

Optimization of Operating Modes of CHPPs as a Way to Reduce Greenhouse Gas Emissions

Tatarinova N.V., Suvorov D.M.

Vyatka State University
Kirov, Russian Federation

Abstract. The aim of the work is to analyze and evaluate the operating efficiency of CHPPs to develop an optimal operating strategy based on minimizing fuel consumption and greenhouse gas emissions. To achieve this goal, the following tasks were solved: a quantitative assessment of the most effective methods of operating units in typical operating modes was given; dependences of changes in the main energy and environmental parameters based on mathematical models of turbine units using real energy characteristics of turbine stages and compartments were constructed; long-term optimization method to exploitation operation of CHPPs to the point of view of reducing greenhouse gas emissions was shown on specific examples. The most significant results are the following: a comprehensive methodology for applying mathematical models for solving the most typical problems for CHPP was used, both from the point of view of saving primary fuel and reducing carbon emissions; the dependences of the influence of operating parameters on the carbon footprint were calculated; it has been established that the specific consumption of equivalent fuel and the carbon footprint are reduced when the loads are redistributed between turbine units during the heating period; the advantages of two-stage heating of delivery water over single-stage heating and sequential loading of turbines of the same type over parallel loading have been determined. The significance of the results obtained lies in their applicability in solving problems of optimizing the operating modes of CHPPs, taking into account the determination of the values of reducing greenhouse gas emissions.

Keywords: greenhouse gas emissions, carbon footprint, cogeneration, district heating, energy efficiency, CHPP, operating measures.

DOI: <https://doi.org/10.52254/1857-0070.2023.4-60.11>

UDC: 697.34

Optimizarea modurilor de operare ale CHPP ca o modalitate de reducere a emisiilor de gaze cu efect de seră

Tatarinova N.V., Suvorov D.M.

Universitatea de Stat din Veatka, Kirov, Federația Rusă

Rezumat. Scopul lucrării este de a analiza și evalua eficiența operațională a CET pentru a dezvolta o strategie de operare optimă bazată pe minimizarea consumului de combustibil și a emisiilor de gaze cu efect de seră. Pentru atingerea acestui scop, au fost rezolvate următoarele sarcini: a fost efectuată o evaluare cantitativă a celor mai eficiente metode de operare a unităților în moduri de operare tipice; s-au construit dependențe ale modificărilor principalelor parametri energetici și de mediu pe baza modelelor matematice ale unităților de turbină folosind caracteristicile energetice reale ale etajelor și compartimentelor turbinei; Metoda de optimizare pe termen lung a exploatarea CET din punctul de vedere al reducerii emisiilor de gaze cu efect de seră a fost prezentată pe exemple specifice. Rezultatele cele mai semnificative sunt următoarele: a fost utilizată o metodologie cuprinzătoare de aplicare a modelelor matematice pentru rezolvarea celor mai tipice probleme pentru CET, atât din punct de vedere al economisirii combustibilului primar, cât și al reducerii emisiilor de carbon; au fost calculate dependențele influenței parametrilor de funcționare asupra amprentei de carbon; s-a stabilit că consumul specific de combustibil echivalent și amprenta de carbon sunt reduse atunci când sarcinile sunt redistribuite între turbine în perioada de încălzire; au fost determinate avantajele încălzirii în două trepte a apei de livrare față de încălzirea într-o singură treaptă și încărcarea secvențială a turbinelor de același tip față de încărcarea paralelă. Semnificația rezultatelor obținute constă în aplicabilitatea lor în rezolvarea problemelor de optimizare a modurilor de funcționare a CET, ținând cont de determinarea valorilor de reducere a emisiilor de gaze cu efect de seră.

Cuvinte-cheie: emisii de gaze cu efect de seră, amprenta de carbon, cogenerare, termoficare, eficiență energetică, CET, măsuri de exploatare.

Оптимизация режимов работы ТЭЦ как способ снижения выбросов парниковых газов Татарина Н.В., Суворов Д.М.

Вятский государственный университет, Киров, Российская Федерация

Аннотация. Целью данной работы является анализ и оценка эффективности работы паротурбинных ТЭЦ для выработки оптимальной эксплуатационной стратегии на основе минимизации расхода топлива и выбросов парниковых газов. Для достижения поставленной цели решены следующие задачи: дана количественная оценка наиболее эффективных способов эксплуатации теплофикационных турбоустановок в характерных режимах работы; построены зависимости изменения основных энергетических и экологических параметров на базе математических моделей турбоустановок с использованием реальных энергетических характеристик ступеней и отсеков турбин; на конкретных примерах показано, каким образом в долгосрочной перспективе можно организовать оптимальную с точки зрения снижения топливных затрат и выбросов парниковых газов эксплуатацию ТЭЦ. Основным показателем для расчета энергетической эффективности является удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии, рассчитанный в сопоставимых условиях, а для расчета экологической эффективности – объем выбросов парниковых газов в углеродных единицах. Наиболее существенными результатами являются следующие: использована комплексная методика применения математических моделей, на основе которых решаются наиболее характерные для большинства ТЭЦ задачи оптимизации режимов их работы как с точки зрения экономии первичного топлива, так и с точки зрения снижения углеродных выбросов; рассчитаны зависимости влияния режимных параметров работы ТЭЦ на величину углеродного следа; установлено, что удельный расход условного топлива и величина углеродного следа на отпускаемую ТЭЦ электрическую энергию существенно уменьшаются при перераспределении нагрузок между турбоагрегатами в отопительный период при работе по тепловому графику; определено преимущество двухступенчатого подогрев сетевой воды перед одноступенчатым подогревом и последовательной загрузки однотипных турбин перед параллельной. Значимость полученных результатов заключается в их применимости при постановке и решении задач оптимизации режимов работы ТЭЦ с учетом определения величин снижения выбросов парниковых газов.

Ключевые слова: выбросы парниковых газов, углеродный след, когенерация, централизованное теплоснабжение, энергетическая эффективность, ТЭЦ, режимные мероприятия.

ВВЕДЕНИЕ

Повышение эффективности производства энергии всегда являлось ведущим направлением научных исследований и практических работ. Оно имеет приоритетное значение не только для энергетической отрасли, но и общества в целом, так как позволяет сделать энергию более доступной для населения, а также способствует развитию новых технологий, созданию рабочих мест и экономическому росту.

В европейских странах с относительно холодным климатом (Германия, Великобритания, Швеция и ряд других скандинавских стран), где производство тепловой энергии не менее важно, чем производство электроэнергии, давно осознали, что комбинированная выработка (когенерация) в сочетании с централизованным теплоснабжением, особенно в городах с высокой плотностью населения, может иметь существенные преимущества перед отдельной и выступать эффективным инструментом повышения эффективности системы теплоснабжения в целом [1, 5, 15]. Тем не менее, если сравнить долю когенерации в общем объеме производимой Европейским союзом электроэнергии, то она составляет в среднем лишь около 12% (в от-

дельных странах до 58% – это Финляндия, Швеция, Дания, Нидерланды), и за последнее десятилетие существенного увеличения этой доли не произошло [8, 16]. В абсолютных цифрах когенерация в ЕС сократилась более чем на 10% за последние 10 лет, и по сравнению с Россией и странами постсоветского пространства, где эта доля доходит до 30%, эта величина кажется очень небольшой. Но и в России за последние 25 лет доля комбинированной выработки электроэнергии на тепловых электростанциях снизилась на 19% в силу того, что в настоящее время теплоснабжение в стране представлено разрозненными структурами, объекты которых не имеют единой технической, экономической и инвестиционной политики. Поэтому ТЭЦ проигрывают на рынке тепловой энергии локальным системам теплоснабжения на газе (прежде всего ввиду изношенности тепло-транспортных систем, вынуждающих потребителей переходить на собственные источники теплоснабжения). Это в конечном итоге негативно сказывается на стоимости тепловой энергии для конечных потребителей, на эффективности использования энергоресурсов, а также усугубляет экологические проблемы [3, 4].

Тем не менее, страны, где сегодня объем когенерации невелик, планируют его увеличение, например, в Германии поставили цель удвоить долю производства электроэнергии ТЭЦ с 13% в 2020 году до 25% к 2025 году. Причем, энергия, получаемая в комбинированном цикле, при котором тепло направляется именно на теплофикацию промышленных и жилых объектов, там приравнивается к «зеленой» энергетике. В Великобритании, помимо господдержки, генерирующие компании, переходящие на выработку электроэнергии с одновременным производством тепла, могут рассчитывать еще и на стимулирующие гранты [1, 2]. В то же время основной прирост когенерационных мощностей ожидается в текущем десятилетии в Азиатско-Тихоокеанском регионе, приближая его долю к 50%. В целом внимание к когенерации растет во всем мире: в перспективе до 2030 года прогнозируется ежегодный прирост таких мощностей на уровне 2,8% (причем с развитием распределенной энергетики появилась возможность применять технологию когенерации с другими источниками энергии в едином цикле как с использованием различных видов углеводородного, так и возобновляемого топлива) [6, 9-13].

Помимо того, что когенерация – это самая энергоэффективная технология производства электроэнергии и тепла, это обусловлено еще и возрастающей всемирной обеспокоенностью по поводу глобального потепления. Поэтому большой интерес вызывают проекты, ориентированные на снижение потребления первичной энергии, а значит, и сокращение выбросов парниковых газов. И если раньше зачастую во многих странах энергетическая стратегия была направлена в основном на оптимизацию потребления энергии, то сейчас, с учётом введения новых ограничительных мер в области снижения экологической нагрузки на климат (в частности, трансграничного углеродного налога в Евросоюзе) и вследствие этого имеющим место заметным спадом рентабельности целого ряда промышленных объектов, акцент смещается в сторону сокращения потребления ресурсов. Отсюда и повышенное внимание к когенерации, которая в последние годы становится мировым трендом в наибольшей степени именно потому, что способствует частичной декарбонизации энергетической отрасли и замедлению процессов глобального потепления [7, 17-20].

Россия, согласно данным ООН, находится в пятерке мировых лидеров по выбросу основного парникового газа – CO₂. Выше только Китай, США, ЕС и Индия. Вместе с тем, она имеет значительный потенциал для роста комбинированного производства тепловой и электрической энергии, который до конца не используется, несмотря на довольно давнюю традицию и явные экологические преимущества.

Использование надежных и точных методов расчета и оценки выбросов парниковых газов имеет существенное значение. Анализ опыта европейских стран (Швеции [6], Болгарии [35]), а также Турции [10], Китая [9] и других стран показывают, что вектор научной мысли направлен преимущественно в сторону совершенствования методик, направленных на уточнение стехиометрических уравнений процесса горения твердого, жидкого и газообразного топлива. Эти новые методологии характеризуются более высокой точностью по сравнению с существующими, однако, в них не уделяется внимание такому важному элементу, как математические модели турбинных установок, которые позволяли бы адекватно рассчитывать общий расход тепла на турбины и, в конечном итоге, расход первичного топлива. Вместо этого до сих пор используются стандартные нормативные характеристики турбоустановок, дающие, как было показано в работе [29], существенные погрешности при расчетах, что в конечном итоге приводит и к недостаточно корректному расчету выбросов парниковых газов.

Целью данной работы является исследование эффективности выработки электроэнергии на ТЭЦ в характерных режимах их работы с использованием математических моделей турбоустановок, основанных на реальных энергетических характеристиках ступеней и отсеков с учетом таких критериев, как снижение расхода топлива и уменьшение выбросов парниковых газов.

Эта работа включает обсуждение факторов, которые заслуживают большего внимания как с точки зрения интерпретации данных когенерации при разных режимных параметрах, так и с точки зрения более широкого внедрения этой технологии в контексте климатической повестки (использования ее потенциала и возможностей для сокращения выбросов CO₂).

Выбор темы исследования обусловлен следующим. Во-первых, доля электроэнер-

гии, производимой на ТЭЦ, как уже было показано ранее, весьма значительна [22]. Экономичность процесса производства электроэнергии в данном секторе имеет большое значение для более эффективного использования природных ресурсов, обеспечения доступности и стабильности электроэнергии для населения и промышленности.

Во-вторых, производство электроэнергии на ТЭЦ сопряжено с выбросом парниковых газов, таких как углекислый газ, который является основной причиной глобального потепления и изменения климата. В связи с тем, что изменение климата является одной из главных глобальных проблем на сегодняшний день, улучшение эффективности производства электроэнергии будет положительно сказываться на снижении углеродного следа.

В-третьих, повышение эффективности производства электроэнергии на ТЭЦ может привести к экономическим выгодам за счет снижения затрат на использование и эксплуатацию тепловых установок и повышения конкурентоспособности производства электроэнергии на глобальном рынке, в том числе, за счет снижения налогообложения прямых углеродных выбросов (для энергетических компаний во многих странах концепция углеродных активов все еще нова, зачастую компаниям не хватает опыта и знаний по управлению ими) [2, 5].

В работе решаются следующие задачи. Во-первых, это выбор наиболее подходящей методики для расчета распределения тепловых и электрических нагрузок между теплофикационными турбоагрегатами, позволяющей определять наиболее экономичные внутристанционные режимы ТЭЦ в соответствии с располагаемыми вычислительными средствами и граничными условиями, а также изменение величины углеродного следа при изменении общего расхода тепла на турбоустановку. Во-вторых, это расчет на базе адекватных математических моделей турбин с реальными энергетическими характеристиками зависимостей эффективности выработки электроэнергии на тепловом потреблении на ТЭЦ по сравнению с отдельной выработкой при разных климатических условиях. В-третьих, это оценка влияния режимных мероприятий (оптимизации режимов работы ТЭЦ) на основные энергетические показатели станции и величину углеродного следа и построение соответствующих зависимостей. В-четвертых, это энергетическая и экологиче-

ская оценка (с точки зрения снижения величины углеродного следа) наиболее эффективных способов эксплуатации теплофикационных турбоустановок в различных режимах работы.

МЕТОДОЛОГИЯ ИССЛЕДОВАНИЯ И ГРАНИЧНЫЕ УСЛОВИЯ РАСЧЕТОВ

Сравнительный анализ литературных источников, экспериментальных и теоретических данных [21, 23, 25] показывает, что в настоящее время в России и за рубежом не существует не только универсального подхода к созданию алгоритма оптимизации режимов работы ТЭЦ, но и к созданию самих математических моделей когенерационных установок. Несмотря на многообразие существующих на сегодняшний день моделей [27, 28, 30], они, как правило, слабо пригодны для выполнения успешных комплексных расчетов энергетических и экологических показателей в связи с отсутствием в них достоверных характеристик, которые бы давали адекватную оценку в широком диапазоне режимов работы. До сих пор традиционно применяются слишком упрощенные (спрямленные) как расходные, так и энергетические характеристики турбины и отдельных ее ступеней (отсеков) [26, 27], несмотря на то, что реальные характеристики имеют более сложный и в большинстве случаев нелинейный характер. Оптимизационные задачи решаются в той или иной степени только на режимах, близких к номинальным, когда КПД отсеков принимается постоянным параметром или его изменение учитывается упрощенно [31, 32]. Однако в работах [24, 29] было показано, что применение нормативных характеристик турбин и их конденсаторов для решения задач оптимизации не вполне целесообразно, а в некоторых случаях и неправомерно, особенно в существенно переменных режимах работы. Поэтому авторами была использована разработанная на кафедре теплотехники и гидравлики ВятГУ целая серия математических моделей для расчета максимально полного спектра стационарных переменных режимов теплофикационных паротурбинных установок отечественного производства, построенных на основе достоверных (верифицированных с высокой степенью точности) энергетических характеристик турбинных ступеней и отсеков, имеющих универсальный характер, а также для расчета режимов работы конденсаторов таких турбоустановок [24]. Эти модели

позволяют с учетом текущего состояния турбинного оборудования и тепловой схемы производить полный детальный тепловой расчет и определять энергетическую эффективность того или иного решения по изменению режима работы в широком диапазоне изменения параметров. Такие модели реализованы в виде программы, а апробация и отладка проведены на действующих ТЭЦ. Реализованный алгоритм состоит из нескольких основных этапов: во-первых, выбор начального приближения из библиотеки возможных режимов (этот этап почти не осложнен итеративными процессами; полученные на этом этапе результаты расчета используются в качестве базы исходных данных); во-вторых, расчет турбоустановки на переменный режим (базой для него являются данные из предыдущего этапа). В результате решения задачи находится состояние системы, определяемое параметрами во всех элементах в нерасчетных условиях. Для этого каждый элемент описывается системой алгебраических уравнений теплового баланса, гидравлики, теплопередачи, аэродинамики и т.п. С учетом числа элементов, включенных в расчетную схему (более 20), общее количество уравнений в системе более 50. Большая часть уравнений нелинейные либо трансцендентные. Линейными из уравнений перечисленных типов яв-

ляются только балансовые и уравнения связей между элементами, осуществляющих передачу параметров. Данная оценка размерности и сложности задачи показывает, что ее полное и корректное решение без использования численных моделей невозможно. Многоуровневый итерационный алгоритм решается модернизированным методом Ньютона с релаксацией (изменением "шага" итерационного процесса) по нескольким переменным. На наиболее трудоемких ветвлениях общая степень вложенности итеративных циклов достигает шести, включая уровень расчета теплофизических свойств рабочих тел. Достоинство такого подхода состоит в том, что система уравнений формируется не для конкретной расчетной тепловой схемы турбоустановки, а предусматривает возможность ее изменения без изменения алгоритма расчета в целом.

На рис. 1 на примере турбины Т-50-12.8 показана тепловая схема расчетной модели, топология которой меняется по желанию исследователя, т.е. структура программы позволяет при необходимости легко заменить модели теплообменников, конденсатора, направления слива дренажей, питание деаэратора и т.п.

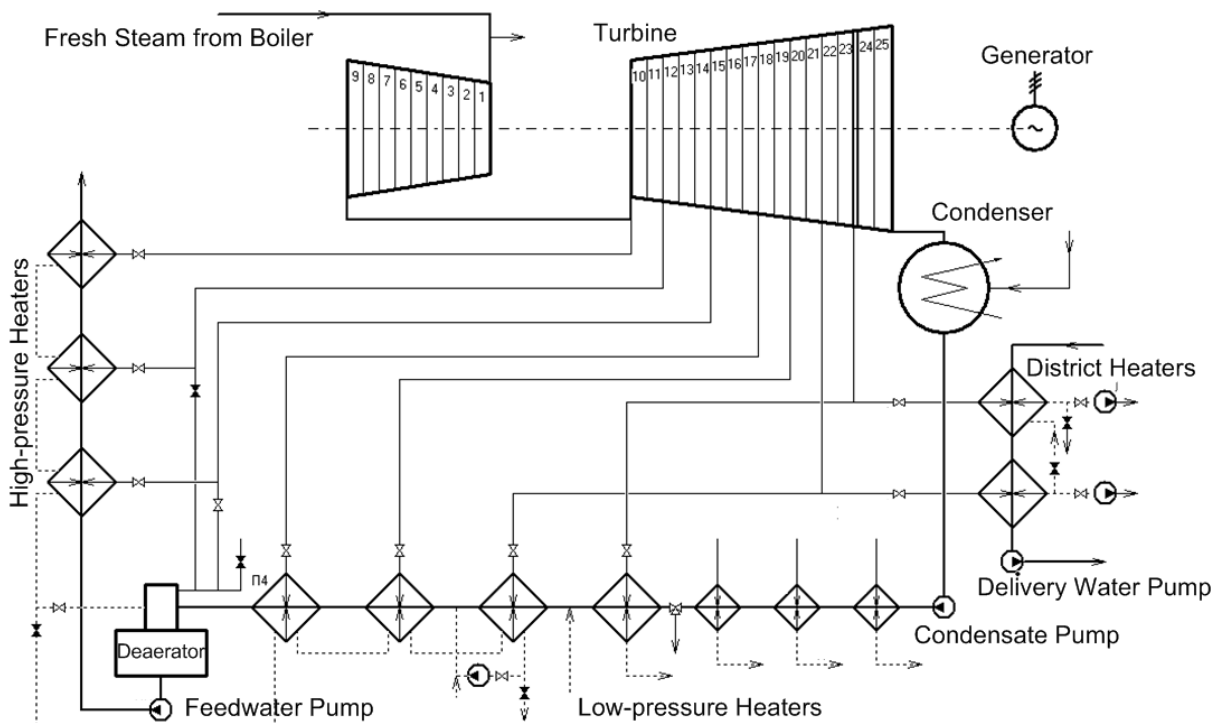


Рис. 1. Общий вид принципиальной тепловой схемы турбоустановки.¹

¹ Appendix 1

Для оценки энергетической эффективности изменения режима работы турбины были выбраны величины: общий расход теплоты на турбоустановку Q_o , удельный расход топлива на выработку электрической энергии b и удельный расход теплоты на выработку электрической энергии q . В сравнительных расчетах в качестве абсолютных показателей были использованы такие величины, как изменение потерь теплоты в холодном источнике (конденсаторе), изменение расхода теплоты на турбину, изменение расхода топлива.

Из общего уравнения энергетического баланса турбоустановки следует, что общий расход теплоты на турбоустановку Q_o равен:

$$Q_o = Q_i + N_i + Q_k, \quad (1)$$

где N_i – внутренняя мощность турбины, МВт; Q_i – расход теплоты из отборов турбины; Q_k – расход теплоты в конденсатор, МВт.

Удельный расход теплоты на выработку электрической энергии q определяется как:

$$q = (Q_o - Q_i) / N_e, \quad (2)$$

где Q_o – расход теплоты на турбоустановку, Q_i – расход теплоты из отборов турбины, N_e – электрическая мощность [29].

При исследовании переменных режимов требуется, прежде всего, оценка изменения экономичности турбоустановки при изменении режима ее работы и использование абсолютного показателя q или его изменения оказывается неудобным. Более продуктивным в таких случаях является применение сравнительного показателя, а именно – удельного расхода тепла при изменении выработки электроэнергии:

$$q_{add} = (\Delta Q_o - \Delta Q_i) / \Delta N_e, \quad (3)$$

где $\Delta Q_o = Q_o - Q_{oo}$, $\Delta Q_i = Q_i - Q_{io}$; $\Delta N_e = N_e - N_{eo}$; Q_{oo} , Q_{io} , N_{eo} и Q_o , Q_i , N_e относятся соответственно к некоторому исходному и новому режимам работы турбины [29].

Величина q_{add} характеризует энергетическую эффективность того или иного изменения режима работы турбины, связанного с

изменением выработки либо отпуска электроэнергии.

Использование показателя q_{add} оказывает также весьма полезным для решения оптимизационных задач при совместной эксплуатации группы турбоустановок [29].

Углеродный след (Carbon Footprint) – это мера выбросов газов, которые вносят вклад в глобальное потепление, включая CO₂, метан и другие газы, освобождающиеся в результате деятельности человека [8]. Углеродный след – это важный инструмент для оценки организаций, товаров или услуг с точки зрения углеродного воздействия. Для теплоэнергетических объектов оценка углеродного следа является особенно важной, так как выбросы газов, связанных с производством электроэнергии и тепла, составляют значительную долю от общего объема выбросов в атмосферу.

Существует несколько подходов к оценке углеродного следа для теплоэнергетических объектов, а именно [33, 34]:

1. Метод определения потенциала глобального потепления;
2. Метод жизненного цикла (Life Cycle Assessment, LCA);
3. Метод инвентаризации выбросов (Emissions Inventory);
4. Метод оценки углеродного следа по руководящим принципам национальных инвентаризаций парниковых газов, разработанный Межправительственной группой экспертов по изменению климата (МГЭИК).

Каждый из этих методов имеет свои преимущества и недостатки, и выбор метода зависит от целей оценки углеродного следа, доступности данных и бизнес-модели объекта. Важно также учитывать факторы, влияющие на выбросы газов, такие как тип источника (например, уголь, газ, ветер), процесс производства, а также расходы на энергию и использование ресурсов.

Методика МГЭИК по оценке углеродного следа от тепловых электростанций ISO 14067:2018 «Greenhouse gases – Carbon footprint of products – Requirements and guidelines for quantification» широко используется во всем мире и представляет собой наиболее авторитетный и надежный инструмент для оценки влияния выбросов парниковых газов на климат. Российский аналог оценки углеродного следа – ГОСТ Р 56276–2014/ISO/TS 14067:2013 «Газы парниковые. Углеродный след продукции» — был введен в действие в

2016 году. МГЭИК регулярно выпускает таблицы с конкретными значениями углеродного следа для энергоносителей, а в руководящих документах МГЭИК приведены формулы для оценки выбросов на всём жизненном цикле предприятия в энергетике [34].

Далее рассмотрен расчёт углеродного следа при стационарном сжигании топлива, так как он будет использован для дальнейших оценок.

Инвентаризация парниковых газов ПП модельной ТЭЦ составлена на основе стандарта ГОСТ Р ИСО 14064-1 – 2021 «Национальный стандарт Российской Федерации. Газы парниковые. Часть 1. Требования и руководство по количественному определению и отчетности о выбросах и поглощении парниковых газов на уровне организации» и находится в гармонизации с другими стандартами, например, ISO 14044:2006. Environmental management - Life cycle assessment - Requirements and guidelines, IDT).

Прежде всего, для оценки углеродного следа необходимо иметь данные о количестве сожженного топлива для каждой категории источника, а также использовать коэффициенты выбросов по умолчанию, которые могут быть получены в соответствии с диапазоном значений неопределенности, представленных в разделе 2.3.2.1 [34]. Для этого используется соответствующее уравнение:

$$C = B \cdot K_{gg}, \quad (4)$$

где C - выбросы данного парникового газа (ПГ) по типу топлива (кг); B - количество сожженного топлива (ТДж); K_{gg} - коэффициент выбросов данного ПГ (greenhouse gas) по типу топлива (кг ПГ/ТДж. Коэффициенты для расчета взяты из таблицы 2.2 [34]. Для CO_2 – 56100 кг CO_2 /ТДж; для CH_4 – 1 кг ПГ/ТДж; для N_2O – 0,1 кг ПГ/ТДж.

С помощью потенциала глобального потепления (ППП) рассчитывают так называемый CO_2 -эквивалент (CO_2e) выбросов, т.е. данные о выбросах ПГ каждого вида пересчитываются в эквивалентные значения выбросов CO_2 с помощью специальных переводных GWIF-коэффициентов. Используются значения ППП для 100-летнего временного горизонта, приведенные в методических указаниях МГЭИК (они выражаются в относительных единицах и определяют, насколько более мощными являются эти газы по срав-

нению с углекислым газом (CO_2), взятым за базовое значение).

Для трех основных газов значения GWIF-коэффициентов следующие: CO_2 – 1, CH_4 – 25, N_2O – 298 [GOST R ISO 14044-2019. National Standard of the Russian Federation. Environmental management. Life cycle assessment. Requirements and guidelines (Standartinform, Moscow, 2019)]. Результаты по количеству выбросов ПГ представлены в CO_2 -эквиваленте. Другие виды ПГ: гидрофторуглероды (ГФУ), перфторуглероды (ПФУ), гексафторид серы (SF_6) и трифторид азота (NF_3) для рассматриваемых категорий выбросов ПГ не учитываются.

При пересчете выбросов парниковых газов N_2O и CH_4 мы умножаем их объемы на соответствующие GWIF-коэффициенты. Таким образом, мы можем оценить общий вклад этих газов в глобальное потепление на протяжении 100 лет. Потребление топлива имеет единицы измерения ТДж, поэтому для расчёта можем взять суммарные затраты теплоты. Тогда конечная формула всех выбросов C будет иметь вид:

$$C = Q_o \left(K_{CO_2} + K_{CH_4} \cdot GWIF_{CH_4} + K_{NO_2} \cdot GWIF_{NO_2} \right), \quad (5)$$

где Q_o – общие затраты тепла при производстве электрической и тепловой энергии; K_{CO_2} , K_{CH_4} , K_{NO_2} - коэффициенты выбросов парниковых газов, $GWIF_{CH_4}$, $GWIF_{NO_2}$ – переводные коэффициенты ППП каждого из парниковых газов.

Расчет режимов работы агрегатов модельной ТЭЦ выполняется на основании программ расчета турбоустановок Т-50-12.8, Т-185/220-12.8 и ПТ-80/100-12.8. Исследование производится для климатических условий г. Кирова, которые аналогичны таким условиям в странах Северной Европы. На первом этапе расчетного исследования оценивается общий энергетический и экологический эффект от теплофикации для модельной ТЭЦ. На втором этапе оценивается влияние той или иной долгосрочной эксплуатационной стратегии ведения режимов работы на ТЭЦ на величину углеродного следа при производстве энергетической продукции на примере турбоустановок разных типов.

РЕЗУЛЬТАТЫ СРАВНИТЕЛЬНОГО РАСЧЕТА КОМБИНИРОВАННОЙ И РАЗДЕЛЬНОЙ ВЫРАБОТКИ ТЕПЛОВОЙ И ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ НА МОДЕЛЬНОЙ ТЭЦ, КЭС И КОТЕЛЬНОЙ

В качестве объекта исследования выбрана модельная ТЭС, работающая на газе, с турбоустановкой Т-50-12.8, которая может работать как в теплофикационном, так и конденсационном режимах, и водогрейная газовая котельная системы централизованного теплоснабжения. Сравнялось потребление первичной энергии для двух систем, работающих на органическом (ископаемом) топливе (природном газе) – ТЭЦ (комбинированное производства теплоты и электроэнергии) и система конденсационной ТЭС (турбина переводится в конденсационный режим работы) и котельной для производства теплоты. Для оценки энергетического эффекта от когенерации проведено сравнение нескольких наиболее характерных режимов раздельной и комбинированной выработки электрической и тепловой энергии по тепловому (при максимальном и номинальном расходах свежего пара) и электрическому графикам (соответствующим режимам работы в отопительный и неотопительный периоды). Были рассчитаны значения электрической мощности, отопительной нагрузки и общие затраты теплоты на турбоустановку. Принятые исходные данные для расчета представлены в таблице 1.

В ходе сравнительных расчётных исследований на математической модели Т-50-12.8 полученные результаты комбинированной и раздельной выработки энергии представлены на рис.2 (по энергетическому ΔQ_o и экологическому критериям ΔC). Расчет углеродного следа C , у.е. (углеродная единица = 1 т CO_2 -эквивалента, $t CO_2e/s$), был выполнен по формуле (5), подробный расчет приведен ниже в качестве примера для одного из режимов (при расходе свежего пара $G_o=70$ кг/с, расходе сетевой воды $W=200$ кг/с, температуре обратной сетевой воды $\tau_2=50^\circ C$):

$$C = Q_o (K_{CO_2} + K_{CH_4} \cdot GWIF_{CH_4} + K_{NO_2} \cdot GWIF_{NO_2}) = 189.12 \cdot (56100 + 1.25 + 0.1 \cdot 298) = 10.62 \text{ kg } CO_2 / s = 0.01062 \text{ t } CO_2e / s = 0.01062 \cdot 3600 \cdot 24 \text{ t } CO_2e / day = 917.6 \text{ t } CO_2e / s.$$

Таблица 1². Основные начальные параметры турбоустановки Т-50-12.8 при комбинированной выработке электрической и тепловой энергии³

Параметры (parameters)	Значения (values)
Давление свежего пара p_o , МПа (fresh steam pressure p_o , МПа)	12.7
Температура свежего пара t_o , °C (fresh steam temperature t_o , °C)	555
Расход свежего пара G_o , кг/с (fresh steam consumption G_o , kg/s)	1 режим - 20 кг/с; 2 режим - 50 кг/с; 3 режим - 70 кг/с (1 mode - 20 kg/s; 2 mode - 50 kg/s; 3 mode - 70 kg/s)
Температура обратной сетевой воды τ_2 , °C (return delivery water temperature τ_2 , °C)	50
Расход сетевой воды W , кг/с (delivery water consumption W , kg/s)	диапазон от 200 до 800 кг/с с шагом 100 кг/с (range from 200 to 800 kg/s in increments of 100 kg/s)
Степень открытия регулирующей диафрагмы части низкого давления (РД ЧНД) $H_{РД ЧНД}$, % (Degree of opening of the sliding grid of the low-pressure section (SG LPS) $H_{SG LPS}$, %)	0% (при комбинированной выработке) 100% (при раздельной выработке) (0% (with combined generation) 100% (with separate generation))
КПД котлов, % (boiler efficiency, %)	92
КПД транспорта теплоты, % (heat transfer efficiency, %)	98

По полученным результатам можно заключить, что процесс одновременной выработки тепловой и электрической энергии имеет более высокую энергоэффективность по сравнению с раздельной схемой энергоснабжения, когда тепловая энергия производится на паровых или водогрейных котельных, а электрическая энергия поставляется из централизованных источников — тепловых электрических станций. Комбинированный метод производства электроэнергии и тепло-

ты в одной энергоустановке снижает потребность в топливе примерно на 27-34% по сравнению с раздельным в широком диапазоне режимов работы, и наряду с этим уменьшает и углеродный след, величина снижения которого находится в этих же пределах (33-34%).

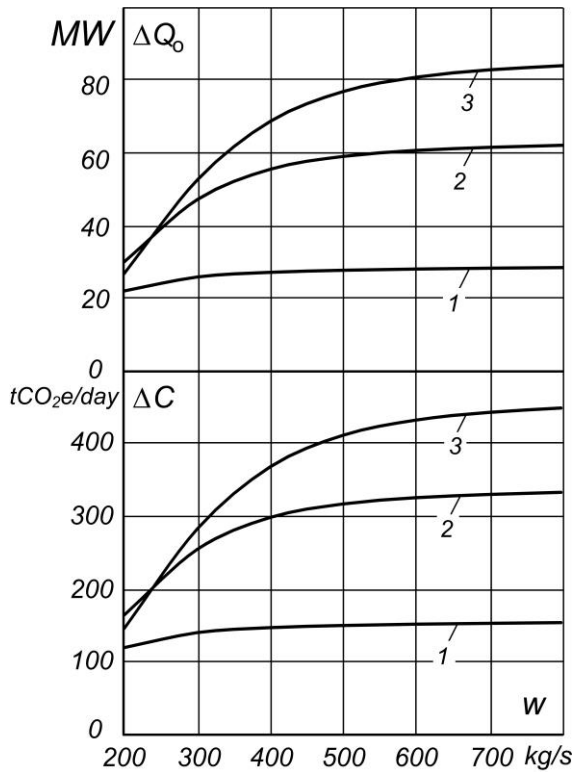


Рис. 2. Разница суммарных затрат теплоты и величины выбросов парниковых газов (в углеродных единицах у.е./сут. (tCO₂e/day)) на турбоустановку и котельную при раздельной и комбинированной выработке энергии и различных режимах работы, соответствующих расходу свежего пара G₀: 1 - 20 кг/с (kg/s), 2 - 50 кг/с (kg/s), 3 - 70 кг/с (kg/s), в зависимости от расхода сетевой воды W (kg/s).⁴

Таким образом, и в новых технологических условиях теплофикация сохраняет свою эффективность перед раздельной выработкой. В таких странах, как Германия, Великобритания, Дания, Швеция, Китай и другие, выбирают когенерацию как ключевую составляющую своей энергосистемы. Они активно внедряют и развивают возобновляемые источники энергии и уделяют большое внимание повышению эффективности своих ТЭЦ, что позволяет использовать вторичные ресурсы для производства тепла в комбинированном цикле. Как показывает их опыт, применение тригенерационных систем (вместо когенерационных) еще больше способствует повышению коэффициента использования

первичной энергии и снижению расхода традиционного топлива [6, 19, 20]. Однако, для точной оценки энергетической и экологической эффективности работы паротурбинных ТЭЦ при различных граничных условиях и для выбора обоснованных решений использование математических моделей турбоустановок с реальными характеристиками турбинных ступеней и отсеков может быть полезно.

РАСЧЕТНОЕ ОПТИМИЗАЦИОННОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ

Вторая часть исследования направлена на решение такой важной технико-экономической задачи, как оптимизация режимов работы теплоэлектроцентрали (ТЭЦ) с целью повышения эффективности использования природных ресурсов, которые служат топливом для ТЭЦ, и повышение не только экономической эффективности работы станции на рынке электроэнергии и тепла, но и снижения воздействия на окружающую среду.

Постановка задач оптимизации работы ТЭЦ имеет высокую вычислительную сложность, причинами которой являются: а) сложный вид целевой функции; б) большое число управляемых (варьируемых) параметров, которое зависит от применяемых математических моделей агрегатов ТЭЦ; в) большое число ограничений, накладываемых на значения управляемых параметров; г) зависимость критериев оптимальности работы ТЭЦ и граничных параметров от условий ее эксплуатации. Поэтому выбор математических моделей ТЭЦ является определяющим для достижения поставленной цели и зависит от особенностей решаемой задачи. Имеющаяся в распоряжении авторов библиотека математических моделей теплофикационных турбоустановок позволяет в полной мере решать задачи такого класса, что будет показано на нескольких частных примерах ниже.

В качестве первого примера проанализировано изменение величины Q₀ в зависимости от прироста электрической мощности в результате разного (параллельного и последовательного) открытия регулирующих диафрагм однотипных турбин при работе по электрическому графику (рис.3).

В соответствии с расчетами по модели рост мощности во всех условиях приводит к снижению величины Q₀. Данный вывод име-

⁴ Appendix 1

ет большое практическое значение, так как позволяет правильно организовать режим работы турбоустановок на ТЭЦ и снизить выбросы углекислого газа. Как показали проведенные исследования, более экономичным является последовательное открытие регулирующей диафрагмы (РД). Полученный эффект от оптимального распределения пиковой нагрузки между турбинами связан в первую очередь с нелинейным характером зависимости внутренней мощности части низкого давления (ЧНД) от расхода пара. В этой связи следует отметить, что уменьшение вентиляционных пропусков пара в ЧНД теплофикационных турбин не только повышает их экономичность в базовом режиме, но также расширяет возможность и увеличивает эффективность оптимизации переменных режимов работы турбоустановок. Из нормативных характеристик при этом следует, что приоткрывать РД нужно параллельно на всех турбоагрегатах, т.е. оптимальным является как будто бы равномерное распределение нагрузки, что и происходит в настоящее время в большинстве случаев при эксплуатации одинаковых турбин.

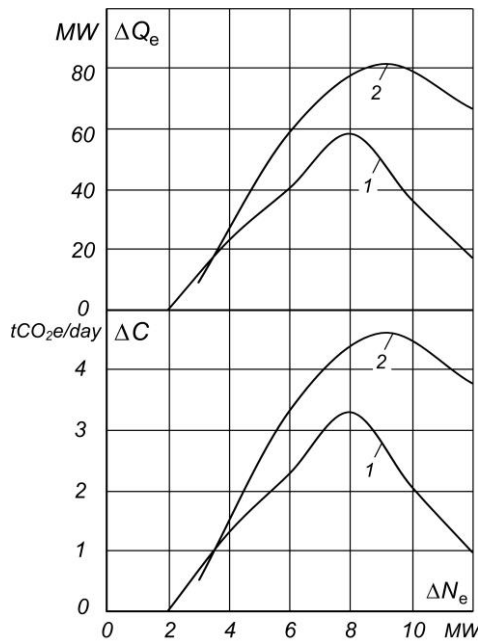


Рис. 3. Сравнительное изменение энергетической эффективности (затрат теплоты на выработку электроэнергии ΔQ_e) и величины выбросов парниковых газов (в углеродных единицах у.е./сут. (tCO_2e/day)) при оптимизации распределения пиковой нагрузки между двумя (1) и тремя (2) однотипными турбинами Т-50-12.8 при последовательной и параллельной загрузке в зависимости от прироста электрической мощности ΔN_e .⁵

В качестве второго примера эффективной организации эксплуатации выполнена оценка эффективности перераспределения тепловой и электрической нагрузки между различными турбоустановками в пределах одной ТЭЦ. Граничные условия моделирования нагрузок и режимов работы агрегатов ТЭЦ соответствуют наиболее типичным для Кировских ТЭЦ-4 и ТЭЦ-5 условиям. В неотапительный период ТЭЦ работает по электрическому графику (то есть с заданной суммарной электрической мощностью (ΣN_e)) при относительно малом и неизменном отпуске теплоты для нужд горячего водоснабжения. В таких условиях появляется возможность оптимизации за счёт перераспределения как расхода сетевой воды между турбоустановками, так и их электрической мощности. В таблице 2 и на рис.4 приведены результаты расчётных исследований как электрической нагрузки, так и расхода сетевой воды между различными турбоустановками при определённых уровнях ΣN_e .

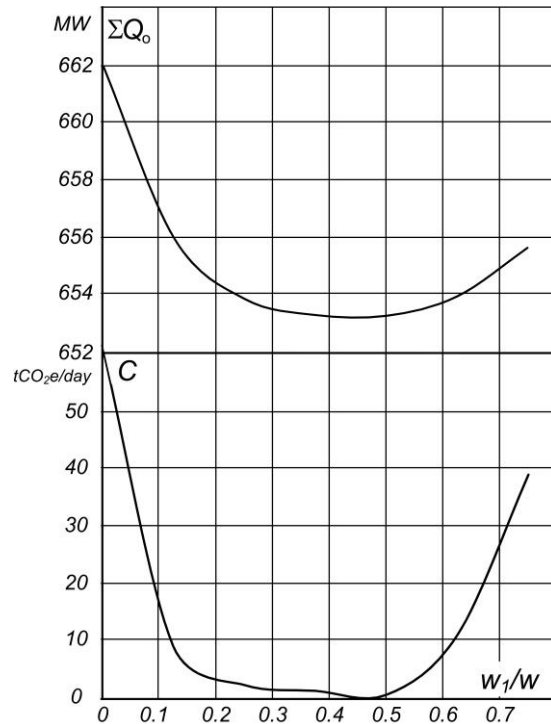


Рис. 4. Возможная эффективность перераспределения расхода сетевой воды между турбоустановками №1 и №3 и сравнительное изменение величины углеродного следа в режимах работы в неотапительный период. Суммарная мощность турбоустановок 240 МВт.⁶

Таблица 2⁷.

Результаты расчетного исследования перераспределения расходов сетевой воды при совместной работе ТГ №1 и ТГ №3. Суммарная электрическая мощность 240 МВт.⁸

Режим (mode)	w ₁ т/ч (t/h)	w ₃ т/ч (t/h)	ΣG_o , кг/с (kg/s)	ΣQ_o , МВт (MW)	ΔQ_o , МВт (MW)	$N_{e1}/\Sigma N_e$	C, у.е./сут. (t CO ₂ e/day)
1	1000	3000	264,68	662,87	7,195	0,460	34,91
2			262,44	661,25	5,578	0,417	27,06
3			258,88	656,37	0,698	0,354	3,39
4			257,91	655,63	-0,038	0,295	-0,18
1	1500	2500	260,46	657,63	1,953	0,416	9,48
2			258,32	655,52	-0,154	0,354	-0,75
3			257,37	654,55	-1,118	0,292	-5,42
4			257,12	653,93	-1,740	0,236	-8,44
1	2000	2000	258,41	655,67	0,000	0,367	0
2			257,11	654,01	-1,658	0,292	-8,04
3			256,88	653,17	-2,506	0,229	-12,16
4			257,72	653,26	-2,417	0,173	-11,73
1	2500	1500	257,89	655,80	0,127	0,310	0,62
2			257,19	653,29	-2,386	0,229	-11,58
3			259,29	655,18	-0,487	0,167	-2,36
4			260,88	655,58	-0,091	0,112	-0,44
1	3000	1000	257,19	653,84	-1,829	0,260	-8,87
2			259,08	655,11	-0,560	0,188	-2,72
3			261,02	655,99	0,320	0,125	1,55
4			263,04	655,52	-0,154	0,053	-0,75
1	3500	500	259,42	655,97	0,293	0,203	1,42
2			261,28	657,07	1,393	0,146	6,76
3			262,87	656,57	0,902	0,083	4,38
4			265,36	657,27	1,594	0,019	7,73
1	4000	0	296,02	711,13	55,455	0,656	55,46
2			272,84	683,50	27,823	0,472	27,82
3			261,01	661,96	6,292	0,265	6,29
4			262,98	655,65	-0,027	0,083	-0,027

Как правило, в летний период в эксплуатации находятся только два турбоагрегата. Поэтому в качестве примера проведён расчёт одновременной работы турбоагрегата (ТГ) №1 (типа ПТ-80/100-12.8) и ТГ №3 (типа Т-185/220-12.8). Суммарная величина расчетной электрической нагрузки потребителей принята равной 240 МВт, чему соответствует состав основного оборудования ТЭЦ с тремя турбинами (на ТЭЦ работает два турбоагре-

гата Т-185/220-12.8 и один ПТ-80/100-12.8). За счет перераспределения расхода сетевой воды между ними тепловая и электрическая нагрузка агрегатов ТЭЦ изменяется, что приводит к изменениям суммарного расхода теплоты на турбоустановки, потерь тепла в конденсаторе и, как следствие, углеродного следа. Причем для расчета изменения режимов работы ТЭЦ эти потери рассчитываются для каждого значения тепловой нагрузки.

^{7,8} Appendix 1

Представленные данные характеризуют влияние перераспределения расхода сетевой воды между турбинами в граничных режимах, т.е. в режимах с минимальным суммарным расходом теплоты топлива ΣQ_o , которые, как правило, достигаются при полном открытии РД на одной из турбин. Они показывают, что перераспределение расходов сетевой воды оказывает достаточно существенное влияние на экономичность работы ТЭЦ. Из данных, приведённых на рис.4, следует, что при определённых и неизменных сочетаниях расходов сетевой воды (w_1/w) имеет место тенденция к снижению общих затрат теплоты (ΣQ_o) при равномерном распределении расхода сетевой воды между турбоустановками. В то же время перевод одной из турбин в чисто конденсационный режим и передача всей тепловой нагрузки на другую всегда приводит к снижению экономичности работы ТЭЦ. Эти же закономерности наблюдаются при анализе величины углеродного следа в соответствующих режимах.

В качестве третьего примера проведена оценка эффективности некоторых изменений при эксплуатации сетевых подогревателей установок. Традиционно, в летний период теплофикационные турбоустановки эксплуатируются с одноступенчатым подогревом сетевой воды в нижнем сетевом подогревателе. В силу относительно малых тепловых нагрузок одноступенчатый подогрев действительно может обеспечить заданный температурный график. Однако при этом возникает ситуация, когда при отпуске небольшого расхода пара в нижний отбор имеет место дросселирование в регулирующей диафрагме (РД) значительного конденсационного потока. Данное обстоятельство приводит к снижению относительного внутреннего КПД турбоустановки, а значит и её экономичности.

Представляется, что более эффективным в указанных условиях является двухступенчатый подогрев сетевой воды, то есть последовательно в нижнем и в верхнем сетевых подогревателях. При этом для поддержания заданного отпуска тепла возможно либо применение обвода сетевой воды помимо сетевых подогревателей, либо регулируемое ограничение подачи пара в верхний сетевой подогреватель. Для оценки возможности эффективности такого подхода были проведены соответствующие расчёты для двух турбо-

установок типа Т-185/220-12.8, результаты которых представлены на рис. 5–6.

Представленные данные свидетельствуют о том, что в реальных условиях эксплуатации переход с одноступенчатого на двухступенчатый подогрев сетевой воды даёт значительное снижение расхода тепла на турбоустановки в условиях сохранения тепловой нагрузки и электрической мощности. При этом возможная экономия топлива ΔB может достигать для турбин различного типа 0,5-2 т у.т./ч, а сокращение углеродного следа до 170-900 у.е./мес. соответственно. Если принять во внимание стоимость 1 у.е. на рынке в размере порядка €85, то экономический эффект от внедрения этих мероприятий может составить от 14 до 76 тыс. € в месяц на одну турбоустановку.

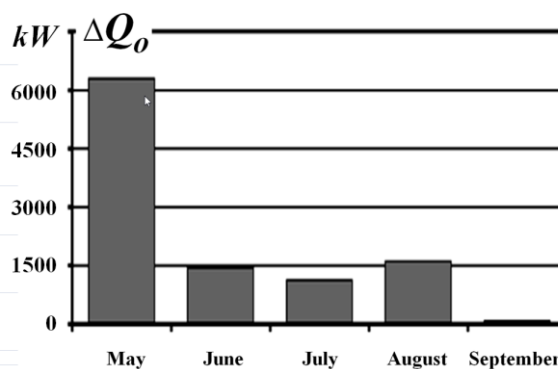


Рис. 5. Энергетическая эффективность перехода с одноступенчатого на двухступенчатый подогрев сетевой воды в неотапливаемый период работы двух турбоустановок. Изменение расхода теплоты на турбины.⁹

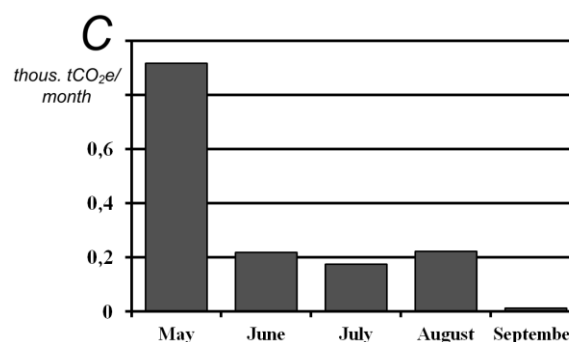


Рис. 6. Экологическая эффективность перехода с одноступенчатого на двухступенчатый подогрев сетевой воды в неотапливаемый период работы двух турбоустановок. Изменение величины углеродного следа.¹⁰

Таким образом, выполненные исследования свидетельствуют о принципиальной возможности оптимизации режимов работы по электрическому графику группы теплофика-

ционных турбоустановок, получать экономию первичного топлива и сокращать выброса парниковых газов практически без дополнительных капитальных затрат. Все это достигается путем использования малозатратных способов изменения режимных параметров и регулирования нагрузок, способствует повышению конкурентоспособности ТЭЦ на рынках тепловой и электрической энергии и снижению налоговой нагрузки.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Политика в области энергетики в краткосрочной перспективе свидетельствует о невозможности для многих стран мира полностью избежать сооружения и работы тепловых электростанций. Однако существуют способы снизить негативное воздействие таких электростанций на окружающую среду. Среди них можно выделить реструктуризацию энергетической отрасли (увеличение доли когенерационных установок при строительстве новых источников производства электрической энергии), а также снижение расхода органического топлива при эксплуатации ТЭЦ за счет проведения режимных оптимизационных мероприятий. Исследование, проведенное в рамках данной работы, представляет данные о снижении парниковых выбросов от ТЭЦ на основе оптимального ведения режимов работы станции, что ранее не исследовалось. Основные выводы и рекомендации сводятся к следующим положениям.

1. Разработан и исследован методологический подход к комплексной оценке энергетической и экологической эффективности работы ТЭЦ на основе математического моделирования, позволяющий дать теоретическое обоснование предлагаемых решений по эксплуатации ТЭЦ и возможность исследования влияния различных факторов на величину углеродного следа. Показано, что он позволяет решать характерные задачи по оптимизации режимов работы станции, такие как перераспределение тепловых и электрических нагрузок между турбоустановками, расходов сетевой воды при разных граничных условиях (постоянство вырабатываемой электроэнергии или общего расхода топлива на станции), определение порядка загрузки турбоустановок в пиковые периоды. Предложенный подход был апробирован на ряде ТЭЦ г.Кирова и его эффективность подтверждена детальными расчетно-экспериментальными исследованиями, результаты которых приве-

дены в статье. Изложен алгоритм построения математических моделей для любых типов теплофикационных турбин, основанный на применении реальных энергетических характеристик оборудования, приведенных к универсальному математическому виду.

2. Обоснована применимость изложенного подхода также для количественной экологической оценки (по величине снижения выбросов парниковых газов) наиболее эффективных режимов работы теплофикационных турбоустановок в периоды как пиковых, так и частичных нагрузок в фактических условиях эксплуатации ТЭЦ.

3. На примерах теплофикационных паротурбинных установок типов ПТ-80/100-12.8, Т-50-12.8 и Т-185/220-12.8 представлен сравнительный анализ энергетических и экологических (по величине углеродного следа) показателей в характерных режимах работы и при оптимизации, полученных в результате расчета с использованием разработанных математических моделей. Установлено, что правильный выбор последовательности загрузки турбоустановок различных типов и степени использования паротурбинного оборудования ТЭЦ, в среднем, позволяет снизить удельный расход топлива на отпуск электроэнергии, и, следовательно, величину выбросов парниковых газов для большинства реальных режимов примерно на 3-5%.

4. Примерами, приведенными выше, подтверждена возможность использования предложенной методики и критериев определения энергетической эффективности и разработанных математических моделей для решения задач управления оборудованием ТЭЦ для оптимального распределения нагрузок между турбоагрегатами в условиях выполнения существующих графиков нагрузок. Перераспределение нагрузок между турбоагрегатами в пользу наиболее мощных турбин либо коррекция по расходам и температуре прямой и обратной сетевой воды на источнике приводит к сокращению углеродного следа, в среднем, на 5-10%.

5. Установлено, что при сохранении суммарной тепловой и электрической нагрузок потребителей снижение удельных затрат на производство электроэнергии в целом по электрической станции может быть достигнуто за счет изменения тепловой схемы турбоустановки, а именно, за счет перехода с одноступенчатого на двухступенчатый подогрев сетевой воды, прежде всего в неотапитель-

ный период. При этом возможная экономия топлива может достигать для турбин различного типа 0,5 – 2 т у.т./ч, а сокращение углеродного следа – до 170-900 у.е./мес. соответственно.

6. По результатам проведенного исследования можно заключить, что разработанные и обоснованные рекомендации, относящиеся к оптимизации распределения нагрузок между турбоагрегатами, и предложения по рациональным режимам их эксплуатации позволяют уменьшить неблагоприятное воздействие ТЭЦ на окружающую среду и повысить эффективность производства и отпуска тепловой и электрической энергии при относительно небольших затратах на их реализацию.

Таким образом, в результате выполненного исследования установлена применимость полученных результатов при постановке и решении задач оптимизации режимов работы ТЭЦ с учетом расчета снижения выбросов парниковых газов, в том числе за счет: во-первых, определения граничных условий таких задач; во-вторых, выбора вида математических моделей оборудования и установления требований к их точности; в-третьих, использования методики расчета энергетического эффекта и величины снижения углеродного следа.

APPENDIX 1 (ПРИЛОЖЕНИЕ 1)

¹**Fig. 1.** General view of the basic thermal scheme of the turbine unit.

^{2,3}**Table 1.** Basic initial parameters of the T-50-12.8 turbine unit for combined generation of electrical and thermal energy.

⁴**Fig. 2.** The difference in the total heat costs and the amount of greenhouse gas emissions (in carbon units tCO₂e/day) for the turbine unit and the boiler plant with separate and combined energy production and various operating modes corresponding to the fresh steam consumption G₀: 1 - 20 kg/s, 2 - 50 kg/s, 3 - 70 kg/s, depending on the flow of delivery water W (kg/s).

⁵**Fig. 3.** Comparative change in energy efficiency (heat consumption for electricity generation ΔQ_e) and the amount of greenhouse gas emissions (in carbon units tCO₂e/day) when optimizing the distribution of peak load between two (1) and three (2) turbines of the same type T-50-12.8 with sequential and parallel loading depending on the increase in electrical power ΔN_e.

⁶**Fig. 4.** Possible efficiency of redistribution of delivery water consumption between turbine units No. 1 and No. 3 and comparative changes in the carbon footprint in operating modes during the non-heating

period. The total electric power of turbine units is 240 MW.

^{7,8}**Table 2.** Results of a computational study of the redistribution of delivery water costs during the joint operation of TG No. 1 and TG No. 3. Total electric power is 240 MW.

⁹**Fig. 5.** Energy efficiency of the transition from one-stage to two-stage heating of delivery water during the non-heating period of operation of two turbine units. Change in heat consumption to turbines.

¹⁰**Fig. 6.** Environmental efficiency of the transition from one-stage to two-stage heating of delivery water during the non-heating period of operation of two turbine units. Change in carbon footprint.

Литература (References)

- [1] Kusch-Brandt S. Cogeneration (combined heat and power production) in Europe. *The 5th International Virtual Research Conference In Technical Disciplines*, 2017, pp. 52-55. doi: 10.18638/rcitd.2017.5.1.105.
- [2] Muncán V., Mujan I., Andjelkovic A., Macura D. Current trends of district heating and cooling in Europe. *8th International Conference on Smart and Sustainable Technologies (SpliTech)*, 2023, pp. 1-6. doi: 10.23919/SpliTech58164.2023.10193702.
- [3] Stepanov D.V., Rezydent N.V. Efficiency of Gas-Piston Cogeneration Facilities in the Systems of Centralized Heat Supply. *Visnyk of Vinnytsia Politechnical Institute*, 2023, vol. 167, pp. 36-41. doi: 10.31649/1997-9266-2023-167-2-36-41.
- [4] Huang X., Luo X., Chena J., Yanga Zh., Chena Y., Ponce-Ortegab J., El-Halwagic M.M. Synthesis and dual-objective optimization of industrial combined heat and power plants compromising the water-energy nexus. *Applied Energy*, 2018, vol. 224, pp. 448-468. doi: 10.1016/j.apenergy.2018.04.095
- [5] Abbasi M., Deymi-Dashtebayaz M., Gord M., Abbasi S., Assessment of a CHP system based on economical, fuel consumption and environmental considerations. *International Journal of Global Warming*, 2015, vol. 7, pp. 256. doi: 10.1504/IJGW.2015.067757.
- [6] Wang J., Jing Y., Zhang Ch. Performance comparison of combined cooling heating and power system in different operation modes. *Applied Energy - APPL ENERG*, 2011, vol. 88, pp. 4621-4631. doi: 10.1016/j.apenergy.2011.06.007.
- [7] Fumo N., Mago P., Chamra L. Emission operational strategy for combined cooling, heating, and power systems. *Applied Energy*, 2009, vol. 86, pp. 2344-2350. doi: 10.1016/j.apenergy.2009.03.007.
- [8] Şeneren M., Yiğit M. The Carbon Footprint Reduction Related to Domestic Heating Using Thermal Power Plant Waste Heat. *International Journal of Environment and Climate Change*,

- 2023, vol. 13, pp. 716-723. doi: 10.9734/ijecc/2023/v13i71924.
- [9] Lou L., Mu H., Chen X., Li H. The Carbon Footprint Analysis of Thermal Power Plants. *Advanced Materials Research*, 2013, vol. 807-809, pp. 814-821. doi: 10.4028/www.scientific.net/AMR.807-809.814.
- [10] Özdemir A. Decomposition and decoupling analysis of carbon dioxide emissions in electricity generation by primary fossil fuels in Turkey. *Energy*, 2023, vol. 273, pp. 127264. doi: 10.1016/j.energy.2023.127264.
- [11] Hu W., Xia X. Carbon Footprint Tracking and Quantitative Analysis Model for Power Industry Based on Thermodynamics. *International Journal of Heat and Technology*, 2022, vol. 40, pp. 1166-1174. doi: 10.18280/ijht.400507.
- [12] Zhang Ch., Zou X., Lin Ch. Carbon Footprint Prediction of Thermal Power Industry under the Dual-Carbon Target: A Case Study of Zhejiang Province, China. *Sustainability*, 2023, vol. 15, pp. 3280. doi: 10.3390/su15043280.
- [13] Raghuvanshi Sh., Chandra A. Carbon dioxide emissions from coal based power generation in India. *Energy Conversion and Management*, 2006, vol. 47, pp. 427-441. doi: 10.1016/j.enconman.2005.05.007.
- [14] Mitrova T., Melnikov Y. Energy transition in Russia. *Energy Transit*, 2019, no. 3, pp. 73–80. doi: 10.1007/s41825-019-00016-8
- [15] Smil, V. *Energy and civilization: a history*. MIT Press, US, 2018. p. 568.
- [16] Schiffer, HW., Trüby, J. A review of the German energy transition: taking stock, looking ahead, and drawing conclusions for the Middle East and North Africa. *Energy Transit*, 2018, no. 2, pp. 1–14. doi: 10.1007/s41825-018-0010-2
- [17] Haroon H., Saleem F., Arif H., Imran I. Evaluation of Catastrophic Global Warming due to Coal Combustion, Paradigm of South Asia. *International Journal of Innovations in Science and Technology*, 2021, no. 3, pp. 198-207. doi: 10.33411/IJIST/2021030406.
- [18] Henderson, J., Mitrova T. Implications of the Global Energy Transition on Russia. *The Geopolitics of the Global Energy Transition*, 2020, pp. 93-114. doi: 10.1007/978-3-030-39066-2_5.
- [19] Mo J., Zhang W., Tu Q., Yuan J., Duan H., Fan Y., Pan J., Zhang J., Meng Zh. The role of national carbon pricing in phasing out China's coal power. *iScience*, 2021, vol. 24, pp. 102655. doi: 10.1016/j.isci.2021.102655.
- [20] Rodrigues J., Wang J., Behrens P., De Boer P. Drivers of CO2 emissions from electricity generation in the European Union 2000–2015. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2020, vol. 133, pp. 104-110. doi: 10.1016/j.rser.2020.110104.
- [21] Qing Cao Zu. The Characteristic of Changing Behaviour of Steam Turbine. *Water Conservancy and Electric Power Press*, 1991. p.141. (in Chinese).
- [22] Tumanovskii A.G. Prospects for the development of coal-steam plants in Russia. *Thermal Engineering*, 2017, no. 64, pp. 399-407. doi: 10.1134/S004036361706008X
- [23] Tzolakis G., Papanikolaou P., Kolokotronis D., Samaras N., Tzourlidakis A., Tomboulides A. Simulation of a coal-fired power plant using mathematical programming algorithms in order to optimize its efficiency. *Applied Thermal Engineering*, 2012, vol. 48, pp. 256-267. doi: 10.1016/j.applthermaleng.2012.04.051
- [24] Shempelev A.G. Razrabotka i aprobaciya metodiki vvyasneniya prichin ogranichenij moshchnosti turbostanovki na osnove utochnennoj matematicheskoy modeli ee kondensatora [Development and approbation of methodology aimed to define the reasons for turbine unit capacity limitation based on the specified mathematical model of its condenser], Problems of the Regional Energetics, 2021, no. 4, pp. 79–87. doi: 10.52254/1857-0070.2021.4-52.08 (in Russian)
- [25] Carcascia C., Cosib L., Ferrarob R., Pacificic B. Effect of a real steam turbine on thermoeconomic analysis of combined cycle power plants. *Energy*, 2017, vol. 138, pp. 32-47. doi: 10.1016/j.energy.2017.07.048
- [26] Wolfrum Ph., Kautz M., Schäfer J. Smart Operation of CHP Units. *IFAC Proceedings Volumes*, 2012, vol. 45, iss. 21, pp. 61-66. doi: 10.3182/20120902-4-FR-2032.00013
- [27] Luo X., Zhang B., Chena Y., Moa S. Operational planning optimization of multiple interconnected steam power plants considering environmental costs. *Energy*, 2012, vol. 37, pp. 549-561. doi: 10.1016/j.energy.2011.10.049
- [28] Stodola A. *Steam and Gas Turbines*. New York, Peter Smith, 1945. 1356 p.
- [29] Simoyu L.L., Efros E.I., Gutorov V.F., Lagoon V.P. *Teplofikacionnye parovye turbiny: povyszenie ekonomichnosti i nadezhnosti* [Heating steam turbines: increase in economy and reliability]. St. Petersburg: Energotech, 2001. 208 p. (in Russian)
- [30] Choa H., Lucka R., Eksioglub S.D., Chamraa L.M. Cost-optimized real-time operation of CHP systems. *Energy and Buildings*, 2009, vol. 41, iss. 4, pp. 445-451. doi: 10.1016/j.enbuild.2008.11.011
- [31] Kultyshev A.Y., Stepanov M.Y., Linder T.Y. Diagrams of regimes of cogeneration steam turbines for combined-cycle power plants. *Thermal Engineering*, 2012, vol. 59, no. 12, pp. 913-918. doi: 10.1134/S0040601512120051

- [32] Kumar R. Thermodynamic Modeling and Validation of a 210-MW Capacity Coal-Fired Power Plant. *Iranian Journal of Science and Technology - Transactions of Mechanical Engineering*, 2016, vol. 40, pp. 233-242. doi: 10.1007/s40997-016-0025-5
- [33] EIB Project Carbon Footprint Methodologies. Methodologies for the assessment of project greenhouse gas emissions and emission variations. Version 11.2. European Investment Bank, 2022.
- [34] Rukovodyashchie printsipy natsional'nykh inventarizatsii parnikovykh gazov MGEIK, 2006. Podgotovleno Programmoi MGEIK po natsional'nym kadastram parnikovykh gazov [IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, Prepared by the IPCC National Greenhouse Gas Inventories Program] // Iggleston Kh.S., Buendia L., Miva K., Ngara T. i Tanabe K. (redaktery). T. 5. Otkhody. Yaponiya: IGES, 2006. p. 165.
- [35] Iliev I., Beloev H., Ilieva D., Badur J. A novel method for calculating greenhouse gas emissions from the combustion of energy fuels. *Archives of Thermodynamics*, 2023, vol. 43, pp. 3-20. doi: 10.24425/ather.2022.144404.

Сведения об авторах.



Суворов Дмитрий Михайлович, кандидат технических наук, доцент, заведующий кафедрой теплотехники и гидравлики ВятГУ. Научные интересы - оптимизация режимов работы ТЭЦ, энергосбережение
E-mail: dmilar@mail.ru



Татарина Наталья Владимировна, кандидат технических наук, доцент кафедры теплотехники и гидравлики ВятГУ. Научные интересы - математическое моделирование турбоустановок ТЭЦ
E-mail: nvt_s@mail.ru