энергообеспечение условного территориального энергоузла (ЭУ), исходя из заданных постоянными или переменными во времени объемов его спроса на электрическую и тепловую энергию  $\{E_t, G_t\}$ .

## 2. МОДИФИЦИРОВАННЫЙ ПОДХОД К ОЦЕНКЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЭЦ

В общем случае выделяется два типа схем энергоснабжения, обеспечивающих заданные объемы спроса ЭУ за счет реализации:

- комбинированной схемы на базе единственного источника – ТЭЦ, использующей различные энергоресурсы (газ, уголь, биомассу, отходы и проч.) и разные технологии их преобразования для одного энергоресурса (например, парогазовые, газотурбинные, газопоршневые или паротурбинные блоки газовых ТЭЦ);
- раздельной схемы, сочетающей источник электроэнергии (КЭС или АЭС) и источник тепла – котельную, работающую на газе, угле, биомассе, либо электрокотельную, использующую электроэнергию от КЭС или АЭС.

1. При использовании предлагаемого модифицированного подхода экономическая оценка *комбинированной схемы энергоснабжения* может выполняться для нескольких

технологий ТЭЦ с различной единичной тепловой мощностью блоков и количеством этих блоков, но, как правило, рассматривается типовая двухблочная ТЭЦ. В каждом случае расчет полных дисконтированных затрат для ТЭЦ выполняется исходя из следующих допущений.

Во-первых, предполагается, что ТЭЦ полностью обеспечивает годовую потребность условного ЭУ в тепловой энергии  $G_p$ , которая задается сценарно с учетом единичной тепловой мощности блоков и количества этих блоков, продолжительности отопительного периода в различных климатических зонах и соотношения промышленных и коммунально-бытовых нагрузок (влияющего на доли тепловой энергии на отопление и нужды горячего водоснабжения). При этом для гарантированного обеспечения потребности ЭУ в тепловой энергии на ТЭЦ предусматривается установка пиковых водогрейных котлов.

Во-вторых, величина годовой потребности условного ЭУ в электроэнергии  $E_t$  также задается сценарно исходя из его типа, зависящего от соотношения промышленных и коммунально-бытовых электрических нагрузок.

В-третьих, режим использования электрической мощности ТЭЦ выбирается таким, чтобы полностью обеспечить заданный спрос на электроэнергию ( $W_{i,t} = E_t$ ), в том числе за счет работы ТЭЦ в конденсационном режиме (с более высоким удельным расходом топлива). В случае, если выбранной электрической мощности ТЭЦ все же недостаточно для обеспечения заданного спроса на электроэнергию даже при максимально возможном значении КИУМ ( $W_{i,t} - E_t < 0$ ), предполагается, что недостающий объем покупается на рынке электроэнергии. При расчете полных дисконтированных затрат ТЭЦ затраты на покупку учитываются дополнительным слагаемым, а их величина рассчитывается по топливной составляющей ПГЭС (в Европейской части ЕЭС) или новой угольной КЭС (в ОЭС Сибири и Востока). В случае, если в силу технологических особенностей ТЭЦ обязательный объем производства электроэнергии в теплофикационном режиме оказывается выше заданного спроса ( $W_{i,t} - E_t > 0$ ), предполагается, что избыточный объем продается на рынке электроэнергии и при расчете полных дисконтированных затрат ТЭЦ он также оценивается по топливной составляющей ПГЭС или угольной КЭС, но отрицательной величиной.

Для определения удельных показателей стоимости энергоснабжения рассматриваемого ЭУ полные дисконтированные затраты ТЭЦ относятся к общему количеству отпущенной потребителям энергии (электрической и тепловой), оцениваемой в единых энергетических единицах – джоулях:

$$Q_t = 3.6E_t + 4.19H_t. \quad (4)$$

В итоге удельная дисконтированная стоимость энергоснабжения от ТЭЦ определяется следующей формулой:

$$LCOQ_i^{ТЭЦ} = \frac{T_i^{стр} + T_i^{экуп} + T_i^{дем} \sum_{t=1}^{T_i^{экуп}} \left( KB_{i,t} + I_{i,t}^{топл} + I_{i,t}^{пост} + I_{i,t}^{парн} + 3I_{i,t}^{дем} + I_{i,t}^{деф.эн} - I_{i,t}^{изб.эн} \right) (1+d)^{-t}}{\sum_{t=1}^{T_i^{экуп}} Q_t (1+d)^{-t}}. \quad (5)$$

В отличие от формулы (1), в числителе формулы (5) добавились слагаемые, характеризующие затраты на покупку недостающей электроэнергии ( $I_{i,t}^{деф.эн}$ ) или продажу избыточной электроэнергии от ТЭЦ в энергосистему ( $I_{i,t}^{изб.эн}$ ), а в знаменателе вместо показателя объема отпущенной электроэнергии используется показатель общего объема отпущенной потребителям энергии.

2. Для *раздельной схемы энергоснабжения* условного ЭУ расчет полных дисконтированных затрат на обеспечение заданной потребности в тепловой и электрической энергии выполняется несколько иным образом.

Во-первых, установленная тепловая мощность котельной (Гкал/ч), необходимая для обеспечения годовой потребности ЭУ в тепловой энергии  $G_p$ , выбирается эквивалентно тепловой мощности сравниваемой ТЭЦ, что позволяет исключить из расчета дополнительные неопределенности, связанные с разным уровнем затрат на транспортировку тепла, которые всегда индивидуальны для конкретных населенных пунктов. При этом также учитывается необходимость резервирования тепловой мощности котельной (на ТЭЦ резервирование обеспечивается пиковыми водогрейными котлами).

Удельная дисконтированная стоимость тепла от котельной ( $LCOH_i^{\text{кот}}$ ) при этом определяется по формуле (3).

Во-вторых, удельная стоимость электроэнергии от КЭС или АЭС ( $LCOE_j$ ), рассматриваемых в составе раздельной схемы, определяется для базового режима работы этих электростанций (КИУМ 80–85% для КЭС, 85–90% АЭС) по формуле (1). В отличие от ТЭЦ, предполагается, что мощность этих электростанций существенно превышает заданный уровень нагрузки рассматриваемого ЭУ, т.к. режим использования электрической мощности этих станций определяется потребностями энергосистемы в целом.

В-третьих, суммарные дисконтированные затраты на энергоснабжение условного ЭУ определяются в виде суммы затрат на покупку требуемого объема электроэнергии от КЭС или АЭС по  $LCOE_j$ , а тепла — от котельной по  $LCOH_i^{\text{кот}}$ . В соответствии с этим для раздельной схемы, как и для комбинированной, удельная стоимость энергоснабжения относится на единицу общего количества энергии (электрической и тепловой), отпущенной потребителям:

$$LCOQ_i^{\text{разд}} = \frac{\sum_{t=1}^{T_{\text{экср}}} (LCOE_j E_t + LCOH_i^{\text{кот}} G_t) (1+d)^{-t}}{\sum_{t=1}^{T_{\text{экср}}} Q_t (1+d)^{-t}}. \quad (6)$$

Данная формула применима не только к вариантам раздельного энергоснабжения с котельными на газе или угле, но и с электрокотельными. В этом случае “топливные” затраты определяются исходя из удельного расхода электроэнергии на производство тепла и ее стоимости соответствующей  $LCOE$  КЭС или АЭС, рассматриваемой в качестве источника электроэнергии.

Поскольку наряду с перечисленными факторами на конкурентоспособность технологий комбинированного производства (ТЭЦ) и альтернативных схем раздельного энергоснабжения в еще большей мере влияют региональные факторы, то она не может определяться “по стране в целом”. При этом к традиционно (и сильно) различающимся по территории России уровням цен топлива и удельных капиталовложений в электростанции и котельные добавляются различия в продолжительности отопительного периода, а также соотношении тепловой и электрической нагрузки потребителей в разных типах ЭУ.

### 3. ОСОБЕННОСТИ ПОДГОТОВКИ ИСХОДНЫХ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ТЕХНОЛОГИЙ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ

Эффективность применения любых методических подходов и модельного инструментария для сравнительного анализа и оптимизации масштабов развития разных типов генерирующих технологий в энергосистеме критически зависит от полноты и адекватности исходной технико-экономической информации.

При выполнении работ, связанных с перспективным планированием и прогнозированием в электроэнергетике, важнейшей задачей, предваряющей расчетные процедуры, является подготовка актуальных технико-экономических показателей генерирующих технологий, т.е. типовых проектов, характеризующих разные классы инвестиционных решений по обновлению и строительству новых электростанций.

Для решения этой задачи по перспективным типам атомных электростанций можно опираться на проектные данные (или целевые требования) по новым типам реакторов на тепловых (ВВЭР-ТОИ) и быстрых нейтронах (РБН), которые формируются в рамках постоянной работы соответствующих подразделений ГК «Росатом» [6]. Однако для тепловых электростанций задача подготовки адекватной технико-экономической информации осложняется несколькими факторами. Во-первых, несмотря на оживление инвестиционной активности в рамках программ гарантирования доходности по договорам на поставку мощности (ДПМ), в стране (прежде всего — в теплоэнергетике) отсутствует система регулярного типового проектирования, способствующая оптимизации и тиражированию наиболее эффективных технических решений по обновлению и строительству новых электростанций. Этому объективно препятствуют сложившаяся децентрализация проектной деятельности, ее полное замыкание на корпоративном уровне при ограниченности доступа к проектным данным отдельных генерирующих компаний, устранение из этой деятельности государства как заказчика проектных работ, необходимых, в том числе, и для определения (оценки) долгосрочного внутреннего спроса на энергетическое и электротехническое оборудование для соответствующих отраслей промышленности. Одним из немногих примеров систематизации фактических проектных данных являются работы компании Ламайер, выполненные в 2009 году и актуализированные в 2018 году, позволившие сформировать нормативные показатели стоимости новых КЭС с блоками разной единичной мощности для проектов ДПМ. Во-вторых, по ряду типов нового энергетического оборудования в России еще не реализован полный (или глубоко локализованный) цикл его производства. Это затрудняет оценку того, насколько серийно производимое в стране оборудование будет выигрывать по цене и производственным характеристикам у импортных аналогов.

Наиболее критична ограниченность технико-экономической информации по удельным капиталовложениям новых тепловых электростанций. До настоящего времени базой для оценки стоимости строительства типовых новых КЭС остаются нормативные показатели, установленные для проектов ДПМ [7]. Как показано в [8], на основе этих показателей могут быть сформированы диапазоны удельных капиталовложений в ПГЭС и угольные КЭС, учитывающие укрупненную структуру их капитальных затрат и неопределенность объемов использования и стоимости современного отечественного оборудования. Для обеспечения сопоставимости полученных оценок по временному фактору все составляющие удельных капиталовложений приводятся к ценам соответствующего расчетного года на основе нормативной базы Минстроя России. В таблице 1 представлена совокупность технико-экономических показателей для типовых новых ПГЭС, ГТЭС и угольной КЭС, используемых далее для оценки стоимости энергоснабжения при раздельной схеме, приведенной к ценам начала 2020 года.

Для обеспечения сопоставимости оценок конкурентоспособности новых электростанций с учетом их территориального размещения по разным энергозонам (ОЭС) ЕЭС России типовые значения удельных капиталовложений корректируются соответствующими коэффициентами, отражающими изменение стоимости строительно-монтажных работ (СМР) из-за удаленности (и необходимости дополнительных транспортных расходов), а также из-за климатических, сейсмических и т.д. факторов. При этом для тепловых электростанций используются нормативные климатические коэффициенты, а также коэффициенты сейсмичности, утвержденные для проектов ДПМ [7]. Так, для большинства регионов ОЭС Центра и Северо-Запада климатический ко-

**Таблица 1.** Базовые значения технико-экономических показателей однопродуктовых ТЭС разного типа

| Показатели                                              | Единицы измерения | ПГЭС           | КЭС на угле    | ГТЭС           |
|---------------------------------------------------------|-------------------|----------------|----------------|----------------|
| Установленная мощность                                  | МВт               | 400            | 660            | 110            |
| Удельные капиталовложения (мин/макс), без НДС           | 1 кв. 2020 г./кВт | 39100<br>48900 | 71600<br>79700 | 17600<br>22000 |
| Условно-постоянные затраты                              | % от УКВ          | 3.0            | 2.9            | 3.0            |
| Год ввода в баланс                                      | лет               | 3              | 5              | 2              |
| Удельный расход топлива                                 | кг у.т./кВт ч     | 0.225          | 0.300          | 0.340          |
| Коэффициент расхода электроэнергии на собственные нужды | %                 | 3.3            | 6.9            | 2              |
| Число часов использования установленной мощности        | ч/г.              | 6000           | 6000           | 6000           |
| Срок эксплуатации                                       | лет               | 30             | 40             | 20             |

эффект принимается на уровне 1.15, для регионов ОЭС Урала и Волги – 1.225, а для Сибири и Тюменской области – 1.3.

Приведенные выше показатели для однопродуктовых типов тепловых электростанций необходимы как для оценки *LCOQ* при раздельной схеме энергоснабжения, так и для определения диапазонов удельных капиталовложений в ТЭЦ.

Результаты обобщения проектных данных по газовым и угольным ТЭЦ с блоками разной единичной мощности позволили, во-первых, оценить удорожание теплофикационных блоков по сравнению с конденсационными аналогичной технологии и мощности. Как было показано в [9], удельные капиталовложения в крупные теплофикационные блоки на базе ПГУ 450 МВт примерно на 10% выше, чем у сопоставимых по установленной мощности КЭС с аналогичным оборудованием (ПГУ-400).

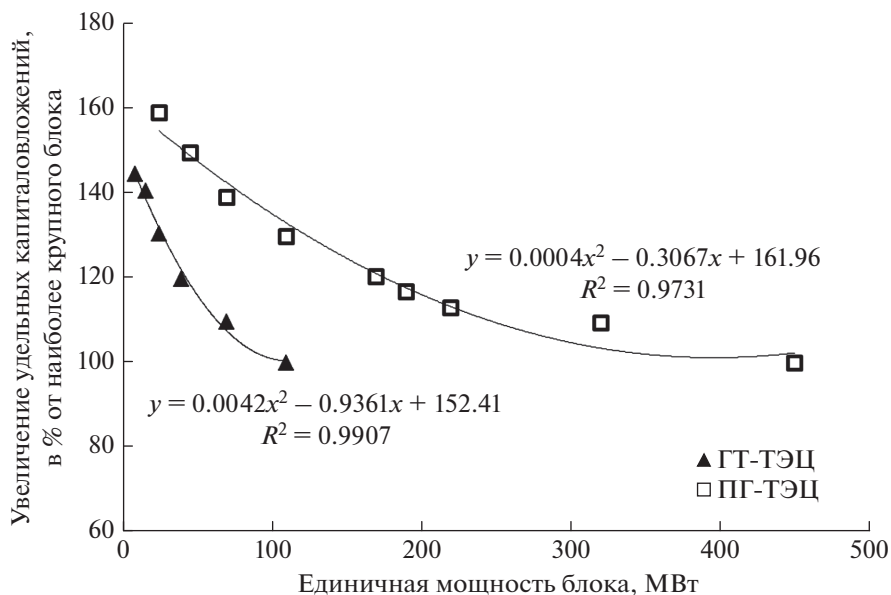
Во-вторых, на основе анализа проектных данных были построены кривые, отражающие их “эффект масштаба”, т.е. увеличение УКВ для блоков с меньшей единичной мощностью. Зависимость капиталоемкости от единичной мощности блока для ПГ-ТЭЦ представлена на рис. 1. Можно отметить немонотонный характер кривой и более быстрый рост удельных капиталовложений при снижении мощности блоков: если при переходе от 400 к 200 МВт УКВ они растут примерно на 10%, то при переходе от 200 к 100 МВт – уже на 20%.

Сравнительный анализ типовых решений строительства ПГ-ТЭЦ и ГТ-ТЭЦ с использованием одинаковых типов газотурбинных установок показал, что установка паровой турбины вместо котла-утилизатора приводит к увеличению УКВ в ПГ-ТЭЦ по сравнению с ГТ-ТЭЦ в среднем на 20%. В соответствии с этим, так же как и для парогазовых ТЭЦ, для оценки УКВ различных типов ГТ-ТЭЦ была сформирована их “кривая масштаба” (рис. 1).

Аналогичные зависимости были получены и для удельных капиталовложений в угольные ТЭЦ, в том числе учитывающие соотношения их нормативных значений для КЭС мощностью 225 МВт и выше и ТЭЦ меньшей мощности, определенных для проектов, реализуемых по программе ДПМ ТЭС. Анализ показал, что разница УКВ в крупные угольные КЭС и ТЭЦ составляет порядка 10%.

Сводная характеристика принятых для расчетов диапазонов удельных капиталовложений и другие технико-экономические показатели разных типов ТЭЦ приведены в табл. 2.

Особенностью работы ТЭЦ является то, что лишь часть тепла отпускается непосредственно от турбин, как правило, обеспечивая “базовую” тепловую нагрузку, а для обеспечения переменной и пиковой тепловой нагрузки используются пиковые водогрейные котлы (ПВК) на территории станции. Доля тепловой мощности ПВК от об-



**Рис. 1.** Зависимость удельных капиталовложений от единичной мощности блока (“кривая масштаба”) для ПГ-ТЭЦ и ГТ-ТЭЦ.

щей тепловой мощности ТЭЦ обозначается коэффициентом  $\alpha_{ТЭЦ}^ч$  и в практике проектирования обычно принимается равной 0.5.

Альтернативными ТЭЦ источниками тепла являются котельные, использующие газ, уголь или электроэнергию. Как отмечено выше, для исключения из рассмотрения тепловых сетей и всех затрат, связанных с транспортом тепла, в рассматриваемых альтерна-

**Таблица 2.** Техничко-экономические показатели ТЭЦ на газе и угле

| Показатели                                                                 | Единицы измерения      | ПГ-ТЭЦ         | ГТ-ТЭЦ         | Т-115-130      |
|----------------------------------------------------------------------------|------------------------|----------------|----------------|----------------|
| Основное топливо                                                           | —                      | Газ            | Газ            | Уголь          |
| Установленная мощность блока                                               | МВт                    | 110            | 70             | 115            |
| в т.ч. в теплофикационном режиме                                           | МВт                    | 98.9           | 70             | 93.1           |
| Тепловая мощность блока                                                    | Гкал/ч                 | 89             | 103            | 175            |
| Количество блоков                                                          | шт.                    | 2              | 2              | 2              |
| Установленная электрическая мощность                                       | МВт                    | 220            | 140            | 230            |
| Тепловая мощность ТЭЦ, включая ПВК                                         | Гкал/ч                 | 356            | 412            | 700            |
| ( $\alpha_{ТЭЦ}^ч = 0.5$ )                                                 |                        |                |                |                |
| Удельный расход топлива на отпуск электроэнергии в теплофикационном режиме | кг у.т./кВт ч          | 0.134          | 0.136          | 0.228          |
| Удельный расход топлива на отпуск тепла                                    | кг у.т./Гкал           | 154            | 154            | 174            |
| Удельные капиталовложения (мин/макс), без НДС                              | руб./1 кв. 2020 г./кВт | 50200<br>62350 | 39800<br>49700 | 78700<br>87630 |
| Условно-постоянные затраты                                                 | % от УКВ               | 4.5            | 4.0            | 5.0            |
| Коэффициент собственных нужд на отпуск электроэнергии                      | %                      | 3.0            | 2.5            | 6.0            |

**Таблица 3.** Техничко-экономические показатели водогрейных котлов

| Показатели                                                                          | Единицы измерения | КВГМ-50 | КВТК-50 |
|-------------------------------------------------------------------------------------|-------------------|---------|---------|
| Тепловая мощность                                                                   | Гкал/ч            | 50      | 50      |
| Количество основных/резервных котлов для обеспечения сопоставимой тепловой мощности |                   |         |         |
| с ПГ-ТЭЦ                                                                            | шт.               | 7/1     | —       |
| с ГТ-ТЭЦ                                                                            | шт.               | 8/1     | —       |
| с ТЭЦ на угле                                                                       | шт.               | —       | 14/1    |
| КПД котла                                                                           | %                 | 86.8    | 85.3    |
| Удельный расход топлива на отпуск тепла                                             | кг у.т./Гкал      | 154.4   | 167.7   |
| Удельные капиталовложения                                                           | тыс. руб./1 кв.   | 6.3     | 9.7     |
| (мин/макс), без НДС                                                                 | 2020 г./Гкал/ч    | 6.8     | 10.6    |
| Условно-постоянные затраты                                                          | % от УКВ          | 7.0     | 7.0     |
| Расход электроэнергии на собственные нужды котельной                                | кВт ч/Гкал        | 2.5     | 3.0     |

тивных схемах энергоснабжения требуется обеспечить сопоставимость источников по тепловой мощности. Для этого оборудование котельных подбирается таким образом, чтобы количество рабочих котлов соответствовало установленной тепловой мощности каждой из рассматриваемых ТЭЦ, а также дополнительно предусматривается один котел для обеспечения резервирования в случае аварии (по принципу “n-1”).

При формировании технико-экономических показателей отопительных котельных с водогрейными котлами разной тепловой мощности, работающими на газе и угле, использовались экспертные оценки специалистов ведущих проектных институтов (ВНИПИЭнергопром и Промгаз), а также данные, представленные в [3, 10]. Для приведения УКВ водогрейных котлов к сопоставимому виду применялись индексы Минстроя (соответствует нижнему значению диапазона) и ИПЦ (верхняя граница диапазона). Удельные расходы топлива отопительных котельных приняты в соответствии с [11]. Принятые для расчетов технико-экономические показатели котельных на газе и угле представлены в табл. 3.

#### 4. ОЦЕНКА КОНКУРЕНТОСПОСОБНОСТИ ТЭЦ В СРАВНЕНИИ С РАЗДЕЛЬНОЙ СХЕМОЙ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ НА БАЗЕ СОВРЕМЕННЫХ КЭС

Для иллюстрации возможностей предлагаемого методического подхода ниже приведены некоторые результаты расчета динамики значений показателя  $LCOQ$ , как интегральной характеристики удельной стоимости обеспечения потребителей теплом и электроэнергией, для разных типов ТЭЦ (парогазовой, газотурбинной и угольной) в сравнении с альтернативными вариантами раздельного энергоснабжения в виде комбинации КЭС и котельной, выполненные для существующего уровня цен газа и угля для двух энергозон ЕЭС России, достаточно сильно различающихся уровнем цен топлива: ОЭС Центра (Московский регион) и ОЭС Сибири (Кузбасс). В качестве базовой величины в этих расчетах принят верхний уровень капиталовложений в электростанции и котельные.

В таблице 4 приведены необходимые для расчетов  $LCOQ$  данные по годовому отпуску тепла ( $G_t$  в формуле (4)) и электроэнергии ( $E_t$  в формуле (4)) разными типами ТЭЦ (в двухблочной компоновке) с учетом климатических условий в выбранных регионах ОЭС Центра и Сибири. В расчетах для комбинированной схемы энергоснабжения принимается, что производство электроэнергии на ТЭЦ осуществляется в наиболее экономичном теплофикационном режиме, а годовой отпуск тепла оценивается

**Таблица 4.** Годовые объемы потребления электрической и тепловой энергии в условном энергоузле, принятые в расчетах для разных типов ТЭЦ

| Показатели                                                         | Единицы измерения | Тип ТЭЦ |        |             |
|--------------------------------------------------------------------|-------------------|---------|--------|-------------|
|                                                                    |                   | ПГ-ТЭЦ  | ГТ-ТЭЦ | ТЭЦ на угле |
| Годовой отпуск тепла ( $G_T$ )                                     |                   |         |        |             |
| Центр (Московский регион)                                          | тыс. Гкал         | 1085    | 1255   | 2133        |
| Сибирь (Кузбасс)                                                   | тыс. Гкал         | 1117    | 1292   | 2196        |
| Годовой отпуск электроэнергии по теплофикационному циклу ( $E_T$ ) |                   |         |        |             |
| Центр (Московский регион)                                          | млн кВт ч         | 1050    | 747    | 958         |
| Сибирь (Кузбасс)                                                   | млн кВт ч         | 1055    | 750    | 962         |
| Общее годовое количество энергии ( $Q_T$ )                         |                   |         |        |             |
| Центр (Московский регион)                                          | ГДж               | 8327    | 7952   | 12391       |
| Сибирь (Кузбасс)                                                   | ГДж               | 8478    | 8118   | 12668       |

**Таблица 5.** Оценка конкурентоспособности вариантов комбинированной и раздельной схем энергоснабжения в ОЭС Центра и Сибири (номинальная ставка дисконта 10%)

| Электро-технологии | Центр                 |                                                      |                   | Сибирь                |                                                      |                   |
|--------------------|-----------------------|------------------------------------------------------|-------------------|-----------------------|------------------------------------------------------|-------------------|
|                    | комбинированная схема | раздельная схема (котельная и генерирующий источник) |                   | комбинированная схема | раздельная схема (котельная и генерирующий источник) |                   |
|                    |                       | ПГЭС                                                 | КЭС <sub>уг</sub> |                       | ПГЭС                                                 | КЭС <sub>уг</sub> |
| LCOQ, коп./кДж     |                       |                                                      |                   |                       |                                                      |                   |
| ПГ-ТЭЦ             | 44.1                  | 43.3                                                 | 58.5              | 48.2                  | 44.1                                                 | 52.9              |
| ГТ-ТЭЦ             | 30.2                  | 39.2                                                 | 50.5              | 31.8                  | 39.9                                                 | 46.4              |
| Т-115-130          | 48.3                  | 41.6                                                 | 50.9              | 42.6                  | 37.2                                                 | 42.5              |
| В % от LCOQ ТЭЦ    |                       |                                                      |                   |                       |                                                      |                   |
| ПГ-ТЭЦ             | 100                   | 98                                                   | 133               | 100                   | 91                                                   | 110               |
| ГТ-ТЭЦ             | 100                   | 130                                                  | 167               | 100                   | 125                                                  | 146               |
| Т-115-130          | 100                   | 86                                                   | 105               | 100                   | 87                                                   | 100               |

исходя из значения коэффициента  $\alpha_{ТЭЦ}^q$  0.5, т.е. при равенстве тепловой мощности пиковых водогрейных котлов и турбин. Объем годового производства тепла определяется в соответствии с графиком по продолжительности тепловой нагрузки (графиком Россандера). При расчете показателя LCOH для котельной объем отпускаемого тепла соответствует отпуску от ТЭЦ.

Результаты расчетов, выполненные при дисконте 10% для Центра (табл. 5), показывают, что уже при сегодняшних условиях комбинированная и раздельная схема энергоснабжения на базе парогазовых электростанций (соответственно, ПГ-ТЭЦ и ПГЭС с котельной) равноэффективны (разница их LCOQ составляет не более 2%), тогда как газотурбинные ТЭЦ (ГТ-ТЭЦ) оказываются наиболее привлекательным источником энергоснабжения, заметно выигрывая даже у ПГЭС с котельной. При этом варианты раздельной схемы на базе угольных КЭС заметно уступают по уровню LCOQ обеим газовым технологиям. Угольные ТЭЦ в Центре существенно (на 15%) уступают по удельной стоимости энергоснабжения раздельной схеме на базе ПГЭС и равноэффективны (разница LCOQ 5%) со схемами на базе угольной КЭС. В Сибири при более низких отчетных ценах газа и существенно более низких ценах угля конкуренция схем энергоснабжения обостряется. Так, комбинированная схема на базе ПГ-ТЭЦ уступает раздельной схеме с ПГЭС не 2%, а уже 9%. При этом до 10% снижается разница в уровне LCOQ между ПГ-ТЭЦ и раздельной схемой с угольной КЭС, а ГТ-ТЭЦ сохра-

**Таблица 6.** Оценка конкурентоспособности вариантов комбинированной и раздельной схем энергоснабжения в ОЭС Центра при разных нормах дисконта

| Электро-<br>технологии | Дисконт 10%                |                                                         |                   | Дисконт 5%                 |                                                         |                   |
|------------------------|----------------------------|---------------------------------------------------------|-------------------|----------------------------|---------------------------------------------------------|-------------------|
|                        | комбини-<br>рованная схема | раздельная схема (котельная<br>и генерирующий источник) |                   | комбини-<br>рованная схема | раздельная схема (котельная<br>и генерирующий источник) |                   |
|                        |                            | ПГЭС                                                    | КЭС <sub>уг</sub> |                            | ПГЭС                                                    | КЭС <sub>уг</sub> |
| LCOQ, коп./кДж         |                            |                                                         |                   |                            |                                                         |                   |
| ПГ-ТЭЦ                 | 44.1                       | 43.3                                                    | 58.5              | 34.6                       | 35.6                                                    | 44.5              |
| ГТ-ТЭЦ                 | 30.2                       | 39.2                                                    | 50.5              | 25.2                       | 32.6                                                    | 39.3              |
| T-115-130              | 48.3                       | 41.6                                                    | 50.9              | 37.6                       | 34.2                                                    | 39.7              |
| В % от LCOQ ТЭЦ        |                            |                                                         |                   |                            |                                                         |                   |
| ПГ-ТЭЦ                 | 100                        | 98                                                      | 133               | 100                        | 103                                                     | 129               |
| ГТ-ТЭЦ                 | 100                        | 130                                                     | 167               | 100                        | 129                                                     | 156               |
| T-115-130              | 100                        | 86                                                      | 105               | 100                        | 91                                                      | 106               |

няют свое экономическое преимущество перед раздельной схемой. Угольные ТЭЦ, уступая раздельной схеме с ПГЭС чуть меньше, чем в Центре (13%), оказываются равноэффективными с раздельной схемой на базе угольной КЭС.

Понижение дисконта благоприятно сказывается на перспективах более капиталоемких вариантов энергоснабжения. Как показано в табл. 6, переход к дисконту 5% улучшает конкурентные позиции ПГ-ТЭЦ, которые уже при существующих ценах газа выигрывают у раздельной схемы энергоснабжения с ПГЭС (разница 3%); однако фактор более низкого дисконта слабо влияет на конкурентоспособность ГТ-ТЭЦ, остающихся более эффективным решением по сравнению с раздельной схемой. Несколько улучшаются также и конкурентные позиции угольных ТЭЦ: разница их LCOQ и раздельной схемы с ПГЭС снижается до 9%, а с угольными КЭС — становится немного больше (6%).

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Представленные в статье примеры расчетов, безусловно, не охватывают весь круг неопределенностей, влияющих на конкурентоспособность современных технологий электро- и теплоснабжения, включая такие факторы, как изменение удельных капиталовложений, цен топлива на внутренних рынках, введения дополнительных мер экономического регулирования эмиссии парниковых газов. Кроме того, может быть существенно расширен круг альтернативных вариантов энергоснабжения, в том числе за счет технологий атомной генерации электроэнергии и атомной теплофикации. Проведенные авторами по более широкому кругу влияющих факторов и генерирующих технологий исследования показали наличие больших зон конкурентоспособности между вариантами комбинированного и раздельного электро- и теплоснабжения. Выявленная при этом высокая межтопливная и технологическая конкуренция альтернативных схем энергоснабжения повышает важность следующего, оптимизационного, этапа формирования перспективной структуры генерирующих мощностей, исходя из минимизации суммарной стоимости выполнения перспективных балансов электрической мощности и энергии по энергозонам ЕЭС России, а также балансов централизованного тепла по субъектам РФ, с более детальным учетом региональных факторов, влияющих на стоимость строительства электро-

станций и котельных и их топливоснабжение, а также новых ограничений по обеспечению запаса регулировочного диапазона в энергосистеме, объемам эмиссии парниковых газов и проч.

### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Макаров А.А., Волкова Е.А., Веселов Ф.В., Макарова А.С., Урванцева Л.В., Бобылева Н.В. Перспективы развития электрогенерирующих мощностей России // Теплоэнергетика. 2008. № 2. С. 4–16.
2. Веселов Ф.В., Волкова Е.А., Курилов А.Е., Макарова А.С., Хоршеев А.А. Методы и инструментальный прогнозирования развития электроэнергетики // Известия РАН. Энергетика. 2010. № 4. С. 82–94.
3. Projected Costs of Generating Electricity. OECD/IEA. 2015
4. The power to change: solar and wind cost reduction potential to 2025. IRENA. 2016.
5. Economic evaluation of bids for nuclear power plants. Technical reports series, no. 396, STI/DOC/010/396. 1999 ed. IAEA. 2000.
6. Адамов Е.О., Рачков В.И., Толстоухов Д.А., Панов С.А. Сравнение технико-экономических показателей различных вариантов реализации ЯТЦ реакторов АЭС // Известия РАН. Энергетика. 2016. № 4. С. 25–36.
7. Правила определения цены на мощность, продаваемую по договорам о предоставлении мощности. Утв. Постановлением Правительства Российской Федерации от 13.04.2010, № 238.
8. Веселов Ф.В., Новикова Т.В., Панкрушина Т.Г. Особенности формирования и оценки вариантов посткризисного развития электроэнергетики в условиях неопределенности балансовых, ценовых и технологических факторов / В кн. Исследование адаптации энергетики России к посткризисному развитию экономики. Сер. “Проблемы развития энергетики России и мира”. Москва. 2018. С. 53–73.
9. Волкова Е.А., Панкрушина Т.Г., Шульгина В.С. Эффективность не крупных коммунально-бытовых ТЭЦ и рациональные области их применения // Электрические станции. 2010. № 7. С. 2–20.
10. Белобров В., Макаров А.А., Светлов К.С. Обзор текущего состояния рынка энергогенерирующего оборудования РФ // Энергорынок. 2005. № 11.
11. Об организации в Министерстве промышленности и энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов удельных расходов топлива на отпущенную электрическую и тепловую энергию от тепловых электростанций и котельных, Приказ Минпромэнерго России № 268 от 4 октября 2005 г.

### **Modification of the Methodological Approach to Assessing the Effectiveness of Alternative Options for Integrated Energy Supply to Consumers in the Tasks of Long-Term Planning of the Development of Power Systems**

**F. V. Veselov<sup>a, \*\*, \*</sup>, A. S. Makarova<sup>a</sup>, T. V. Novikova<sup>a</sup>, and T. G. Pankrushina<sup>a</sup>**

<sup>a</sup>Energy Research Institute of the Russian Academy of Sciences (ERI RAS), Moscow, Russia

\*e-mail: info@eriras.ru

\*\*e-mail: erifedor@mail.ru

The article formulates proposals for improving the methodological approach to the economic screening analysis of energy technologies for electricity and heat supply to consumers and determining the competitiveness areas of combined heat plants (CHP) in the tasks of long-term planning of the electric power industry and the formation of a rational structure of generating capacities in the UES of Russia. The issues of preparing the cost and performance data of competing energy supply technologies and examples of calculations and comparison of technologies for the levelized cost of energy supply (LCOQ) are considered.

**Keywords:** power industry, energy technologies, combined heat plants, heat supply, efficiency