

ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ И КОМПЛЕКСЫ (05.14.01)

УДК 620.92; 620.98

DOI: 10.24160/1993-6982-2020-5-54-66

Перспективы комбинированного производства тепловой и электрической энергии на теплоэлектроцентрали в современной энергосистеме

С.С. Белобородов, А.А. Дудолин

С учетом климатических и географических особенностей Российской Федерации развитие когенерации должно стать основным направлением повышения энергоэффективности и снижения выбросов парниковых газов. Существуют риски уменьшения объема комбинированной выработки теплоэлектроцентралей (ТЭЦ) в базовой части суточного графика потребления в результате реализации программ развития возобновляемых источников энергии (ВИЭ) и атомных электростанций (АЭС).

Текущая ситуация на оптовом рынке электрической мощности характеризуется критической ситуацией для существующих ТЭЦ в первой ценовой зоне оптового рынка. Сложившаяся стоимость электрической мощности по результатам конкурентного отбора мощности (КОМ) не позволяет тепловой генерации в полном объеме обеспечить капитальные ремонты и модернизацию оборудования. «Старая» тепловая генерация, включая ТЭЦ, субсидирует развитие парогазовых установок (ПГУ), ВИЭ, гидроэлектростанций (ГЭС) и АЭС.

Проектирование развития энергосистемы Российской Федерации должно проходить с учетом результатов многофакторного анализа режимных, технических, технологических, экономических, экологических и социальных аспектов.

Разработка схем теплоснабжения городов и муниципальных образований предполагает обеспечение заданного уровня надежности при его минимальной стоимости для конечного покупателя, которая может быть достигнута только для оптимальной структуры тепловых и электрических мощностей. В нее должно войти оборудование, способное работать в базовой, полупиковой и пиковой частях суточного графика потребления электроэнергии, обеспечивать резерв мощности для прохождения сезонных максимумов потребления электрической и тепловой энергии.

Рассмотрены основные вехи рождения и эволюции энергетической системы России. Показаны основные тренды и возникшие проблемы, связанные со спецификой работы теплофикационных энергообъектов, с учетом влияния новых источников энергии. Изучены опыт ведущих зарубежных стран, внедривших ВИЭ и влияние этих источников на баланс энергосистемы.

Проанализированы перспективы использования комбинированной выработки ТЭЦ в полупиковой и пиковой частях суточного графика потребления электроэнергии на базе ГТУ-ТЭЦ малой и средней мощностей (высокоманевренной ТЭЦ).

Ключевые слова: высокоманевренная теплоэлектроцентраль, комбинированная выработка, энергосистема, возобновляемые источники энергии.

Для цитирования: Белобородов С.С., Дудолин А.А. Перспективы комбинированного производства тепловой и электрической энергии на теплоэлектроцентрали в современной энергосистеме // Вестник МЭИ. 2020. № 5. С. 54—66. DOI: 10.24160/1993-6982-2020-5-54-66.

Prospects for Combined Generation of Heat and Electricity at a Combined Heat and Power Plant in a Modern Power System

S.S. Beloborodov, A.A. Dudolin

Given the climatic and geographical conditions of the Russian Federation, the development of cogeneration should become the main line of measures aimed at increasing the energy efficiency and reducing greenhouse gas emissions in the country. However, the implementation of programs for development of renewable energy sources (RES) and nuclear power plants (NPP) entails risks of decreasing the amount of combined generation of electricity and heat by combined heat and power plants (CHPP) in the daily load curve base part.

The current state of the wholesale market of electric power is characterized by critical conditions for the existing CHPPs in the first price zone of the wholesale market. The electric power cost formed from competitive power bid (CPB) results is such that the incomes earned by heat generating

facilities are insufficient for fully covering the costs of their overhauls and modernization of their equipment. The “old” heat generation facilities, including CHPPs, subsidize the development of combined cycle power plants (CCPPs), RES, hydroelectric power plants (HPPs), and NPPs.

The Russian Federation energy system development projects must be elaborated taking into account the results from a multivariate analysis of operational, technical, technological, economic, environmental, and social aspects.

The heat supply schemes for cities and municipalities are developed subject to ensuring the preset level of reliability with minimizing its cost for the end customer. The minimum cost of heat supply can only be achieved for the optimal structure of heat and electricity generation capacities. This structure must incorporate equipment able to operate in the base, semi-peak, and peak parts of the daily electric load curve, and provide a power margin for passing seasonal maximums in the consumption of electricity and heat.

The main milestones of the establishment and evolution of the energy system of Russia are considered. The main trends are shown along with the problems that have arisen in the operation of cogeneration power facilities in connection with the influence of new energy sources. The experience gained in leading foreign countries that have introduced RES is analyzed, and the influence of these sources on the power system balance is studied. The prospects of using combined electricity and heat generating facilities represented by highly maneuverable small- and medium-capacity gas turbine-based CHPPs in the semi-peak and peak parts of the daily electric load curve are analyzed.

Key words: highly maneuverable combined heat and power plant, combined generation, power system, renewable energy sources.

For citation: Beloborodov S.S., Dudolin A.A. Prospects for Combined Generation of Heat and Electricity at a Combined Heat and Power Plant in a Modern Power System. Bulletin of MPEI. 2020;5:54—66. (in Russian). DOI: 10.24160/1993-6982-2020-5-54-66.

Общие положения

Российская Федерация 23 сентября 2019 г. присоединилась к Парижскому соглашению, согласно Рамочной конвенции ООН об изменении климата, регулирующей меры по снижению углекислого газа в атмосфере с 2020 г. [1].

Комбинированная выработка электрической энергии и тепла признана мировым сообществом приоритетным направлением повышения эффективности и борьбы с изменением климата. В 2004 г. Европейский парламент принял директиву 2004/8/ЕС о распространении когенерации на внутреннем энергетическом рынке [2]. В 2007 г. на саммите большой восьмерки принято решение, что развитие когенерации — ведущее направление энергоэффективности и борьбы с изменением климата в результате выбросов парниковых газов [3].

За период с 2005 по 2016 гг. в 28 европейских странах установленные мощности электростанций, работающих в режиме когенерации, выросли на 24,6 ГВт: с 99,3 до 123,9 ГВт, ветровых электростанций (ВЭС) — на 114 ГВт (с 40,3 до 154,3 ГВт), солнечных электростанций (СЭС) — на 100,8 ГВт (с 2,3 до 103,1 ГВт) [4].

Сектор электроэнергетики Российской Федерации является одним из мировых лидеров в вопросах снижения выбросов CO₂. Удельные выбросы CO₂ на выработку электрической энергии (CO₂/кВт·ч) в целом по энергосистеме РФ на 26% ниже, чем в США, на 30% ниже, чем в Германии, в два раза ниже, чем в Китае, на 41% ниже среднемировых значений и соответствуют уровню Дании [5]. Подобный результат достигнут за счет значительной доли ГЭС, АЭС, комбинированной выработки ТЭЦ, а также малой доли угольной генерации в энергобалансе. С учетом климатических и географических особенностей развитие когенерации должно стать основой для снижения выбросов парниковых газов в Российской Федерации [5].

Развитие энергетической системы России

Начало развития электроэнергетики в Российской империи падает на конец XIX в. Точкой отсчета теп-

лофикации в России считается 1903 г. План ГОЭЛРО стал первым стратегическим документом развития электроэнергетики в СССР. В результате масштабной национализации фабрики, промышленные и топливные предприятия, электрические станции перешли в собственность государства. Разработка и реализация плана проходили в условиях отсутствия конфликта интересов многочисленных собственников.

Развитие теплофикации шло путем строительства районных ТЭЦ для энергоснабжения бытовых потребителей и промышленных ТЭЦ для энергоснабжения промышленных предприятий. Научные основы теплофикации и энергоснабжения были заложены академиком Л.А. Мелентьевым [6]. Использование принципа народнохозяйственной целесообразности привело к качественному сближению промышленных и районных ТЭЦ. Промышленные ТЭЦ могли отпускать тепло и электроэнергию не только смежным предприятиям, но и бытовым потребителям в городских районах.

Проектирование развития энергосистемы страны предполагало комплексный подход, основанный на многофакторном анализе с учетом экономических, социальных, технологических, экологических факторов, включающих, в том числе, анализ платежеспособного спроса.

С учетом важности теплофикации для развития энергетики Советского Союза определены головные институты — ВНИПИэнергопром и Гипрокоммунэнерго, отвечающие за разработку схем теплоснабжения городов и муниципальных образований. ВНИПИэнергопром имел право самостоятельно останавливать любые стройки, неучтенные в схеме теплоснабжения.

Выполнение расчетов надежности и живучести ЕЭС СССР было обязательно. Региональные вертикально-интегрированные энергетические компании отвечали за надежность и эффективность энергоснабжения потребителей. В случае аварийных ситуаций автоматика обеспечивала возможность выхода ТЭЦ на работу в «островном» режиме без потери потребителей.

Центральное диспетчерское управление (ЦДУ) отвечало за топливную эффективность производства электрической энергии в Единой энергетической системе страны.

После распада Советского Союза в результате приватизации промышленных предприятий, угольных и нефтяных компаний появилось значительное количество собственников с разными экономическими интересами. Принцип народнохозяйственной целесообразности перестал работать, поскольку возникли сложности с распределением системного эффекта между многочисленными группами собственников.

Этому периоду присущи значительное снижение объема и изменения графика и структуры отпуска тепловой энергии промышленным потребителям в результате ряда факторов:

- из-за роста стоимости тепла промышленным предприятиям стали экономически выгодны отказ от централизованного теплоснабжения и строительство собственных котельных;
- реализации программ повышения эффективности;
- смены технологических процессов, в том числе отказа от использования пара с переходом на более дешевый сжатый воздух;
- в условиях глубокого экономического кризиса в период с 1991 г. значительного снижения объемов производства, закрытия предприятий.

Наблюдалось падение отпуска тепла ТЭЦ бытовым потребителям в результате энергосбережения. Желание застройщиков сэкономить на оплате за подключение привело к отключению части бытовых потребителей от систем централизованного теплоснабжения. Достаточно вспомнить бум, имевший место в 1990 — 2000 гг.,

когда в различных регионах страны началась децентрализация систем теплоснабжения за счет бездумного и не подкрепленного технико-экономическим обоснованием строительства пристроенных и крышных котельных, а также оснащения многоэтажных жилых домов квартирными котлами. Считалось, что все указанные новые технические решения намного экономичнее и выгоднее по сравнению с системами централизованного теплоснабжения (ЦТ) от крупных котельных и ТЭЦ, но их эксплуатация (за исключением отдельных случаев) показала обратное.

На рисунке 1 показана динамика коэффициента использования тепла топлива (КИТТ) тепловых электростанций за период с 1992 по 2017 г. Значение КИТТ в 2017 г. ниже аналогичного в 1992 г.

Начиная с 2003 года, после запуска оптового рынка электрической энергии появилась парадигма о том, что в результате действия рыночных сил без посторонней помощи будет формироваться идеальная структура генерирующих мощностей в энергосистеме Российской Федерации. Для анализа потребности регионов в генерирующих мощностях использован исключительно балансовый метод в усеченном виде.

В результате реформы из РАО «ЕЭС России» выделены генерирующие, сетевые и сбытовые компании, инженерные центры. Вертикально-интегрированные АО распакованы. На базе ТЭЦ созданы территориальные генерирующие компании (ТГК).

Реформа предполагала участие в приватизации РАО «ЕЭС России» стратегических инвесторов, в первую очередь, иностранных, имеющих длинные дешевые финансовые ресурсы со средневзвешенной стоимостью капитала от 1 до 3%. Мировой финансовый кризис существенно скорректировал данные планы.

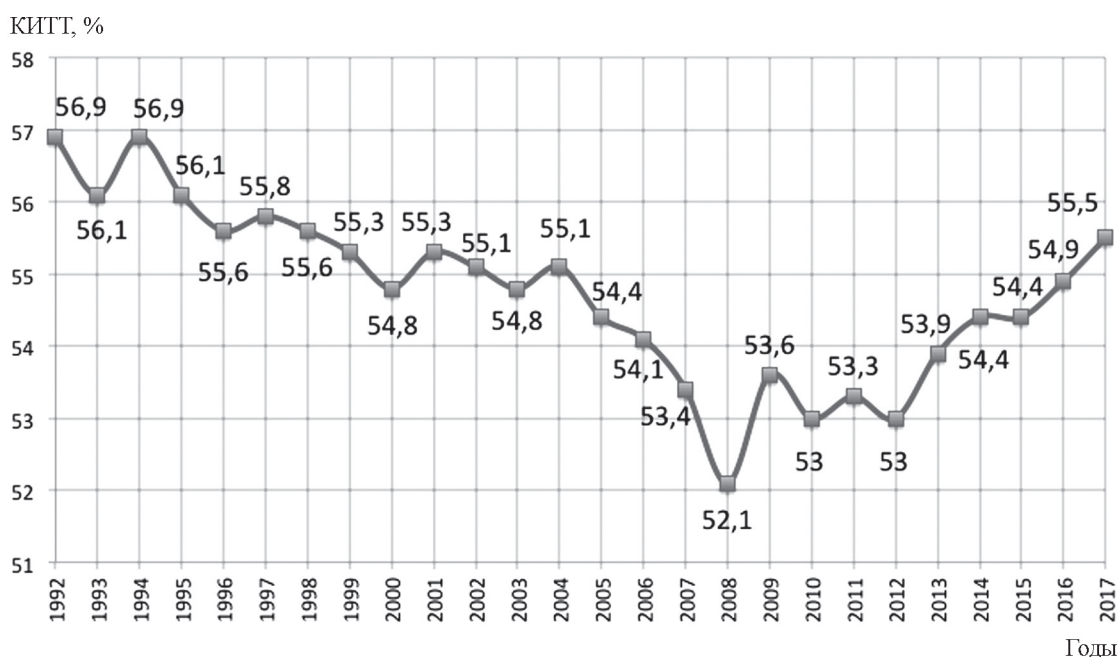


Рис. 1. Динамика КИТТ тепловой генерации в ЕЭС России [7]

Фактически активы государственной компании были выкуплены за счет дорогих кредитов российских государственных и частных банков со средневзвешенной стоимостью капитала 15%. Обязательная инвестиционная программа в основном финансировалась за счет собственных и заемных финансовых ресурсов приватизированных энергокомпаний. В результате долговая нагрузка предприятий энергетической отрасли Российской Федерации резко выросла. Возврат процентов и тела кредитов стал одной из основных статей расходов.

Гарантии выполнения ремонтов

Гарантии частных собственников заключаются в том, чтобы своевременно и в полном объеме проводить текущие и капитальные ремонты оборудования электростанций. Это стало одним из основных вопросов приватизации РАО «ЕЭС».

Основным аргументом для запуска программы ДПМ Мод, предполагавшей модернизацию около 40 000 МВт оборудования тепловых электростанций, вместо приведения стоимости электрической мощности старой генерации на оптовом рынке по результатам КОМ до экономически обоснованного уровня, стало отсутствие гарантий, что частные собственники не выведут полученные финансовые ресурсы на модернизацию в офшоры.

Таким образом, вопрос гарантий проведения ремонтных компаний так и не был решен, в результате чего на потребителей легла значительная переплата.

Физический или бухгалтерский износ

Важной проблемой развития энергетики Российской Федерации является отсутствие точных данных об износе оборудования. Для принятия стратегических решений используется бухгалтерский износ оборудования электростанций, который существенно отличается от фактического физического износа.

В 1980-е гг. XX в. государство прекратило выделять ресурсы на капитальное строительство, но финансировало капитальный ремонт. Существуют примеры, когда энергетические компании оплачивали в первый год новый статор, а во второй новый ротор и за два года получали абсолютно новую турбину, но по бухгалтерскому учету наработка турбины продолжала составлять 200...300 тыс. ч.

К сожалению, в результате потерь документации в процессе многочисленных реорганизаций восстановить картину выполнения капитальных ремонтов в полном объеме, провести анализ фактически выполненных работ и оценить реальную наработку оборудования в ряде случаев не представляется возможным.

Надежность и живучесть

В результате реформы произошло изменение подходов к обеспечению надежности и живучести электроэнергетической системы Российской Федерации. Обязательные в СССР расчеты живучести переста-

ли выполняться. Анализ надежности проводится СО «ЕЭС России» исключительно для нормативных отклонений в энергосистеме. Не изучается влияние ненормативных отклонений, например, каскадных аварий, на надежность энергоснабжения потребителей. Возможность выхода на островной режим работы ТЭЦ без прекращения электро- и теплоснабжения потребителей также не рассматривается.

СО «ЕЭС России» не несет ответственности за топливную эффективность загрузки электростанций. Предполагается, что в результате конкуренции на оптовом рынке собственники электростанций самостоятельно будут инвестировать в повышение топливной эффективности.

Риски для теплофикации

Текущая ситуация на оптовом рынке электрической мощности характеризуется критической ситуацией для существующих ТЭЦ в первой ценовой зоне оптового рынка. Сложившаяся стоимость электрической мощности по результатам КОМ не позволяет тепловой генерации в полном объеме обеспечивать капитальные ремонты и модернизацию оборудования. Прежняя тепловая генерация, включая ТЭЦ, субсидирует развитие ПГУ, ВИЭ, ГЭС и АЭС.

Возможностью увеличения доходов от реализации электрической мощности ТЭЦ является получение статуса генерации, работающей в вынужденном режиме для целей обеспечения надежности теплоснабжения потребителей. Подача собственниками заявления о выводе генерирующего оборудования ТЭЦ из эксплуатации обязательна для получения статуса вынужденной генерации. Последующая формальная процедура предполагает согласие СО «ЕЭС» на вывод оборудования из эксплуатации по электрическим режимам и отказ местных и региональных органов власти на вывод по режимам теплоснабжения. Электрическую мощность вынужденной генерации по теплу оплачивают исключительно потребители, проживающие в данном регионе, в виде дополнительной надбавки к стоимости электроэнергии (мощности) на оптовом рынке.

Таким образом, генерирующее оборудование ТЭЦ мощностью более 7 ГВт, востребованное в системе теплоснабжения и работающее в теплофикационном режиме, официально признано ненужным в электроэнергетической системе России и получило разрешение на вывод из эксплуатации. Поэтому, обсуждение вопроса о месте и перспективе теплофикации в энергосистеме Российской Федерации — актуально.

Проектирование энергосистемы

Проектирование развития энергосистемы Российской Федерации должно проходить с учетом результатов многофакторного анализа режимных, технических, технологических, экономических, экологических и социальных аспектов [8].

Разработка схем теплоснабжения городов и муниципальных образований предполагает обеспечение заданного уровня надежности при его минимальной стоимости для конечного покупателя. Минимальная стоимость теплоснабжения может быть достигнута только для оптимальной структуры тепловых и электрических мощностей.

Потребление электрической энергии и тепла в Российской Федерации характеризуется суточной и сезонной неравномерностью. На рисунке 2 продемонстри-

рованы суточные графики потребления электрической энергии для 27 февраля 2018 г. и 27 июля 2017 г. со средними температурами окружающего воздуха $-17,27$ и $+21,24$ °С, построенные на базе фактических данных СО «ЕЭС» [8]. Разность суточных максимума и минимума потребления электроэнергии составила 21559 МВт для 27 февраля 2018 г. и 23505 МВт для 27 июля 2017 г.

На рисунке 3 даны графики потребления электрической энергии (мощности) и температуры наружного

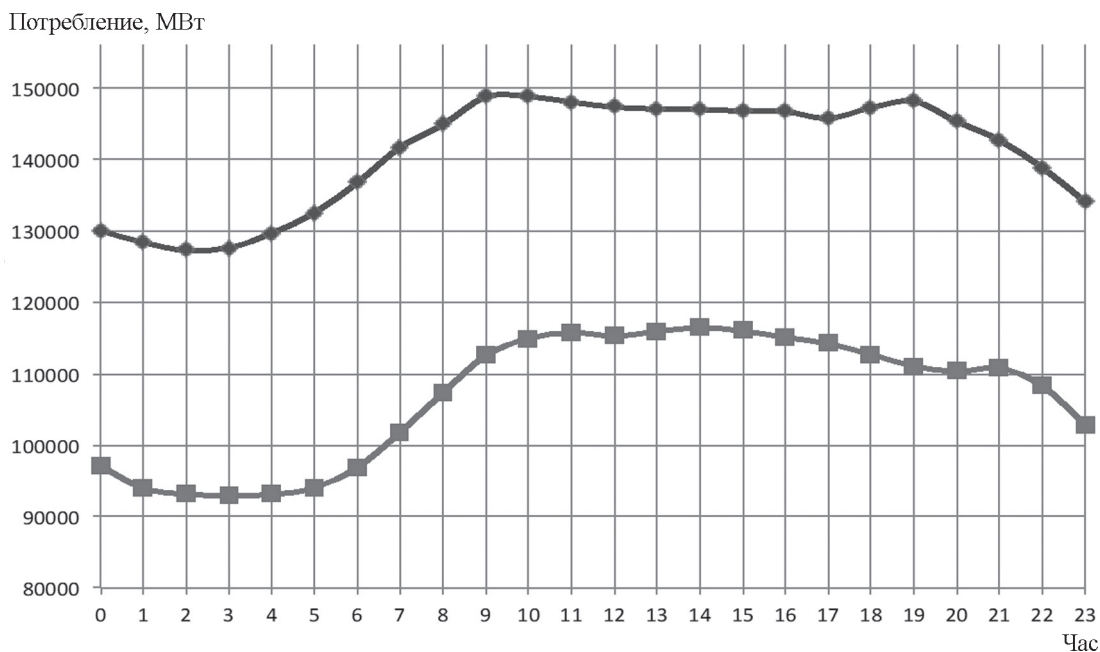


Рис. 2. Потребление электрической энергии в ЕЭС России:

◆ — $-17,27$ °С; ■ — $+24,24$ °С

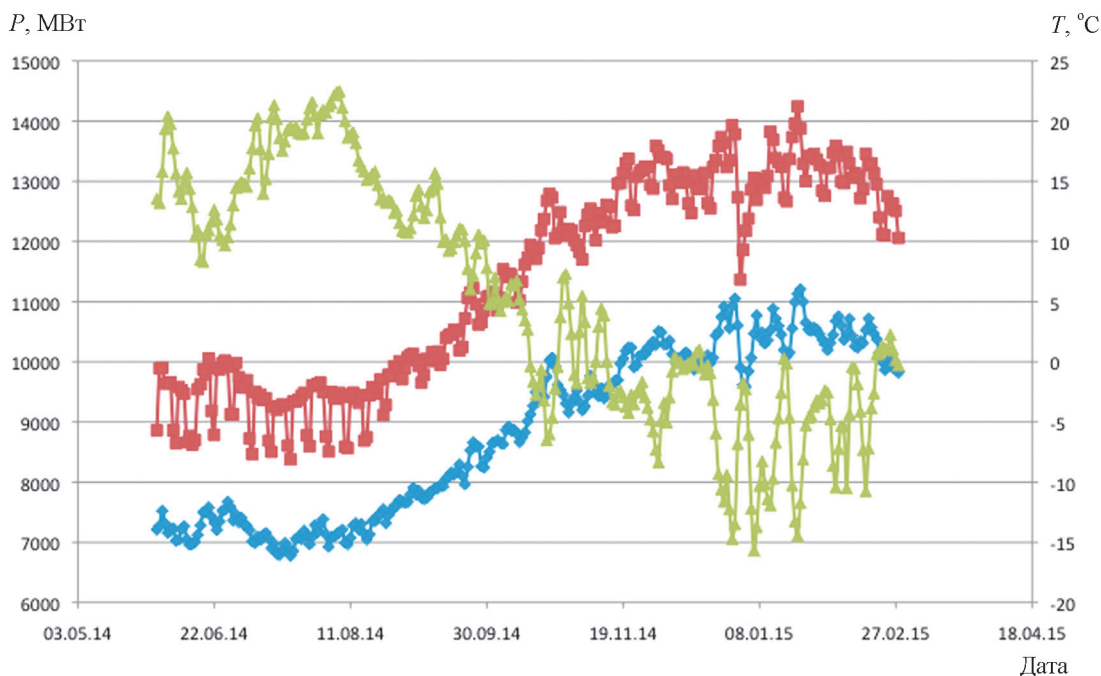


Рис. 3. Суточные максимумы и минимумы потребления ОЭС Северо-Запада:

◆, ■ — минимальная и максимальная, нагрузки; ▲ — температура

воздуха для ОЭС Северо-Запада за период с 1 июня 2014 г. по 28 февраля 2015 г., построенные с использованием фактических данных СО ЕЭС [9].

На рисунке 4 изображен график планового производства электроэнергии ВЭС, расположенными в Ульяновской области, за период с 15 по 31 января 2019 г., построенный на основании данных АО «АТС» [10].

Выработка электрической энергии ВЭС характеризовалась значительной неравномерностью. Электрическая мощность ВЭС менялась от 0 до 85 МВт в течение рассматриваемого периода, что потребовало резервирования выработки электрической энергии ВЭС в энергосистеме.

Таким образом, структура генерирующих мощностей должна соответствовать структуре потребления в энергосистеме, обеспечивать эффективность и надежность электроснабжения потребителей по приемлемым ценам, отвечать требованиям снижения выбросов парниковых газов. Оптимальная структура генерирующих мощностей в ЕЭС России обязана включать оборудование, способное работать в базовой, полупиковой и пиковых частях суточного графика потребления электроэнергии, поддерживать резерв мощности для прохождения сезонных максимумов потребления электрической и тепловой энергии.

Место комбинированной выработки тепловых электростанций в энергосистеме

Структура установленной мощности тепловых электростанций ЕЭС России на конец 2018 г. по типам генерирующего оборудования выглядит следующим образом: ПСУ — 79%; ПГУ — 15,5%; ГТУ — 4,8%; прочие — 0,7% [11].

Перспективы комбинированной выработки в энергосистеме зависят от конкурентоспособности ТЭЦ на рынках электрической энергии и тепла при работе в базовой части суточного графика потребления, покрытия

сезонных максимумов потребления и резервирования электрической мощности для прохождения anomalно холодных зим и функционирования в полупиковой и пиковых частях суточного графика потребления.

Базовая часть суточного графика потребления

Производство электроэнергии ТЭЦ в режиме комбинированной выработки относится к генерации, работающей в базовой части суточного графика потребления. Комбинированная выработка ТЭЦ с точки зрения ведения электрических режимов конкурирует, в первую очередь, с другими типами генерации, такими как АЭС, электростанциями, работающими на принципе утилизации твердых коммунальных отходов, гидроэлектростанциями без регулируемого стока.

На объем когенерации в энергобалансе влияют ВЭС и СЭС, снижающие величину базовой выработки в энергосистеме [12].

Важным вопросом является выбор технологии для развития комбинированной выработки электроэнергии. Соотношение производства электрической и тепловой энергии для ПГУ-ТЭЦ, работающей в теплофикационном режиме с электрическим КПД 50% и КИТТ 85%, составляет порядка 1,4 МВт·ч/Гкал, а для ГТУ-ТЭЦ с электрическим КПД 35% и КИТТ 85% — порядка 0,7 МВт·ч/Гкал. Таким образом, при отпуске потребителю 1 Гкал тепла производство электрической энергии на ПГУ-ТЭЦ примерно в 2 раза выше, чем на ГТУ-ТЭЦ при сравнимых КИТТ. Учитывая избыток генерирующих мощностей в ЕЭС РФ, активное строительство АЭС, ВЭС и электростанций, работающих на принципе утилизации твердых коммунальных отходов, дополнительная электрическая энергия, вырабатываемая в режиме когенерации, может быть не востребована потребителями [13]. Следовательно, большая выработка электрической энергии в режиме когенерации на ПГУ-ТЭЦ при равном отпуске тепловой энергии потребителям не является преимуществом ПГУ.

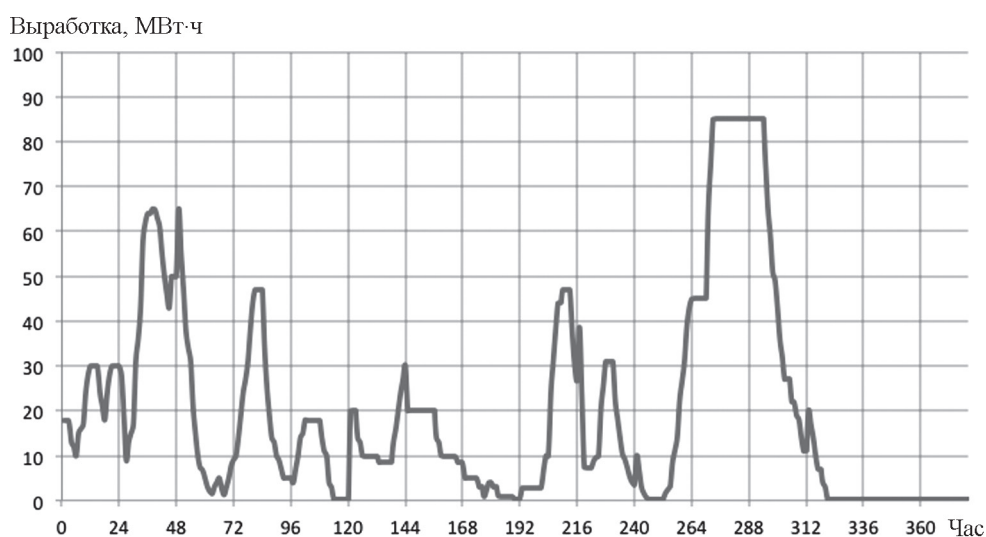


Рис. 4. Плановая выработка ВЭС в Ульяновской области с 15 по 31 января 2019 г.

Результаты расчетов величины отпуска тепловой энергии ТЭЦ в режиме комбинированной выработки для вариантов ПТУ-ТЭЦ и ПГУ-ТЭЦ в энергосистеме Санкт-Петербурга с учетом планируемого ввода в эксплуатацию энергоблоков ЛАЭС-2 представлены на рис. 5 [11].

Расчеты выполнены для одинакового объема производства электроэнергии ТЭЦ, ограниченного востребованностью базовой выработки в энергосистеме Санкт-Петербурга и Ленинградской области. ПТУ-ТЭЦ в режиме когенерации вырабатывает почти в 3 раза больше тепла, чем ПГУ-ТЭЦ. В варианте развития комбинированной выработки на базе ПГУ-ТЭЦ недостающие 10 млн Гкал тепловой энергии в год придется вырабатывать на водогрейных и/или энергетических котлах.

Учитывая практически равные топливные эффективности комбинированной выработки ПГУ-ТЭЦ + ВК и ПТУ-ТЭЦ, продление ресурса отечественных ПТУ является более предпочтительным вариантом по сравнению со строительством новых ПГУ. Парковый ресурс паровых турбин российского производства в 2,2...2,7 раза больше, чем у импортных газовых. Затраты на продление паркового ресурса импортных газовых турбин до 6 (шести) раз выше, чем паровых турбин российского производства [14].

В соответствии со схемой и программой развития ЕЭС России до 2025 г. планируется ввод в промышленную эксплуатацию значительного объема генерирующих мощностей АЭС и ВЭС (табл. 1).

Ввод энергоблока № 4 Ленинградской АЭС-2 мощностью 1200 МВт планируется после 2025 г. Таким образом, в ОЭС Центра, Юга и Северо-Запада рост мощности генерирующего оборудования электростанций, влияющих на снижение объема комбинированной выработки ТЭЦ, превысит 4,5 ГВт.

Анализ зарубежного опыта показал, что развитие ВЭС привело к снижению объемов комбинированной выработки электроэнергии в энергосистемах Дании, Швеции и Финляндии. КИУМ электростанций, работающих на органическом топливе, в странах Европейского Союза (EU-28) снизился с 47,4 (2005 г.) до 35,2% (2016 г.). КИУМ тепловой генерации в странах, активно развивающих ВИЭ, упал сильнее. Так, в Дании КИУМ ТЭС снизился в 2,5 раза с 39,02 (1995 г.) до 16,74% (2016 г.).

Таким образом, существуют риски снижения объемов комбинированной выработки ТЭЦ в базовой части суточного графика потребления электроэнергии в результате реализации программ развития ВИЭ и АЭС в ЕЭС России.

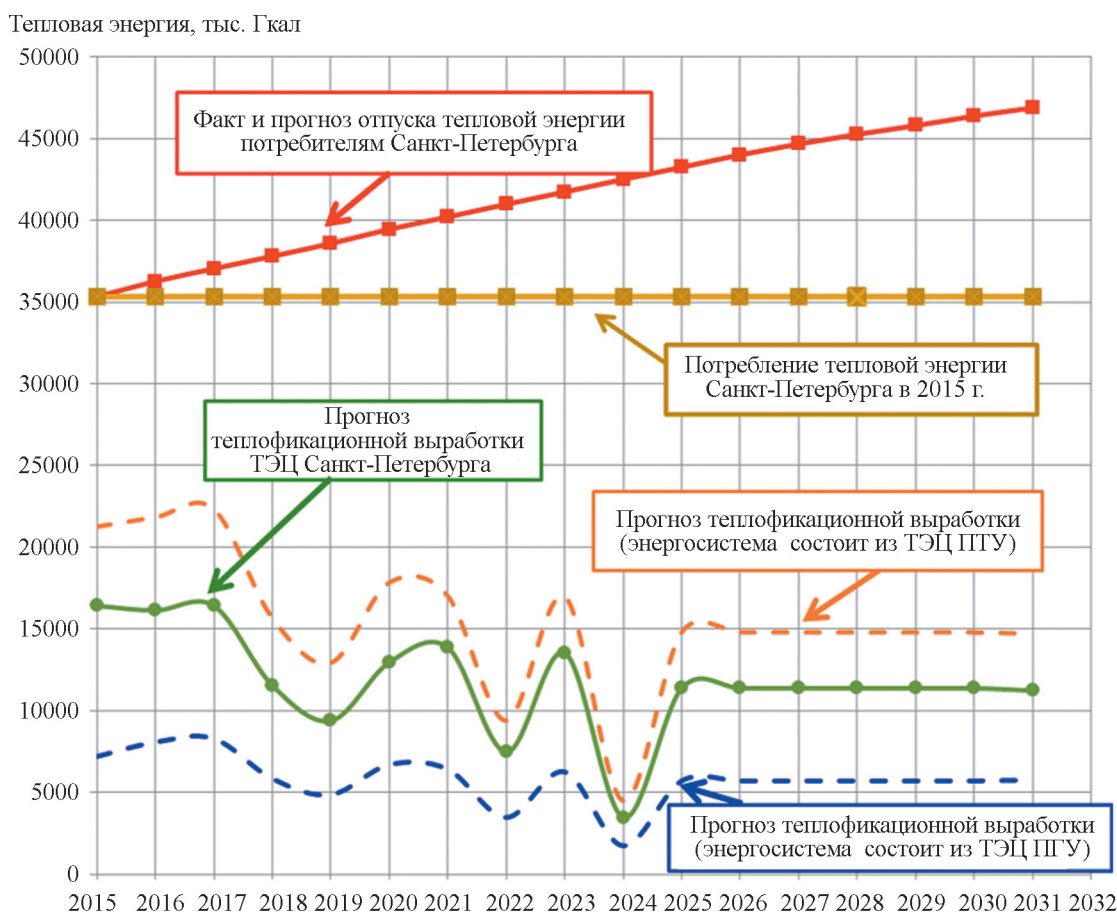


Рис. 5. Фактический и прогнозируемый отпуски тепловой энергии и теплофикационной выработки ТЭЦ Санкт-Петербурга [14]

Таблица 1

Показатели фактического и запланированного объемов генерирующих мощностей АЭС и ВЭС в ОЭС России

ОЭС	Вид электростанции	Объем (годы)		Рост
		фактический (2018 г.)	запланированный (2025 г.)	
Северо-Запад	АЭС	5947,6	5247,6	700,0
	ВЭС	6,4	357,4	351,0
Центр	АЭС	13597,3	15147,3	1550,0
	ВЭС	—	—	0
Юг	АЭС	4030,3	4030,3	0
	ВЭС	92,0	2218,9	2126,9

Покрывание сезонных максимумов потребления и резервирование электрической мощности для прохождения аномально холодных зим

На рисунке 6 представлены данные о потреблении электрической мощности в ОЭС Северо-Запада за период с 1 ноября 2015 г. по 31 марта 2016 г. Потребление электрической мощности свыше 13000 МВт (от 13000 до 15000 МВт) имело место всего 400 ч [15].

В ОЭС Северо-Запада с 1 ноября 2015 г. по 31 марта 2016 г. существовала потребность в генерирующем оборудовании электростанций электрической мощностью 2000 МВт всего 400 и менее часов в году, а 1200 МВт — менее 200 ч в году. Поэтому, при выборе состава генерации для покрытия сезонных пиков следует сравнивать экономические и технические параметры оборудования для продолжительности использования менее 400 ч в течение года. Расчет себестоимости

производства электрической энергии (мощности) на электростанции нужно проводить для малого числа часов эксплуатации генерирующего оборудования.

Выполненные расчеты показали, что для целей покрытия сезонных максимумов электрической нагрузки, даже при конденсационных режимах работы генерирующего оборудования и стоимости топлива 12000 руб./т у. т., продление паркового ресурса существующих ПТУ с параметрами давления пара 90 атм. является предпочтительным вариантом по сравнению с продлением паркового ресурса существующих ПГУ [14].

Для ЕЭС России характерен зимний максимум потребления. При низких температурах растет потребление электроэнергии и тепла. Таким образом, комбинированная выработка ТЭЦ преимущественна для целей покрытия сезонных максимумов нагрузки.

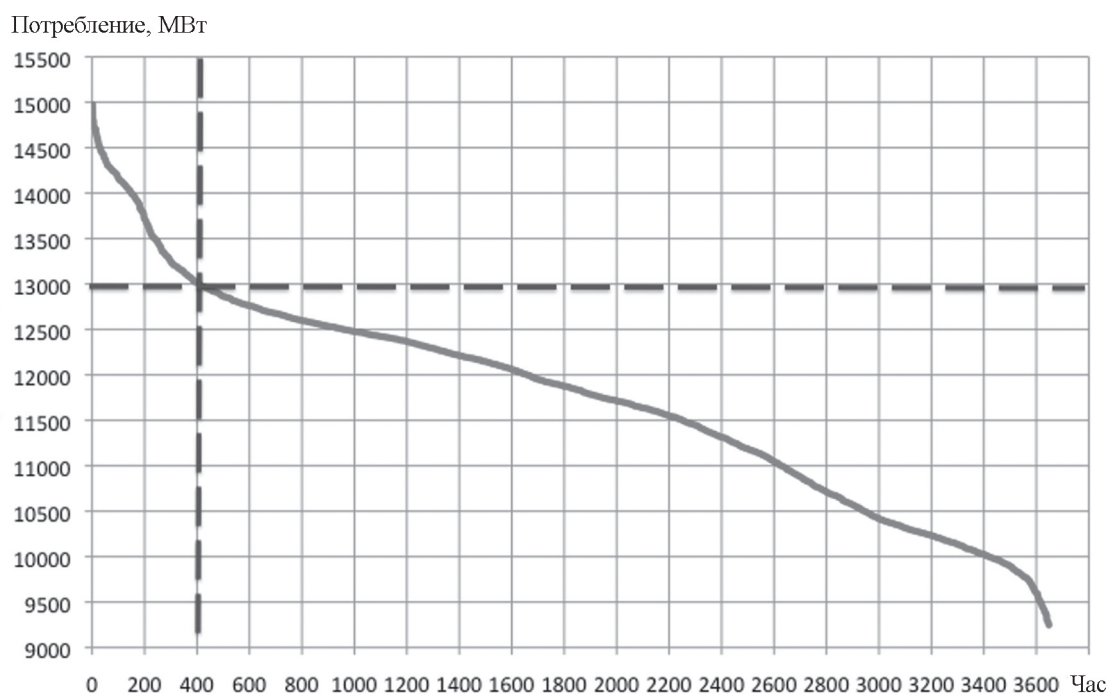


Рис. 6. Мощность потребления электроэнергии ОЭС Северо-Запада с 1 ноября 2015 г. по 31 марта 2016 г. на основе данных СО «ЕЭС»

Полупиковая и пиковая части суточного графика потребления

Рост доли пиковой генерации позволяет увеличить объем базовой генерации в энергобалансе [16]. Результаты расчетов потребности ЕЭС России в пиковой генерации в разрезе ОЭС даны в табл. 2 [12]. Коэффициент K характеризует отношение технологического минимума к технологическому максимуму включенного генерирующего оборудования электростанций (без учета базовой генерации) в ОЭС.

Таблица 2

Объемы пиковой генерации, позволяющие самостоятельно вести электрические режимы в энергосистемах

ОЭС	Требуемый объем пиковой мощности, МВт			
	$K = 50\%$		$K = 60\%$	
	лето	зима	лето	зима
Северо-Запад	1400	1700	1800	2200
Центр	3600	2600	5300	5100
Юг	0	0	1300	1000

Примечание: K — коэффициент, характеризующий отношение технологического минимума к технологическому максимуму включенного генерирующего оборудования электростанций (без учета базовой генерации) в ОЭС

Расчеты требуемых объемов пиковой генерации для зимнего периода выполнены с учетом оценок теплофикационной выработки тепловых электростанций для ОЭС Северо-Запада — 2600, Центра — 4000 и Юга — 2000 МВт. В случае роста объема теплофикационной выработки требуемый объем пиковой мощности также увеличится.

Перспективное направление развития тепловой генерации — использование комбинированной выработки высокоманевренной ГТУ в полупиковой и пиковых частях суточного графика потребления электроэнергии. Основной режим работы высокоманевренной

ГТЭ предполагает ежедневные пуски/остановы генерирующего оборудования.

Высокоманевренная ГТУ-ГТЭ содержит газотурбинную установку электрической мощностью до 25 МВт и паротурбинную установку электрической мощностью до 500 кВт, подключенные к общей системе автоматического регулирования и способные работать независимо друг от друга. Блок ГТ-КУВ предназначен для выработки электрической и тепловой энергии для внешних потребителей в дневное время, блок ПК-ПМ — для выработки тепловой энергии для внешних потребителей и электроэнергии для собственных нужд электростанции в ночное время.

Характеристики маневренности ГТЭ

Количество пусков, раз в год	300...350
Парковый ресурс, ч	100000
Время пуска, мин	до 5 мин
Скорость изменения нагрузки $N_{\text{уст}}/\text{мин}$, %	20
КИТТ, %	80...85
$b_{\text{э/э}}$, г у. т./кВт·ч	175,6...193
$b_{\text{т/э}}$, кг у. т./Гкал	142,8
Удельный расход топлива на пуск, кг у. т./МВт	25...30

Высокоманевренная ГТУ-ГТЭ предназначена для работы в отопительный и межотопительный периоды, а также в «островном» режиме (рассматривается исключительно для аварийных ситуаций в энергосистеме).

Расчеты топливной эффективности высокоманевренной ГТЭ на базе энергетического пакета Titan-130 производства компании Solar Turbines, выполненные с использованием «Thermoflow», даны в табл. 4.

Аналогичные вычисления топливной эффективности сделаны для высокоманевренной ГТЭ на базе энергетического пакета ГТЭ-16П производства АО «ОДК-Пермские моторы». Коэффициент полезного использования тепла топлива (КИТТ) высокоманевренной ГТЭ для обоих вариантов превысил 80% при работе газотурбинной установки и 90% — при работе паротурбинной установки.

В таблице 5 выполнено сравнение топливной эффективности и объемов выбросов CO_2 и NO_x для слу-

Таблица 4

Расчеты топливной эффективности высокоманевренной ГТЭ на базе энергетического пакета Titan-130

Параметры	Температура наружного воздуха			
	-30	-3,6	+15	+30
Основной режим ГТУ-КУВ				
Суммарная электрическая мощность, кВт	18092	15857	11073	9897
Суммарная тепловая мощность, кВт	22591	21788	17258	17376
Температура выхлопных газов, °С	482	492	503	587
Температура воды, °С				
на входе в КУВ	70	48	40	40
на выходе из КУВ	150	94	74	74
КИТТ в основном режиме ГТУ-КУВ (дневной режим), %	79,12	83,20	82,27	84,34
КИТТ с отключенной ГТУ (ночной режим), %	90,75	90,8	90,7	90,53

Таблица 5

Сравнение топливной эффективности и объемов выбросов CO_2 и NO_x для случаев комбинированной выработки высокоманевренной ТЭЦ и раздельного производства электрической и тепловой энергии

Вариант	Период суток	Состав оборудования	Электрическая энергия, МВт	Тепловая энергия, МВт	Расход топлива, %	Выбросы, %	
						CO_2	NO_x
Раздельное производство электрической и тепловой энергии	суточный максимум	ГТУ	15	0	100,0	100,0	100,0
		ВК	0	18			
	суточный минимум	ГТУ	0	0	84,4	84,4	91,0
		ВК	0	18			
	суточный максимум	ПГУ	15	0	84,4	84,4	91,0
		ВК	0	18			
суточный минимум	ПГУ	0	0	84,4	84,4	91,0	
	ВК	0	18				
Когенерация	суточный максимум	ГТУ-ТЭЦ	15	18	74,6	74,6	60,8
		ВК	0	0			
	суточный минимум	ГТУ-ТЭЦ	0	0	74,6	74,6	60,8
		ВК	0	18			

чаев комбинированной выработки высокоманевренной ТЭЦ и раздельного производства электрической и тепловой энергии при условии производства тепловой энергии в течении 24 ч и электрической — 14 ч/сут.

Таким образом, вариант высокоманевренной ТЭЦ в составе ГТУ-КУВ + ВК для представленных режимов работы генерирующего оборудования обладает преимуществами над вариантами раздельного производства электрической энергии и тепла.

Использование высокоманевренных ТЭЦ позволит снять режимные ограничения и дополнительно загрузить 6 ГВт электрической мощности АЭС, увеличить объем теплофикационной выработки ТЭЦ в базовой части суточного графика нагрузок, снизить использование конденсационных хвостов теплофикационных турбин по сравнению с фактическими режимами в первой ценовой зоне оптового рынка.

Выполненные оценки результатов внедрения 10 ГВт высокоманевренной ТЭЦ в ЕЭС России (около 4% установленной мощности электростанций в ЕЭС России) показали:

- снижение расхода топлива в энергосистеме на 19,6 млн т у. т. в год;
- уменьшение выбросов CO_2 на 55 млн т в год, а NO_x на 24,7 тыс. т в год.

Снижение маржинальной стоимости электрической энергии на оптовом рынке (РСВ) при использовании высокоманевренных ГТУ-ТЭЦ в пиковой части суточного графика нагрузок оценивается в 188 млрд руб. в год, а вывод из эксплуатации 10 ГВт неэффективных мощностей ТЭС в 16 млрд руб. в год (в ценах КОМ на 2021 г.). Снижение затрат на строительство и эксплуатацию высокоманевренных ГТУ-ТЭЦ обеспечивается за счет большой серийности выпуска оборудования,

абсолютной локализации производства на территории РФ, типовых проектных решений.

Программы и механизмы поддержки комбинированной выработки тепловых электростанций

К нормативным документам стратегического планирования в области электро- и теплоэнергетики относят Энергетическую стратегию РФ, Территориальную схему размещения электростанций на территории РФ, схемы и программы развития электроэнергетики отдельных регионов и ЕЭС РФ в целом, схемы теплоснабжения городов и муниципальных образований.

При проведении реформы электроэнергетики произошло искусственное разделение энергетической системы Российской Федерации на оптовый и розничный рынки электроэнергии (мощности) и рынок тепла, равно как и разделение полномочий и ответственности за регулирование ее отдельных частей.

Дополнительной проблемой стала нестыковка горизонта прогнозирования стратегических документов развития. Горизонт стратегического планирования для Энергетической стратегии РФ составляет 15 лет, для Территориальной схемы размещения электростанций на территории РФ — 20 лет, для схем и программ развития электроэнергетики отдельных регионов — 5 лет, схемы и программ развития ЕЭС РФ — 7 лет. Схемы теплоснабжения городов и муниципальных образований разрабатываются на 15 лет.

Схемы и программы развития электроэнергетики, перспективные схемы теплоснабжения и другие документы федерального и регионального уровней, регулирующие развитие электроэнергетики и теплоэнергетики, часто не согласованы друг с другом, не учитывают

общесистемный эффект (системную эффективность), не рассматриваются инвестиционным сообществом, как достаточное обоснование для инвестиционных процессов. Основные направления развития энергетики страны принимаются без учета платежеспособного спроса потребителей.

К программам и механизмам поддержки тепловой генерации на оптовом рынке электрической энергии и мощности можно отнести: программы ДПМ и ДПМ Мод, поддержку «вынужденной» генерации. На перспективу развития тепловой генерации в энергосистеме влияют экологические программы, предполагающие переход отраслей ТЭК на принципы наилучших доступных технологий.

Программа ДПМ

Программа реформирования РАО «ЕЭС России» предполагала обязательства инвесторов по строительству новых тепловых электростанций и модернизации существующих. В результате реализации программы ДПМ основные инвестиции пошли на строительство ПГУ на базе импортного оборудования, что объяснялось их высокой топливной эффективностью и способностью ежедневно разгружаться до 30% установленной мощности, предоставляя регулировочный диапазон, равный 70%.

Предполагалось, что характеристики маневренности позволят ПГУ эффективно покрывать неравномерность суточного графика потребления электроэнергии. Ожидания не оправдались по причине высокой стоимости (включая сервисное обслуживание) импортных газовых турбин и их малого паркового ресурса при работе в пиковом и полупиковом режимах.

В результате допущенных ошибок, в том числе значительного завышения прогнозных значений потребления, около 3000 МВт объектов, построенных по программе ДПМ, оказалось не востребовано в ЕЭС России.

Вынужденная генерация по теплу

В соответствии с правилами оптового рынка электрической энергии и мощности генерирующие оборудование ТЭЦ в случае невозможности вывода из промышленной эксплуатации по причине обеспечения надежности теплоснабжения потребителей может быть отнесено к генерирующим объектам, мощность которых поставляется в вынужденном режиме.

Электрическая мощность, поставляемая в вынужденном режиме в целях обеспечения надежности теплоснабжения потребителей, оплачивается исключительно потребителями электроэнергии региона, в котором расположена ТЭЦ.

Объем вынужденной генерации ежегодно уменьшается. На период с 2022 по 2024 гг. статус вынужденной по причине обеспечения надежности теплоснабжения потребителей получило генерирующее оборудование шести электростанций электрической мощностью 956,4 МВт [17]. В период с 2015 по 2020 гг. статус вы-

нужденной генерации по теплу присваивался генерирующему оборудованию ТЭЦ электрической мощностью более 7 тысяч МВт.

Таким образом, возможности использования данного механизма для поддержки ТЭЦ сокращаются.

Наилучшие доступные технологии (НДТ)

Федеральным законом № 219-ФЗ от 21 июля 2014 г. «О внесении изменений в Федеральный закон «Об охране окружающей среды» и отдельные законодательные акты Российской Федерации» определен переход отраслей ТЭК на принципы наилучших доступных технологий.

В информационно-техническом справочнике по наилучшим доступным технологиям «Сжигания топлива на крупных установках в целях производства электроэнергии» (ИТС 38-2017), утвержденном приказом № 2929 от 22 декабря 2017 г. Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии, отсутствует даже упоминание о комбинированной выработке электрической энергии и тепла ТЭЦ.

Программа ДПМ Мод

Постановлением Правительства РФ № 43 от 25 января 2019 г. «О проведении отборов проектов модернизации генерирующих объектов тепловых электростанций» утверждена программа модернизации оборудования тепловых электростанций в 2022—2031 гг. мощностью до 40 ГВт.

Принятые критерии допуска проектов к программе модернизации тепловой генерации не позволяют конкурировать теплофикационному оборудованию ТЭЦ с конденсационными энергоблоками крупных ГРЭС.

По результату первого конкурсного отбора проектов модернизации ТЭС до 2024 г. основная часть отобранной электрической мощности, как и ожидалось, пришлась на долю крупных конденсационных электростанций, в том числе на оборудование, которое может не соответствовать требованиям НДТ.

Таким образом, следует констатировать, что ни одна из программ на уровне оптового рынка электрической энергии и мощности не рассматривает развитие комбинированной выработки ТЭЦ в качестве приоритетного направления.

В результате отсутствия системного подхода к проектированию развития энергетической системы Российской Федерации отсутствует сбалансированный подход к поддержке развития комбинированной выработки электроэнергии и тепла в энергосистеме страны.

Выводы

Комбинированная выработка электрической энергии и тепла ТЭЦ признана мировым сообществом приоритетным направлением повышения эффективности и борьбы с изменением климата.

По экономическим, экологическим, технологическим критериям комбинированная выработка электрической энергии и тепла конкурентоспособна при работе ТЭЦ в базовой части суточного графика нагрузок, при-

ритетна для прохождения сезонных максимумов потребления и резервирования электрической мощности для прохождения аномально холодных зим в ЕЭС России.

Перспективным направлением развития тепловой генерации является использование комбинированной выработки высокоманевренной ТЭЦ в полупиковой и пиковых частях суточного графика потребления электроэнергии.

Ни одна из программ на уровне оптового рынка электрической энергии и мощности не рассматривает развитие комбинированной выработки ТЭЦ в качестве приоритетного направления.

В результате реализации программ развития ВИЭ и АЭС существуют риски снижения объемов комбинированной выработки ТЭЦ в базовой части суточного графика потребления электроэнергии.

Для работы в базовой части суточного графика нагрузок продление ресурса отечественных ПТУ-ТЭЦ

предпочтительнее строительства новых ПГУ-ТЭЦ. Строительство новых крупных ПГУ имеет смысл осуществлять только в составе КЭС.

Для целей покрытия сезонных максимумов нагрузки, даже при стоимости топлива 12000 руб./т у. т., продление паркового ресурса существующих ПТУ с параметрами давления пара 90 атм. и выше предпочтительнее продления паркового ресурса существующих ПГУ.

Для работы в полупиковой и пиковых частях суточного графика нагрузок рационально использование высокоманевренной ТЭЦ, способной функционировать в режимах с ежедневными пусками/остановами оборудования. Снижение затрат на строительство и эксплуатацию высокоманевренных ПТУ-ТЭЦ достигается за счет большой серийности выпуска оборудования, полной локализации производства на территории РФ и типовых проектных решений.

Литература

1. **Парижское соглашение** в рамках Рамочной конвенции ООН об изменении климата, регулирующие меры по снижению углекислого газа в атмосфере с 2020 года [Электрон. ресурс] www.unfccc.int/files/meetings/paris_nov_2015/application/pdf/paris_agreement_russian_.pdf (дата обращения 05.07.2020).

2. **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 [Электрон. ресурс] www.eea.europa.eu/policy-documents/directive-2004-8-ec (дата обращения 05.07.2020).

3. **Growth and Responsibility in the World Economy** [Электрон. ресурс] www.wwf.ru/upload/iblock/64c/2007_06_07_gipfeldokument_wirtschaft_engproperty-publicationfile.pdf (дата обращения 03.07.2020).

4. **EU in Figures Energy** Statistical Pocketbook 2014—2018 [Электрон. ресурс] https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/pocketbook_energy (дата обращения 03.07.2020).

5. **Белобородов С.С.** Снижение эмиссии CO₂: развитие когенерации или строительство ВИЭ? // Энергосовет. 2018. № 1 (51). С. 16—25.

6. **Мелентьев Л.А.** Избранные труды. Научные основы теплофикации и энергоснабжения городов и промышленных предприятий. М.: Наука, 1993.

7. **Теплоэнергетика** и централизованное теплоснабжение России в 2015—2016 годы [Электрон. ресурс] www.association-cfo.ru/wp-content/uploads/2018/02/Doklad_o_sostoyanii_sfery_teploenergetiki_i_teplosnabzheniya_v_Rossiyskoj_F.pdf (дата обращения 02.07.2020).

8. **Мелентьев Л.А.** Системные исследования в энергетике: элементы теории, направления развития. М.: Наука, 1983.

9. **АО «СО ЕЭС»** [Официальный сайт] www.so-ups.ru/index.php?id=972&tx_ms1cdu_pi1%5Bkpo%5D=1019&tx_ms1cdu_pi1%5Bdt%5D=27.02.2018 (дата обращения 02.07.2020).

References

1. **Parizhskoe Soglashenie** v Ramkakh Ramochnoy Konventsii OON ob Izmenenii Klimata, Reguliruyushchee Mery po Snizheniyu Uglekislogo Gaza v Atmosfere s 2020 Goda [Elektron. Resurs] www.unfccc.int/files/meetings/paris_nov_2015/application/pdf/paris_agreement_russian_.pdf (data Obrashcheniya 05.07.2020). (in Russian).

2. **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 [Elektron. Resurs] www.eea.europa.eu/policy-documents/directive-2004-8-ec (Data Obrashcheniya 05.07.2020).

3. **Growth and Responsibility in the World Economy** [Elektron. Resurs] www.wwf.ru/upload/iblock/64c/2007_06_07_gipfeldokument_wirtschaft_engproperty-publicationfile.pdf (Data Obrashcheniya 03.07.2020).

4. **EU in Figures Energy** Statistical Pocketbook 2014—2018 [Elektron. Resurs] https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/pocketbook_energy (Data Obrashcheniya 03.07.2020).

5. **Beloborodov S.S.** Snizhenie Emissii SO₂: Razvitie Kogeneratsii ili Stroitel'stvo VIE? Energosovet. 2018; 1 (51):16—25. (in Russian).

6. **Melent'ev L.A.** Izbrannye Trudy. Nauchnye Osnovy Teplofikatsii i Energosnabzheniya Gorodov i Promyshlennykh Predpriyatij. M.: Nauka, 1993. (in Russian).

7. **Teploenergetika** i Tsentralizovannoe Teplosnabzhenie Rossii v 2015—2016 Gody [Elektron. Resurs] www.association-cfo.ru/wp-content/uploads/2018/02/Doklad_o_sostoyanii_sfery_teploenergetiki_i_teplosnabzheniya_v_Rossiyskoj_F.pdf (Data Obrashcheniya 02.07.2020). (in Russian).

8. **Melent'ev L.A.** Sistemnye Issledovaniya v Energetike: Elementy Teorii, Napravleniya Razvitiya. M.: Nauka, 1983. (in Russian).

9. **AO «SO EES»** [Ofits. Sayt] www.so-ups.ru/index.php?id=972&tx_ms1cdu_pi1%5Bkpo%5D=1019&tx_ms1cdu_pi1%5Bdt%5D=27.02.2018 (Data Obrashcheniya 02.07.2020). (in Russian).

10. **АО АТС** «Отчет о торгах по субъектам РФ ЕЭС» за 1—31 января и 1—30 июня 2019 г. [Электрон ресурс] www.atsenergo.ru/nreport?name=trade_region_spub (дата обращения 02.07.2020).

11. **Отчет** о функционировании ЕЭС России в 2018 году [Электрон. ресурс] www.so-ups.ru/fileadmin/files/company/reports/disclosure/2019/ups_rep2018.pdf (дата обращения 05.07.2020).

12. **Белобородов С.С., Дудолин А.А.** Анализ наличия регулировочного диапазона в ЕЭС и размещение «базовой» генерации на территории Российской Федерации // Новое в Российской энергетике. 2017. № 7. С. 6—16.

13. **Юфев Ю.В., Белобородов С.С.** Перспективы развития ТЭЦ Санкт-Петербурга в современных условиях // Энергетик. 2017. № 2. С. 3—8.

14. **Юфев Ю.В., Белобородов С.С.** К вопросу обоснования выбора между ПТУ и ПГУ в схеме теплоснабжения Санкт-Петербурга // Энергетик. 2017. № 11. С. 26—28.

15. **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.

16. **Белобородов С.С., Дудолин А.А.** Влияние пиковой генерации на долю базовой генерации в Единой энергетической системе Российской Федерации // Новое в Российской энергетике. 2018. № 5. С. 31—39.

17. **Распоряжение** Правительства Российской Федерации № 1330-р от 20 июня 2019 г. Прил. 2. Перечень генерирующих объектов, отнесенных к генерирующим объектам, мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежности теплоснабжения потребителей на 2022—2024 годы [Электрон. ресурс] www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/72178912/ (дата обращения 02.07.2020).

10. **АО АТС** «Otchet o Torgakh po Sub'ektam RF EES» za 1—31 Yanvarya i 1—30 Iyunya 2019 g. [Elektron Resurs] www.atsenergo.ru/nreport?name=trade_region_spub (Data Obrashcheniya 02.07.2020). (in Russian).

11. **Otchet** o Funktsionirovani EES Rossii v 2018 Godu [Elektron. Resurs] www.so-ups.ru/fileadmin/files/company/reports/disclosure/2019/ups_rep2018.pdf (Data Obrashcheniya 05.07.2020). (in Russian).

12. **Beloborodov S.S., Dudolin A.A.** Analiz Nalichiya Regulirovochnogo Diapazona v EES i Razmeshchenie «Bazovoy» Generatsii na Territorii Rossiyskoy Federatsii. Novoe v Rossiyskoy Energetike. 2017;7:6—16. (in Russian).

13. **Yuferev Yu.V., Beloborodov S.S.** Perspektivy Razvitiya TETS Sankt-Peterburga v Sovremennykh Usloviyakh. Energetik. 2017;2:3—8. (in Russian).

14. **Yuferev Yu.V., Beloborodov S.S.** K Voprosu Obosnovaniya Vybora Mezhd PTU i PGU v Skheme Teplosnabzheniya Sankt-Peterburga. Energetik. 2017;11:26—28. (in Russian).

15. **Beloborodov S.S., Dudolin A.A.** Sravnenie Ispol'zovaniya Parosilovykh i Parogazovykh Tekhnologiy dlya Pokrytiya Sezonnnykh Maksimumov Potrebleniya Elektricheskoy Energii v EES RF. Elektricheskie Stantsii. 2017;12:20—25. (in Russian).

16. **Beloborodov S.S., Dudolin A.A.** Vliyaniye Pikovoy Generatsii na Dolyu Bazovoy Generatsii v Edinoy Energeticheskoy Sisteme Rossiyskoy Federatsii. Novoe v Rossiyskoy Energetike. 2018;5:31—39. (in Russian).

17. **Rasporyazhenie** Pravitel'stva Rossiyskoy Federatsii № 1330-r ot 20 Iyunya 2019 g. Pril. 2. Perechen' Generiruyushchikh Ob'ektov, Otnesennykh k generiruyushchim Ob'ektam, Moshchnost' Kotorykh Postavlyayetsya v Vynuzhdennom Rezhime v Tselyakh Obespecheniya Nadezhnosti Teplosnabzheniya Potrebiteley na 2022—2024 Gody [Elektron. Resurs] www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/72178912/ (Data Obrashcheniya 02.07.2020). (in Russian).

Сведения об авторах:

Белобородов Сергей Сергеевич — кандидат технических наук, вице-президент НП «Энергоэффективный город», e-mail: enefgorod@gmail.com

Дудолин Алексей Анатольевич — кандидат технических наук, доцент, заместитель заведующего кафедры тепловых электрических станции НИУ «МЭИ», e-mail: DudolinAA@mpei.ru

Information about authors:

Beloborodov Sergey S. — Ph.D. (Techn.), Vice-President of NP «Energy Efficient city», e-mail: enefgorod@gmail.com

Dudolin Aleksey A. — Ph.D. (Techn.), Assistant Professor, Deputy Head of Thermal Power Plants Dept., NRU MPEI, e-mail: DudolinAA@mpei.ru

Работа выполнена при поддержке: Минобрнауки России (шифр научной темы FSWF-2020-0021)

The work is executed at support: Ministry of Education and Science of Russia (Code of Scientific Topic FSWF-2020-0021)

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов

Conflict of interests: the authors declare no conflict of interest

Статья поступила в редакцию: 19.11.2019

The article received to the editor: 19.11.2019