

ПАРОТУРБИННЫЕ, ГАЗОТУРБИННЫЕ,
ПАРОГАЗОВЫЕ УСТАНОВКИ
И ИХ ВСПОМОГАТЕЛЬНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

МИФЫ О НЕКОНКУРЕНТОСПОСОБНОСТИ КОМБИНИРОВАННОЙ
ВЫРАБОТКИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ И ТЕПЛА
ПАРОТУРБИННЫМИ УСТАНОВКАМИ ТЭЦ С НАИЛУЧШИМИ
ДОСТУПНЫМИ ТЕХНОЛОГИЯМИ ИХ РАЗДЕЛЬНОГО ПРОИЗВОДСТВА¹

© 2022 г. С. С. Белобородов^а, *, А. А. Дудолин^б, **

^аНП “Энергоэффективный город”, Семеновская наб., д. 2/1, стр. 1, оф. 311, Москва, 195094 Россия

^бНациональный исследовательский университет “Московский энергетический институт”,
Красноказарменная ул., д. 14, Москва, 111250 Россия

*e-mail: enefgorod@gmail.com

**e-mail: DudolinAA@mpei.ru

Поступила в редакцию 15.10.2021 г.

После доработки 15.11.2021 г.

Принята к публикации 24.11.2021 г.

Рассмотрены причины снижения эффективности существующих ТЭЦ на рынках электрической и тепловой энергии (мощности) и пути их решения. Сравнение конкурентоспособности комбинированной выработки ТЭЦ выполнено на основании комплексного анализа экономических, технологических и экологических параметров для реальных электрических и тепловых режимов загрузки оборудования, одинакового объема предоставляемых услуг и равного уровня надежности и живучести энергосистем, т.е. способности противостоять аварийным возмущениям и не допускать каскадного развития аварий с массовым нарушением снабжения потребителей. Показано, что существующие паротурбинные ТЭЦ конкурентоспособны с наилучшими доступными технологиями (НДТ) раздельного производства электрической энергии и тепла. Результаты анализа представлены в удобном графическом виде при использовании методического подхода к определению конкурентоспособности комбинированной выработки электрической энергии и тепла с самыми современными технологиями их раздельного производства. Предложено внести изменения в действующие правила оптового и розничного рынков электрической энергии и мощности, которые позволят устранить причины искусственной убыточности существующих ТЭЦ, в том числе о прекращении субсидирования строительства новой генерации в рамках программ ДПМ, ДПМ ВИЭ, ДПМ ГЭС/АЭС, ДПММод² за счет уже имеющейся тепловой генерации. Необходимо рассматривать работу теплофикационного оборудования ТЭЦ в конденсационном режиме как вынужденную. Расход топлива при работе ТЭЦ в конденсационном режиме должен полностью относиться на производство электрической энергии, а не распределяться между электрической и тепловой энергиями. Ценовые заявки ТЭЦ на конденсационные хвосты должны подаваться по фактическим расходам топлива и не принимать участие в формировании маржинальных цен на рынке на сутки вперед (РСВ). Целесообразно при принятии стратегических решений развития энергосистемы отказаться от использования метода ОРГРЭС (метод раздельного производства), физического и теплового методов разнесения расхода топлива на отпуск электрической энергии и тепла, так как они предоставляют некорректную информацию.

Ключевые слова: ТЭЦ, оптовый рынок электрической энергии и мощности, удельный расход топлива, конкурентоспособность, когенерация, наилучшие доступные технологии

DOI: 10.1134/S0040363622070025

Комбинированная выработка электрической энергии и тепла признана мировым сообществом приоритетным направлением повышения энер-

гоэффективности и борьбы с изменением климата. В 2004 г. Европейский парламент утвердил директиву 2004/8/ЕС о поощрении когенерации на основе полезной тепловой энергии на внутреннем энергетическом рынке [1]. В 2007 г. на саммите “Большой восьмерки” было принято решение по развитию методов стимулирования энергоэффективности, энергосбережения и борьбы с глобальным потеплением в результате выбросов

¹ Работа выполнена при финансовой поддержке Министерства науки и высшего образования России (шифр научной темы FSWF-2020-0021).

² ДПМ – программа договоров о предоставлении мощности, ДПМ ВИЭ – то же для возобновляемых источников энергии, ДПММод – то же для модернизации.

парниковых газов [2]. За период с 2005 по 2016 г. в 28 европейских странах установленная мощность электростанций, работающих в режиме когенерации, выросла с 99.3 до 123.9 ГВт [3].

История теплофикации в России насчитывает более 100 лет [4–6]. Первая теплофикационная система была сооружена в Санкт-Петербурге в 1903 г. При проектировании развития энергосистемы страны использовался научно обоснованный системный подход, включавший в себя проведение комплексных расчетов топливной эффективности, определение надежности, живучести, экономических и экологических показателей. Сравнение вариантов применения раздельного и комбинированного производства электроэнергии и тепла выполнялось с учетом общехозяйственного эффекта [7]. Теплофикация стала одним из главных направлений развития энергосистемы страны. При проектировании систем тепло- и электроснабжения городов с численностью населения более 100 тыс. чел. предполагалось внедрение технологий комбинированной выработки. Важно отметить, что на Центральное диспетчерское управление (ЦДУ) ЕЭС Советского Союза была возложена ответственность в том числе и за топливную эффективность генерирующего оборудования. В каждом регионе вертикально интегрированные энергетические компании отвечали за эффективность и надежность электро- и теплоснабжения потребителей.

Технологический прогресс в энергетике позволяет внедрять теплофикацию в городах с населением менее 100 тыс. чел. [8]. С учетом климатических особенностей России развитие комбинированной выработки ТЭЦ является приоритетным направлением снижения выбросов углекислого газа (CO_2) [9].

В результате реформы электроэнергетики в 2003–2008 гг. были реорганизованы вертикально интегрированные компании. Генерация, электрические сети, диспетчерские управления и тепловые сети передавались разным собственникам. Вводился запрет на совмещение видов деятельности по производству и передаче электрической энергии. Теплоэлектроцентрали мощностью 25 МВт и выше были выведены на оптовый рынок электрической энергии и мощности. Они продолжили работать на рынках электроэнергии и тепла в условиях отсутствия единого центра ответственности за электро- и теплоснабжение потребителей. Системный оператор ЕЭС России не отвечал ни за теплоснабжение потребителей, ни за расход топлива в ЕЭС России.

При проведении реформы не учитывались в полном объеме особенности функционирования ТЭЦ. Отсутствовали прямые договорные отношения ТЭЦ с покупателями электрической и тепловой энергии. Реализация электрической энергии (мощности) осуществлялась (и осуществля-

ется до сих пор) на оптовом рынке, а тепла – на локальных рынках. Ошибки, сделанные в процессе проведения реформы, необходимо признать и исправить.

В работах [10–13] рассмотрены стратегические вопросы развития систем электро- и тепло-снабжения потребителей, выполнен анализ современного состояния рынков электрической энергии и тепла, предложены направления дальнейшего реформирования отрасли, в том числе нацеленные на исправление ситуации с функционированием ТЭЦ.

Данная статья посвящена анализу факторов, влияющих на конкурентоспособность и доходность (убыточность) ТЭЦ на рынках электрической и тепловой энергии (мощности).

СРАВНЕНИЕ ПАРОТУРБИННЫХ И ПАРОГАЗОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

Сравнение указанных технологий проводится с помощью коэффициента использования тепла топлива (КИТТ), представляющего собой отношение тепловых эквивалентов выработанных ТЭЦ тепла и электрической энергии к тепловому эквиваленту сожженного топлива.

На рис. 1 представлены значения КИТТ тепловых электростанций ЕЭС России за 2015 и 2016 гг. [14].

Помимо этого, по данным Российского энергетического агентства (РЭА Минэнерго) фактическая топливная эффективность (КИТТ) ТЭЦ, в том числе “морально” устаревших с давлением пара 8.8 МПа, оказалась выше, чем у только что построенных современных ПГУ-ТЭЦ, ПГУ-КЭС и ГТУ-КУ³ [14].

При одинаковом отпуске тепла потребителям ПГУ-ТЭЦ вырабатывают в 4 раза больше электроэнергии, чем ПТУ-ТЭЦ, а при одинаковом отпуске электрической энергии – в 4 раза меньше тепла. Таким образом, необходимо сравнивать технологии ПТУ и ПГУ в контексте эффективности энергосистемы для одинакового объема производства электрической энергии и тепла, учитывая дополнительные объемы выработки тепла и электрической энергии энергетическими и водогрейными котлами и электростанциями.

На примере энергосистемы Санкт-Петербурга и Ленинградской области было показано [15, 16], что паротурбинные ТЭЦ не уступают по топливной эффективности ПГУ-ТЭЦ, а с учетом структуры генерирующих мощностей в энергосистеме, экспорта и импорта электрической энергии и мощности, стоимости жизненного цикла являются

³ ПГУ-ТЭЦ – парогазовая теплоэлектроцентраль, ПГУ-КЭС – парогазовая конденсационная электростанция, ГТУ-КУ – газотурбинная установка с котлом-утилизатором.

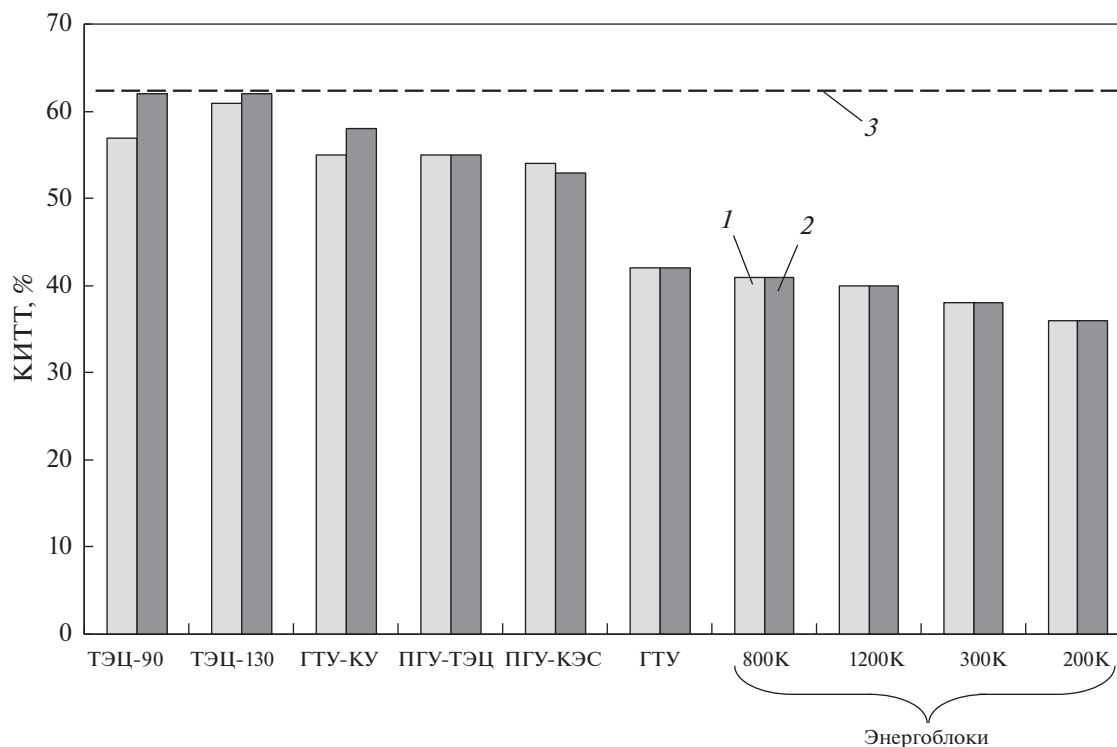


Рис. 1. Коэффициент использования тепла топлива тепловых электростанций в ЕЭС России [14].

1 – 2015 г.; 2 – 2016 г.; 3 – уровень лучших значений КИТТ на ТЭС ЕЭС России.

ТЭЦ-8.8, ТЭЦ-12.8 – паротурбинная ТЭЦ с блоками на 8.8 и 12.8 МПа соответственно; ГТУ-КУ – газотурбинная установка с котлом-утилизатором (ГТУ-ТЭЦ); ПГУ-ТЭЦ – парогазовая теплоэлектроцентраль; ПГУ-КЭС – парогазовая конденсационная электростанция; ГТУ – газотурбинная электростанция; энергоблоки 800К, 1200К, 300К, 200К – паросиловые электростанции конденсационного типа с блоками мощностью 800, 1200, 300 и 200 МВт соответственно

ся предпочтительными при модернизации систем теплоснабжения городов и муниципальных образований. Для покрытия сезонных максимумов потребления электрической энергии и резервирования электрической мощности в энергосистеме для прохождения аномально холодных зим с учетом стоимости жизненного цикла преимущество также имеют существующие отечественные паротурбинные ТЭЦ [17].

Несмотря на все очевидные плюсы теплофикации, в настоящее время генерирующие компании в России готовятся к массовому выводу из эксплуатации теплофикационного оборудования из-за убыточности эксплуатации ТЭЦ. Объяснение убыточности ТЭЦ чаще всего ограничивается констатацией низких тарифов на отпускаемую потребителям тепловую энергию либо “моральным” износом оборудования, при этом за рамками анализа остаются причины убыточности ТЭЦ на оптовом рынке электрической энергии и мощности.

Особый интерес для развития Единой энергосистемы России представляют вопросы конкурентоспособности ПТУ-ТЭЦ с НДТ раздельного производства электрической энергии и тепла.

В работе [18] были сделаны выводы о неконкурентоспособности малых, средних и крупных паротурбинных установок ТЭЦ, работающих на газовом и угольном топливе, с раздельным производством электрической энергии и тепла на базе НДТ. Авторы [18] провели сравнение расчетных значений КИТТ при раздельном производстве электрической энергии и тепла для идеальных режимов загрузки оборудования на базе НДТ с максимальной топливной эффективностью и фактических средних (не лучших) значений КИТТ существующих ТЭЦ, работающих в том числе в неэффективных режимах. Данный подход не может считаться корректным. Для получения справедливой оценки сравнение топливной эффективности НДТ раздельного производства целесообразно проводить с наилучшими показателями работы ПТУ-ТЭЦ для одинаковых электрических и тепловых режимов.

Так, фактические среднегодовые значения КИТТ угольных тепловых электростанций Иркутскэнерго, даже с учетом семи конденсационных энергоблоков К-150-12.8 на ТЭЦ-10, в 2004–2006 гг. составляли от 73 до 76% [19]. Таким образом, среднегодовое значение КИТТ ТЭЦ Иркутскэнерго выше, чем КИТТ раздельного производства на базе НДТ для угольных энергоблоков, а

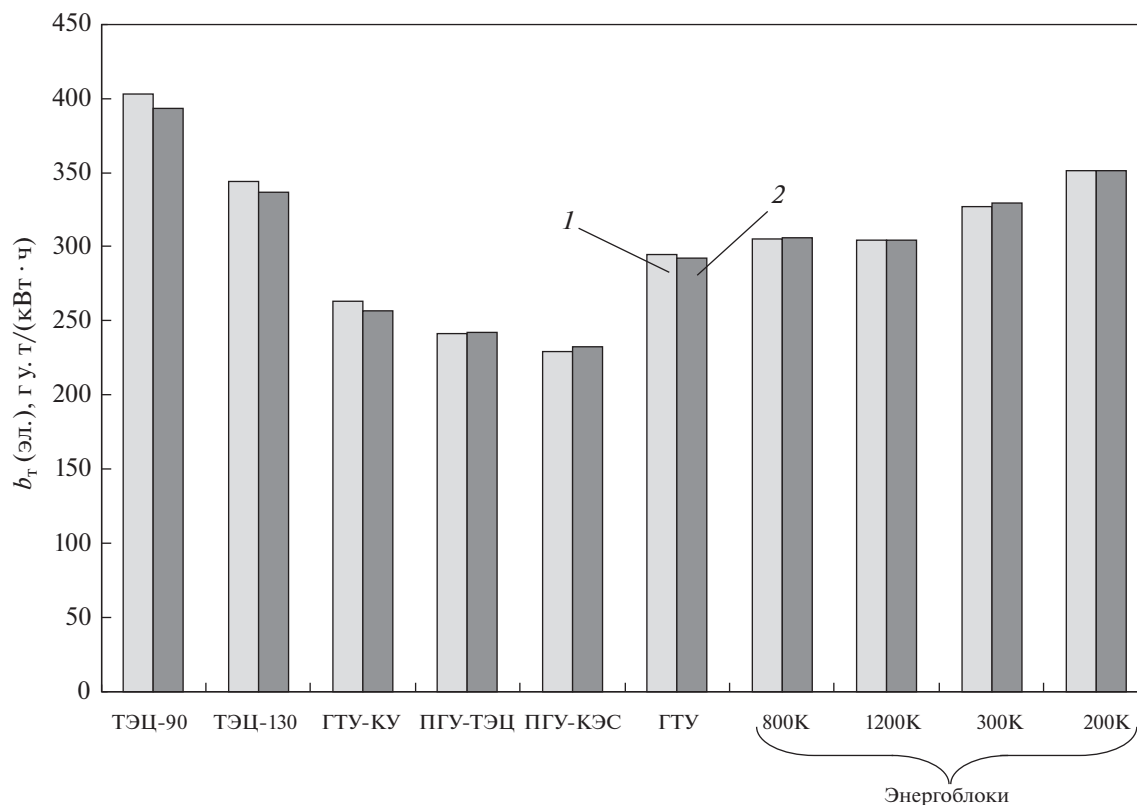


Рис. 2. Удельный расход топлива b_T (эл.) на отпуск электроэнергии тепловыми электростанциями в ЕЭС России [14]. 1 – 2015 г.; 2 – 2016 г.

также используемые для сравнения фактические средние значения КИТТ, составляющие для крупных ТЭЦ 60.6%, для средних 63.1% и для малых 67.8%. Необходимо отметить, что высокие значения КИТТ в Иркутскэнерго были получены в результате успешного внедрения программы повышения эффективности работы ТЭЦ, которая включала оптимизацию режимов загрузки теплофикационного оборудования, в том числе благодаря элементам самодиспетчеризации и коммерческой диспетчеризации.

Для оценки конкурентоспособности ТЭЦ с НДТ раздельной выработки тепловой и электрической энергии используется методический подход [20], с помощью которого учитываются потери в электрических и тепловых сетях, различия в стоимости топлива для электростанций и котельных, а также методики разнесения расхода топлива ТЭЦ между электрической и тепловой энергией.

МЕТОД ОРГРЭС, ФИЗИЧЕСКИЙ И ТЕПЛОВЫЙ МЕТОДЫ

Согласно информации Российского энергетического агентства (РЭА), значения удельного расхода топлива на отпуск электроэнергии тепловыми электростанциями ЕЭС России за 2015 и 2016 гг. [14] составлял от 230 до 400 г у. т/(кВт · ч) (рис. 2).

По данным РЭА фактические значения удельного расхода топлива на отпуск электроэнергии ТЭЦ значительно выше, чем у ГТУ-КУ, ПГУ-ТЭЦ и ПГУ-КЭС. Необходимо ответить на вопрос: почему ТЭЦ, имеющие лучший КИТТ (см. рис. 1), оказались худшими по удельному расходу топлива на отпуск электроэнергии?

Существует большое количество методов разнесения расхода топлива ТЭЦ между производством электрической энергии и тепла. При формировании официальных (обязательных) отчетов, в том числе тех, на которых основывается анализ РЭА Минэнерго, генерирующие компании, как правило, используют два метода: метод ОРГРЭС и физический метод.

На рис. 3 в графическом виде представлены результаты применения методического подхода [20] к определению конкурентоспособности ТЭЦ. Горизонтальная штриховая линия соответствует топливной эффективности производства тепловой энергии на газовых котлах с КПД 94%, вертикальные штриховые – топливной эффективности производства электрической энергии парогазовыми установками (3) и паросиловыми конденсационными энергоблоками электрической мощностью 300 МВт (4). Наклонные линии характеризуют все возможные варианты разнесения удельного расхода условно-

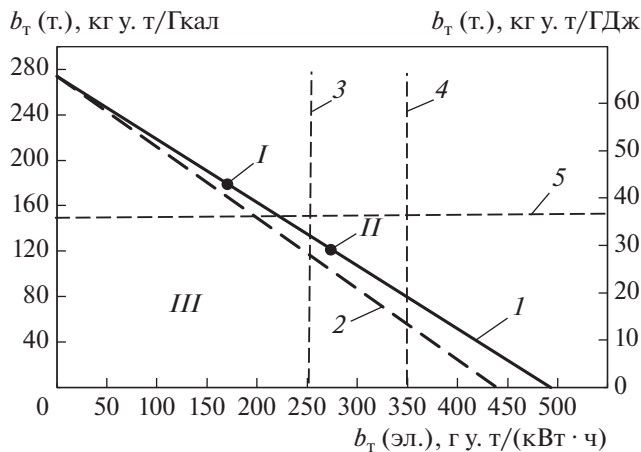


Рис. 3. Зависимость удельного расхода топлива на выработку (отпуск) электроэнергии $b_{т(эл.)}$ ТЭЦ от удельного расхода топлива на выработку (отпуск) тепловой энергии $b_{т(т.)}$.
Методы: I – физический; II – ОРГРЭС; III – прямоугольник конкурентоспособности ТЭЦ с НДТ раздельного производства электроэнергии и тепла.
УРУТ: I – на отпуск электроэнергии и тепла; 2 – на выработку электрической энергии и тепла; 3 – при конденсационной выработке ПГУ; 4 – при конденсационной выработке Т-100-12.8; 5 – котельной

го топлива (УРУТ) на ТЭЦ по выработке и отпуску электрической энергии и тепла. Также на рисунке точками показаны значения удельного расхода топлива на отпуск электрической энергии и тепла, полученные путем разнесения расхода топлива ТЭЦ по методу ОРГРЭС и физическому методу.

Пересечение наклонных линий 1 и 2 с левым нижним прямоугольником, названным “прямоугольником конкурентоспособности ТЭЦ с НДТ раздельного производства электрической энергии и тепла”, даже в одной точке характеризует конкурентоспособность ТЭЦ с НДТ раздельного производства.

На рис. 3 видно, что расчеты, выполненные по методу ОРГРЭС и физическому методу, не попадают в “прямоугольник конкурентоспособности”, т.е. данные методы не обеспечивают конкурентоспособность ТЭЦ на рынках электроэнергии и тепла одновременно. При использовании физического метода ТЭЦ проигрывает конкуренцию на рынке тепла, а при использовании метода ОРГРЭС – на рынке электроэнергии. Оба метода не могут применяться в процессах принятия стратегических решений по вопросам электро- и теплоснабжения потребителей, так как дают ложные результаты.

Для обеспечения конкурентоспособности по критерию УРУТ на производство или отпуск

электрической энергии и тепла необходимо выбирать точки, лежащие на отрезках внутри “прямоугольника конкурентоспособности”.

Для целей тарифного регулирования в сфере теплоснабжения приказом по Минэнерго России № 952 от 12.09.2016 был принят тепловой метод распределения расхода топлива между электрической энергией, отпускаемой с шин электростанций, и тепловой энергией, отпускаемой с коллекторов электростанций. Этот метод предусматривает включение всего расхода электрической энергии на собственные нужды в состав затрат топлива, относимых на отпуск электрической энергии. Таким образом, формируется дополнительный объем перекрестного субсидирования потребителей тепловой энергии за счет потребителей электрической энергии, что снижает конкурентоспособность ТЭЦ на рынке электрической энергии.

Расход электрической энергии на отпуск тепловой энергии для малых ТЭЦ может составлять значительную часть выработки электрической энергии, поэтому при применении данного метода искусственно формируется некорректный завышенный удельный расход топлива на отпуск электрической энергии для источников с комбинированной выработкой, имеющих малую электрическую мощность и большой объем отпуска тепла. Чтобы избежать этого, следует отказаться от использования любых методов разнесения расхода топлива, не обеспечивающих конкурентоспособность комбинированной выработки ТЭЦ на рынках электрической энергии и тепла, в том числе от метода ОРГРЭС, физического и теплового методов.

ПЕРЕКРЕСТНОЕ СУБСИДИРОВАНИЕ. РАСХОД ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА ОТПУСК ТЕПЛА

Для принятия стратегических решений необходимо обеспечить корректное сравнение вариантов. Для производства и отпуска тепла потребителям котельными потребляют электрическую энергию. Частыми ошибками при проведении сравнения топливной эффективности отпуска тепла в результате комбинированной выработки и раздельного производства являются:

отсутствие учета потребления электрической энергии котельными;

исключение расхода электрической энергии на отпуск тепла потребителям из полезного отпуска электроэнергии ТЭЦ, включение его в расход на собственные нужды электростанции.

Также при сравнении необходимо учитывать расход энергоресурсов на одинаковый объем услуг (технологических процессов), оказываемых источниками тепловой энергии в системах теплоснабжения городов и муниципальных образова-

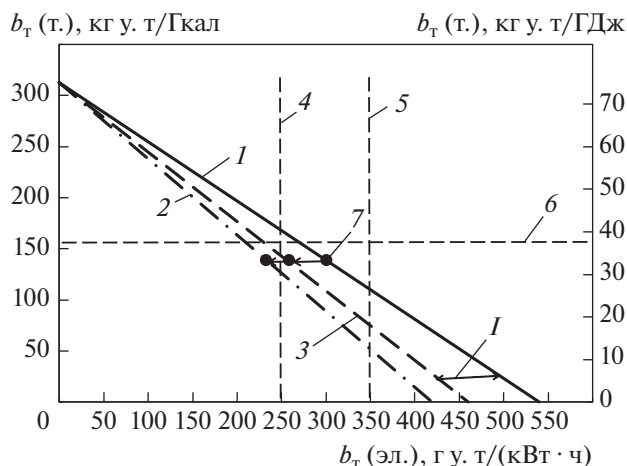


Рис. 4. Изменение удельного расхода топлива на отпуск электрической энергии и тепла ТЭЦ в зависимости от отнесения электроэнергии, потребляемой на отпуск тепла, к расходу на собственные нужды; 2 – на выработку электрической энергии и тепла; 3 – на отпуск электроэнергии и тепла с отнесением электроэнергии, потребляемой на отпуск тепла, к полезному отпуску; 4 – при конденсационной выработке ПГУ; 5 – при конденсационной выработке Т-100-12.8; 6 – котельной; 7 – фактическое расчетное значение (стрелками показан переход в область, где обеспечивается конкурентоспособность на рынке как электрической, так и тепловой мощности)

УРУТ: 1 – на отпуск электроэнергии и тепла с отнесением электроэнергии, потребляемой на отпуск тепла, к расходу на собственные нужды; 2 – на выработку электрической энергии и тепла; 3 – на отпуск электроэнергии и тепла с отнесением электроэнергии, потребляемой на отпуск тепла, к полезному отпуску; 4 – при конденсационной выработке ПГУ; 5 – при конденсационной выработке Т-100-12.8; 6 – котельной; 7 – фактическое расчетное значение (стрелками показан переход в область, где обеспечивается конкурентоспособность на рынке как электрической, так и тепловой мощности)

ний, в том числе на подготовку химически очищенной воды и использование баков-аккумуляторов для выравнивания суточных графиков горячего водоснабжения и резервирования химически очищенной воды для подпитки теплосети.

На рис. 4 представлены графики удельных расходов топлива на отпуск электрической энергии и тепла с учетом расхода электроэнергии на отпуск тепла и без его учета. Искусственное снижение полезного отпуска электрической энергии путем отнесения ее расхода на отпуск тепла на собственные нужды ТЭЦ приводит к росту удельных показателей и снижению КИТТ электростанции. Для рассматриваемого случая учет в полезном отпуске электроэнергии ТЭЦ ее расхода на отпуск тепловой энергии позволяет по стрелке перейти на график, имеющий точки пересечения с “прямоугольником конкурентоспособности” (см. рис. 4). Таким образом, в данном случае ТЭЦ является конкурентоспособной по топливной эффективности с НДТ раздельного производства. Следовательно, расход электрической энергии на отпуск тепла потребителям должен включаться в полезный отпуск электроэнергии ТЭЦ.

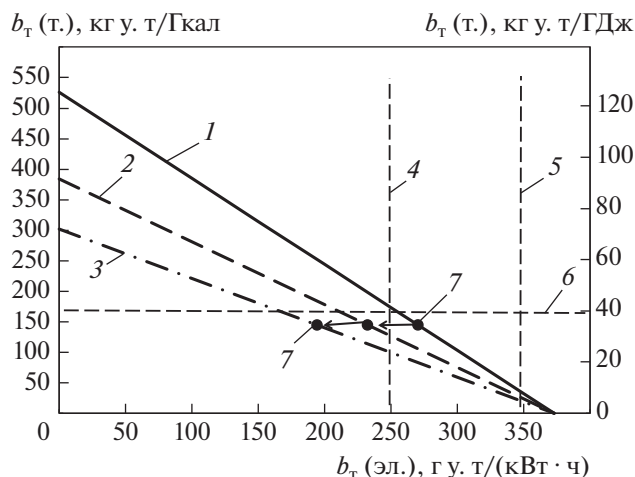


Рис. 5. Зависимость удельного расхода топлива на выработку электрической энергии и тепла от КИТТ. КИТТ, %: 1 – 60; 2 – 70; 3 – 80; УРУТ: 4 – при конденсационной выработке ПГУ; 5 – при конденсационной выработке Т-100-12.8; 6 – котельной; 7 – фактическое расчетное значение (стрелками показан переход в область, где обеспечивается конкурентоспособность на рынке как электрической, так и тепловой мощности)

РЕЖИМЫ ЗАГРУЗКИ ТЭЦ

Топливная эффективность работы ТЭЦ зависит от электрических режимов загрузки генерирующего оборудования, определяемых правилами оптового рынка и командами Системного оператора (СО) ЕЭС России. На рис. 5 представлены графики удельных расходов топлива на отпуск электрической энергии и тепла при разных режимах загрузки генерирующего оборудования. Значение КИТТ, а следовательно, и конкурентоспособность ТЭЦ с НДТ раздельного производства зависят от доли конденсационной выработки: чем она меньше, тем выше КИТТ и ниже удельные расходы топлива. На рис. 5 видно, что график, соответствующий КИТТ равному 60%, в отличие от графиков, соответствующих КИТТ 70 и 80%, не пересекает “прямоугольник конкурентоспособности”.

Таким образом, увеличивая КИТТ ТЭЦ, можно обеспечить конкурентоспособность ТЭЦ с НДТ раздельного производства одновременно на рынках электрической энергии и тепла. При генерирующем оборудовании разного типа конкурентоспособность ТЭЦ наступает при различных значениях КИТТ.

Итак, можно обозначить следующие пути решения рассмотренной в данной статье проблемы планирования режимов работы ТЭЦ:

функционирование теплофикационного оборудования ТЭЦ в режиме когенерации обеспечивается в соответствии с существующими нормами;

ответственность за соблюдение режимов работы теплофикационного оборудования ТЭЦ возлагается на СО ЕЭС России;

работа теплофикационного оборудования ТЭЦ в конденсационном режиме должна рассматриваться как вынужденная мера в интересах рынка электрической энергии.

ПЕРЕКРЕСТНОЕ СУБСИДИРОВАНИЕ. РАБОТА ТЭЦ ПО ЭЛЕКТРИЧЕСКОМУ ГРАФИКУ

Процедуры выбора состава включенного генерирующего оборудования предполагают пуск генерирующего оборудования электростанций с меньшей ценовой заявкой. При нежелании включать генерирующее оборудование энергетическими компаниями подаются заявки с максимальной ценой. При равенстве ценовых заявок СО ЕЭС России использует в качестве дополнительных критериев характеристики маневренности оборудования, не связанные с топливной эффективностью и стоимостью электрической энергии.

На рис. 6 представлены данные о работе ТЭЦ в июне. Теплоэлектроцентральный не конкурентоспособен и на рынке тепла, и на рынке электроэнергии, значительно уступает в топливной эффективности котельным и конденсационным энергоблокам электрической мощностью 300 МВт, предназначенным для отдельного производства. Следовательно, ТЭЦ не должна загружаться (обеспечивать нагрузку потребителя) в таких режимах. Целесообразно остановить ТЭЦ для

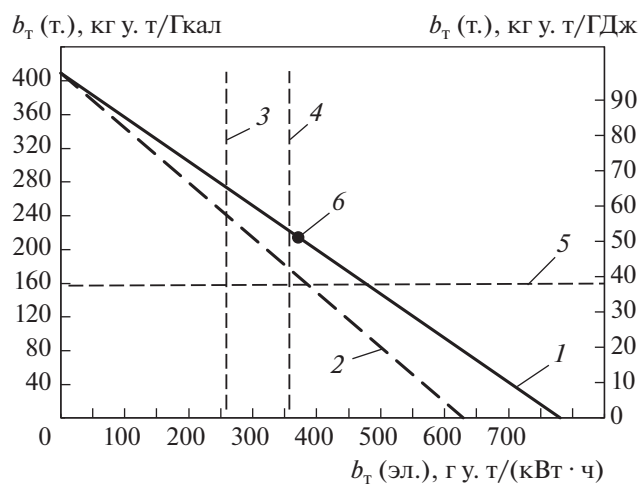


Рис. 6. Удельный расход топлива на отпуск электрической энергии и тепла ТЭЦ в июне месяце в случае значительной доли конденсационной выработки. УРУТ: 1 — на отпуск электроэнергии и тепла; 2 — на выработку электрической энергии и тепла; 3 — при конденсационной выработке ПГУ; 4 — при конденсационной выработке Т-100-12.8; 5 — котельной; 6 — фактический

потребителей тепла и вырабатывать тепловую энергию в данный период времени в котельных. Загрузка ТЭЦ в таком режиме может быть интересна исключительно в отношении ведения электрических режимов в энергосистеме. Расход топлива при работе ТЭЦ в конденсационном режиме должен полностью относиться на производство электрической энергии, а не распределяться между электрической и тепловой энергиями. Иначе получается, что потребители тепла в данном случае субсидируют рынок электроэнергии. Чтобы этого не происходило, необходимо отказаться от загрузки теплофикационного оборудования ТЭЦ в летний (межотопительный) период тогда, когда выгоднее использовать отдельное производство электрической энергии и тепла.

ПЕРЕКРЕСТНОЕ СУБСИДИРОВАНИЕ. СТОИМОСТЬ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ МОЩНОСТИ

На рис. 7 представлены результаты конкурентного отбора мощности (КОМ) для первой и второй ценовых зон оптового рынка электрической энергии и мощности. Стоимость мощности по результатам КОМ в 2021 г. во второй ценовой зоне составила 225339.74 руб/МВт в месяц, в то время как в первой ценовой зоне — 134393.81 руб/МВт [21]. Разница в стоимости электрической мощности связана с различным объемом финансовой нагрузки, оказываемой объектами ДПМ, ДПМ ГЭС/АЭС, ДПМ ВИЭ на стоимость электроэнергии для конечного потребителя, в первой и второй ценовых зонах.

В соответствии с поручением Президента РФ рост стоимости электрической энергии для конечных потребителей ограничен уровнем инфляции. Сдерживание этого роста осуществляется прежде всего за счет “старой” тепловой генерации (устаревших паросиловых технологий). “Старая” гене-

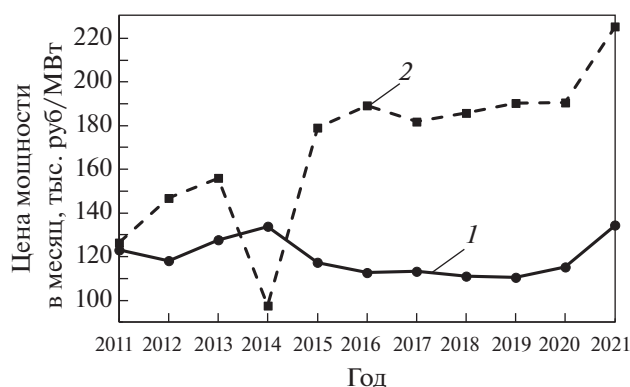


Рис. 7. Результаты конкурентного отбора мощности по зонам свободного перетока (ЗСП) (первая и вторая ценовые зоны). 1 — ЗСП Центра; 2 — ЗСП Сибири

Сравнение стоимости электрической мощности ТЭЦ по результатам КОМ и стоимости мощности новых электростанций, построенных в рамках программы ДПМ, ДПМ ГЭС/АЭС, ДПМ ВИЭ

Электростанции	Стоимость мощности, отн. ед.	КИУМ*	Стоимость мощности в пересчете на кВт · ч
ТЭЦ	1.0	1.0	1.0
ДПМ	8.6	1.1	7.8
ДПМ ГЭС/АЭС	20.3	1.6	12.7
ДПМ ВИЭ	27.6	0.3	92.0

* КИУМ – коэффициент использования установленной мощности.

рация, в том числе ТЭЦ, субсидирует строительство электростанций по программам ДПМ, ДПМ ВИЭ, ДПМ ГЭС/АЭС, ДПММод и др., что приводит к искусственной убыточности старой генерации, включая ТЭЦ.

Стоимость электрической мощности в результате проведения процедур КОМ на 2019 г. составила в первой ценовой зоне 110451.22 руб/МВт в месяц, а во второй – 190512.3 руб/МВт [21]. Стоимость электрической мощности за 9 лет в ЗСП Центра первой ценовой зоны снизилась на 10.2%.

Учитывая инфляцию за период с 2011 г., а также девальвацию рубля в 2014 г., можно констатировать, что “старая” тепловая генерация, включая ТЭЦ, не получает необходимой выручки на оптовом рынке электрической мощности.

Необходимо отметить, что в 2018 г. цена электрической мощности “старой” генерации по результатам КОМ была меньше стоимости мощности новых электростанций, построенных в рамках программы ДПМ, в 8.6 раза, ДПМ ГЭС/АЭС – в 20.3 раза, ДПМ ВИЭ – в 27.6 раза, а стоимость электрической мощности ТЭЦ по результатам КОМ в пересчете на киловатт-часы в 7.8 и 92 раза меньше, чем у ДПМ и ДПМ ВИЭ соответственно (см. таблицу).

Таким образом, оборудование ТЭЦ, генерирующее самую дешевую в энергосистеме электрическую мощность, оказывается искусственно убыточным. Чтобы этого не происходило, следует:

прекратить субсидирование строительства “новой” генерации, в том числе ВИЭ, за счет “старой” тепловой генерации, прежде всего ТЭЦ;

гарантировать экономически обоснованный уровень доходов ТЭЦ на рынке электрической мощности, обеспечивающий нормальную эксплуатацию и надлежащий ремонт оборудования.

ЦЕНОВАЯ ЗАЯВКА ТЭЦ НА РЫНКЕ НА СУТКИ ВПЕРЕД

В соответствии с правилами оптового рынка электрической энергии (РСВ) ТЭЦ подает ценопринимающую заявку на объем комбинированной выработки, а на конденсационные хвосты – цено-

вую заявку, основанную на средневзвешенном расходе топлива на выработку в комбинированном и конденсационном режимах (рис. 8).

Отпуск электрической энергии ТЭЦ, производимой в конденсационном режиме, осуществляется с убытками, что снижает, а в некоторых случаях нивелирует доход от реализации электроэнергии, выработанной в режиме когенерации.

Таким образом, с учетом фактических режимов загрузки оборудования работа ТЭЦ на оптовом рынке электрической энергии также не принесит существенных преимуществ. Чтобы изменить ситуацию, необходимо:

внести изменения в правила оптового рынка электрической энергии и мощности с разделением отбора генерирующего оборудования для работы в базовой и пиковых частях суточного графика потребления электроэнергии;

обеспечить в структуре генерирующих мощностей долю электростанций, эффективно работающих в пиковых режимах с возможностью ежедневного пуска/останова;

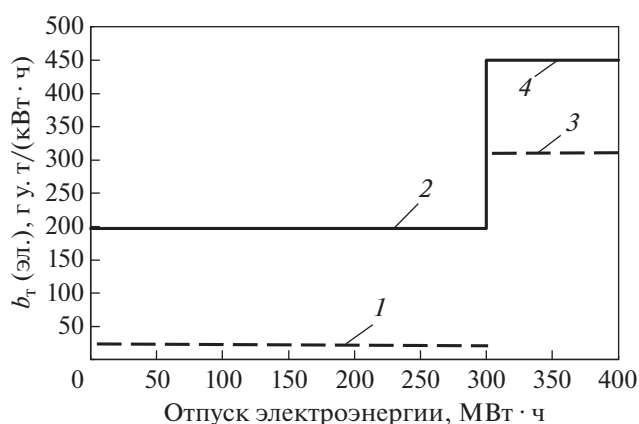


Рис. 8. Удельный расход топлива в ценовых и ценопринимающих заявках ТЭЦ.

1 – ценопринимающая заявка на комбинированную выработку ТЭЦ; УРУТ: 2 – при комбинированной выработке ТЭЦ; 3 – в ценовой заявке на конденсационную выработку ТЭЦ; 4 – при конденсационной выработке ТЭЦ

работу теплофикационного оборудования ТЭЦ в конденсационном режиме рассматривать как вынужденную, ценовые заявки ТЭЦ на конденсационные хвосты подавать по фактическим расходам топлива и не должны принимать участия в формировании маржинальных цен на РСВ.

ВЫНУЖДЕННАЯ ГЕНЕРАЦИЯ ПО ТЕПЛУ

В соответствии с правилами оптового рынка электрической энергии и мощности существует возможность реализации электрической мощности по цене выше цены КОМ. Для генерирующего оборудования, получившего статус вынужденной генерации, необходимо устанавливать специальные тарифы, обеспечивающие безубыточность его функционирования.

Процедура получения статуса вынужденной генерации предполагает подачу собственником заявления о выводе генерирующего оборудования из эксплуатации. При запрете вывода генерации из эксплуатации по причинам нарушения надежности электроснабжения либо теплоснабжения потребителей ей присваивается статус вынужденной генерации [22, 23].

Собственники генерирующего оборудования, имеющего статус вынужденной генерации по теплу, получили согласие Системного оператора ЕЭС России на вывод генерирующего оборудования из эксплуатации. Как уже было отмечено ранее, Системный оператор не несет ответственности за топливную эффективность и цены на электрическую энергию (мощность) в энергосистеме. Таким образом, СО ЕЭС России указывает, что данное оборудование ему не требуется для ведения электрических режимов в энергосистеме.

Оплата электрической мощности вынужденной генерации по теплу осуществляется исключительно за счет потребителей региона, в котором находится ТЭЦ, в виде надбавки к цене рынка, что приводит к дополнительной нагрузке на потребителей и на региональный и муниципальные бюджеты. Потребители из других регионов не оплачивают содержание вынужденной генерации по теплу. Можно было бы предположить, что данная ТЭЦ будет работать по тепловому графику исключительно в эффективном теплофикационном режиме. Однако СО ЕЭС России загружает генерирующее оборудование, имеющее статус вынужденной по теплу генерации, в неэффективных конденсационных режимах в интересах всех потребителей электроэнергии в ЕЭС России. Неэффективные режимы приводят к дополнительным убыткам, для покрытия которых требуются компенсации, опять же со стороны потребителей. Руководству региона проще, а во многих случаях дешевле отказаться от комбинированной выра-

ботки ТЭЦ и построить замещающие котельные на бюджетные средства.

Все вышесказанное обуславливает необходимость принять срочные меры по сохранению когенерации в ЕЭС России:

обеспечить экономически обоснованный уровень доходов ТЭЦ на рынке электрической мощности, гарантирующий нормальную эксплуатацию и надлежащий ремонт оборудования;

пересмотреть правила вывода ТЭЦ из эксплуатации;

оплату электрической мощности ТЭЦ разносить на всю ценовую зону оптового рынка электрической энергии и мощности;

ввести ответственность СО ЕЭС России за топливную эффективность в энергосистеме и цены на электрическую энергию (мощность) на оптовом рынке.

ВЫВОДЫ

1. Существующие ПТУ-ТЭЦ конкурентоспособны с наилучшими доступными технологиями раздельного производства электрической энергии и тепла.

2. В рамках действующих правил оптового и розничного рынков электрической энергии и мощности ТЭЦ являются искусственно убыточными. Критическая ситуация сложилась в первой ценовой зоне оптового рынка электрической энергии и мощности.

3. Необходимо прекратить субсидирование строительства “новой” генерации, в том числе объектов ВИЭ, за счет “старой” тепловой генерации, прежде всего ТЭЦ.

4. Для решения обозначенных в статье проблем необходимо:

рассматривать работу теплофикационного оборудования ТЭЦ в конденсационном режиме как вынужденную; расход топлива при работе ТЭЦ в конденсационном режиме должен полностью относиться на производство электрической энергии, а не распределяться между электрической и тепловой энергией; ценовые заявки ТЭЦ на конденсационные хвосты должны подаваться по фактическим расходам топлива и не участвовать в формировании маржинальных цен на РСВ;

включать расход электрической энергии на отпуск тепла потребителям в полезный отпуск электроэнергии ТЭЦ;

при принятии стратегических решений развития энергосистемы отказаться от использования метода ОРГРЭС, физического и теплового методов разнесения расхода топлива на отпуск электрической энергии и тепла как предоставляющих некорректную информацию;

ввести ответственность СО ЕЭС России за топливную эффективность в энергосистеме, соблюдение режимов работы теплофикационного оборудования ТЭЦ; включить данные показатели в ключевые показатели эффективности (КПИ) менеджмента Системного оператора;

внести изменения в правила оптового рынка электрической энергии и мощности с разделением отбора генерирующего оборудования для работы в базовой и пиковой частях суточного графика потребления электроэнергии;

обеспечить в структуре генерирующих мощностей ЕЭС России долю электростанций, эффективно работающих в пиковых режимах, с возможностью ежедневного пуска/останова оборудования.

5. Сравнение конкурентоспособности комбинированной выработки ТЭЦ с наилучшими доступными технологиями раздельного производства электрической энергии и тепла необходимо проводить на основании комплексного анализа экономических, технологических и экологических параметров при условии:

реальных электрических и тепловых режимов загрузки оборудования;

одинакового объема предоставляемых услуг;

равного уровня надежности и живучести энергосистемы.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Directive** 2004/8/EC of the European Parliament and of the Council of 11 February 2004 on the promotion of cogeneration based on a useful heat demand in the internal energy market and amending Directive 92/42/EEC.
2. **Growth** and responsibility in the world economy: Summit Declaration. 7 June 2007.
3. **EU** in figures Energy statistical pocketbook 2014–2018.
4. **Чистович С.А., Година С.Я.** 100-летний юбилей теплофикации и централизованного теплоснабжения в России // Теплоэнергоэффективные технологии. 2003. № 3. С. 12–25. [Информ. бюл.]
5. **К 100-летию** теплофикации и централизованного теплоснабжения в России // Новости теплоснабжения. 2003. № 9 (37).
6. **Зингер Н.М., Белевич А.И.** Развитие теплофикации в России // Электрические станции. 1999. № 10. С. 2–8.
7. **Мелентьев Л.А.** Научные основы теплофикации и энергоснабжения городов и промышленных предприятий: науч. изд. / Сост. Л.С. Хрилев, И.А. Смирнов, К.С. Светлов. М.: Наука, 1993.
8. **Стырикович М.А.** Теплотехника и теплофизика. Экономика энергетики и экология. Воспоминания. М.: Наука, 2002.
9. **Белобородов С.С.** Снижение эмиссии CO₂: развитие когенерации или строительство ВИЭ? // Энергосовет. 2018. № 1 (51). С. 16–25.
10. **Стратегия** развития теплоснабжения и когенерации в Российской Федерации до 2025 года. [Электрон. ресурс.] <https://www.rosteplo.ru/strateg>
11. **Стенников В.А., Пеньковский А.В.** Теплоснабжение потребителей в условиях рынка: современное состояние и тенденции развития // ЭКО. 2019. Т. 49. № 3. С. 8–20.
12. **Кутовой Г.П.** Электроэнергетика вновь перед выбором варианта дальнейших реформ // Энергосовет. 2018. № 1 (51). С. 26–30.
13. **Белобородов С.С.** Пути решения вопросов повышения эффективности систем централизованного теплоснабжения, снижения стоимости электрической и тепловой энергии, сохранения ТЭЦ // Новости теплоснабжения. 2015. № 8 (180). С. 11–14.
14. **Теплоэнергетика** и централизованное теплоснабжение России в 2015–2016 годы: Информ.-аналит. докл. М.: РЭА Минэнерго России, 2018.
15. **Юферев Ю.В., Белобородов С.С.** Перспективы развития ТЭЦ Санкт-Петербурга в современных условиях // Энергетик. 2017. № 2. С. 3–8.
16. **Юферев Ю.В., Белобородов С.С.** К вопросу обоснования выбора между ПТУ и ПГУ в схеме теплоснабжения Санкт-Петербурга // Энергетик. 2017. № 11. С. 26–28.
17. **Белобородов С.С., Дудолин А.А.** Сравнение использования паросиловых и парогазовых технологий для покрытия сезонных максимумов потребления электрической энергии в ЕЭС РФ // Электрические станции. 2017. № 12. С. 20–25.
18. **Филиппов С.П., Дильман М.Д.** ТЭЦ в России: необходимость технологического обновления // Теплоэнергетика. 2018. № 11. С. 5–22. <https://doi.org/10.1134/S0040363618110024>
19. **Годовые** отчеты АО “Иркутскэнерго” за 2003–2006 гг.
20. **Белобородов С.С., Дудолин А.А.** Анализ конкурентоспособности ТЭЦ на рынке электроэнергии и тепла // Вестник МЭИ. 2018. № 2. С. 21–29. <https://doi.org/10.24160/1993-6982-2018-2-21-29>
21. **Итоги** конкурентного отбора мощности на 2017–2019 годы // Сайт ОАО СО ЕЭС. Конкурентный отбор мощности. [Электрон. ресурс.] monitor.soups.ru
22. **Перечень** генерирующего оборудования, отнесенного к генерирующим объектам, мощность которых поставляется в вынужденном режиме, в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей: Прил. № 2 к распоряжению Правительства РФ от 15.10.2015 № 2065-р.
23. **Перечень** генерирующего оборудования, отнесенного к генерирующим объектам, мощность которых поставляется в вынужденном режиме, в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей: Прил. № 2 к распоряжению Правительства РФ от 29.07.2016 № 1619-р.

Myths about Lack of Competitiveness of Combined Electricity and Heat Production by Combined Heat and Power Plant Steam Turbine Units in Comparison with the Best Available Technology of Their Separate Production

S. S. Beloborodov^{a, *} and A. A. Dudolin^{b, **}

^a NP Energy Efficient City, Moscow, 195094 Russia

^b National Research University Moscow Power Engineering Institute, Moscow, 111250 Russia

*e-mail: enefgorod@gmail.com

**e-mail: DudolinAA@mpei.ru

Abstract—Factors causing degraded efficiency of existing combined heat and power plants (CHPPs) in the electricity and heat (capacity) markets, and ways of solving this problem are considered. The competitiveness of combined production at CHPPs is compared proceeding from a comprehensive analysis of economic, process, and environmental parameters for real electrical and thermal loading modes of equipment, the same amount of rendered services, and equal reliability and survivability levels of power systems, i.e., their ability to withstand emergency disturbances and prevent cascading progression of accidents with mass-scale loss of power supply to consumers. It is shown that the existing steam turbine CHPPs can compete with the best available technologies (BAT) for separate electricity and heat production. The analysis results are presented in convenient graphic form in applying a methodical approach to determining the competitiveness of combined electricity and heat production with the most up-to-date technologies for their separate production. It is proposed to introduce amendments into the existing rules of the wholesale and retail electricity and capacity markets that will make it possible to eliminate factors causing the artificial unprofitability of existing CHPPs, including termination of subsidizing the construction of new generating capacities within the framework of the CSA, RES CSA, HPP/NPP CSA, and Mod CSA programs at the expense of existing thermal generation sources. The operation of CHPP cogeneration equipment in the condensing mode should be considered as forced. The fuel consumption during CHPP operation in the condensing mode should be fully assigned to electricity production instead of allocating it to both electricity and heat. The CHPP price bids for the condensing tails should be applied proceeding from the actual fuel rates and shall not participate in the formation of marginal prices in the day-ahead market (DAM). In making strategic decisions on power system development, it is advisable to do away with using the ORGRES method (the separate production method) and the physical and thermal methods of allocating the fuel consumption between the electricity and heat supply because they yield incorrect information.

Keywords: CHPP, wholesale electricity and capacity market, fuel rate, competitiveness, cogeneration, best available technologies