

Efficiency of Extended Temperature Schedules for Regulation of Heating Networks with Different Shares of Hot Water Supply Load

Suvorov D.M., Tatarinova N.V.

Vyatka State University
Kirov, Russian Federation

Abstract. The aim of this work is to study the efficiency of extended temperature schedules for regulating heat supply systems in a wide range of changes in the share of the HWS load. To achieve this aim, the following tasks were solved: initial and extended temperature schedules were calculated and constructed; calculations of the operating modes of a model CHPP were performed and its energy efficiency indicators were determined for both the initial and extended temperature schedules; an analysis of the identified dependencies was performed both in a degree-by-degree representation and integrally for the entire heating period. The most significant results of the work are the following: for all variants of the calculated parameters, the specific electricity generation with extended schedules is higher than with the initial ones; for any share of the HWS load, the use of extended regulation schedules reduces the specific consumption of equivalent fuel for electricity supply by approximately 1% compared to the initial schedules; the best result for any share of the DHS load is the use of a reduced temperature schedule with a design temperature of delivery water of 110°C. The calculations carried out confirm that for any share of the DHS load, the transition to extended temperature schedules ensures a significant increase in the efficiency of the heat supply system. The significance of the results of the work lies in their applicability for setting and solving problems of ensuring maximum energy efficiency of heat supply systems based on CHPPs.

Keywords: heat supply system, delivery water, temperature schedule, initial temperature schedule, extended temperature schedule, specific heat consumption, CHPP, hot water supply load.

DOI: <https://doi.org/10.52254/1857-0070.2025.3-67.05>

UDC: 697.34

Eficiența programelor extinse de temperatură pentru reglarea rețelelor de încălzire cu ponderi diferite ale sarcinii de alimentare cu apă caldă

Suvorov D.M., Tatarinova N.V.

Universitatea de Stat din Veatka, Kirov, Federația Rusă

Rezumat. Scopul lucrării este de a studia eficiența programelor extinse de temperatură pentru reglarea sistemelor de alimentare cu căldură într-o gamă largă de modificări ale ponderii sarcinii ACM. Pentru a atinge acest obiectiv, au fost rezolvate următoarele sarcini: au fost calculate și construite programe de temperatură inițiale și extinse; au fost efectuate calcule ale modurilor de funcționare ale unui model de CHPP și au fost determinați indicatorii acestuia de eficiență energetică atât pentru programul de temperatură inițial, cât și pentru cel extins; a fost efectuată o analiză a dependențelor identificate atât într-o reprezentare grad cu grad, cât și integral pentru întreaga perioadă de încălzire. Cele mai semnificative rezultate ale lucrării sunt următoarele: pentru toate variantele parametrilor calculați, generarea specifică de energie electrică prin programe extinse este mai mare decât cu cele inițiale; pentru orice pondere a sarcinii ACM, utilizarea programelor de reglare extinse reduce consumul specific de combustibil echivalent pentru alimentarea cu energie electrică prin aproximativ 1% față de programele inițiale; cel mai bun rezultat pentru orice pondere a sarcinii sistemului de încălzire este utilizarea unui program de temperatură redusă cu o temperatură de proiectare a apei de livrare de 110°C. Calculele efectuate confirmă faptul că, pentru orice cotă din sarcina a sistemului de încălzire, trecerea la programe extinse de temperatură asigură o creștere semnificativă a eficienței sistemului de alimentare cu căldură. Semnificația rezultatelor lucrării constă în aplicabilitatea lor pentru stabilirea și rezolvarea problemelor de asigurare a eficienței energetice maxime a sistemelor de alimentare cu căldură bazate pe CET-uri.

Cuvinte-cheie: sistem de alimentare cu căldură, apă de livrare, program de temperatură, program inițial de temperatură, program extins de temperatură, consum specific de căldură, sarcină de alimentare cu apă caldă.

Эффективность расширенных температурных графиков регулирования тепловых сетей при различной доле нагрузки горячего водоснабжения

Суворов Д.М., Татарина Н.В.

Вятский государственный университет, Киров, Российская Федерация

Аннотация. Целью данной работы является исследование эффективности расширенных температурных графиков регулирования систем теплоснабжения, подключенных к паротурбинных ТЭЦ, с учетом нагрузки отопления и горячего водоснабжения в широком диапазоне изменения доли нагрузки ГВС. Для достижения поставленной цели решены следующие задачи: определены показатели для оценки энергетической эффективности, рассчитаны и построены исходные и расширенные температурные графики и соответствующие им графики расходов теплоносителя; выполнены расчеты режимов работы модельной ТЭЦ и определены показатели ее энергетической эффективности в установленном диапазоне параметров сетевой воды как для исходных, так и для расширенных температурных графиков; произведен анализ выявленных зависимостей как в поградусном представлении, так и интегрально за весь отопительный период. Наиболее существенными результатами работы являются следующие: при всех вариантах рассчитанных параметров удельная выработка электроэнергии при расширенных графиках выше, чем при исходных, для любых температур воздуха; при любой доле нагрузки ГВС применение расширенных графиков регулирования дает снижение величины удельного расхода условного топлива на отпуск электроэнергии по сравнению с исходными графиками примерно на 1%, что является существенным; наилучшим при любой доле нагрузки ГВС является применение пониженного температурного графика с расчетной температурой сетевой воды в подающей магистрали 110°C, а наихудшим – графика с расчетной температурой 150°C. Проведенные расчеты подтверждают, что при любой реальной доле нагрузки ГВС переход на расширенные температурные графики обеспечивает существенное повышение эффективности работы системы теплоснабжения по всем основным параметрам. Значимость полученных результатов заключается в их применимости для постановки и решения задач обеспечения максимальной энергетической эффективности работы систем теплоснабжения на основе ТЭЦ во всем реальном диапазоне изменения доли нагрузки ГВС при различных температурных графиках.

Ключевые слова: система теплоснабжения, сетевая вода, температурный график, исходный график регулирования, расширенный график регулирования, удельный расход теплоты, ТЭЦ, нагрузка горячего водоснабжения.

ВВЕДЕНИЕ

В течение последних десятилетий ресурсные проблемы человечества продолжают усугубляться. Сейчас стало очевидным, что реализация так называемой «зеленой повестки» сталкивается с очень серьезными трудностями, причем не только социально-экономического, но и экологического характера, хотя именно на решение экологических проблем эта повестка и была нацелена [1-7]. Увеличение производства возобновляемых источников энергии и радикальное внедрение технологических инноваций, таких как, например, солнечные панели и ветрогенераторы, которое в свою очередь вызвано навязыванием абстрактных показателей по «климатической нейтральности» (декарбонизации) директивными методами без связки с энергетическим сектором разных стран, действительно вызывает рост объема отходов. Это связано с ограниченным сроком службы оборудования, составляющим около 25–30 лет для солнечных панелей и примерно столько же для ветроустановок. Вышедшее из строя оборудование требует утилизации или переработки, которые достаточно сложны,

дороги и ограничены, в результате чего многие тяжелые металлы и токсичные элементы оказываются на свалках. Например, по различным исследованиям и отчетам международных организаций, таких как Международное агентство по возобновляемым источникам энергии (IRENA), к 2050 году объем отходов от солнечных панелей может достигнуть порядка 78 млн тонн. Для сравнения, общий объем электронных отходов в мире в настоящее время составляет менее 50 млн тонн ежегодно [8-9].

Также необходимо отметить, что ресурсы традиционных углеводородов остаются очень высокими, а их добыча и использование зачастую наносит меньший совокупный вред окружающей среде, нежели использование большинства видов нетрадиционных и возобновляемых источников энергии (с учетом затрат ресурсов на производство и работу установок, а также их последующую утилизацию, а также ущерба от отчуждения территории под объекты «зеленой энергетики») [10-15].

Таким образом, задача минимизации издержек всех видов при использовании для энергообеспечения ресурсов природных уг-

леводородов остается сейчас ничуть не менее актуальной, чем в прошлом столетии. И в первую очередь это относится к обеспечению максимальной энергоэффективности.

Как известно, к наиболее эффективным способам централизованных электро- и теплоснабжения при использовании любых видов органического топлива является их производство на паротурбинных ТЭЦ [16-23]. Они обеспечивают это производство в когенеративном цикле, при этом повышению энергоэффективности соответствует минимизация потерь теплоты, и прежде всего – в холодном источнике (конденсаторе). Регулирование электрической и тепловой нагрузки ТЭЦ производится по разным графикам. Тепловая нагрузка систем теплоснабжения очень инерционна и меняется, прежде всего, при изменении температуры наружного воздуха, а в неотапительный период она представляет собой преимущественно нагрузку горячего водоснабжения, в то время как электрическая нагрузка неинерционна и может измениться практически мгновенно, и максимальная нагрузка в течение суток может в несколько раз превысить минимальную. Тарифное регулирование отпускаемых тепловой и электрической энергии также имеет существенные различия по своим механизмам.

В таких условиях расчет энергетической и экономической эффективности различных режимов работы ТЭЦ и их оптимизацию целесообразно производить не только для каких-то отдельно взятых режимов работы, но прежде всего интегрально, в течение года работы в принятом для исследования диапазоне существенных граничных параметров [24-31].

К наиболее важным методам повышения эффективности работы централизованных систем теплоснабжения относится использование современных температурных графиков количественно-качественного регулирования [32-40].

Интересно отметить, что в советское время изучалась возможность повышения температуры сетевой воды на графике до 200–250°C. Исследования подтвердили эффективность увеличения температуры до 180–190°C при условии независимого подключения отопительных систем через дополнительные теплообменники в центральном тепловом пункте. Еще более высокие значения — вплоть до 250°C — были рекомендованы для однотрубных сетей. Это позволило бы уменьшить диаметр труб и затраты на транс-

портировку теплоносителя, однако потребовало бы усиления конструкций трубопроводов и оборудования из-за роста давления, а следовательно, и его удорожания.

На сегодняшний день большинство исследователей отмечают целесообразность при проектировании новых и даже при эксплуатационной наладке существующих систем теплоснабжения снижения расчетной температуры сетевой воды в подающей линии, обусловленную в том числе проблемой расхождения расчетных значений с фактическими температурами подачи теплоносителя генерирующими предприятиями, вызванную трудностью постоянного поддержания высоких температур в подающих трубопроводах.

Перспектива применения пониженных температурных графиков для систем как теплоснабжения, так и теплопотребления описана во многих работах авторов как стран постсоветского пространства [27-30], так и иных государств [34, 40, 41]. Эффективность систем теплоснабжения в этом случае достигается за счет снижения эксплуатационных расходов и использования для сооружения теплопроводов недорогих и долговечных полимерных материалов на основе углеводородов.

Так, Дания лидирует в Европе по энергоэффективному теплоснабжению, применяя централизованные системы теплоснабжения на основе ТЭЦ в сочетании с широким спектром энергосберегающих мероприятий и использованием возобновляемых источников энергии. Будущее датской энергетики связывается с развитием четвертого поколения (4GDH) централизованного теплоснабжения, которое предполагает внедрение интеллектуальных тепловых сетей с использованием энергии низкого потенциала от нетрадиционных источников. В работах [42-44] показано, что переход на низкие температуры теплоносителя позволит сократить распределительные издержки (более чем на 50%) и повысить общую эффективность теплоснабжения.

Китай активно развивает централизованное теплоснабжение, начиная с первой партии ТЭЦ советского производства в 1950-е годы [45]. К 2011 году площадь помещений централизованного теплоснабжения достигла почти 5 млрд кв. м., а мощности ТЭЦ выросли более, чем в два раза (до 70 ГВт). Китайские специалисты рассматривают опыт Дании и планируют внедрение низкотемпературных систем теплоснабжения.

Для условий энергетики, работающей в существующих и вновь создаваемых системах централизованного теплоснабжения с использованием ТЭЦ на органическом топливе, целесообразно выделить как наиболее экономичные и наиболее перспективные расширенные графики регулирования (РГР) тепловой нагрузки водяных систем теплоснабжения, введенные и исследованные в первую очередь в работах Пятина А.А. [28, 29, статья Пятин А.А., Суворов Д.М. «Расширенный график регулирования отопления: определение и оценка эффективности применения в системах теплоснабжения», Теплоэнергетика, 2021, № 4, с. 64-78]. Однако в ранее опубликованных статьях проводилось исследование РГР в основном только с учетом нагрузки отопления. Кроме того, необходимо отметить то обстоятельство, что для теплофикационных систем теплоснабжения, имеющих в качестве источников ТЭЦ с любыми видами тепловых двигателей, эффективность РГР существенно выше, чем в аналогичных системах с котельными, и при этом она определяется целым рядом параметров, характеризующих эффективность производства и отпуска как тепловой, так и электрической энергии, что подробно изложено в статье [Суворов Д.М., Татаринова Н.В., Лыскова Е.А. «Эффективность расширенных графиков регулирования отопления на ТЭЦ при понижении расчетной температуры прямой сетевой воды». Проблемы региональной энергетики, 2021, №4 (52), с. 99-114].

Авторами настоящей работы ранее также исследована эффективность пониженных температурных графиков (ПТГ) и расширенных графиков регулирования (РГР) в системах теплоснабжения с паротурбинными ТЭЦ, причем при учете нагрузки отопления и горячего водоснабжения (ГВС), однако только при фиксированной доле нагрузки ГВС в суммарной расчетной тепловой нагрузке (42.7%). В результате выполненных расчетов на модельной ТЭЦ и анализа изменения показателей энергетической и экономической эффективности перехода от традиционных графиков регулирования к ПТГ и РГР была выявлена их высокая эффективность. В частности, определена значительная суммарная экономия топлива на ТЭЦ (около 2%) при переходе с графиков 150/70°C со срезкой на пониженные графики с максимальной температурой 110°C и 130°C, а также высокая эффективность перехода с ИТГ на РГР [Суво-

ров Д.М., Татаринова Н.В. «Эффективность работы ТЭЦ в системах теплоснабжения при переходе на пониженные и расширенные графики регулирования», Проблемы региональной энергетики, 2022, №3(55), с. 68-82].

Целью данной работы является исследование на математической модели паротурбинной ТЭЦ эффективности расширенных температурных графиков регулирования водяных тепловых сетей с учетом нагрузки отопления и ГВС в широком диапазоне изменения доли нагрузки ГВС (Q'_{HWS}).

Для достижения данной цели определены следующие задачи. Во-первых, это определение учитываемых параметров математической модели самой тепловой сети и модельной ТЭЦ, используемых для выполнения расчетных исследований, а также сопоставляемых параметров энергетической эффективности. Во-вторых, построение исходных и расширенных графиков температур и расходов теплоносителя в тепловой сети для трех значений максимальной расчетной температуры теплоносителя – 150, 130 и 110°C. В-третьих, выполнение расчетов показателей эффективности работы ТЭЦ и системы теплоснабжения для исходного температурного графика (ИТГ) и РГР при поградусном изменении температуры наружного воздуха за отопительный период (при каждом целочисленном значении этой температуры), построение зависимостей этих показателей от температуры наружного воздуха и анализ этих зависимостей. В-четвертых, сопоставление полученных результатов с точки зрения эффективности перехода на РГР при различных максимальных температурах сетевой воды и при различной доле нагрузки ГВС.

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ И УСЛОВИЯ ДЛЯ ВЫПОЛНЕНИЯ РАСЧЕТНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ

В качестве предмета исследования рассматривается один из застраиваемых жилых районов, имеющий нагрузки на отопление и ГВС, покрываемых за счет присоединения к ТЭЦ с паровыми турбинами типа Т-50-130, при климатических условиях г. Кирова. Ввиду высокой энергоэффективности современных зданий, расчетная доля нагрузки ГВС в суммарной расчетной тепловой нагрузке района составляет 42.7 %. Анализ энергоэффективности работы ТЭЦ при указанных выше параметрах был выполнен ранее в статье [Суворов Д.М., Татаринова Н.В. «Эффективность

работы ТЭЦ в системах теплоснабжения при переходе на пониженные и расширенные графики регулирования», Проблемы региональной энергетики, 2022, №3(55), с. 68-82]. В данной работе аналогичные расчетные исследования выполнены при переменной доле нагрузки ГВС в суммарной расчетной нагрузке района, которая принимается неизменной, при уровнях этой нагрузки 42.7 % (ранее рассчитанный вариант), 30%, 20% и 10%. Меньшие, по сравнению с базовой, доли расчетных нагрузок на ГВС, характерны для ранее построенных жилых районов, а также для районов новой застройки с более высокой долей нежилых застройки.

В качестве базового ИТГ принят нормативный график качественного регулирования 150/70°C с верхней срезкой при температуре прямой сетевой воды $t_{10}=130^{\circ}\text{C}$. Расчетная температура наружного воздуха для проектирования систем отопления в данном регионе составляет -33°C . Для удовлетворения нагрузки горячего водоснабжения минимальная температура воды в подающей магистрали t_{10} (нижнее спрямление) принята равной 77°C , что является стандартным для закрытых систем теплоснабжения. Подогрев горячей воды в зданиях выполнен одноступенчатым, подогреватели ГВС подключены по простой параллельной схеме.

Расширенный температурный график регулирования отопления (РГР), представляет собой график, основанный на принципе уменьшения относительного расхода греющего теплоносителя до минимально возможного, соответствующего текущей температуре наружного воздуха, которому соответствует своя максимальная температура теплоносителя. Он подробно охарактеризован ранее в работах [28, 29, статья Пятин А.А., Суворов Д.М. «Расширенный график регулирования отопления: определение и оценка эффективности применения в системах теплоснабжения». Теплоэнергетика, 2021, № 4, с. 64-78]. В данном исследовании относительный расход сетевой воды при смене способа регулирования при РГР принимался равным 30%, что соответствует средней гидравлической устойчивости сети.

Пониженные температурные графики 130/70°C и 110/70°C рассчитаны без срезки и со спрямлением на ГВС при 77°C .

Температура обратной сетевой воды в тепловой магистрали рассчитывается балансовым методом, исходя из величин расходов сетевой

воды на отопление и на ГВС в тепловом пункте потребителей, а также из значений температур обратной воды после системы отопления и после подогревателя ГВС. Неизменная температура сетевой воды после подогревателя ГВС была принята равной 40°C .

Расчет режимов работы модельной ТЭЦ с одной турбоустановкой Т-50-130 выполнялся при условии, что ее коэффициент теплофикации имеет наиболее характерное для таких ТЭЦ значение, равное 0.7, и что ее расчетная тепловая нагрузка, равная в таком случае 157 МВт, обеспечивается параллельным подключением таких же систем теплоснабжения, что и для рассматриваемого района, работающих по идентичным температурным графикам. Поскольку для рассматриваемого района расчетная тепловая нагрузка для всех вариантов составляет 12.627 МВт, то расчет режимов работы модельной ТЭЦ рассчитывается исходя из величины тепловой нагрузки и расхода сетевой воды района, умноженного на повышающий коэффициент $157/12.627=12.445$, то есть предполагается, что ТЭЦ обеспечивает параллельную работу таких районов при их суммарном числе, равном величине этого повышающего коэффициента. При этом работа турбоустановки модельной ТЭЦ производится для тех же температур прямой и обратной сетевой воды, что и для данного района, при всех температурах воздуха. Для всех режимов работы турбоустановки принимается номинальный расход свежего пара, равный 72 кг/с, то есть при неполной тепловой нагрузке отопительных отборов она работает по электрическому графику, а при полной нагрузке отопительных отборов, когда регулирующая диафрагма части низкого давления (РД ЧНД) закрыта – по тепловому графику. Для расчета гидравлических потерь принято, что каждый такой район соединен с ТЭЦ магистралью оптимального диаметра длиной 5 км, что соответствует величине эффективного радиуса теплоснабжения.

ПОСТРОЕНИЕ ИСХОДНЫХ И РАСШИРЕННЫХ ГРАФИКОВ РЕГУЛИРОВАНИЯ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ И СОПОСТАВИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ПАРАМЕТРОВ ИХ ЭФФЕКТИВНОСТИ

По представленной выше методике были построены графики тепловой нагрузки ТЭЦ (рис. 1), а также температурные графики – ИТГ и РГР – при различной максимальной

температуре сетевой воды. На рис. 2 представлен в качестве примера расчетный ИТГ 110/70°C при различной доле нагрузки ГВС, а на рис. 3 – РГР 110/70°C.

Очевидно (рис. 2, 3), что для ИТГ в течение всего отопительного периода температура обратной сетевой воды τ_2 на 10–20°C выше, чем при РГР, что и определяет преимущество последнего с точки зрения минимизации расходов сетевой воды (расход сетевой воды при данной тепловой нагрузке обратно пропорционален разности температур прямой и обратной сетевой воды).

Далее были рассчитаны расходы сетевой воды в отопительный период для различных температурных графиков.

На рис. 4, 5 приведены в качестве примера графики расходов сетевой воды ТЭЦ для ИТГ и для РГР 110/70°C.

Из сравнения этих графиков следует, что максимальный расход сетевой воды, имеющий место, как правило, при изломе графика температуры прямой сетевой воды (в данном случае около -11°C) при ИТГ в 1,5–2 раза выше, чем при РГР, причем если для ИТГ величина максимального расхода почти не зависит от доли нагрузки ГВС (рис. 4), то для РГР она тем ниже, чем меньше доля нагрузки на ГВС (рис. 5).

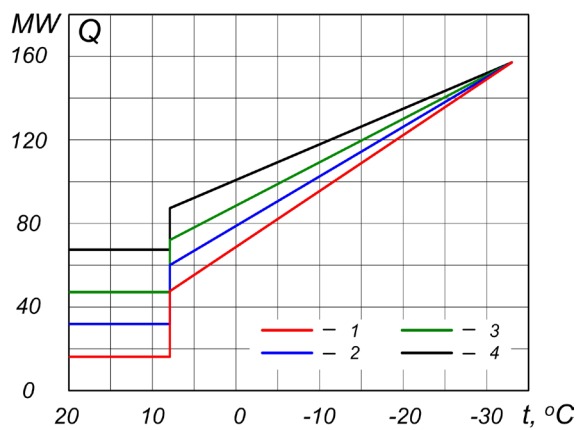


Рис. 1. Зависимость тепловой нагрузки ТЭЦ Q от температуры наружного воздуха t при различных долях нагрузки ГВС: 1 – 10%, 2 – 20%, 3 – 30%, 4 – 42.7%.¹

В качестве показателей, характеризующих эффективность теплоснабжения по каждому температурному графику, в работе приняты следующие величины.

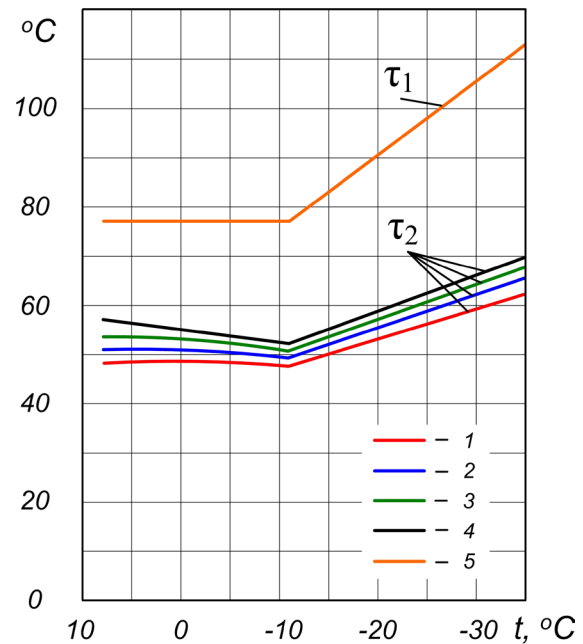


Рис. 2. Исходный температурный график теплосети 110/70°C при различных долях нагрузки ГВС: 1, 2, 3, 4 – температура обратной сетевой воды τ_2 при доле нагрузки ГВС 10%, 20%, 30%, 42.7% соответственно; 5 – температура прямой сетевой воды τ_1 .²

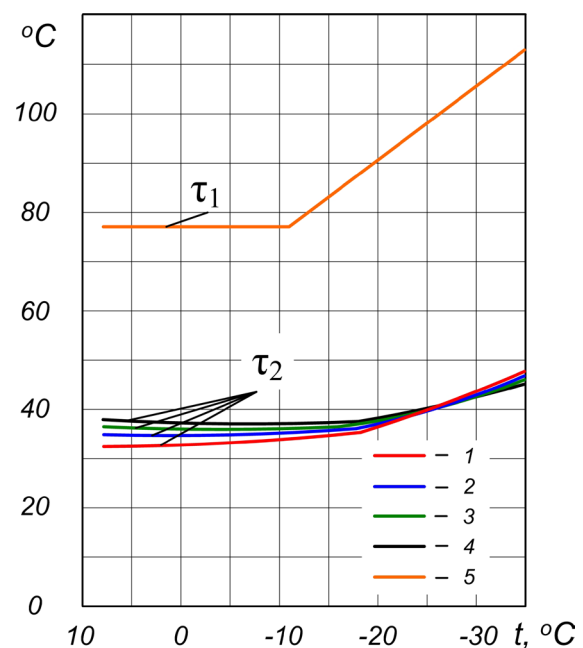


Рис. 3. Расширенный график регулирования теплосети 110/70°C при различных долях нагрузки ГВС: 1, 2, 3, 4 – температура обратной сетевой воды τ_2 при доле нагрузки ГВС 10%, 20%, 30%, 42.7% соответственно; 5 – температура прямой сетевой воды τ_1 .³

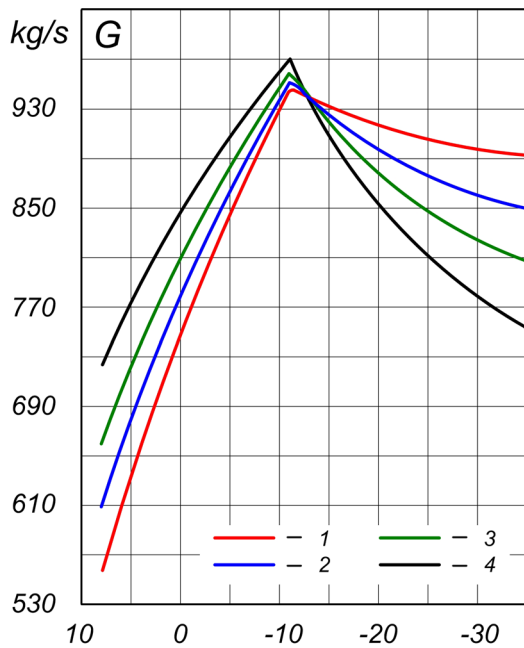


Рис. 4. Зависимость расхода сетевой воды G ТЭЦ для ИТГ 110/70 °С от температуры наружного воздуха t при различных долях нагрузки ГВС: 1 – 10%, 2 – 20%, 3 – 30%, 4 – 42.7%.⁴

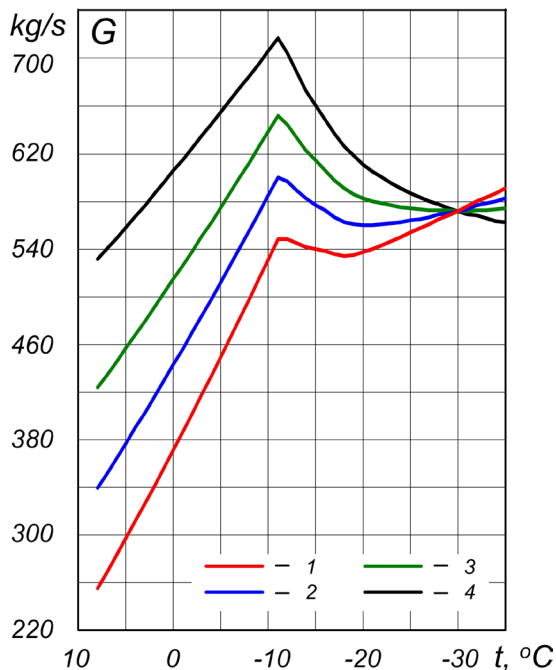


Рис. 5. Зависимость расхода сетевой воды G ТЭЦ для РГР 110/70 °С от температуры наружного воздуха t при различных долях нагрузки ГВС: 1 – 10%, 2 – 20%, 3 – 30%, 4 – 42.7%.⁵

Во-первых, это коэффициент использования теплового потенциала теплоносителя $k_{\text{тп}}$, определяемый как отношение текущего фактического охлаждения теплоносителя к величине теоретически предельно возможного

охлаждения, в случае отопления – до нормативной температуры внутреннего воздуха t_g , по формуле [46]:

$$k_{\text{тп}} = \frac{\tau_{c1} - \tau_{o2}}{\tau_{c1} - t_g}, \quad (1)$$

где τ_{c1} – температура прямой сетевой воды; τ_{o2} – температура обратной воды отопления. Данный коэффициент меньше единицы, так как охлаждение воды до нормативной температуры воздуха при нормативном отоплении невозможно.

Во-вторых, в качестве такого показателя используется величина и доля затрат электроэнергии на привод сетевых насосов ТЭЦ (СЭН), которая при увеличении эффективности должна минимизироваться. Для сопоставимости результатов расчетов и выявления эффекта именно от перехода на расширенный график в модельной системе теплоснабжения принято, что на источнике имеется частотное регулирование СЭН как в варианте ИТГ, так и РГР.

Расчет затрат электроэнергии на СЭН определяется по формуле, расположенной ниже, МВт·ч:

$$N = Q \cdot \rho \cdot H \cdot g \cdot n / \eta, \quad (2)$$

где Q – объемная подача насоса, м³/с;
 H – напор насоса, м вод. ст.;
 ρ – плотность воды, кг/м³;
 g – ускорение свободного падения, равное 9,81 м/с²;
 n – длительность периода стояния данной температуры воздуха t_n , ч;
 η – КПД насоса (принимается равным 0.85).

Требуемый напор сетевого насоса составляет H , м вод. ст.:

$$H = \Delta H_{\text{ист}} + \Delta H_{\text{под}} + \Delta H_{\text{аб}} + \Delta H_{\text{обр}}, \quad (3)$$

где $\Delta H_{\text{ист}}$ – потери напора на источнике теплоты, которые принимаются равными 25 м;
 $\Delta H_{\text{под}}$, $\Delta H_{\text{обр}}$ – гидравлические потери для каждой температуры наружного воздуха, м;
 $\Delta H_{\text{аб}}$ – потери напора у абонента, принимаются равными 10 м.

В-третьих, в качестве показателя энергетической эффективности используется удель-

ная выработка электроэнергии на тепловом потреблении ТЭЦ [46]. В данной работе рост эффективности выражается в превышении величины данного показателя при РГР по сравнению с его величиной при ИТГ при той же температуре прямой сетевой воды.

Величина удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении $\mathcal{E}_m$ вычисляется для каждого исследуемого температурного графика по формуле:

$$\mathcal{E}_m = \frac{k_m \cdot N_s}{Q_m}, \quad (4)$$

где N_s – выработанная электрическая мощность, МВт;

Q_m – тепловая нагрузка теплофикационных отборов, МВт;

k_m – доля выработки электроэнергии на базе отпуска тепла внешним потребителям:

$$k_m = \frac{G_s \cdot (i_0 - i_6) + G_n \cdot (i_0 - i_7)}{G_s \cdot (i_0 - i_6) + G_n \cdot (i_0 - i_7) + G_k \cdot (i_0 - i_k)}, \quad (5)$$

где G_s – расход пара в верхний сетевой подогреватель, кг/с;

G_n – расход пара в нижний сетевой подогреватель, кг/с;

G_k – расход пара в конденсатор, кг/с;

i_0 – энтальпия пара на входе в турбоустановку, кДж/кг;

i_6 – энтальпия пара на входе в верхней сетевой подогреватель, кДж/кг;

i_7 – энтальпия пара на входе в нижний сетевой подогреватель, кДж/кг;

i_k – энтальпия пара на входе в конденсатор, кДж/кг.

Обобщающим показателем энергетической эффективности, учитывающим эффекты как от снижения затрат на транспортировку теплоносителя, так и от увеличения выработки электроэнергии на ТЭЦ, является величина удельного расхода условного топлива ТЭЦ на отпуск электрической энергии, определяемая по физическому методу [46].

Удельный расход топлива на отпуск электроэнергии, равен, г у.т./кВт·ч:

$$b_{ym}^s = \frac{122.8 \cdot N_s^{om}}{\eta_k \cdot \eta_{mp} \cdot ((Q_{os} + Q_{пвк}) - Q_m)}, \quad (6)$$

где η_k – КПД котла, принимаем равным 0,92;

η_{mp} – КПД транспорта теплоты, принимаем равным 0,98;

Q_{os} – затраты теплоты на турбоустановку, МВт;

$Q_{пвк}$ – мощность пиковых водогрейных котлов, МВт;

N_s^{om} – отпускаемая с шин ТЭЦ электрическая мощность, МВт.

Величина N_s^{om} в условиях данного исследования равна разности выработанной электрической мощности N_s и мощности N , затраченной на привод СЭН, МВт.

Все вышеуказанные виды показателей эффективности могут определяться как в зависимости от каждого целочисленного значения температуры наружного воздуха в отопительный период, так и интегрально, за весь этот период работы ТЭЦ и подключенных к ней систем теплоснабжения

Для определения обобщенного интегрального энергетического эффекта в работе рассчитана также доля годовой экономии топлива на ТЭЦ при переходе с ИТГ на соответствующий РГР.

Годовая экономия теплоты топлива РГР по сравнению с ИТГ $B_{эк}$, МВт·ч/год, определяется по формуле (7):

$$B_{эк} = q_s \cdot \Delta N_s - \Delta Q_o, \quad (7)$$

где ΔN_s – годовой прирост отпуска электроэнергии при РГР по сравнению с ИТГ;

ΔQ_o – прирост годового расхода теплоты топлива на ТЭЦ (включая как энергетические, так и пиковые водогрейные котлы);

q_s – удельный расход теплоты на прирост отпуска электроэнергии на замещающей ТЭС, работающей по конденсационному циклу. В данной работе, как и в других аналогичных исследованиях, принято $q_s = 2.5$.

Относительная величина годовой экономии топлива определяется по отношению этой экономии к величине годового расхода теплоты топлива на ТЭЦ (включая как энергетические, так и пиковые водогрейные котлы), и выражается в процентах. При этом поскольку ИТГ и РГР имеют место только в отопительный период, то работа ТЭЦ в неотапливаемый период в этих расчетах не учитывается.

На рис. 6–8 приведены зависимости величины использования теплового потенциала теплоносителя для всех видов исследованных температурных графиков. Из них следует, что при РГР показатель $k_{тп}$ в полтора-два раза выше, чем при соответствующем ИТГ, однако если при РГР эта величина этого показателя практически не зависит от верхней температуры графика, то для ИТГ при температуре 150°C он во всем диапазоне существенно выше, чем для графиков 130/70°C и 110/70°C (примерно на 10 и 20% соответственно).

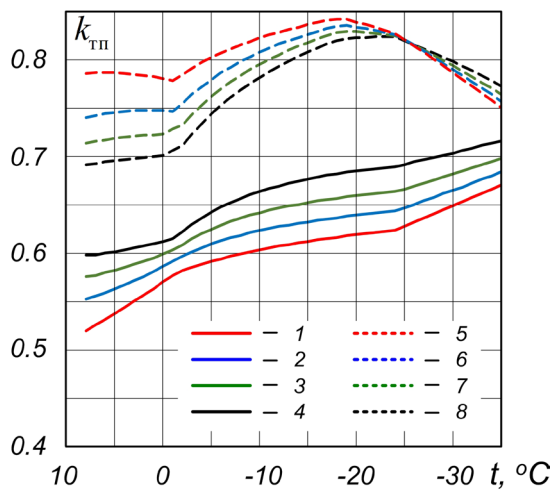


Рис. 6. Коэффициент использования теплового потенциала $k_{тп}$ при температурном графике 150/70°C для ИТГ (сплошные линии) и РГР (пунктирные линии) при различной доле нагрузки ГВС: 1, 5 – 10%, 2, 6 – 20%, 3, 7 – 30%, 4, 8 – 42.7%.⁶

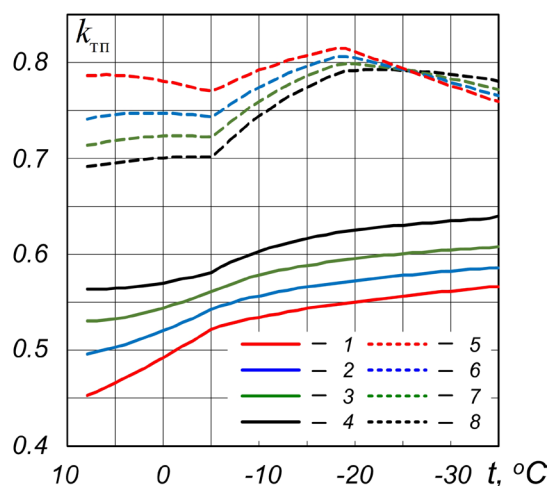


Рис. 7. Коэффициент использования теплового потенциала $k_{тп}$ при температурном графике 130/70°C для ИТГ (сплошные линии) и РГР (пунктирные линии) при различной доле нагрузки ГВС: 1, 5 – 10%, 2, 6 – 20%, 3, 7 – 30%, 4, 8 – 42.7%.⁷

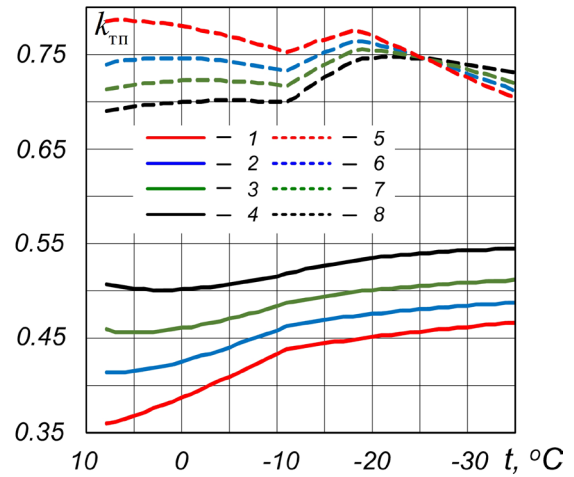


Рис. 8. Коэффициент использования теплового потенциала $k_{тп}$ при температурном графике 110/70°C для ИТГ (сплошные линии) и РГР (пунктирные линии) при различной доле нагрузки ГВС: 1, 5 – 10%, 2, 6 – 20%, 3, 7 – 30%, 4, 8 – 42.7%.⁸

Также необходимо отметить, что при увеличении доли нагрузки ГВС от 10% до 42.7% в основной части отопительного периода величина $k_{тп}$ увеличивается для ИТГ, но уменьшается для РГР. Это позволяет утверждать, что переход на РГР с точки зрения данного показателя относительно более эффективен при меньшей доле нагрузки на ГВС.

Далее на рис. 9, 10 представлены температурные зависимости отношения удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении при РГР и при ИТГ для одинаковых максимальных температур при максимальной и минимальной долях нагрузки ГВС.

Из сравнения рис. 9 и 10 следует, что доля нагрузки ГВС значительно сказывается на характере изменения рассматриваемого соотношения в основной части отопительного периода, то есть при температурах воздуха минус 10 градусов и выше. При этом во всем диапазоне температур РГР превосходит ИТГ по данному показателю, причем в зоне работы в зоне более высоких температур воздуха до точки спрямления при температуре прямой сетевой воды 77°C это соотношение минимально и составляет 1.003...1.02, затем с ростом температуры прямой воды при понижении температуры воздуха оно ожидаемо возрастает и при расчетной температуре воздуха достигает величины 1.04...1.07. При этом с уменьшением доли нагрузки ГВС в зоне роста температур прямой сетевой воды рассматриваемое отношение несколько уве-

личивается, но при этом характер рассматриваемых зависимостей сохраняется.

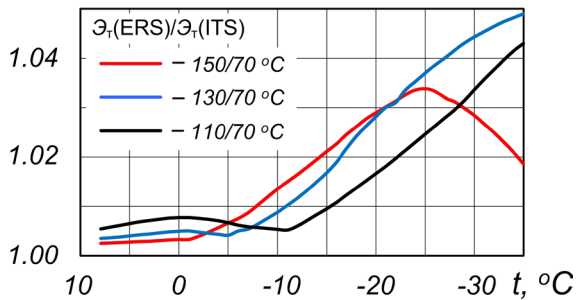


Рис. 9. Сравнение удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении РГР (ERS) по отношению к ИТГ (ITS) при всех исследованных температурных графиках с долей нагрузки ГВС 42.7%.⁹

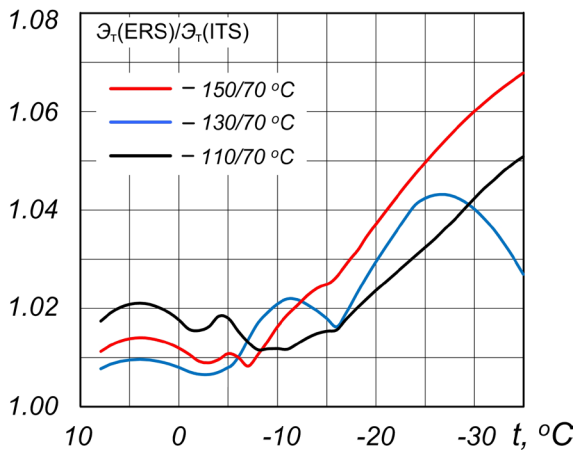


Рис. 10. Сравнение удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении $\mathcal{E}_m(ERS)/\mathcal{E}_m(ITS)$ РГР (ERS) по отношению к ИТГ (ITS) при всех исследованных температурных графиках с долей нагрузки ГВС 10%.¹⁰

Обращает на себя внимание наличие максимума указанных зависимостей для графиков 150/70°C, но оно, естественно, объясняется тем, что график 150/70°C рассматривается со срезкой при 130°C, тогда как два других графика верхней срезки не имеют. Резкие перегибы графиков, особенно заметные на рис. 10, объясняются переходом от одного способа регулирования тепловой нагрузки к другому (например, от регулирования за счет прикрытия посредством РД ЧНД к регулированию путем прикрытия задвижки на ВСП) при разных температурах воздуха при ИТГ и при РГР.

На рис. 11 представлены интегральные (т.е. определенные суммарно за весь отопительный период с учетом длительности стоя-

ния каждой наружной температуры) значения величин удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении ТЭЦ от доли нагрузки ГВС для всех рассчитанных вариантов РГР и ИТГ.

Сравнение данных, представленных на рис. 11, позволяет заключить, что величина $\mathcal{E}_m$ во всех случаях увеличивается с ростом доли нагрузки ГВС, и при этом при РГР она существенно выше, чем при ИТГ, и при этом при понижении максимальной температуры теплоносителя величина этого показателя возрастает.

Затраты электроэнергии на привод сетевых насосов представлены в удельном виде (рис. 12), в процентах от средней для всех исследованных вариантов величины отпуска электроэнергии в сеть за отопительный период, который составляет 328 тыс. МВт·ч (диапазон изменения выработки электроэнергии от 320 до 337 тыс. МВт·ч).

Из рис. 12 следует, что при ИТГ доля затрат на привод сетевых насосов значительно увеличивается при уменьшении максимальной температуры сетевой воды графика, но во всех вариантах при ИТГ она не превышает 0.9 % от величины выработки электроэнергии, а для РГР эта доля не превышает 0.5%. Важным следует признать то обстоятельство, что при РГР доля затрат на привод сетевых насосов существенно ниже, чем при ИТГ, и что для графиков с разными максимальными температурами сетевой воды для РГР затраты энергии на привод насосов различаются несущественно.

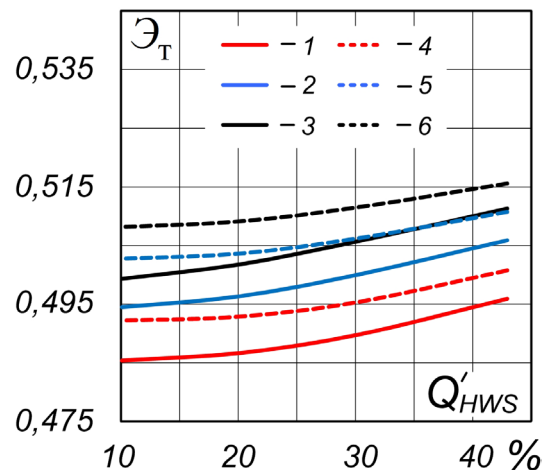


Рис. 11. Интегральная удельная выработка электроэнергии на тепловом потреблении $\mathcal{E}_m$ в зависимости от доли нагрузки ГВС Q'_{HWS} (Q'_{HWS}), %, при всех исследованных температурных графиках ИТГ (сплошные линии) и РГР (пунктирные линии): 1, 4 – 150/70°C, 2, 5 – 130/70°C, 3, 6 – 110/70°C.¹¹

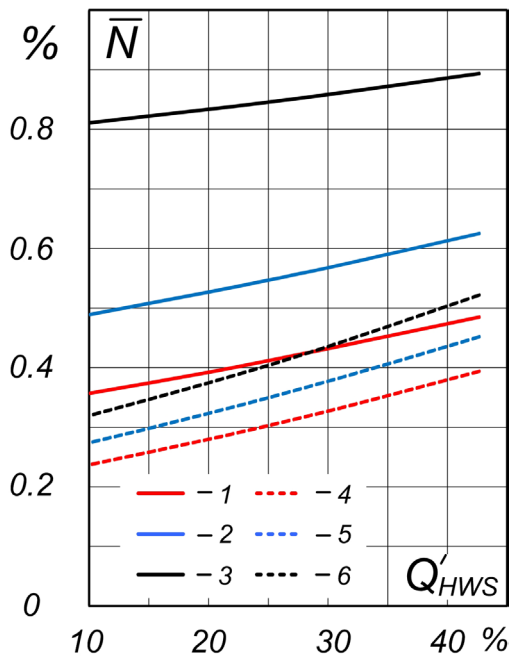


Рис. 12. Удельные затраты электроэнергии на привод сетевых насосов (в процентах к средней за отопительный период величине отпуска электроэнергии) в зависимости от доли нагрузки ГВС $Q'_{ГВС}$ (Q'_{HWS}), %, при всех исследованных температурных графиках ИТГ (сплошные линии) и РГР (пунктирные линии): 1, 4 – 150/70°C, 2, 5 – 130/70°C, 3, 6 – 110/70°C.¹²

Вместе с тем, следует отметить, что для реальных разветвленных систем теплоснабжения, не имеющих частотно-регулируемого привода (ЧРП), затраты электроэнергии на привод сетевых насосов могут быть в несколько раз выше, чем для данной модельной системы.

Величина интегрального (за отопительный период) удельного расхода условного топлива ТЭЦ на отпуск электрической энергии, определяемая формуле (6), для всех видов исследованных графиков, приведена на рис. 13.

Анализ показателей, приведенных на рис. 13, показывает, что при любой доле нагрузки ГВС применение РГР дает снижение величины удельного расхода условного топлива на отпуск электроэнергии примерно на 2 г у.т./кВт·ч, или примерно на 1%, что следует признать существенным. Также следует отметить, что при большей доле нагрузки ГВС показатели энергетической эффективности ТЭЦ, работающей по электрическому графику, существенно улучшаются, поскольку существенно увеличивается годовой отпуск тепла потребителям и уменьшаются годовые потери теплоты в конденсаторах. Еще одним важным выводом является то, что для

рассматриваемых граничных условий при любой доле нагрузки ГВС наилучшим является применение пониженного температурного графика 110/70°C (хотя его отличие по данному показателю от графика 130/70°C невелико и не превышает 0.5%), а наихудшим – графика 150/70°C. Это подтверждает выводы, сделанные в предыдущих работах, например, [46], о целесообразности перехода в крупных системах теплоснабжения на пониженные температурные графики без срезки, а также об эффективности перехода на РГР.

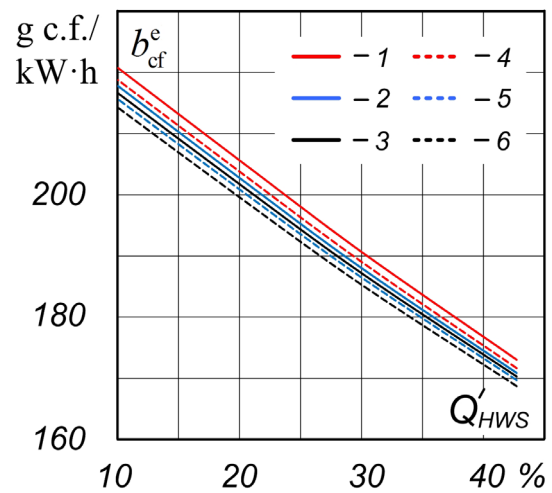


Рис. 13. Удельный расход условного топлива $b_{ут}^э$, г у.т./кВт·ч (b_{cf}^e , g c.f./kW·h) на отпуск электроэнергии ТЭЦ в зависимости от доли нагрузки ГВС $Q'_{ГВС}$ (Q'_{HWS}), %, при всех исследованных температурных графиках ИТГ (сплошные линии) и РГР (пунктирные линии): 1, 4 – 150/70°C, 2, 5 – 130/70°C, 3, 6 – 110/70°C.¹³

В таблице 1 представлены данные по годовой экономии топлива при переходе от ИТГ к РГР с учетом изменения отпуска электроэнергии и затрат топлива на ТЭЦ при том же количестве отпускаемой теплоты в зависимости от доли нагрузки ГВС и от максимальной температуры графика, определенные по (7).

Представленные в таблице 1 результаты показывают, что при любой доле нагрузки ГВС и для любого графика переход с ИТГ на РГР дает существенную экономию топлива, от 0.6% до 0.94%, причем эта экономия несколько возрастает при уменьшении доли нагрузки ГВС и при переходе на температурный график с меньшей максимальной температурой. Данные таблицы 1 хорошо коррелируются с данными по удельному расходу топлива, приведенными на рис. 13.

Таблица 1¹.

Относительная годовая экономия топлива на ТЭЦ при переходе от ИТГ к РГР в процентах от годовых затрат топлива для ИТГ при такой же доле нагрузки ГВС и максимальной температуре графика¹⁴

Доля нагрузки ГВС, % (Share of HWS load, %)	10%	20%	30%	42.7%
График (schedule) 150/70°C	0.734	0.708	0.655	0.598
График (schedule) 130/70°C	0.826	0.779	0.722	0.638
График (schedule) 110/70°C	0.938	0.893	0.825	0.721

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе определено, что при сопоставлении эффективности различных температурных графиков регулирования тепловых сетей в отопительный период и при использовании в качестве источников тепловой энергии ТЭЦ на органическом топливе следует определять и анализировать следующие показатели: коэффициент использования теплового потенциала теплоносителя $k_{\text{тн}}$, величина и доля затрат электроэнергии на привод сетевых насосов ТЭЦ, удельная выработка электроэнергии на тепловом потреблении ТЭЦ, величина удельного расхода условного топлива ТЭЦ на отпуск электрической энергии.

Рассчитаны и построены исходные и расширенные температурные графики и соответствующие им графики расходов теплоносителя для трех значений расчетных температур прямой сетевой воды (150°C, 130°C и 110°C при четырех значениях доли нагрузки ГВС в суммарной расчетной тепловой нагрузке ТЭЦ, которые использованы для расчета режимов работы модельной ТЭЦ.

Выполнены поградусные расчеты режимов работы модельной ТЭЦ и определены показатели ее энергетической эффективности в установленном диапазоне параметров сетевой воды для ИТГ и для РГР и произведен анализ выявленных зависимостей как в поградусном представлении, так и интегрально за весь отопительный период.

В результате анализа и сопоставления полученных результатов по эффективности перехода с ИТГ на РГР при различных максимальных температурах прямой сетевой воды и при различных долях нагрузки ГВС сделаны следующие основные выводы.

1. Переход с ИТГ на РГР существенно снижает максимальные расходы сетевой воды

в системе теплоснабжения, и это снижение тем более существенно, чем меньше доля нагрузки ГВС (рис.4, 5).

2. Коэффициент $k_{\text{тн}}$ существенно возрастает при переходе с ИТГ на РГР, но степень этого увеличения значительно больше для систем с меньшей долей расчетной нагрузки ГВС (рис.6-8).

3. Зависимость отношений удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении ТЭЦ от температуры наружного воздуха имеет сложный характер, но при всех вариантах рассчитанных параметров при РГР она выше, чем при ИТГ, для любых температур воздуха (рис. 9, 10). Интегральная величина Σ_m для всех графиков увеличивается с ростом доли нагрузки ГВС, при РГР эта величина существенно выше, чем при ИТГ, и при понижении максимальной температуры теплоносителя величина этого показателя возрастает (рис.11).

4. При любой доле нагрузки ГВС применение РГР дает снижение величины удельного расхода условного топлива на отпуск электроэнергии по сравнению с ИТГ примерно на 2 г у.т./кВт·ч, или примерно на 1%, что следует признать существенным.

5. Наилучшим при любой доле нагрузки ГВС является применение пониженного температурного графика 110/70°C, а наихудшим – графика 150/70°C. Переход с ИТГ на РГР обеспечивает существенную экономию топлива на ТЭЦ за отопительный период, составляющую для принятого диапазона расчетных условий от 0.6% до 0.94%.

6. В целом проведенные расчеты подтверждают, что при любой реальной доле нагрузки ГВС переход на расширенные температурные графики обеспечивает существенное повышение эффективности работы системы теплоснабжения по всем основным параметрам.

рам, и что при работе систем теплоснабжения с крупными ТЭЦ в качестве источника оптимальными, при условии, что тепловые потребители находятся преимущественно в пределах территории, ограниченной радиусом эффективного теплоснабжения, являются пониженные температурные графики с максимальной расчетной температурой прямой сетевой воды порядка 110°C.

APPENDIX 1 (ПРИЛОЖЕНИЕ 1)

¹**Fig. 1.** The dependence of the thermal load of the CHPP Q on the outdoor air temperature t at different shares of the HWS load: 1 – 10%, 2 – 20%, 3 – 30%, 4 – 42.7%.

²**Fig. 2.** The initial heating regulation schedule 110/70°C at different HWS load shares: 1, 2, 3, 4 – temperature of the return delivery water τ_2 at a share of the HWS load of 10%, 20%, 30%, 42.7% respectively; 5 – temperature of the supply delivery water τ_1 .

³**Fig. 3.** Extended heating regulation schedule 110/70°C at different HWS load shares: 1, 2, 3, 4 – temperature of the return delivery water τ_2 at a share of the HWS load of 10%, 20%, 30%, 42.7% respectively; 5 – temperature of the supply delivery water τ_1 .

⁴**Fig. 4.** The dependence of the delivery water consumption G of the CHPP for the ITS (initial temperature schedule) 110/70°C on the outdoor air temperature t at different shares of the HWS load: 1 – 10%, 2 – 20%, 3 – 30%, 4 – 42.7%.

⁵**Fig. 5.** The dependence of the delivery water consumption G of the CHPP for the ERS (extended regulation schedule) 110/70°C on the outdoor air temperature t at different shares of the HWS load: 1 – 10%, 2 – 20%, 3 – 30%, 4 – 42.7%.

⁶**Fig. 6.** The coefficient of utilization of thermal potential k_m at a temperature schedule 150/70°C for the ITS (solid lines) and ERS (dashed lines) at different shares of the HWS load: 1, 5 – 10%, 2, 6 – 20%, 3, 7 – 30%, 4, 8 – 42.7%.

⁷**Fig. 7.** The coefficient of utilization of thermal potential k_m at a temperature schedule 130/70°C for the ITS (solid lines) and ERS (dashed lines) at different shares of the HWS load: 1, 5 – 10%, 2, 6 – 20%, 3, 7 – 30%, 4, 8 – 42.7%.

⁸**Fig. 8.** The coefficient of utilization of thermal potential k_m at a temperature schedule 110/70°C for the ITS (solid lines) and ERS (dashed lines) at different shares of the HWS load: 1, 5 – 10%, 2, 6 – 20%, 3, 7 – 30%, 4, 8 – 42.7%.

⁹**Fig. 9.** Comparison of specific electricity generation based on heat consumption of ERS in relation to ITS for all studied temperature schedules with an HWS load share of 42.7%.

¹⁰**Fig. 10.** Comparison of specific electricity generation based on heat consumption $\mathfrak{E}_m$ (ERS)/ $\mathfrak{E}_m$ (ITS) of ERS in relation to ITS for all studied temperature schedules with an HWS load share of 10%.

¹¹**Fig. 11.** The integral specific electricity generation based on heat consumption $\mathfrak{E}_m$ depending on the share of HWS load Q'_{HWS} , %, for all studied temperature schedules of the ITS (solid lines) and ERS (dashed lines): 1, 4 – 150/70°C, 2, 5 – 130/70°C, 3, 6 – 110/70°C.

¹²**Fig. 12.** Specific energy costs for driving delivery water pumps (as a percentage of the average value of electricity output during the heating period) depending on the share of the HWS load Q'_{HWS} , %, for all studied temperature schedules of the ITS (solid lines) and ERS (dashed lines): 1, 4 – 150/70°C, 2, 5 – 130/70°C, 3, 6 – 110/70°C.

¹³**Fig. 13.** Specific consumption of equivalent fuel for electricity supply by CHPP b_{cf}^e , g c.f./kW·h, depending on the share of the HWS load Q'_{HWS} , %, for all studied temperature schedules of the ITS (solid lines) and ERS (dashed lines): 1, 4 – 150/70°C, 2, 5 – 130/70°C, 3, 6 – 110/70°C.

¹⁴**Table 1.** Relative annual fuel savings at a CHPP during switching from ITS to ERS as a percentage of annual fuel costs for ITS with the same share of HWS load and maximum temperature of the schedule.

Литература (References)

- [1] Gusov A.Z., Lylova E.V., Kolganova E.V., Eyberdiyeva M.M. Increasing the social responsibility of oil and gas companies in the context of the green economy formation: Russian and Western experience. *MIR (Modernization. Innovation. Research)*, 2022, vol. 13(2), pp. 304-321. doi: 10.18184/2079-4665.2022.13.2.304-321
- [2] Omodero C.O., Alege P.O. Crude oil resources, tax revenue and sustainable social development in Nigeria. *International journal of energy economics and policy*, 2021, vol. 11(5), pp. 22-27. doi: 10.32479/ijeep.10974
- [3] Tiep L.T., Huan N.Q., Hong T.T.T. Role of corporate social responsibility in sustainable energy development in emerging economy. *International journal of energy economics and policy*, 2021, vol. 11(2), pp. 172-186. doi: 10.32479/ijeep.10774.
- [4] Padilla-Lozano C.P., Collazzo P. Corporate social responsibility, green innovation and competitiveness – causality in manufacturing. *Competitiveness Review: An International Business Journal*, 2021, vol. 32(7), pp. 21-39. doi: 10.1108/CR-12-2020-0160
- [5] Van der Ree K. Promoting Green Jobs: Decent Work in the Transition to Low-Carbon, Green Economies. *International Development Policy | Revue internationale de politique de développement*, 2019, vol. 11. doi: 10.4000/poldev.3107
- [6] Farghalil M., Osman A. I., Chen Zh., Abdelhaleem A., Ihara I., Mohamed I. M. A., Yap P.-S., Rooney D. W. Social, environmental, and economic consequences of integrating renewable energies in the electricity sector: a review. *Envi-*

- ronmental Chemistry Letters*, 2023, vol. 21, pp. 1381–1418. doi: 10.1007/s10311-023-01587-1
- [7] Abbasi T., Abbasi S. A. Renewable Energy Sources an Answer to the Problems of Global Warming and Pollution? *Critical Reviews in Environmental Science and Technology*, 2012, vol. 42, pp. 99-154. doi: 10.1080/10643389.2010.498754
- [8] Xu Y., Li J., Tan Q., Peters A.L., Yang C. Global status of recycling waste solar panels: A review. *Waste Management*, 2018, vol. 75, pp. 450-458. doi: 10.1016/j.wasman.2018.01.036
- [9] Rahman A., Farrok O., Haque M. M. Environmental impact of renewable energy source based electrical power plants: Solar, wind, hydroelectric, biomass, geothermal, tidal, ocean, and osmotic. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2022, vol. 161, pp. 1-29. doi: 10.1016/j.rser.2022.112279
- [10] Scott D., Smith A. A. "Sacrifice Zones" in the Green Energy Economy: Toward an Environmental Justice Framework. *McGill Law Journal*, 2017, vol. 62(3), p. 861. doi: 10.7202/1042776ar
- [11] Li P., Xia X., Guo J. A review of the life cycle carbon footprint of electric vehicle batteries. *Separation and Purification Technology*, 2022, vol. 296, p. 121389. doi: 10.1016/j.seppur.2022.121389
- [12] Lander L., Kallitsis E., Hales A., Edge J.S., Korre A., Offer G. Cost and carbon footprint reduction of electric vehicle lithium-ion batteries through efficient thermal management. *Applied Energy*, 2021, vol. 289, p. 116737. doi: 10.1016/j.apenergy.2021.116737
- [13] Wu H., Hu Y., Yu Y., Huang K., Wang L. The environmental footprint of electric vehicle battery packs during the production and use phases with different functional units. *Int J Life Cycle*, 2021, vol. 26, pp. 97-113. doi: 10.1007/s11367-020-01836-3
- [14] Burchart D., Folęga P. Environmental footprints of current and future electric battery charging and electric vehicles in Poland. *Transport Problems*, 2020, vol. 15(1), pp. 61-70. doi: 10.21307/tp-2020-006
- [15] Rievaj, V., Synák F. Does electric car produce emissions? *Scientific Journal of Silesian University of Technology. Series Transport*, 2017, vol. 94, pp. 187-197. doi: 10.20858/sjsutst.2017.94.17
- [16] Trukhny A.D., Lomakin B.V. *Teplofikacionnye parovye turbiny i turbostanovki* [Heating steam turbines and turbine units]. Moscow, 2006. 512 p. (in Russian).
- [17] 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
- [18] Kavvadias K., Jimenez Navarro J.P., Zucker A., Quoilin S. Case study on the impact of cogeneration and thermal storage on the flexibility of the power system. *EUR 29082 EN, Publications Office of the European Union, Luxembourg*, 2017. doi:10.2760/814708
- [19] Munčan V., Mujaň 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
- [20] Maximov M. O. Increasing the efficiency of combined production heat and electricity. *Globus technical sciences*, 2021, vol. 7(2(38)), pp. 58-66. doi: 10.52013/2713-3079-38-2-9
- [21] Kharlamova T., Osipova K. [The state of modern heat power engineering and increasing the economic efficiency of heat supply]. *MATEC Web of Conferences* [International Scientific Conference on Energy, Environmental and Construction Engineering], 2018, vol. 245, no. 05002, pp. 1-4. doi: 10.1051/201824505002
- [22] Gvozdenaca D., Urošević B.G., Menke Ch., Urošević D., Bangviwat A. High efficiency cogeneration: CHP and non-CHP energy. *Energy*, 2017, vol. 135, pp. 269-278. doi: 10.1016/j.energy.2017.06.143
- [23] 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
- [24] Lauenburg P. Temperature optimization in district heating systems. *Advanced District Heating and Cooling (DHC) Systems*, 2016, pp. 223-240. doi: 10.1016/B978-1-78242-374-4.00011-2
- [25] Schweiger G., Larsson P., Magnusson F., Lauenburg P., Velut S. District heating and cooling systems – Framework for Modelica-based simulation and dynamic optimization. *Energy*, 2017, vol. 137(C), pp. 566-578. doi: 10.1016/j.energy.2017.05.115
- [26] Wang Y., You S., Zhang H., Zheng W., Zheng X., Miao Q. Hydraulic performance optimization of meshed district heating network with multiple heat sources. *Energy*, 2017, vol. 126, pp. 603-621. doi: 10.1016/j.energy.2017.03.044
- [27] Novitsky N.N., Shalaginova Z.I., Tokarev V.V., Grebneva O.A. Technology for the development of operating modes of large heat supply systems based on methods of multilevel thermohydraulic modeling. *Izv. RAS. Energy*, 2018, no. 1, pp. 12-24.
- [28] Pyatin A.A. Sbalansirovanoe otoplenie – novye vozmozhnosti effektivnosti i energosberezheniya [Balanced heating — New possibilities for efficiency and energy saving]. *EKO-TEK – ECO-TECH*, 2018, no. 3(68), pp. 23–34. Available at: http://www.e-nergy-saving.ru/uploads/files/1-68_3.pdf (accessed 01.05.2025) (in Russian).
- [29] Pyatin A.A. Novaya model' regulirovaniya – teoreticheskaya osnova vysokoeffektivnogo otopleniya [New control model — The theoreti-

- cal basis for high efficiency heating]. *EKO-TEK – ECO-TECH*, 2019, no. 1(70), pp. 15–30. Available at: http://www.energy-saving.ru/uploads/files/eko-tek_itog_70.pdf (accessed 31.10.2021) (in Russian).
- [30] Shalaginova Z.I., Tokarev V.V. Applied Problems and Methodological Approaches to Planning and Implementation of Operating Conditions at District Heating Systems. *Thermal Engineering*, 2019, vol. 66, no. 10. pp. 714–729. doi: 10.1134/S0040601519100057
- [31] Chicherin S., Junussova L., Junussov T. [Minimizing the supply temperature at the district heating plant – dynamic optimization]. *2019 4th International Conference on Advances in Energy and Environment Research (ICAEER 2019)*, vol. 118, 02004. doi: 10.1051/e3sconf/201911802004
- [32] Romanchenko D., Odenberger M., Göransson L., Johnsson F. Impact of electricity price fluctuations on the operation of district heating systems: A case study of district heating in Göteborg, Sweden. *Applied Energy*, 2017, vol. 204(C), pp. 16–30. doi:10.1016/j.apenergy.2017.06.092
- [33] Guelpa E., Capone V., Sciacovelli A., Vasset N., Bavière R., Verda V. Reduction of supply temperature in existing district heating: A review of strategies and implementations. *Energy*, 2023, vol. 262, part B. doi: 10.1016/j.energy.2022.125363
- [34] Sandvall A., Karlsson K. Energy system and cost impacts of heat supply to low-energy buildings in Sweden. *Energy*, 2023, vol. 268. doi: 10.1016/j.energy.2023.126743
- [35] Benakopoulos Th., Vergo W., Tunzi M., Salenbien R., Kolarik J., Svendsen S. Energy and cost savings with continuous low temperature heating versus intermittent heating of an office building with district heating. *Energy*, 2022, vol. 252. doi: 10.1016/j.energy.2022.124071
- [36] Tunzi M., Benakopoulos Th., Yang Q., Svendsen S. Demand side digitalisation: A methodology using heat cost allocators and energy meters to secure low-temperature operations in existing buildings connected to district heating networks. *Energy*, 2023, vol. 264. doi: 10.1016/j.energy.2022.126272
- [37] Schweiger G., Kuttin F., Posch A. District heating systems: an analysis of strengths, weaknesses, opportunities, and threats of the 4GDH. *Energies*, 2019, vol. 12(24), p. 4748. doi: 10.3390/en12244748
- [38] Ziemele J., Pakere I., Chernovska L., Blumberga D. Lowering temperature regime in district heating network for existing building stock. *Chemical Engineering Transactions*, 2016, vol. 52, pp. 709–714.
- [39] Schmidt D. Low Temperature District Heating for Future Energy Systems. *Energy Procedia*, 2018, vol. 149, pp. 595–604.
- [40] Nord N., Nielsen E.K.L., Kauko H., Tereshchenko T. Challenges and potentials for low-temperature district heating implementation in Norway. *Energy*, 2018, vol. 151, pp. 889–902.
- [41] Li, H., Svendsen S. Energy and exergy analysis of low temperature district heating network. *Energy*, 2012, vol. 45, no. 1, pp. 237–246. doi: 10.1016/j.energy.2012.03.056
- [42] Gabriellaitiene I., Bøhm B., Sundén B. Modelling temperature dynamics of a district heating system in Naestved, Denmark – A case study. *Energy Convers. Manage*, 2007, vol. 48, no. 1, pp. 78–86. doi: 10.1016/j.enconman.2006.05.011
- [43] Dyrelund A. Danish cases to implement the legislation: The future of the energy supply: Smart energy cities. *Euroheat Power (English Ed)*, 2012, vol. 9, pp. 12–15.
- [44] Lund H., Werner S., Wiltshire R., Svendsen S., Thorsen J. E., Mathiesen B. V. 4th Generation district heating (4GDH). *Energy*, 2014, vol. 68, pp. 1–11.
- [45] Lipeng Z., Gudmundsson O., Li H., Svendsen S. Comparison of district heating systems used in China and Denmark. *International Journal of Sustainable and Green Energy*, 2015, vol. 4, no. 3, pp. 102–116.
- [46] Pyatin A.A., Suvorov D.M. Extended schedule of heating regulation: assessment of the impact on the efficiency of steam turbine CHP plants. *Problemele energeticii regionale*, 2020, no. 3(47), pp. 40–55. doi: 10.5281/zenodo.4018949.

Сведения об авторах.



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



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