

Федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего образования
«Новосибирский государственный технический университет»

На правах рукописи



Синельников Денис Сергеевич

**Оптимизация параметров энергоблоков ТЭЦ в условиях зонирования
температурного графика**

Специальность 05.14.14 – Тепловые электрические станции,
их энергетические системы и агрегаты

Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук

Научный руководитель:
доктор технических наук, профессор
Щинников Павел Александрович

Новосибирск – 2019

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	5
ГЛАВА 1 ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕПЛОЭЛЕКТРОЦЕНТРАЛЕЙ С ЗОНИРОВАННЫМ ТЕМПЕРАТУРНЫМ ГРАФИКОМ.....	9
1.1 Актуальность исследования	9
1.2 Современное состояние исследований.....	10
1.2.1 Работа теплоэлектростанций в современных условиях	12
1.2.2 Задачи оптимизации функционирования теплоэлектростанций	13
1.2.3 Исследования, посвящённые теплоснабжению и температурному графику	15
1.2.4 Исследования, посвящённые зонированию температурного графика .	20
1.3 Цели и задачи исследования.....	22
ГЛАВА 2 ЗОНИРОВАНИЕ ТЕМПЕРАТУРНОГО ГРАФИКА	24
2.1 Основные принципы обеспечения режимов при работе теплофикационных энергоблоков.....	24
2.2 Графики тепловых нагрузок	27
2.3 Принципы зонирования температурного графика и методика определения эквивалентной расчетной температуры и тепловых нагрузок.....	29
2.4 Расчет годовых тепловых нагрузок в условиях зонирования температурного графика на примере энергоблока на базе турбины Т-180.....	32
Выводы по второй главе	35
ГЛАВА 3 МЕТОДИКА ОПТИМИЗАЦИИ ТЕПЛОФИКАЦИОННЫХ ЭНЕРГОБЛОКОВ ПРИ РАБОТЕ В УСЛОВИЯХ ЗОНИРОВАНИЯ ТЕМПЕРАТУРНОГО ГРАФИКА	36
3.1 Применение эксергетического метода в исследованиях кафедры ТЭС НГТУ	36

Основные положения эксергетической методики исследования теплоэнергетических установок.....	38
3.3 Применение эксергетического метода анализа для теплофикационных энергоблоков	48
3.4 Эксергетическая оптимизация параметров энергоблоков в условиях зонирования температурного графика.....	55
3.5 Программно-вычислительный комплекс	57
Выводы по третьей главе	69
ГЛАВА 4 ОПТИМИЗАЦИЯ ТЕПЛОФИКАЦИОННЫХ ЭНЕРГОБЛОКОВ.....	71
4.1 Исходные данные для оптимизации теплофикационных энергоблоков ...	71
4.2 Оптимальные параметры энергоблоков в условиях зонирования температурного графика	73
4.3 Расходы топлива теплофикационными энергоблоками в условиях зонирования температурного графика.....	83
4.4 Структурный и технико-экономический эффект при зонировании температурного графика	87
4.5 Устойчивость оптимальных решений	91
Выводы по четвертой главе	93
ГЛАВА 5 РАБОТА ТЕПЛОЦЕНТРАЛЕЙ В УСЛОВИЯХ ЗОНИРОВАНИЯ ТЕМПЕРАТУРНОГО ГРАФИКА	97
5.1 Моделирование работы энергоблоков теплоэлектроцентрали мощностью 500 МВт.....	97
5.2 Результаты моделирования работы ТЭЦ-500 теплоэлектроцентрали мощностью 500 МВт	98
5.3 Анализ работы Новосибирской ТЭЦ-2	100
Выводы по пятой главе	103

ЗАКЛЮЧЕНИЕ	105
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	107
ПРИЛОЖЕНИЕ А Свидетельства о государственной регистрации программ для ЭВМ	123
ПРИЛОЖЕНИЕ Б Акт внедрения результатов научной работы в учебный процесс	127

ВВЕДЕНИЕ

Комбинированный способ производства электрической и тепловой энергии сохраняет свои преимущества перед отдельным способом, обеспечивая существенную экономию топлива. На каждом килограмме пара в секунду, который отпускается от теплоэлектроцентралей (ТЭЦ) на теплоснабжение, экономится около 33 килограммов условного топлива в час по сравнению с котельной [1].

Актуальность исследования. Вместе с тем, современная энергетика развивается по пути децентрализации, когда большое количество генерирующих источников, как правило, малой мощности, устанавливаются непосредственно у (или вблизи) потребителя. Такие малые установки могут генерировать как электрическую, так и тепловую энергию, а их установленная мощность лежит в диапазоне от десятков киловатт до десятков мегаватт. Часто такие установки совмещают принцип когенерации, то есть отпускают потребителю два вида продукции: теплоту и электроэнергию.

В этих условиях традиционные теплоцентрали теряют своего потребителя, а их экономичность снижается из-за снижения выработки электроэнергии на тепловом потреблении. Другими словами, ТЭЦ начинает терять свое основное преимущество – комбинированную выработку тепловой и электрической энергии. Для преодоления этих сложностей предложены комбинированные системы теплоснабжения, когда в общем случае имеется два источника генерирующих теплоту. Указанные источники принято называть центральным и удаленным. Роль центрального источника выполняет традиционная ТЭЦ, а в качестве удаленного источника (этот источник удален от ТЭЦ и находится в непосредственной близости от потребителя) может выступать ДВС, ГТУ, внутриквартальные мини-ТЭС, котельные, тепловые насосы и другие установки.

С другой стороны, работу энергоблоков ТЭЦ характеризует температурный график, который, как показано [2], формируется из зон, определяемых режимными особенностями отпуска теплоты. В этом случае эффективность энергоблоков ТЭЦ

связана с зоной температурного графика, в которой обеспечивается отпуск теплоты.

Целью работы является повышение эффективности работы теплофикационных энергоблоков ТЭЦ, работающих в условиях зонированного температурного графика.

Задачи исследования:

1. Разработка методов определения эквивалентной расчетной температуры для теплофикационных энергоблоков в условиях зонирования температурного графика и тепловых нагрузок.
2. Развитие методологии комплексного оптимизационного исследования теплофикационных энергоблоков на основе эксергетической функции, работающих в условиях зонирования температурного графика.
3. Разработка программно-вычислительного комплекса для оптимизационных расчетов теплофикационных энергоблоков.
4. Проведение оптимизационных исследований для теплофикационных энергоблоков.
5. Разработка рекомендаций по загрузке энергоблоков ТЭЦ разного типа в условиях обеспечения фактического температурного графика.

Научная новизна работы состоит в том, что в ней впервые разработана методика определения эквивалентных расчетных температур и тепловых нагрузок при зонировании температурного графика, которая включена в процедуру оптимизации параметров энергоблоков ТЭЦ и получены новые результаты, характеризующие их работу.

На защиту выносятся следующие положения:

1. Методика определения эквивалентных расчетных температур и тепловых нагрузок при зонировании температурного графика.
2. Методика оптимизации параметров ТЭЦ в условиях зонирования температурного графика, которая включает алгоритм расчета тепловой схемы и учитывает внутренние и внешние ограничения.

3. Программно-вычислительный комплекс «ТерпOZON», включающий процедуру оптимизации, расчет тепловой схемы энергоблоков, расчет свойств воды и водяного пара, учет зонирования температурного графика.

4. Результаты оптимизационных расчетов по определению термодинамических параметров, особенностей схемных решений и распределению нагрузки агрегатов ТЭЦ разного состава и мощности.

5. Анализ устойчивости оптимальных решений для типовых энергоблоков, работающих в составе ТЭЦ.

Методы исследования: математическое и компьютерное моделирование ТЭЦ, метод дифференциально-эксергетического анализа, методы материальных, энергетических и эксергетических балансов, методы термодинамического анализа.

Практическая значимость работы: полученные в данной работе результаты могут быть использованы в качестве рекомендации по ведению режима эксплуатационным персоналом электростанций; разработанная математическая модель и программа расчета может использоваться для анализа режимов работы, как функционирующих электростанций, так и вновь проектируемых.

Личный вклад: все разработки и результаты исследований, изложенные в основном тексте диссертации без ссылок на другие источники, получены лично автором. Анализ и обсуждение полученных результатов проведен автором совместно с научным руководителем.

Достоверность полученных данных обосновывается использованием апробированных методов эксергетического анализа и фундаментальных законов термодинамики. Для всех полученных выводов приведены численные данные по результатам компьютерных экспериментов с использованием разработанной модели. Применены данные типовых турбин, широко распространенных на территории РФ и стран СНГ. Исследованы фактические показатели работы, действующей ТЭЦ.

Апробация работы. Результаты работы докладывались на международных и всероссийских научно-технических конференциях: «Наука. Технологии. Инновации.» (Новосибирск, 2016, 2017, 2018); «Энергосбережение в городском хозяйстве,

энергетике, промышленности» (Ульяновск, 2017, 2018); «Aspire to Science» (Новосибирск, 2017, 2018); «Повышение энергоэффективности объектов энергетики и систем теплоснабжения» (Омск, 2018); 13th International Forum on Strategic Technology «IFOST» (Харбин, 2018); «XXXV Сибирский теплофизический семинар» (Новосибирск, 2019); научных семинарах НГТУ (2016-2019).

По материалам диссертации опубликовано 17 печатных трудов, в том числе в рецензируемых журналах – 3 (из них по перечню ВАК – 2, по перечню Scopus/WoS – 1); свидетельств о государственной регистрации программ для ЭВМ – 4; в сборниках научных трудов и по материалам конференций – 10.

Структура и объем работы. Диссертация состоит из введения, пяти глав, заключения, списка литературы (134 наименования), двух приложений. Основной текст изложен на 127 страницах, содержит 47 иллюстраций и 8 таблиц.

ГЛАВА 1 ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕПЛОЭЛЕКТРО- ЦЕНТРАЛЕЙ С ЗОНИРОВАННЫМ ТЕМПЕРАТУРНЫМ ГРАФИКОМ

1.1 Актуальность исследования

Россия имеет колоссальный масштаб централизации теплоснабжения, при этом генерирующее оборудование работает в широком спектре климатических зон, каждая из которых имеет свои особенности (среднегодовая температура, средняя температура самого холодного месяца, продолжительность стояния температур наружного воздуха) [3]. Теплофикация является наиболее эффективным технологическим решением, которое адекватно отражает условия уникального климата России. Проблемы, с которыми сталкивается современная энергетика в области теплоснабжения, часто связаны с физическими условиями работы отопительного оборудования. Высокие показатели энергоэффективности и аварийности участков теплотрассы полностью отражают сложившуюся основу. Однако, простое техническое переоснащение теплопередающих компаний не решает проблем с потреблением энергоресурсов. В большинстве случаев потребитель не может самостоятельно регулировать потребление тепловой энергии и качество горячего водоснабжения в существующей системе централизованного теплоснабжения. Использование современных энергосберегающих технологий является необходимым условием для решения насущных проблем и залогом устойчивого развития отрасли. Единичная мощность блоков, представленных на теплоэлектростанциях, составляет линейку от 20 МВт до 250 МВт. Часто на электростанциях установлено оборудование разного типа, например, теплофикационные турбины, турбины с производственным отбором, турбины с противодавлением. Соответственно, теплоэлектростанция вынуждена обеспечивать разнородную нагрузку. С другой стороны, перед каждой станцией стоит задача повышения эффективности, которая может обеспечиваться наиболее выгодным сочетанием работающего оборудования и заданных нагрузок с учетом действующих климатических условий.

1.2 Современное состояние исследований

Вопросы повышения эффективности теплоснабжения – очень емкая задача. Система теплоснабжения представляет собой сложную схему взаимодействия различных объектов, включающих как генерирующие предприятия, снабжающие организации, так и потребителей. Начало теплоснабжения городов России от тепловых электрических станций можно считать со времени ввода в эксплуатацию первой централизованной тепловой сети от Ленинградской ГРЭС №1 в 1924 году. С тех пор введено в эксплуатацию более 400 теплоэлектроцентралей, их общая электрическая мощность составляет около 90 ГВт, а тепловая – 260 тыс. Гкал/ч. За прошедшее время проведено большое количество исследований, направленных на повышение эффективности, качества централизованного теплоснабжения, поиска новых оптимальных решений.



Рисунок 1.1 – Производство электроэнергии в России с 1991 по 2018 год

По известным причинам, со времени распада СССР темпы роста энергетической промышленности в России заметно сократились (Рисунок 1.1) [4] с учетом (доклад Министра энергетики Российской Федерации А.В. Новака об итогах работы Минэнерго России и основные результаты функционирования ТЭК в 2018 году. Задачи на среднесрочную перспективу. Москва. 5 апреля 2019 г.). В этих условиях вопросы повышения эффективности систем теплоснабжения в целом в период с 1991 года по 2002 имели только теоретическую направленность, в связи с тем, что уровень установленной мощности намного пре-

ционирования ТЭК в 2018 году. Задачи на среднесрочную перспективу. Москва. 5 апреля 2019 г.). В этих условиях вопросы повышения эффективности систем теплоснабжения в целом в период с 1991 года по 2002 имели только теоретическую направленность, в связи с тем, что уровень установленной мощности намного пре-

вышал уровень спроса на данную мощность. Следует отметить, что спад потребления электрической энергии с 1992 по 1998 год не связан с энергосбережением, а обусловлен переходом на рыночную экономику, неконкурентоспособностью отечественных товаров, закрытием энергоемких производственных мощностей и, как следствие, разрывом производственных цепочек и спадом экономики в целом. Рост электропотребления с 1998 года, в свою очередь, осуществлялся за счет роста потребительской экономики: строительство торговых площадок и развлекательных центров, массового поступления, бытового и промышленного оборудования из Европы [5].

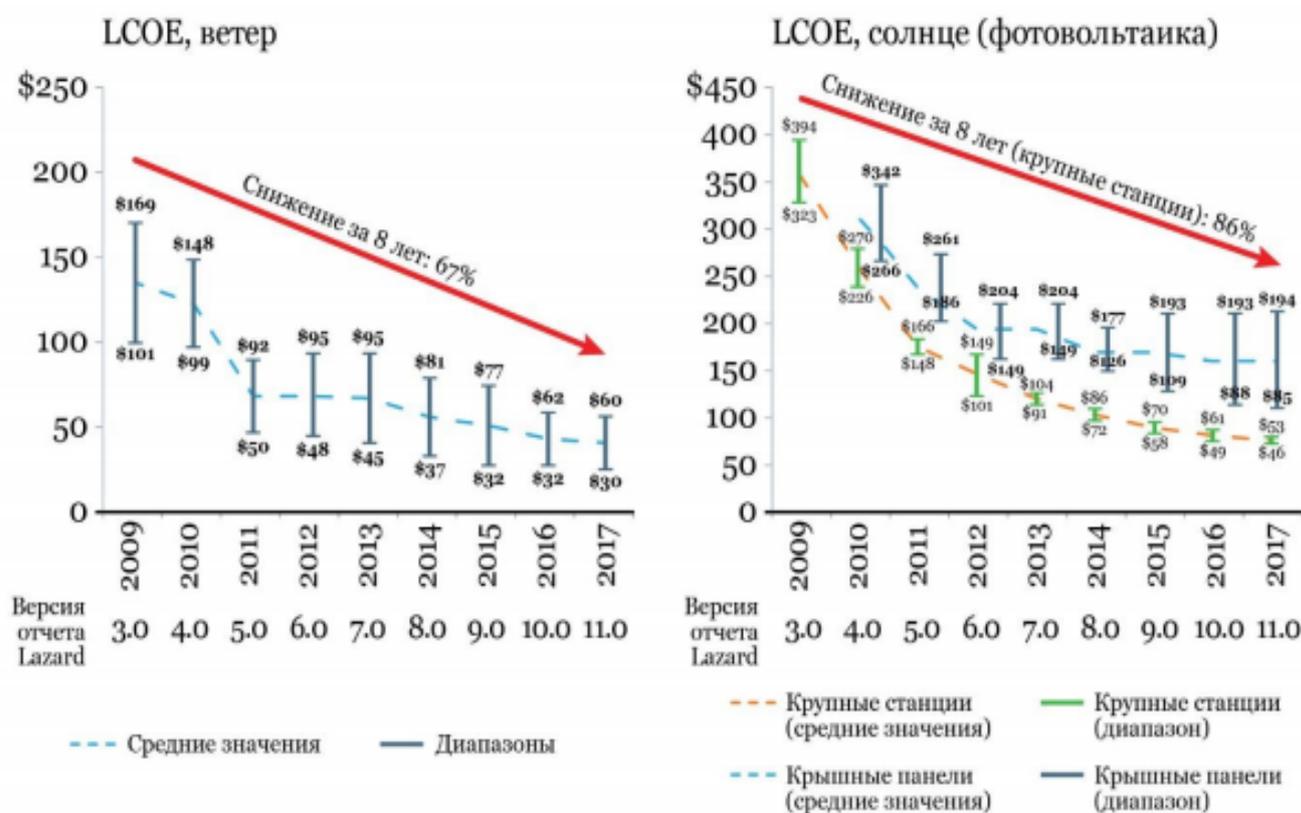


Рисунок 1.2 – Динамика приведенной стоимости электроэнергии (LCOE) от солнечных и ветряных электростанций в 2009-2017 гг., USD / МВт·ч

Однако, в настоящее время в условиях роста экономики России, а также снижения затрат на производство энергии в распределенных источниках, например, возобновляемых (Рисунок 1.2) [6], вопрос повышения эффективности как вновь вводимых традиционных генерирующих мощностей, так и уже функционирующих, является открытым.

1.2.1 Работа теплоэлектростанций в современных условиях

Сегодня у теплоэлектростанций чаще всего нет не только перспективной тепловой нагрузки, но и потеряна значительная доля производственного потребителя, что ведет к снижению их эффективности. Вместе с тем в последнее время активно развиваются, так называемые распределенные (местные, локальные, децентрализованные) системы. Это связано с желанием собственников обособиться от монополюно поставляемой теплоты от ТЭЦ. Указанные системы развиваются стихийно. Централизованные и распределенные системы сосуществуют вне строгих количественных оценок их рационального сочетания. Это приводит к избытку установленных мощностей, неэффективной загрузке оборудования, выходу на нерасчетные режимы работы, расхождению балансов энергии и мощности, повышенному расходу топлива, другим проблемам. Во всех случаях в конечном итоге страдает потребитель. В литературе все чаще встречается термин "суверенная" генерация [7]. Такая распределено-суверенная генерация начинает "отбирать" потребителя у централизованных источников, какими являются традиционные ТЭЦ. Более того, часто вновь вводимые в эксплуатацию объекты ориентированы на собственные генерирующие мощности.

Большое количество генерирующих источников, как правило, малой мощности, устанавливаются непосредственно у (или вблизи) потребителя [8-12]. Такие малые установки могут генерировать как электрическую, так и тепловую энергию, а их установленная мощность лежит в диапазоне от десятков киловатт до десятков мегаватт. Часто такие установки совмещают принцип когенерации, то есть отпускают потребителю два вида продукции: теплоту и электроэнергию.

В этих условиях традиционные теплоэлектростанции теряют своего потребителя, а их экономичность снижается из-за снижения выработки электроэнергии на тепловом потреблении. Другими словами, ТЭЦ начинает терять свое основное преимущество – комбинированную выработку тепловой и электрической энергии. Это ведет к выходу на не расчетные режимы работы теплофикационных энергоблоков

ТЭЦ с повышенными расходами топлива. Так как распределено-суверенные источники также используют топливо, то его, совокупное потребление возрастает, что отражается на потребителе. Кроме того, возрастает экологическая нагрузка на ареал функционирования.

Для преодоления этих сложностей предложены комбинированные системы теплоснабжения [13], когда в общем случае имеется два источника генерирующих теплоту. Указанные источники принято называть центральным и удаленным. Роль центрального источника выполняет традиционная ТЭЦ, а в качестве удаленного источника (этот источник удален от ТЭЦ и находится в непосредственной близости от потребителя) может выступать ДВС, ГТУ, внутриквартальные мини-ТЭС, котельные, тепловые насосы и другие установки. Вопрос применения подобных комбинированных систем теплоснабжения достаточно широко освещен в печати [1, 14-30].

1.2.2 Задачи оптимизации функционирования теплоэлектроцентралей

Проводимые исследовательские работы [31-33] имеют теоретическую и практическую направленность. Практическая составляющая призвана обосновать применение конкретной установки, часто зарубежного производителя (например, котлы Buderus или Viessmann, или газопоршневая установка Caterpillar в когенерационном варианте, котельная в блочно-модульном варианте и т.п.) с максимальной эффективностью для собственника, либо характеризует уже действующую установку.

В последние годы появились работы иркутских ученых, посвященные проблемам повышения эффективности генерирующего оборудования [34-36]. В данных работах на основе многоуровневого моделирования теплоснабжающих систем возможно определить наилучшие параметры их функционирования, варианты загрузки данных систем. На основе моделирования решаются вопросы надежности работы оборудования.

Теплофикационные энергоблоки электростанций и сформированные из них системы генерации являются сложными объектами. Их изучение невозможно без применения математического моделирования. Задачи оптимизации подобных систем относятся к классу наиболее сложных.

Для исследований сегодня привлекается специальный математический аппарат в виде прикладных программ: Thermoflow (компания Thermoflow, США, Германия), Fluenta (Fluenta Kumppanit, Финляндия), Boiler Designer (НИУ МЭИ, Россия), др. Однако, для оптимизационных расчетов этот инструментарий может применяться ограниченно. Для решения оптимизационных задач в энергетике видными отечественными учеными (Попыриным Л.С., Мелентьевым Л.А., Бусленко Н.П., Макаровым А.А. и др.) был разработан специальный инструментарий [37-41], получивший развитие, например, в работах Аминова Р.З. [42], Клера А.М. [43, 44], Стенникова В.А. [34-36] и других авторов [45].

Чаще всего задачи оптимизации решаются нахождением наилучших сочетаний режимов работающих энергоблоков электростанций. Наиболее распространенным способом оптимизации, встречающимся в литературе, является применение метода равенства относительных приростов [46-47]. Данная методика с различными модификациями используется Литваком В.В., Матвеевым А.С. и рядом зарубежных авторов [48-56]. Так, например, в работах [49-54] используются алгоритмы нейронных сетей и различные генетические алгоритмы, что позволяет более эффективно находить оптимальное распределение нагрузок.

В работах Секретарева Ю.А., Карманова В.С. [57-59] предложено использование критериев экономической оптимизации. В этих работах принцип максимизации прибыли использовался для оптимизации режимов работы энергетического оборудования. Согласно этому критерию, производитель должен осуществлять отпуск энергии таким образом, чтобы предельные доходы были равны предельным издержкам. Чтобы получить зависимости от предельных затрат станции, в работе используются характеристики относительных приростов.

Вопросам параметрической и режимной оптимизации новых и перспективных энергоблоков уделено внимание в исследованиях ИСЭМ СО РАН [60]. В этих

работах особый интерес представляет исследование технологий ПГУ, переменности тепловых нагрузок, показателей экономической эффективности и некоторым другим факторам.

Большое внимание моделированию энергоблоков для проведения оптимизационных исследований уделялось также и в Новосибирской школе энергетиков, руководимой Ноздренко Г.В. [61-63]. В этих работах обращено внимание на оптимизацию параметров работающего оборудования, на основе дифференциально-эксергетической методологии.

В общем случае оптимизация режимов работы тепловой электростанции является одной из самых сложных практических задач. В настоящее время разработано большое количество методик, позволяющих по-разному определять распределение нагрузки между турбинным оборудованием котлов, которое соответствует заданному критерию. Тем не менее, в данный момент нельзя сказать, что задача оптимизации режимов имеет четкое решение без учета характеристик производственного оборудования. Сложность проблемы обусловлена неопределенностью выходных данных, большим количеством переменных, участвующих в вычислениях, большим количеством ограничений, необходимостью учитывать реальное состояние оборудования, выбор наиболее приемлемого критерия оптимизации и большое количество оптимизируемых параметров.

1.2.3 Исследования, посвящённые теплоснабжению и температурному графику

Интересно отметить, что в советское время рассматривались варианты повышение температуры прямой сетевой воды до 200-250 °С [64]. С учетом того, что в двух трубных тепловых сетях принята расчетная температура в подающем трубопроводе 150 °С [65], во Всесоюзном Теплотехническом Институте исследования показали целесообразность применения температуры прямой сетевой воды до 180-190 °С. Для этого рекомендовалось перейти на независимое присоединение систем отопления путем установки на центральных тепловых пунктах дополнительных

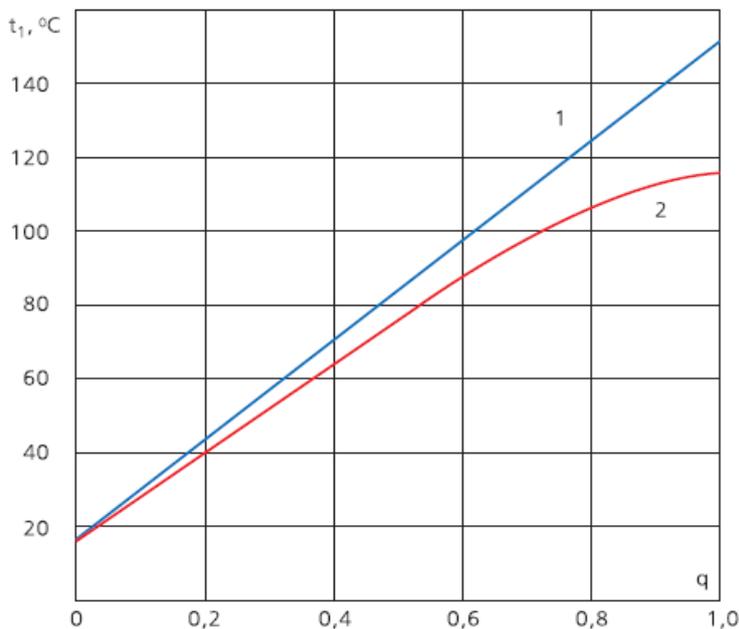


Рисунок 1.3 – Температурные графики подающего трубопровода тепловой сети:

- 1 – традиционный,
- 2 – видоизмененный

теплообменников с циркуляционными насосами, полностью сохранив внутриквартальные сети с температурой в подающем трубопроводе $150\text{ }^\circ\text{C}$. Работами, проведенными в Институте высоких температур АН СССР, установлена целесообразность еще более высоких температур $200\text{--}225\text{ }^\circ\text{C}$ и даже $250\text{ }^\circ\text{C}$ (для однетрубных тепловых сетей). Повышение температуры в подающем трубопроводе приводит к уменьшению диаметров трубопроводов тепловых сетей и снижению

расходов по перекачке теплоносителя. Однако, такие высокие температуры предполагают повышение давления воды в тепловой сети, что влечет за собой удорожание трубопроводов, арматуры и т.д.

На сегодняшний день множество авторов [66-72] сходятся во мнении, что температуру теплоносителя стоит понижать. При этом особое внимание уделяется проблеме несоответствия расчетной температуры подачи теплоносителя генерирующими предприятиями с фактической температурой. Такая тенденция объясняется сложностью поддержания на постоянном уровне высоких температур в подающем трубопроводе. Высокие температуры теплоносителя теряют свою эффективность в связи с повышением энергоэффективности конечного потребителя.

Например, в работе [66] описывается проблема теплоснабжения г. Киев (Украина). При этом поднят вопрос видоизменения температурного графика со стандартного прямолинейного, на экспоненциальный (Рисунок 1.3). Кривизной видоизмененного графика подчеркивается его несхожесть со «срезкой», конфигурацию которой обычно определяют ломаными линиями, искажающими физическую

непрерывность функции. С другой стороны, кривизна графика отражает экспоненциальную зависимость теплоотдачи отопительного прибора от разности температур на его поверхности. Расчётное значение максимальной температуры прямой сетевой воды описывается выражением:

$$t_1 = 16,1 + 139,7q - 38,4q^2 \quad (1.1)$$

где q – текущее значение относительной тепловой мощности системы отопления, равное отношению $(t_B - t') / (t_B - t_P)$, в котором t' и t_P – текущая и расчетная температуры наружного воздуха, t_1 – текущее значение температуры) в подающем трубопроводе, t_B – температура внутреннего воздуха в зданиях.

Также описывается важность снижения максимальной температуры подачи прямой сетевой воды со 150 °С до 115 °С в связи с фактическим несоблюдением данной температуры и «практически нереального расчетного значения 150 °С. Для удовлетворительного теплоснабжения было бы достаточно 115 °С» [66].

В работах [67, 68] описана процедура адаптации алгоритма компенсации основного возмущения температурного режима отапливаемых зданий, заключающейся в учете температуры наружного воздуха в соответствии с изменяющимися характеристикам зданий и их систем отопления в условиях повышения энергоэффективности последних. При учете данного обстоятельства требуется пересмотр температурного режима работы системы (ТЭЦ - ЦТП - Потребитель) в соответствии с современными реалиями ведения теплового режима последних.

В работе [69] описывается способ определения оптимальной температуры прямой сетевой воды с точки зрения затрат на передачу тепла от генерирующего предприятия (ТЭЦ) до распределительного пункта (ЦТП) в зависимости от диаметра трубопровода с учетом потерь теплоносителя. Затраты определялись по формуле:

$$З = ц_1 \cdot Q + ц_2 \cdot Э \quad (1.2)$$

где $З$ – затраты, связанные с доставкой теплоты потребителю; $ц_1$ и $ц_2$ – стоимости теплоты и электроэнергии соответственно; $Э$ – затраты электроэнергии на прокачку

теплоносителя за отопительный сезон. С учетом представленной методики, оптимизационные расчеты показали отклонение расчетных показателей подачи прямой сетевой воды от традиционных значений (Таблица 1.1).

Таблица 1.1 – Результаты расчета оптимальной температуры

	Оренбург ($t_p = -31$ °С)	Новосибирск ($t_p = -39$ °С)	Краснодар ($t_p = -19$ °С)
$t_{\text{опт}}$	120,24	120,82	121,64

Авторами показано, что в зависимости от диаметра подающего трубопровода, оптимальная температура прямой сетевой воды может варьироваться от 150 °С до 110 °С, большие значения соответствуют меньшим диаметрам трубопровода (в работе рассмотрены диаметры подающего трубопровода $Dy=290-460$ мм).

Перспектива применения низкотемпературного графика описана в работах [70-72]. Предлагаемым способом повышения надежности теплоснабжения является внедрение средне- и низкотемпературных систем. Повышение надежности достигается перспективой использования нескольких источников. Применение низкотемпературных систем теплоснабжения позволяет снизить затраты на эксплуатацию трубопроводов, позволяет применять более дешевые и долговечные материалы для возведения систем трубопроводов на основе производных углеводорода. Например, в работе [72] рассмотрена система централизованного теплоснабжения железнодорожной станции г. Барабинск (Новосибирская область). В результате исследования показано, что капитальные и эксплуатационные затраты, определяемые параметрами системы теплоснабжения, для среднетемпературного графика нагрузки сравнимы с аналогичными показателями для высокотемпературного графика при большей надежности первой. Снижение расчетных тепловых потерь для среднетемпературной системы показано на уровне 5 %.

В тоже время работы по повышению эффективности теплоснабжения ведутся и за рубежом. Флагманом в области инноваций в системах теплоснабжения среди европейских стран является Дания. Широкий спектр энергосберегающих мер поз-

волил снизить энергопотребление, расширить использование возобновляемых источников энергии и обеспечил технологическое развитие систем теплоснабжения. С 1980-х годов потребление энергии в Дании оставалось стабильным, а экономика страны продолжала расти. Широкое использование централизованного теплоснабжения и комбинированной выработки тепловой и электрической энергии (ТЭЦ) внесло значительный вклад в стремление Дании к повышению эффективности и энергетической независимости [73]. Ожидается, что в будущем датская система централизованного теплоснабжения будет ориентирована на Централизованное теплоснабжение четвертого поколения (4GDH) [74], которая определяется интеллектуальными тепловыми сетями, использующими энергию низкого потенциала. Например, возобновляемые источники энергии с оптимизированной комбинацией источников тепла для подачи соответствующих более низких температур в здания с низким энергопотреблением через высокоэффективную сеть централизованного теплоснабжения [75]. В работе [76] показано, что переход на более низкий температурный режим может снизить затраты на распределение и повысить общую эффективность производства тепла. Таким образом, в ситуации, когда потребление тепловой энергии в существующих зданиях снижается, существующая система централизованного теплоснабжения (с температурным режимом, основанном на высоких температурах) становится неэффективной, когда удельные затраты на ее распределение увеличиваются более чем на 50 %. Для того, чтобы мотивировать как существующие здания, так и вновь вводимые к подключению к системе централизованного теплоснабжения, необходимо снизить тариф на тепловую энергию. Эта цель может быть достигнута путем использования более дешевых источников энергии и/или снижения затрат на распределение.

Интересны проработки Китая в области повышения эффективности теплоснабжения. В течение первого пятилетнего планового периода Китая (1953-1958 гг.) при содействии Советского Союза была построена первая партия тепловых электростанций. В 1958 году в Пекине была построена первая в Китае тепловая электростанция для подачи тепловой энергии в несколько общественных зданий. В 2008 году из 655 городов Китая около 329 были оборудованы системами

централизованного теплоснабжения [77]. Площадь помещений централизованного теплоснабжения быстро увеличилась с 2,16 миллиарда квадратных метров в 2004 году до 4,74 миллиарда квадратных метров в 2011 году. В то же время, мощность ТЭЦ в период с 2001 по 2005 год, увеличившись с 32 ГВт до 70 ГВт. В статье [78] описывается перспектива применения датского опыта при проектировании новых систем теплоснабжения, а также варианты перехода на низкотемпературное теплоснабжение для действующих систем централизованного теплоснабжения Китая.

1.2.4 Исследования, посвящённые зонированию температурного графика

В работах [79-86] предложено структурное деление температурного графика на три периода регулирования. Особенностью каждого периода регулирования является оптимальное соотношение централизованного и местного регулирования тепловой нагрузки в системах теплоснабжения.

Стандартный температурный график 150/70 °С имеет три ярко выраженные зоны (периоды), которые характеризуют разные способы регулирования (Рисунок 1.4).

Период I отвечает за режим горячего теплоснабжения (ГВС) и начало отопительного сезона и характеризуется количественным способом регулирования. При этом способе увеличение количества отпускаемой тепловой энергии обеспечивается увеличением расхода при неизменной температуре прямой сетевой воды ($t_{пс}$). Период III начинается в точке максимальной теплофикационной нагрузки (точка М, Рисунок 1.4) и обеспечивает отопительную нагрузку и характеризуется качественным регулированием, при котором увеличение количества отпускаемой теплоты обеспечивается увеличением температуры за счет увеличения давления в регулируемом отборе турбины. Одновременно с началом периода III вступает в работу пиковый водогрейный котел (ПВК) в стандартных схемах теплоснабжения ТЭЦ-ПВК-МТ-П (здесь МТ – магистральная теплосеть; П – потребитель теплоты). Коэффициент теплофикации становится меньше единицы ($\alpha_{ТЭЦ} < 1$) [79-85].

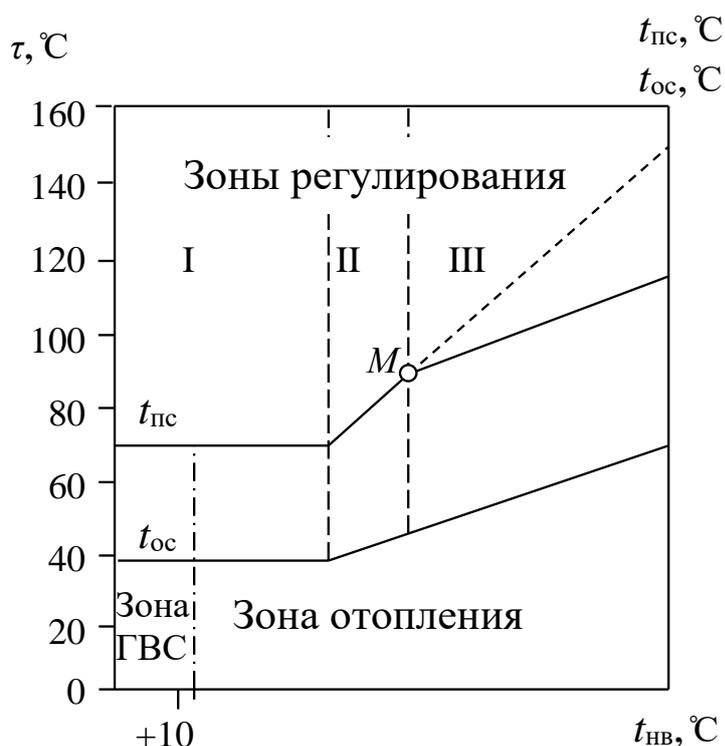


Рисунок 1.4 – Зонированный отопительно-бытовой температурный график 150/70 °С: $t_{пс}$, $t_{ос}$, $t_{нв}$ – температура прямой, обратной сетевой воды и наружного воздуха соответственно

и температура отборного пара [83-85].

В работах [80, 86] предлагается во втором периоде (смешанного регулирования) осуществлять подачу теплоты только от централизованного теплоисточника по графику центрального качественного регулирования. Продолжительность второго периода регулирования определяется возможностью централизованного теплоисточника обеспечить базовую нагрузку системы теплоснабжения без пиковых теплоисточников. В этом периоде также возможно реализовать ступенчатое качественно-количественное регулирование. Например, весь период регулирования разделить на три ступени с параметрами сетевой воды в подающем трубопроводе 70-90-110 °С в зависимости от температуры наружного воздуха.

Один из путей повышения эффективности работы систем теплоснабжения – комбинирование различных способов регулирования тепловой нагрузки в пи-

Период II является переходным от количественного регулирования к качественному, но одновременно этот период характеризует работу ТЭЦ (центрального источника) в наиболее эффективном режиме, так как отопительная нагрузка уже подключена, а коэффициент теплофикации равен единице ($\alpha_{ТЭЦ}=1$). В этом смысле зону II графика (Рисунок 1.4) можно считать базовой [80]. Для регулирования отпуска теплоты в этой зоне предлагается применять качественно-количественный способ, когда задействованы и расход се-

ковом и переходных периодах отопительного сезона. Например, в переходный период оснащать центральные и индивидуальные тепловые пункты приборами автоматического регулирования параметров теплоносителя. Данный способ был реализован на 16 центральных тепловых пунктах в системе теплоснабжения Ульяновска. Это позволило существенно снизить расход сетевой воды и сэкономить тепловую энергию в системе теплоснабжения [87].

В работах [88-90] предложен ряд технологий низкотемпературного теплоснабжения при количественном и качественно-количественном регулировании тепловой нагрузки систем теплоснабжения на ТЭЦ. Особенностью разработанных технологий является параллельное включение сетевых подогревательных установок теплофикационных турбин и водогрейных котлов. Регулирование нагрузки системы теплоснабжения в базовой части графика тепловых нагрузок производится изменением количества параллельно включенных сетевых подогревательных установок теплофикационных турбин, а в пиковом периоде – дополнительным включением водогрейных котлов.

В работе [91] выполнен расчет режимов работы схемы ТЭЦ при количественном регулировании тепловой нагрузки системы теплоснабжения. Произведен сравнительный анализ энергетической эффективности работы ТЭЦ при количественном и качественном способах регулирования тепловой нагрузки. При количественном регулировании тепловой нагрузки повышается энергетическая эффективность ТЭЦ за счет увеличения теплофикационной выработки электроэнергии турбинами на 9,5 %, снижения расхода топлива водогрейными котлами на 9 % и потребления электроэнергии на транспорт теплоносителя в два раза.

1.3 Цели и задачи исследования

Таким образом, рассмотрены особенности функционирования ТЭЦ, при этом показано, что температурным графикам тепловых электрических станций уделяется существенное внимание. В тоже время в перечисленных работах не рассматривается изменение параметров работы генерирующего оборудования при изменении характеристик температурных графиков.

Рассмотрение режима работы тепловой электрической станции в условиях зонирования температурного графика и обеспечение поиска оптимальных параметров в каждой зоне представляется важной задачей. С другой стороны, зонирование температурного графика по-новому ставит задачу обеспечения наилучших режимных показателей энергоблоков ТЭЦ. Обеспечение наивыгоднейших сочетаний параметров и режимных показателей теплофикационных энергоблоков позволит повысить их эффективность.

Целью настоящей работы является повышение эффективности работы теплофикационных энергоблоков ТЭЦ, работающих в условиях зонированного температурного графика. Температурный график разделяется на зоны по принципу обеспечения тепловой нагрузки. Разделение графика на зоны предлагается впервые для решения задачи режимной оптимизации параметров энергоблоков ТЭЦ. Для достижения этой цели ставятся следующие задачи:

1. Разработка методов определения эквивалентной расчетной температуры для теплофикационных энергоблоков в условиях зонирования температурного графика и тепловых нагрузок.
2. Развитие методологии комплексного оптимизационного исследования теплофикационных энергоблоков на основе эксергетической функции, работающих в условиях зонирования температурного графика.
3. Разработка программно-вычислительного комплекса для оптимизационных расчетов теплофикационных энергоблоков.
4. Проведение оптимизационных исследований для теплофикационных энергоблоков.
5. Разработка рекомендаций по загрузке энергоблоков ТЭЦ разного типа в условиях обеспечения фактического температурного графика.

ГЛАВА 2 ЗОНИРОВАНИЕ ТЕМПЕРАТУРНОГО ГРАФИКА

2.1 Основные принципы обеспечения режимов при работе теплофикационных энергоблоков

Теплофикационные турбины, вырабатывающие электроэнергию и тепло, характеризуются очень большим количеством возможных режимов работы, поэтому их классификация сложна и условна.

Конденсационный режим – режим, при котором отсутствует тепловая нагрузка (промышленные и теплофикационные отборы отключены). Острый пар, проходит через всю проточную часть турбины (часть пара естественным образом поступает в систему регенерации) и поступает в конденсатор. Другими словами, этот режим работы не отличается от режима работы конденсационной турбины.

В таком режиме теплофикационная турбина обычно работает летом, небольшая тепловая нагрузка (чаще всего, горячее водоснабжение, производственные нужды) обеспечивается одним или несколькими турбоагрегатами ТЭЦ, а остальные турбины в конденсационном режиме на выработку электроэнергии.

Теплофикационный режим – режим, при котором через отборы турбины осуществляется отпуск тепла или пара для целей промышленного потребления, нагрева сетевой воды и горячего водоснабжения. В свою очередь, теплофикационные режимы можно разделить на две подгруппы:

- ✓ режим работы по температурному графику;
- ✓ режим работы по электрическому графику.

При работе по температурному графику теплофикационная турбина обеспечивает выработку тепла в заданном количестве и с заданными параметрами теплоносителя, попутно вырабатывая количество электроэнергии, определяемое расходом и параметрами свежего и отработавшего пара. При изменении машинистом или системой регулирования тепловой нагрузки автоматически изменяется и электрическая нагрузка. Режим работы по температурному графику принято называть

теплофикационным режимом, режимом работы с противодавлением или режимом работы с закрытой диафрагмой ЧНД (часть низкого давления).

Режим работы по электрическому графику – режим, обеспечивающий регулирование тепловой и электрической нагрузки независимо (это совмещение работы двух режимов – конденсационного и теплофикационного).

Работа турбоагрегата в теплофикационном режиме является предпочтительнее за счет того, что в этом режиме обеспечивается наименьший удельный расход топлива на отпускаемую продукцию.

Интересно отметить, что при работе по электрическому графику теплофикационная турбина может работать с разным числом сетевых подогревателей. Примером такой работы может являться летний режим работы при котором верхний теплофикационный отбор закрыт, а нижний подключен к сетевому подогревателю, работающему на нужды горячего водоснабжения.

Переход от одного стационарного режима к другому, например, от работы в теплофикационном режиме на конденсационный называется переходным (нестационарным) режимом. Так как параметры пара и нагрузка на составные части турбоагрегата в разных стационарных режимах различны, при этом каждый стационарный режим не представляет прямой угрозы для турбины, сам процесс перехода может быть опасным, вызывая в некоторых случаях аварийную ситуацию.

Классификация стационарных режимов работы подразделяется на режимы, при которых турбина может работать длительный период времени.

Режим, при котором достигается наибольшая мощность, отпускаемая с шин генератора, при заданных параметрах теплофикационной нагрузки (номинальной) и использовании нерегулируемых отборов пара для постоянных собственных нужд энергоблока, а также полностью открытых регулирующих клапанах, при котором турбоагрегат может работать длительное время, называется номинальным теплофикационным режимом турбины.

Режимы частичной нагрузки относятся как к электрической мощности, так и к теплофикационной, которые независимы в рамках диаграммы режимов турбины.

При частичных нагрузках условия работы некоторых узлов турбины облегчаются (например, нагрузка на рабочие лопатки последних ступеней), однако нагрузка на некоторые элементы возрастает (лопатки регулирующей ступени). Большое разнообразие парциальных нагрузок турбин (электрических и тепловых) приводит к необходимости каждый раз специально отслеживать как параметры пара, так и величину усталостных нагрузок на агрегаты. Например, при работе в конденсационном режиме, когда тепловая нагрузка равна нулю, возрастает нагрузка на лопатки последних ступеней теплофикационной турбины.

Режим, при котором развивается максимальная электрическая нагрузка, отпускаемая с шин генератора на конденсационном режиме или при заданных параметрах теплофикационной нагрузки (в соответствии с диаграммой режимов) и использовании нерегулируемых отборов пара для постоянных собственных нужд энергоблока, при которой турбоагрегат может работать длительное время, называется максимальным режимом теплофикационной турбины.

Холостым ходом называется работа турбины при номинальной частоте вращения с мощностью на зажимах генератора, равной нулю. Главная опасность появления сильной вибрации из-за вертикального смещения нагретых корпусов встроенных подшипников и нарушения линии валопровода. Определенную опасность представляют и вибрационные напряжения в лопатках последних ступеней, увеличивающиеся при малых объемных расходах пара.

Режим нагрузки собственных нужд реализуется при расходе пара, обеспечивающим мощность, достаточную для электроснабжения всего оборудования энергоблока и общестанционного оборудования, необходимого для работы энергоблока электрическая энергия в сеть при этом режиме не отпускается. Расход пара при нагрузке собственных нужд несколько больше, чем при холостом ходе, однако опасности практически такие же, как и при холостом ходе.

2.2 Графики тепловых нагрузок

Режим работы теплофикационных энергоблоков и показатели их экономичности определяются графиками тепловых нагрузок, расходом и температурой сетевой воды. Отпуск теплоты, температуры прямой и обратной сетевой воды $t_{пс}$, $t_{ос}$ и расход воды зависит от температуры наружного воздуха, соотношения нагрузок отопления и горячего водоснабжения. Отпуск теплоты в соответствии с графиком нагрузки обеспечивается за счет теплофикационных отборов турбин с подогревом сетевой воды в основных сетевых подогревателях и пиковых источниках теплоты.

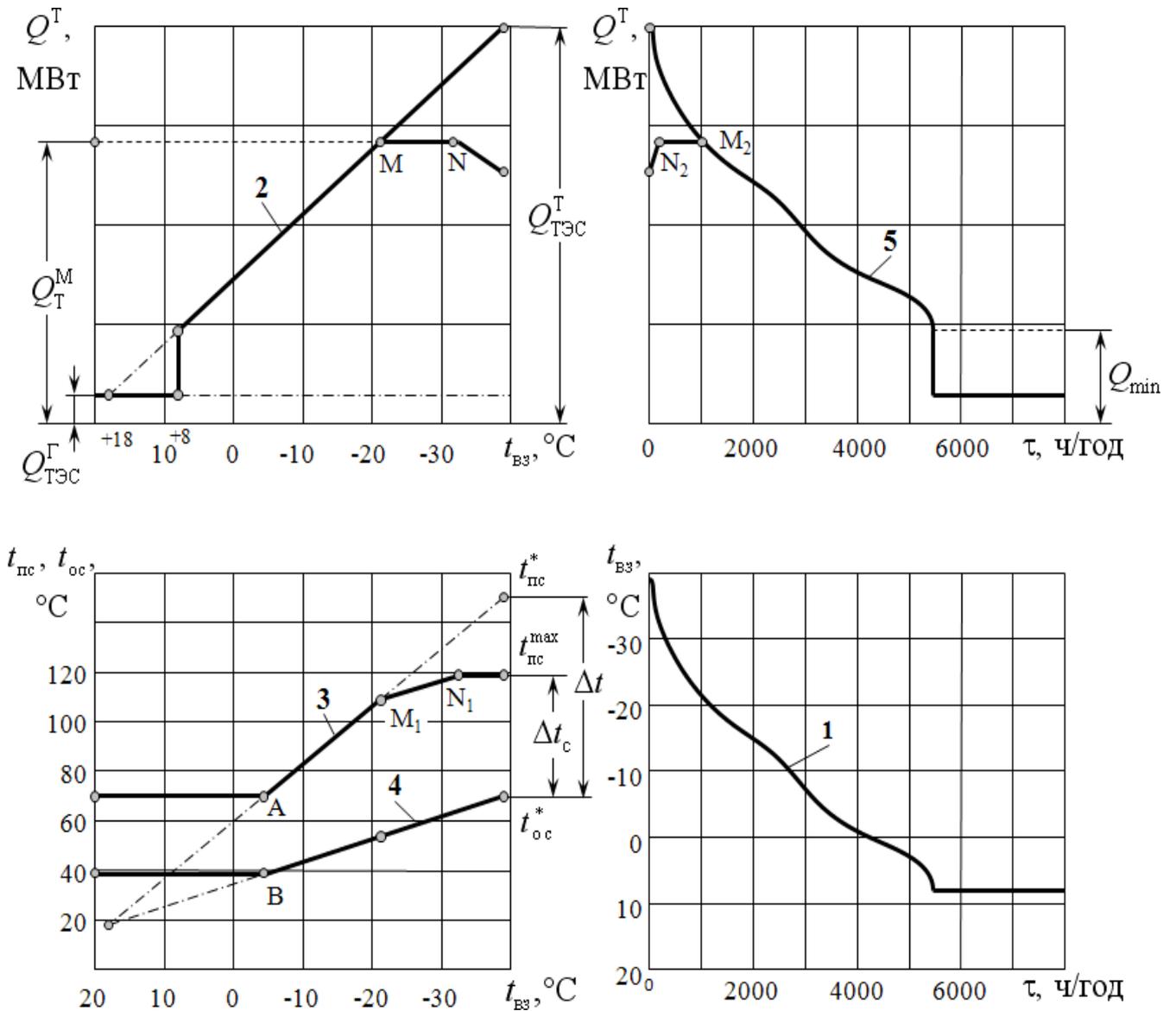


Рисунок 2.1 – Графики тепловых нагрузок

Графики тепловых нагрузок состоят:

- График продолжительности стояния температур наружного воздуха для заданного района функционирования теплоэнергетической установки (ТЭУ) приведен на Рисунке 2.1, кривая 1.

- График зависимости тепловой нагрузки от температуры наружного воздуха (линия 2). Данный график задается тепловым потребителем с учетом норм теплоснабжения и качественного регулирования тепловой нагрузки, где $+18\text{ }^{\circ}\text{C}$ – расчетная температура, при которой наступает состояние теплового равновесия. Принято, что расчетная температура для жилых зданий должна составлять $+18\text{ }^{\circ}\text{C}$, для школ, детских садов, поликлиник и больниц $+20\text{ }^{\circ}\text{C}$, для общественных зданий $+16\text{ }^{\circ}\text{C}$ [93]. Началу и окончанию отопительного сезона соответствует температура наружного воздуха $+8\text{ }^{\circ}\text{C}$, причем согласно нормам, отопление включается при прогнозируемом понижении или повышении температуры в течение трех суток подряд. При этой температуре тепловая нагрузка отопления скачком падает до нуля. Распределяется тепловая нагрузка между основными и пиковыми источниками теплоты с учетом номинальной нагрузки теплофикационных отборов турбины.

- Температурный график (линии 3 и 4).

Представляет собой зависимость температуры прямой и обратной сетевой воды от температуры наружного воздуха региона отопления. При расчетной температуре теплового равновесия $+18\text{ }^{\circ}\text{C}$ оба температурных графика исходят из одной точки с координатами по оси абсцисс и ординат, равными $+18\text{ }^{\circ}\text{C}$. В соответствии с качественным регулированием температуры прямой и обратной сетевой воды из точки теплового равновесия изменяются линейно. По условиям горячего водоснабжения температура прямой воды не может быть менее $70\text{ }^{\circ}\text{C}$, поэтому линия 3 имеет излом при $t_{\text{пс}} = 70\text{ }^{\circ}\text{C}$ (точка А), а на линии 4 соответствующий излом в точке В. В точке N1 температура на выходе из сетевого подогревателя достигает предельного значения.

- График продолжительности тепловых нагрузок (линия 5). Строится с помощью переноса соответствующих точек с графиков 4 и 1. Пиковая часть графика лежит выше линии M2 – N2, характеризует отпуск теплоты от пиковых источников теплоты. Базовая часть графика (ниже линии M2 – N2) характеризует отпуск теплоты из теплофикационных отборов турбины.

2.3 Принципы зонирования температурного графика и методика определения эквивалентной расчетной температуры и тепловых нагрузок

Годовая теплофикационная нагрузка $Q_{ТЭЦ}$, полученная как интегральная характеристика с учетом времени τ стояния температуры $t_{ВЗ}$, для условий зонирования температурного графика, имеет три характерных зоны (Рисунок 2.2). Первая зона обусловлена количественным регулированием отпуска теплоты, вторая зона – качественно-количественным (смешанным) регулированием, третья – качественным.

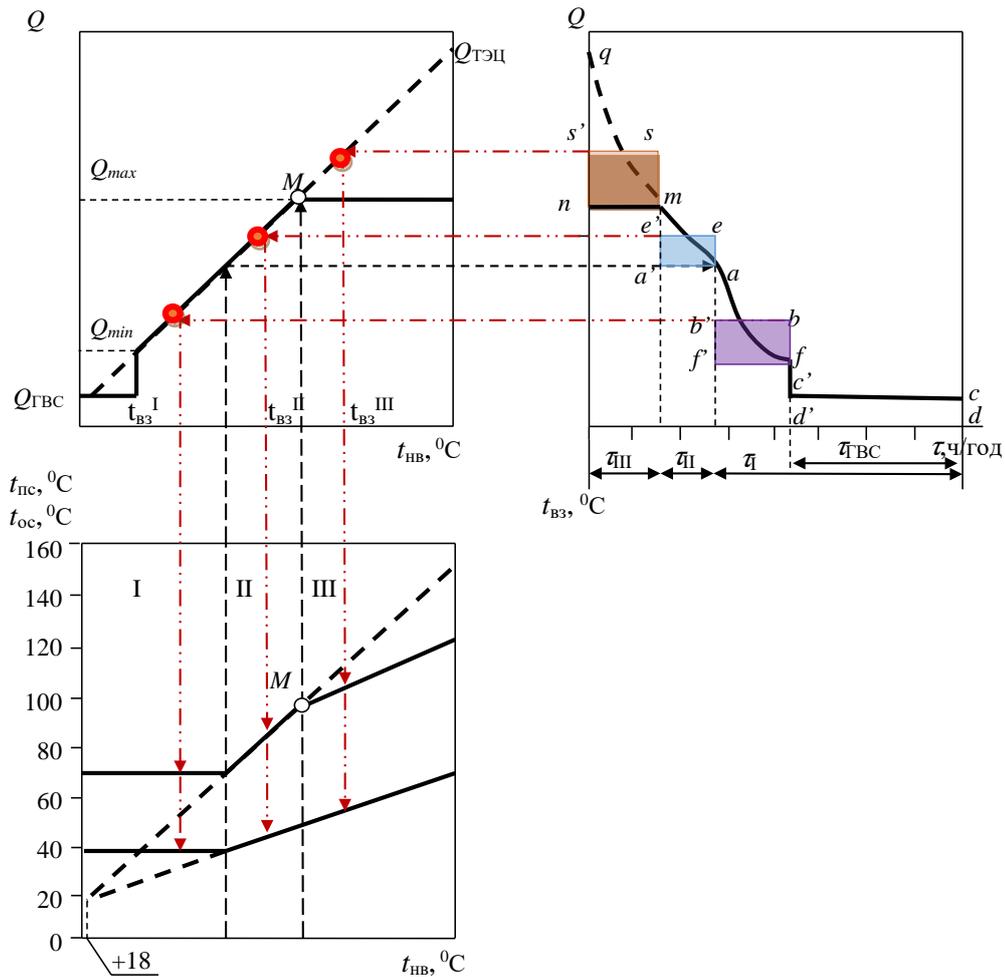


Рисунок 2.2 – Графики тепловых нагрузок

Учитывая, что график тепловых нагрузок берет начало от точки теплового равновесия [94, 95], текущие значения тепловых нагрузок определяют по выражению:

$$Q_i = Q_{\text{ГВС}} + \frac{18 - t_i}{18 - t_*} \cdot (Q_{\text{ТЭЦ}} - Q_{\text{ГВС}}); \quad (2.1)$$

где $Q_{\text{ТЭЦ}}$, $Q_{\text{ГВС}}$ – нагрузки горячего водоснабжения и теплофикационные; t_i , t_* – текущая и расчетная температура воздуха соответственно.

В общем случае годовая теплофикационная нагрузка ТЭЦ:

$$Q_{\text{ТЭЦ}} = Q(t)d\tau; \quad (2.2)$$

где τ – время стояния температур.

Вместе с тем, в инженерной практике существует прием, когда годовой отпуск теплоты определяют по двум режимам зима/лето, при этом летний режим работы определяется нагрузкой ГВС ($\tau_{\text{ГВС}}$, Рисунок 2.2), а зимний режим работы обуславливает весь теплофикационный отпуск теплоты:

$$Q_{\text{ТЭЦ}}^{\text{ЗИМА}} = Q_{\text{ТЭЦ}} - Q_{\text{ГВС}}. \quad (2.3)$$

В этом случае, $Q_{\text{ТЭЦ}}^{\text{ЗИМА}}$ определяют по средней температуре отопительного периода $(\frac{8 + t_*}{2})$, Рисунок 2.2.

Годовой отпуск теплоты пиковыми источниками теплоты (с использованием [34]):

$$Q_{\text{ПИК}}^{\text{ГОД}} = Q_{\text{ТЭЦ}} \cdot \tau_{\text{от}} \cdot \left(\frac{1 - \alpha_{\text{ТЭЦ}}}{1 - \bar{Q}_{\text{min}}} \right)^n \cdot (\bar{Q} - \bar{Q}_{\text{min}}). \quad (2.4)$$

Относительная минимальная нагрузка:

$$\bar{Q}_{\text{min}} = \frac{Q_{\text{min}}}{Q_{\text{ТЭЦ}}}; \quad (2.5)$$

где Q_{min} – минимальная теплофикационная нагрузка начала отопительного сезона.

Тогда годовой отпуск теплоты теплофикационной турбиной:

$$Q_{\text{ОТ}}^{\text{ГОД}} = Q_{\text{ТЭЦ}} \cdot \tau_{\text{от}} \cdot \left(\frac{1}{1 - \bar{Q}_{\text{min}}} \right)^n \cdot (\bar{Q} - \bar{Q}_{\text{min}}) - Q_{\text{ПИК}}^{\text{ГОД}} + Q_{\text{ГВС}} \cdot (8760 - \tau_{\text{от}}). \quad (2.6)$$

Относительная нагрузка ТЭЦ за отопительный период:

$$\bar{Q} = \left(1 - \frac{Q_{\text{ГВС}}}{Q_{\text{ТЭЦ}}}\right) \cdot \frac{18 - t_{\text{вз}}^{\text{cp}}}{18 - t_*} + \frac{Q_{\text{ГВС}}}{Q_{\text{ТЭЦ}}}; \quad (2.7)$$

где $t_{\text{вз}}^{\text{cp}}$ – средняя за отопительный период ($\tau_{\text{от}}$) температура окружающей среды.

Показатель степени:

$$n = \frac{1 - \bar{Q}_{\text{min}}}{Q - \bar{Q}_{\text{min}}}. \quad (2.8)$$

Максимальная тепловая нагрузка ТЭЦ в соответствии с потребностью теплового потребителя:

$$Q_{\text{ТЭЦ}} = \frac{Q^{\text{max}}}{\alpha_{\text{ТЭЦ}}}. \quad (2.9)$$

Здесь $\alpha_{\text{ТЭЦ}}$ – коэффициент теплофикации, Q^{max} – максимальная теплофикационная мощность паровой турбины.

Годовой отпуск теплоты в условиях зонирования температурного графика может быть определен аналогичным способом, однако в этом случае выражение (2.7) примет вид системы:

$$\begin{cases} \bar{Q}_I = \left(1 - \frac{Q_{\text{ГВС}}}{Q_{\text{ТЭЦ}}}\right) \cdot \frac{18 - t_{\text{вз}}^I}{18 - t_*} + \frac{Q_{\text{ГВС}}}{Q_{\text{ТЭЦ}}}; \\ \bar{Q}_{II} = \left(1 - \frac{Q_{\text{ГВС}}}{Q_{\text{ТЭЦ}}}\right) \cdot \frac{18 - t_{\text{вз}}^{II}}{18 - t_*} + \frac{Q_{\text{ГВС}}}{Q_{\text{ТЭЦ}}}; \\ \bar{Q}_{III} = \left(1 - \frac{Q_{\text{ГВС}}}{Q_{\text{ТЭЦ}}}\right) \cdot \frac{18 - t_{\text{вз}}^{III}}{18 - t_*} + \frac{Q_{\text{ГВС}}}{Q_{\text{ТЭЦ}}}; \end{cases} \quad (2.10)$$

В этих выражениях $t_{\text{вз}}^{I,II,III}$ – расчетные температуры воздуха характерных зон графика тепловых нагрузок (Рисунок 2.2).

Выражение (2.6), в свою очередь примет вид:

$$Q_{\text{от}}^{\text{год}} = \sum_i^{i=3} Q_{\text{ТЭЦ}} \cdot \tau_{\text{от}} \cdot \left(\frac{1}{1 - \bar{Q}_{\text{min}}}\right)^n \cdot (\bar{Q} - \bar{Q}_{\text{min}}) - Q_{\text{пик}}^{\text{год}} + Q_{\text{ГВС}} \cdot \tau_{\text{ГВС}}; \quad (2.11)$$

где $i=1,2,3$ – соответствует времени $\tau_I, \tau_{II}, \tau_{III}$ (Рисунок 2.2) и характеризует продолжительность работы турбины в разных зонах температурного графика, $\tau_{\text{ГВС}}$ – продолжительность режима работы ГВС в отсутствии отопительной нагрузки.

Расчетная температура воздуха $t_{вз}^i$ определяется как эквивалентная температура, при которой обеспечивается отпуск теплоты по графику тепловых нагрузок в соответствующей зоне регулирования, то есть выполняется условие равенства площадей.

$$\begin{cases} F(aff') = F(f'b'bf) - \text{зона количественного регулирования;} \\ F(a'm'a) = F(ae'ea) - \text{зона смешанного регулирования;} \\ F(nqm) = F(ns'sm) - \text{зона качественного регулирования.} \end{cases} \quad (2.12)$$

При таком подходе в эквивалент расчетной температуре ставится годовой отпуск теплоты, отпущенной с тем или другим способом регулирования. Такой подход обеспечивает связь между теплотой и разными группами оборудования, задействованными в ее отпуске.

Не сложно заметить, что в условиях зонирования температурного графика необходимо иметь три точки, которые отражают способ регулирования отпуска теплоты потребителю.

Таким образом, разработан метод определения эквивалентной расчетной температуры в условиях зонирования температурного графика для теплофикационных энергоблоков. Метод опирается на известные теоретические положения определения/построения графиков тепловых нагрузок [96] и одновременно учитывает режимные особенности работы в виду способа регулирования отпуска теплоты [83] через зонирование температурного графика.

2.4 Расчет годовых тепловых нагрузок в условиях зонирования температурного графика на примере энергоблока на базе турбины Т-180

Далее в работе предлагается расчет годовых тепловых нагрузок на примере энергоблока на базе турбины Т-180. Расчет проведен традиционным способом при учете зимнего и летнего режимов работы по осредненным показателям, а также в условиях зонирования температурного графика. При этом исходными данными для расчета энергоблока в условиях зонирования температурного графика является диаграмма режимов для турбины Т-180 (Рисунок 2.3) и ее нормативные показатели

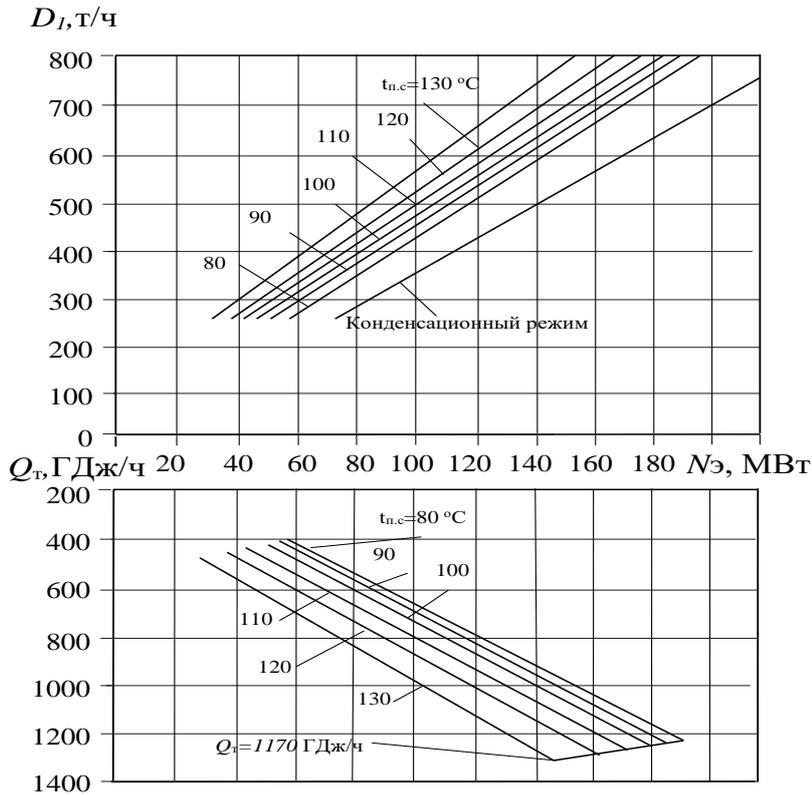


Рисунок 2.3 – Диаграмма режимов турбины Т-180

согласно данным завода-изготовителя [93], такие, как: номинальная электрическая и тепловая мощности турбины, параметры пара в регулируемом отборе, температуры острого и перегретого пара, температура питательной воды. Для каждой зоны температурного графика определялись расчетные электрические и тепловые мощности турбины, длительность зоны регулирования, расчетные температуры воздуха.

Расчеты проведены в двух вариантах: традиционный для инженерной постановки (зима/лето) и в условиях зонирования температурного графика по эквивалентным расчетным температурам. Результаты сравнения расчетов сведены в Таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Результаты расчета тепловых нагрузок для турбины Т-180

Показатель	Размерность	Нет зонирования	Есть зонирование			
			I	II	III	ГВС
$t_{вз}$	°C	-15	+1	-7	-26	-
τ	час	5500	1000	1000	3500	1000
$Q_{ТЭЦ}$	МВт	500	500			-
$Q_{ГВС}$	МВт	75	75			-
Q_{min}	МВт	150	150			-
\overline{Q}_{min}	-	0,3	0,3			-

Показатель	Размерность	Нет зонирования	Есть зонирование			
			I	II	III	ГВС
\bar{Q}	-	0,634	0,39	0,61	0,8	-
n	-	2,09	7,7	2,25	1,4	-
$Q_{от}^{год}$	МВт·ч/ Гкал	2,15·10 ⁶ / 1,85·10 ⁶	0,67·10 ⁶ / -	0,3·10 ⁶ / -	1,42·10 ⁶ / -	0,24·10 ⁶ / -
ΔQ	МВт·ч/ Гкал	0,45/0,451				
δ	%	+21				

Расчет тепловых нагрузок для турбины Т-180 с $Q_T \sim 300$ МВт, при коэффициенте теплофикации $\alpha_{тэц} = 0,6$ и для региона с расчетной температурой холодного месяца – 39 °С показывает, что учет зонирования температурного графика ведет к увеличению расчетного годового отпуска теплоты на 21 %, по сравнению с расчетом без учета зонирования.

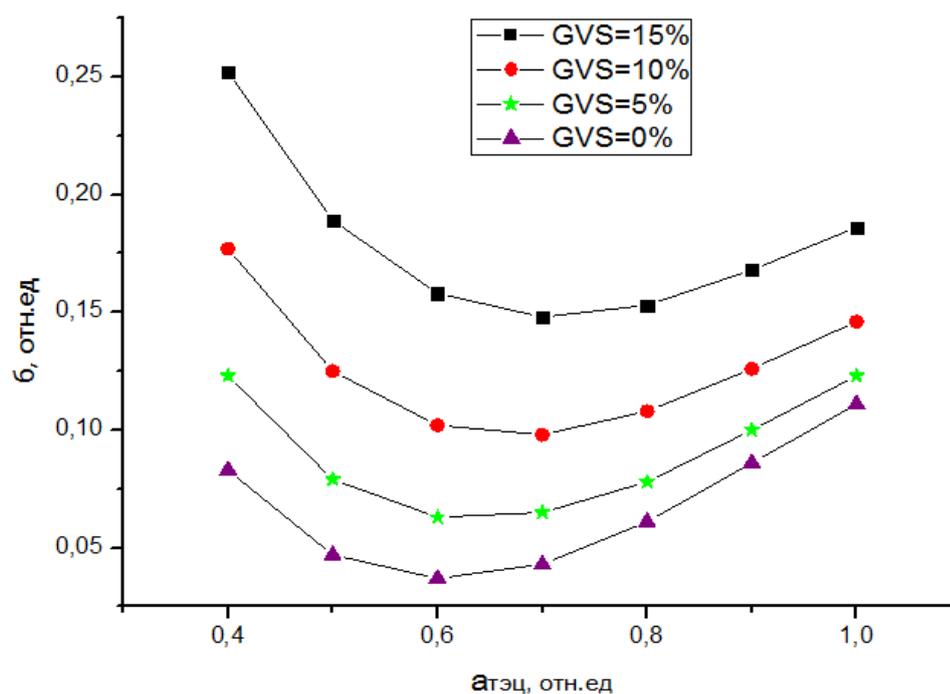


Рисунок 2.4 – Результаты расчета тепловых нагрузок

Кроме того, произведен расчет тепловых нагрузок при изменении коэффициента теплофикации $\alpha_{\text{ТЭЦ}}$ и нагрузки горячего водоснабжения (Рисунок 2.4). Можно видеть, что в зависимости от режима отклонение составляет от 5-25 %. Такие существенные расхождения в результате подтверждают необходимость более подробного исследования влияния зонирования температурного графика на характеристики работы теплофикационных энергоблоков.

Выводы по второй главе

1. Разработан метод определения эквивалентной расчетной температуры, который учитывает режимные особенности работы теплофикационных энергоблоков в виде способа регулирования отпуска теплоты через зонирование температурного графика.
2. Показано, что при зонировании температурного графика следует иметь три расчетных точки.
3. На примере теплофикационного энергоблока на базе турбины Т-180 показано, что учет способа регулирования отпуска теплоты за счет зонирования температурного графика ведет к отклонению расчетного отпуска теплоты на 5-25 % по сравнению с расчетом в традиционной инженерной постановке.

ГЛАВА 3 МЕТОДИКА ОПТИМИЗАЦИИ ТЕПЛОФИКАЦИОННЫХ ЭНЕРГОБЛОКОВ ПРИ РАБОТЕ В УСЛОВИЯХ ЗОНИРОВАНИЯ ТЕМПЕРАТУРНОГО ГРАФИКА

3.1 Применение эксергетического метода в исследованиях кафедры ТЭС НГТУ

Эксергетический метод термодинамического анализа ТЭУ, основные положения которого представлены ниже, в сочетании с агрегатным подходом разработан на кафедре Тепловых электрических станций Новосибирского государственного технического университета (ТЭС НГТУ) в конце прошлого века под руководством известного учёного-энергетика Ноздренко Г.В. С использованием этого (эксерго-агрегативного) метода [97-99] решался широкий ряд задач анализа и оптимизации работы как действующих энергоустановок, так и перспективных энергоблоков, оснащенных новым оборудованием или технологиями топливоиспользования, топочных процессов, природоохранных систем, отпуска теплоты и т.п. К ним следует отнести работы П.А. Щинникова по оптимизации параметров энергоблоков с термоподготовкой топлива (1997-98 гг.) [100], влияние выбросов энергоблоков ТЭЦ на атмосферу городов (1998-2000 гг.) [101], исследованию многоцелевых энергоблоков, выпускающих гамму продуктов с товарными свойствами (2000-2005 гг.) [102], В.В. Зыкова по оптимизации параметров ПГУ с технологией внешнего сжигания (1999 г.) [103], Ю.Л. Пугача по исследованию комбинированных систем теплоснабжения (2000 г.) [104], В.Г. Томилова по комплексному исследованию энергоблоков с новыми технологиями (1998-2001 гг.) [105], А.А. Ловцова по исследованию эффективности ТЭЦ с газотурбинными настройками (2003 г.) [106], О.А. Вихмана по оптимизации параметров энергоблоков с технологией газификации угля в плазменном расплаве (2003 г.) [107], Н.Г. Зыковой по оптимизации котлов с кольцевой топкой (2004 г.) [108], П.Ю. Коваленко по комплексной оценке повышения эффективности энергоблоков ТЭС путем утилизации теплоты уходящих газов в системах регенерации турбин (2004 г.) [109], И.В. Бородихина по оптимизации

параметров ТЭЦ при работе в комбинированной системе теплоснабжения совместно с ДВС (2004 г.) [110], Ц. Тербиш по возможности применения комбинированных систем теплоснабжения в энергетике Монголии (2005 г.) [111], А.П. Калюшина по исследованию эксгаустерных пылеугольных газотурбинных ТЭЦ с внешним сжиганием (2006 г.) [112], О.К. Григорьевой по комплексному исследованию ПГУ с газо-газовыми подогревателями (2006 г.) [113], Е.Е. Русских по оптимизации параметров энергоблоков с котлами с циркулирующим кипящим слоем (2007 г.) [114], О.В. Боруш по определению эффективности применения ПГУ в условиях регионального энергетического баланса (2008 г.) [115], А.Р. Квривишвили по оптимизации параметров паропаровых энергоблоков (2009 г.) [116], А.Г. Кузьмина по исследованию ПГУ с поточными газификаторами и наработкой водорода (2009 г.), А.И. Дворцевого по анализу влияния параметров регулирования пылеугольных теплофикационных энергоблоков на перерасход топлива (2010 г.) [117], Б. Пашка по исследованию эффективности технологии комбинированного теплоснабжения с внутриквартальными тепловыми насосами применительно к Монголии (2011 г.) [118], А.В. Сафронова по повышению эффективности информационно-измерительных систем при определении технико-экономических показателей ТЭЦ (2012 г.) [119], В.С. Шепеля по оптимизации параметров энергоблоков ССКД с системами серо- и азотоочистки (2012 г.) [120], А.А. Францевой по оптимизации параметров энергоблоков ТЭС с термотрансформаторами на низкокипящих рабочих в телах (2015 г.) [121], Ч. Оршуу по разработке систем эксергетических показателей эффективности работы Улан-Баторская ТЭЦ (2017 г.) [122], С.В. Зыкова по эксергетической оптимизации режимов работы ТЭЦ (2017 г.) [123].

Наравне с научными задачами при помощи эксерго-агрегативного метода решались прикладные задачи по реконструкции Бийской ТЭЦ, разработке технических предложений в модернизации Приморской ГРЭС, по модернизации энергохозяйства Ковдорского ГОКа, по разработке технических предложений модернизации котельных НоВЭЗа, Томского НХК, группы компаний «Калинка» и других энергетических предприятий.

Эксерго-агрегативной метод развивается на кафедре ТЭС НГТУ через научно-исследовательские работы по оптимизации параметров и совершенствованию двухтопливных ПГУ с бинарностью меньше единицы и преимущественным использованием угля, по определению истинных перерасходов топлива при отклонении параметров функционирования энергоблоков от номинальных значений, а также по исследованию влияния отклонения параметров низкопотенциальной группы энергоблоков на их общую эффективность.

В настоящей работе этот метод применяется для решения задачи оптимизации параметров теплофикационных энергоблоков в условиях работы в зонированном температурном графике по способу регулирования отпуска теплоты. При этом перспективой развития метода может стать решение задачи оптимизации установленных мощностей централизованных и распределенных частей комбинированной системы теплоснабжения в условиях зонирования температурного графика.

3.2 Основные положения эксергетической методики исследования тепло-энергетических установок

Эксергетический потенциал включает в себя наряду с параметрами рабочего тела (или потока энергии) еще и параметры равновесной окружающей среды и поэтому определяет энергетические ресурсы ТЭУ (или ее части), пригодные для получения работы (а, следовательно, и для энергетических превращений) в условиях окружающей среды. Мерой этих ресурсов является эксергия, а функции, определяющие ее величину, являются энергетическими функциями.

Рассмотрим изолированную систему, состоящую из источника работы, представляющего поток рабочего тела с давлением P_1 и температурой T_1 и окружающей среды с параметрами P_0, T_0 . Подсчитаем работоспособность (в расчете на единицу массы) рабочего тела в такой системе. Максимальная работоспособность (эксергия) вещества в потоке определяется в процессе его равновесного перехода из заданного состояния в состояние равновесия с окружающей средой. Вначале осуществляется равновесный адиабатный процесс, в результате которого температура

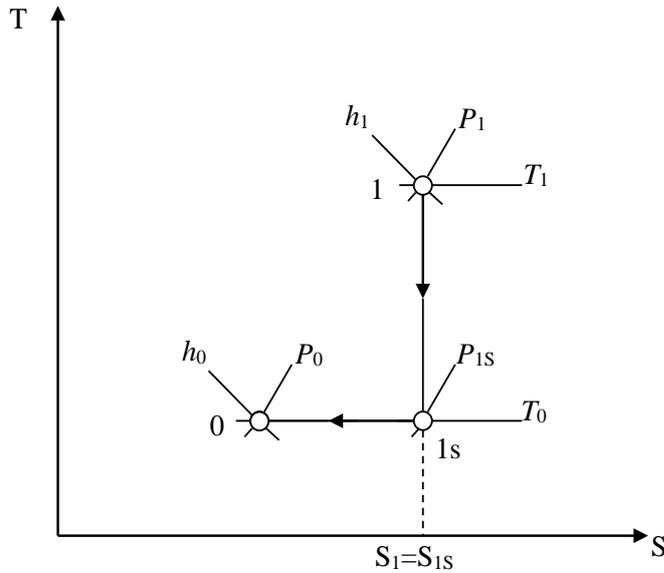


Рисунок 3.1 – Равновесный переход вещества в потоке из состояния 1 в состояние 0

вещества в потоке снижается от T_1 до T_0 , а давление от P_1 до некоторого давления P_s ; затем равновесный изотермический процесс, в котором за счет теплообмена с окружающей средой (при бесконечно малой разности температур) вещество в потоке достигает давления P_0 (Рисунок 3.1).

Эксергия вещества в потоке:

$$e = (h_1 - T_0 S_1) - (h_0 - T_0 S_0);$$

или

$$e = h_1 - T_0 S_1 + c; \quad (3.1)$$

где константа $c = -(h_0 - T_0 S_0)$.

Полезным свойством функции e является возможность определить величину работоспособности теплового потока в любом сечении теплоэнергетической установки (ТЭУ). Величина эксергии e_q теплового потока q определяется уравнением:

$$e_q = \sum \delta q \frac{T - T_0}{T} = \sum \delta q \cdot \tau_e. \quad (3.2)$$

Здесь температурная функция (температурный коэффициент):

$$\tau_e = \frac{T - T_0}{T}, \quad (3.3)$$

что соответствует термическому КПД цикла Карно между температурными состояниями T и окружающей среды T_0 .

При условии $T - idem$ и $\tau_e = idem$ формула (3.2) примет вид:

$$e_q = q \cdot \tau_e. \quad (3.4)$$

Следует отметить, что в практических задачах термодинамического анализа, температуру окружающей среды T_0 следует принимать равной той, которую достигимо реализовать в анализируемой технической установке.

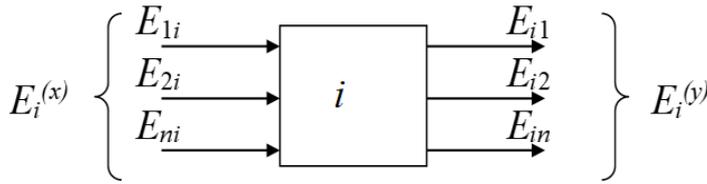


Рисунок 3.2 – Система взаимодействия i -й системы с окружающей средой и находящимися в ней объектами

Характер взаимодействия ТЭУ (как некоторой i -ой термодинамической системы) с окружающей средой и находящимися в ней энергообъектами можно представить (для общего случая) посредством схемы, показанной на Рисунке 3.2. К ТЭУ подводится суммарная эксергия $E_i^{(x)} = (E_{1i}, E_{2i}, \dots, E_{ni})$ и отводится суммарная эксергия $E_i^{(y)} = (E_{i1}, E_{i2}, \dots, E_{in})$, являющаяся эксергетической производительностью (мощностью) системы [124]. Эксергетическая эффективность (КПД) функционирования ТЭУ (в целом как агрегата) $\eta_i = E_i^{(y)} / E_i^{(x)}$.

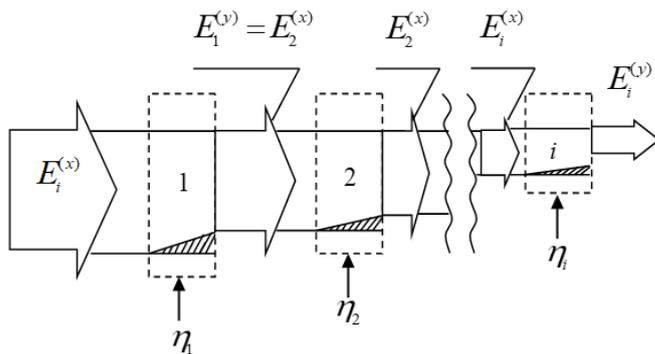


Рисунок 3.3 – Диаграмма потоков эксергии в системе с последовательным соединением агрегатов

Если ТЭУ представить в виде последовательно соединённых агрегатов [125] (процесс в которых протекает без подвода и отвода эксергии извне и без ее циркуляции между ними, Рисунок 3.3), то $E_i^{(y)} = E_i^{(x)} \cdot \eta_1 \cdot \eta_2 \cdot \dots \cdot \eta_i$ и КПД $\eta = \prod \eta_i$. Из этого следует, что каждый килоджоуль эксергии на выходе требует затрат эксергии на входе больших, чем его собственная величина. В этом смысле на «вторичная» эксергия $E_i^{(y)}$ неэквивалентна «первичной» эксергии $E_i^{(x)}$ (на входе) она больше «стоит» (является технически более ценной) в данных условиях.

В такой постановке потеря в 1 кВт в последнем агрегате технологической цепи будет обходиться в $\eta = \prod_{i=2}^n \eta_i$ раз дороже чем в первом.

Характер взаимодействия ТЭУ (как некоторой i -ой термодинамической системы) с окружающей средой и находящимися в ней энергообъектами можно представить (для общего случая) посредством схемы, показанной на Рисунке 3.2. К ТЭУ подводится суммарная эксергия $E_i^{(x)} = (E_{1i}, E_{2i}, \dots, E_{ni})$ и отводится суммарная эксергия $E_i^{(y)} = (E_{i1}, E_{i2}, \dots, E_{in})$, являющаяся эксергетической производительностью (мощностью) системы [124]. Эксергетическая эффективность (КПД) функционирования ТЭУ (в целом как агрегата) $\eta_i = E_i^{(y)} / E_i^{(x)}$.

Если ТЭУ представить в виде последовательно соединённых агрегатов [125] (процесс в которых протекает без подвода и отвода эксергии извне и без ее циркуляции между ними, Рисунок 3.3), то $E_i^{(y)} = E_i^{(x)} \cdot \eta_1 \cdot \eta_2 \cdot \dots \cdot \eta_i$ и КПД $\eta = \prod \eta_i$. Из этого следует, что каждый килоджоуль эксергии на выходе требует затрат эксергии на входе больших, чем его собственная величина.

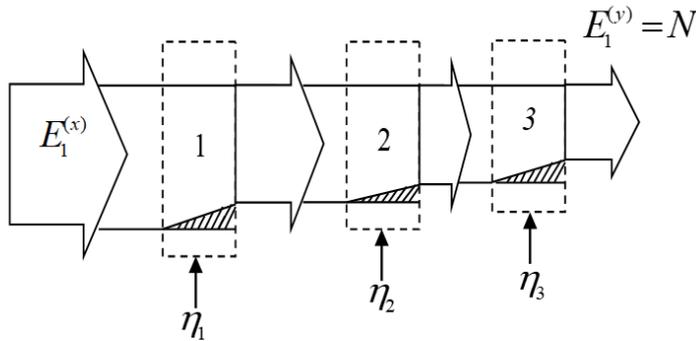


Рисунок 3.4 – Диаграмма потоков эксергии в системе с последовательным соединением трех агрегатов: 1 – котел; 2 – турбина; 3 – генератор

Для установок, состоящих из трех агрегатов, например, котел, турбина и генератор (Рисунок 3.4), с эксергетическим КПД $\eta_1 = 0,55, \eta_2 = 0,7, \eta_3 = 0,95$ потеря 1 кВт эксергии в генераторе будет обходиться в $1 / (\eta_1 \cdot \eta_2) = 1 / (0,7 \cdot 0,95) \approx 1,5$ раза «дороже», чем в парогенераторе (котле).

Методические положения, лежащие в основе эксергетического метода, являются результатом обобщения и развития (применительно к многоцелевым ТЭУ электростанций) эксергетических принципов и эксергетической методологии, разработанных А.И. Андриющенко [126] и В.М. Бродянским [125], и методологии теории агрегативных систем Н.П. Бусленко [39].

Агрегативно – эксергетический метод является методом последовательных операций: структурного представления функционирующей теплоэнергетической установки в виде эксергетически агрегативной системы (ЭА – системы), ее математического моделирования, использования математических моделей для расчетов, эксергетического анализа и оптимизации параметров функционирования многоцелевых ТЭУ ТЭС.

Алгоритм представления ТЭУ в виде ЭА – системы и ее математического моделирования содержит ряд процедур. Данный алгоритм разработан на кафедре ТЭС НГТУ под руководством Г.В. Ноздренко [61] и заключается в следующем.

Во-первых, теплоэнергетической установке вместе с взаимосвязями с внешней средой ставится в соответствие некоторая ЭА – система в виде ориентированного Γ – графа [61]:

$$\Gamma = \{I, J\}, \quad (3.5)$$

который формируется на основе термодинамической направленности процессов в ТЭУ и является одним из видов ее структурной схемы.

Множество вершин (I) графа отображает агрегаты энергоустановки:

$$I = i \{ E_i^{(x)}, E_i^{(y)}, \eta_i, F_i \}. \quad (3.6)$$

а множество дуг J – каналы связи между агрегатами. Множество I делится на несколько непересекающихся множеств: I_1 соответствует источникам топлива, I_2 – технологической схеме, I_3 – энергопотребителю.

Во-вторых, каждому агрегату энергетической установки, в качестве которого выступают самостоятельно (в той или иной мере) функционирующие части (например, котел, турбина, система регенерации и т.д.) устанавливаются определенное количество функций. Данные функции обусловлены связями, сформированными между агрегатами в исследуемой установке. В качестве одной функции i -го агрегата рассматривается поставка им некоторого энергоносителя j -м агрегатом. Энергоносители представляют собой материальные носители энергии (эксергии): топливо, воздух, продукты сгорания, пар, вода, механическая и электрическая передача, и т.д.

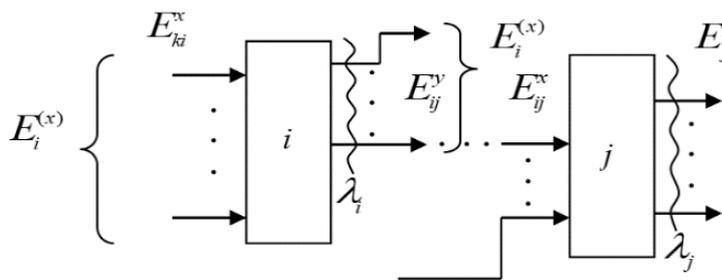


Рисунок 3.5 – Схема соединения функциональных частей эксергетической агрегативной системы в Γ – графе

Далее устанавливаются входное и выходное сечение агрегата в зависимости от его функционального назначения (Рисунок 3.5).

При этом на основе направленности процессов в ТЭУ задают направление процесса преобразования эксергии $E_i^{(x)}$ в эксергию $E_i^{(y)}$, то есть агрегат рассматривается как многомерный технологический оператор. К каждому i -му агрегату подводят с k -ым энергоносителем некоторое количество эксергии $E_{ki} = E_i^{(x)} | \forall k \in V_i(i)$, где множество входов:

$$V_i(i) = \{ k \in I; (k, i) \in J \}, E_i^{(x)} = \sum_{k \in V(i)} E_{ki}. \quad (3.7)$$

В свою очередь, от каждого i -го агрегата отводится с j -м энергоносителем по j -му каналу связи некоторое количество эксергии $E_{ij} = E_i^{(y)} | \forall j \in W(i)$, где множество выходов:

$$W(i) = \{j \in I; (i, j) \in J\}, E_i^{(y)} = \sum_{j \in W(i)} E_{ij}. \quad (3.8)$$

Формально по любому j -му каналу связи E_{ij} передается без искажений (т.е. эксергия E_{ij} в начале и в конце – одинакова).

Исключаются те j -е каналы связи ($j \in W(i)$), которые оказались функционально включенными в промежуточное сечение процесса в агрегате. Например, если в качестве агрегата определить котел с системами и агрегатами, то система нагрева и подачи вторичного воздуха или поток газов рециркуляции окажутся внутренними для агрегата и будут подлежать исключению.

Минимизируется количество функций (действий) агрегата, то есть минимизируется размерность множества выходов $W(i)$. Процесс минимизации $W(i)$ считается законченным, когда дальнейшее разделение какого-либо элемента ТЭУ на агрегаты уже не приводит к понижению размерности $W(i)$ без искажения реальных процессов в агрегате. Иначе говоря, необходимо, чтобы для каждого агрегата $W(i) \rightarrow \min$ при ограничениях:

$$\{V(i) \neq 0 \wedge E_i^{(x)} > 0 \wedge W(i) \neq 0 \wedge E_i^{(y)} > 0 \wedge E_j^{(y)} \leq E_j^{(x)}\}. \quad (3.9)$$

В соответствии с этим паровая турбина, например, с шестью отборами пара должна моделироваться не одним агрегатом с восемью каналами связи на выходе (для отборов пара, отработавшего пара и механической передачи), а семью агрегатами: первые шесть имеют на выходе по три канала связи (для отбора пара, отработавшего пара, подводимого к последующему отсеку турбины, механической передачи), последний агрегат – два канала связи (для отработавшего пара и механической передачи)

Для каждого агрегата определяют его термодинамическую эффективность в виде эксергетического КПД:

$$\eta_i = (E_i^{(y)} / E_i^{(x)}) | \forall i \in I_2; I_2 \in I. \quad (3.10)$$

Эксергетические характеристики агрегата $i \in I_2$ представляются в виде:

$$\{E_{ki} = F_{ki}(E_i^{(y)}, \eta_i) | \forall k \in V(i)\} | \forall i \in I_2, \quad (3.11)$$

где $F_{ki} \in F_i / \forall k \in V(i)$; F_i – некоторый векторный оператор, отражающий с достаточной точностью детерминированную основу процесса функционирования агрегата.

Формируются технические ограничения:

$$\{E_{ki} | \forall k \in V(i); E_{ij} | \forall j \in W(i)\} \in G_i | i \in I, \quad (3.12)$$

где G_i – некоторые замкнутые области (определяемые условиями функционирования агрегата на различных режимах).

Затем формируется Лагранжиан, характеризующий связи между термодинамической эффективностью агрегатов и эффективностью в целом ТЭУ:

$$L = \frac{3600}{Q_H^p} E_0 + \sum_{i \in (I_1 \cup I_2)} \lambda_i \left[\sum_{j \in W(i)} F_{ij}(E_j^{(y)}, \eta_i) - E_i^{(y)} \right], \quad (3.13)$$

где Q_H^p – 29309 кДж/кг условного топлива; E_0 – эксергия условного топлива, кВт; λ_i – неопределенные множители Лагранжа (имеющие физический смысл некоторых эксергетических затрат топлива, приписываемых каждому j -му энергоносителю, производимому в i -м агрегате, и характеризующие в этом смысле как бы некоторую техническую ценность эксергии $E_j^{(y)}$).

Для описания эксергетических взаимосвязей между агрегатами составляется система уравнений:

$$\begin{cases} \frac{\partial L}{\partial E_0} = 0,123 - \lambda_0 = 0, \\ \frac{\partial L}{\partial E_i^{(y)}} = \sum_{k \in V(i)} \lambda_k \frac{\partial [F_{ki}(E_i^{(y)}, \eta_i)]}{\partial E_i^{(y)}} - \lambda_i = 0, i \in I_2. \end{cases} \quad (3.14)$$

Решая систему уравнений (3.14), находят множители Лагранжа и определяют эксергетические КПД ТЭУ по производству каждого j -го энергоносителя:

$$\begin{cases} \eta_{ij} = \frac{\lambda_0}{\lambda_i} = 0,123 / \sum_{k \in V(i)} \lambda_k \frac{\partial F_{ki}(E_i^{(y)}, \eta_i)}{\partial E_i^{(y)}}, \\ (\forall i \in I_2, \forall j \in W(i)) \vee (j \in V(i), i \in I_3). \end{cases} \quad (3.15)$$

Таким образом, представляя энергетическую установку как систему агрегатов со связями, и, обеспечивая ее унифицированное математическое описание, можно получить выражение для определения эксергетической эффективности отпуска продукции в любом сечении установки.

Например, для ТЭУ, отпускающей потребителям несколько видов продукции в виде электроэнергии, теплоты, синтетического топлива и продуктов переработки золы (как наиболее общий случай теплоэнергетической установки) структурная схема Γ – графа будет выглядеть, как показано на Рисунке 3.6.

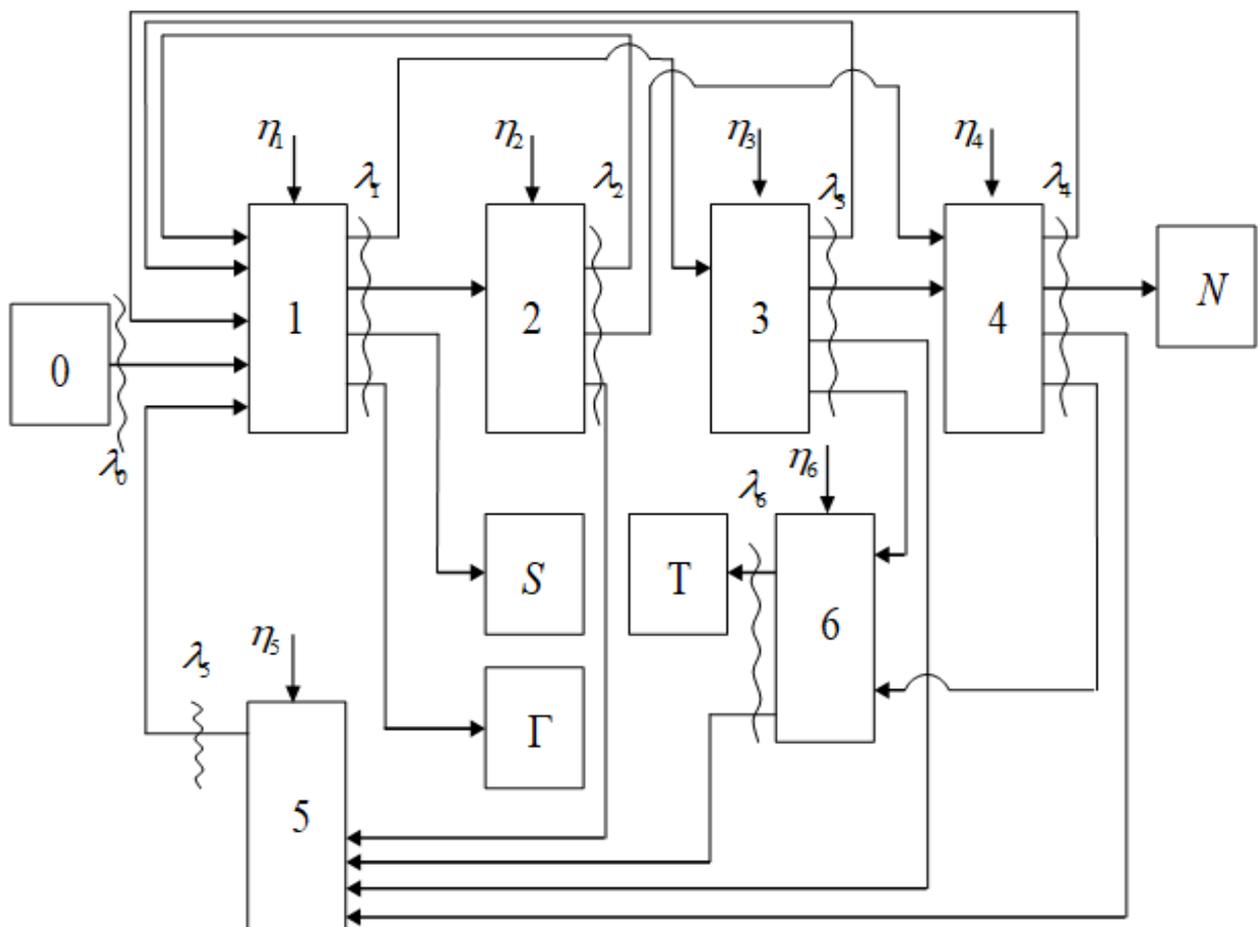


Рисунок 3.6 – Граф энерготехнологического блока: N , T , G , S – потребители электроэнергии, теплоты, синтетического топлива, химических продуктов

Можно видеть (Рисунок 3.6), что Γ – граф энергоблока представлен шестью агрегатами (функционирующими частями). Первый агрегат включает в себя паро-

генерирующие оборудование вместе с технологическими системами (топливоподачей и пылеприготовлением, парогенератором, газогенератором в случае отпуска газа в виде синтетического топлива, систем эвакуации дымовых газов и вторичной переработки золы, при наличии). Второй агрегат (функционирующая часть) представляет собой часть высокого давления турбины. Третьей являются части среднего и низкого давления турбины. Четвертый агрегат объединяет электрическое оборудование, а пятый включает систему технического водоснабжения и регенерации основного конденсата и питательной воды. Шестой включает оборудование системы отпуска теплоты. Кроме того, энергоблок характеризует нулевой агрегат, под которым понимают ввод топлива в установку. Нулевой агрегат характеризует внешнюю среду. Внешняя среда, кроме того, характеризуется потребителями продукции. Каждому агрегату энергоблока соответствует собственный эксергетический КПД (η), а множитель Лагранжа (λ) характеризует любое расчетное сечение Γ – графа (Рисунок 3.6).

Для представленной модели энергетической установки функция Лагранжа принимает вид:

$$\begin{aligned}
 L = & 0,123E_0 + \lambda_0(\sum_{j=1} F_{0j}E_{0j}\eta_j^{-1} - E_0) + \lambda_1(\sum_{j=2,3} F_{1j}E_{1j}\eta_j^{-1} + E_{1s} + E_{1\Gamma} - E_1) + \\
 & + \lambda_2(\sum_{j=1,4,5} F_{2j}E_{2j}\eta_j^{-1} - E_2) + \lambda_3(\sum_{j=1,4,5,6} F_{3j}E_{3j}\eta_j^{-1} - E_3) + \lambda_4(\sum_{j=1,5,6} F_{4j}E_{4j}\eta_j^{-1} + N - E_4) + \\
 & + \lambda_5(\sum_{j=1} F_{5j}E_{5j}\eta_j^{-1} - E_5) + \lambda_6(\sum_{j=5} F_{6j}E_{6j}\eta_j^{-1} + E_T - E_6) + \sum_{j=0}^6 3_j(E_j^y)_{\eta_j}.
 \end{aligned} \quad (3.16)$$

В этом выражении функционал F определяется как:

$$F_{ij} = \frac{\eta_i E_{ij}^x}{E_j^y}, \quad (3.17)$$

где связи $(i, j) = (01,12,13,21,24,25,31,34,35,36,41,45,46,51,65)$.

Определяя множители λ находят эксергетические КПД:

- по отпуску химической энергии (с синтез-газом, техническим углеродом, синтетическим жидким топливом и т.п.):

$$\eta_{12} = \eta_{1s} = \eta_{1\Gamma} = \frac{\lambda_0}{\lambda_1} = \eta_1 \varepsilon_s. \quad (3.18)$$

- по отпуску электроэнергии:

$$\eta_{4N} = \frac{\lambda_0}{\lambda_4} = \eta_1 \eta_2 \eta_3 \eta_4 \varepsilon_s \varepsilon_N. \quad (3.19)$$

- по отпуску теплоты:

$$\eta_{6T} = \frac{\lambda_0}{\lambda_6} = \eta_1 \eta_2 \eta_3 \eta_4 \eta_6 \varepsilon_s \varepsilon_N. \quad (3.20)$$

В этих выражениях ε_s – это структурный коэффициент эксергетических связей, учитывающий взаимосвязи между функционирующими частями энерготехнологического блока, а также внешние системные связи:

$$\varepsilon_s = F_{01}^{-1} (1 - \eta_1^{-1} \sum \prod F_{ij} \eta_1^{-1}). \quad (3.21)$$

(i, j) = (21,31; 24,41; 34,41; 25,51; 35,51; 24,45,51; 34,45,51; 36,65,51; 24,46,65,51; 34,46,65,51), что соответствует сформированным эксергетическим связям (i, j) в виде:

$$\sum \prod F_{01} \eta_1^{-1} = F_{21} \eta_2^{-1} + F_{31} \eta_3^{-1} + (F_{24} \eta_2^{-1})(F_{41} \eta_4^{-1}) + \dots + (F_{34} \eta_3^{-1})(F_{46} \eta_4^{-1})(F_{65} \eta_6^{-1})(F_{51} \eta_5^{-1}). \quad (3.22)$$

Очевидно, что для схемы энерготехнологического блока без обратных связей, с последовательным соединением агрегатов и нулевыми эксергетическими потерями:

$$\sum \prod F_{ij} \eta_1^{-1} = 0, \quad \varepsilon_s = 1. \quad (3.23)$$

При мощных обратных связях, например, в виде затрат эксергии на собственные нужды и (или) больших энергетических потерях, когда эксергетическая производительность электротехнического блока становится равной нулю ($\varepsilon_s = 0$):

$$\eta_1^{-1} \sum \prod F_{ij} \eta_1^{-1} = 1. \quad (3.24)$$

Так как F_{ij} сопряжены внутрицикловыми параметрами энерготехнологического блока и через них – с параметрами «внешней среды» (что особенно проявляется при оптимизационных технико-экономических расчетах), то принципиально структурный коэффициент ε_s учитывает влияние замыкающих энергоустановок и химических производств, факторов экологического воздействия, надежности и резерва, графиков нагрузки и других, влияющих и системных факторов.

Эксергетический коэффициент внутрициклового возврата потерь теплоты в турбоагрегате:

$$\varepsilon_N = (\eta_2 \eta_3 \sum_{i=2,3} F_{i4} \eta_i^{-1})^{-1}. \quad (3.25)$$

В идеальном случае (то есть при отсутствии эксергетических потерь в турбоагрегате) $\varepsilon_N = 1$, в реальном – $\varepsilon_N > 1$. В физическом смысле это означает то, что чем больше потерь теплоты удастся вернуть в цикл, тем эксергетически совершеннее коэффициент возврата потерь может достигать значений 1,05...1,4.

Можно видеть, что эффективность отпуска энергоносителей в энерготехнологическом блоке, имеющем структурную схему с обратными связями, определяется не только эффективностью собственно «технологических линий», образованных последовательно связанными функционирующими частями (Рисунок 3.6), но и зависит от взаимосвязей между всеми функционирующими частями энерготехнологического блока, характеризующихся структурным коэффициентом ε_s . Чем ближе ε_s к единице, тем эксергетически совершеннее структурная схема.

Область использования такого подхода относится к задачам, в которых исследуются многоцелевые энергоблоки со сложными структурными схемами при отпуске энергопродуктов одновременно как на выходе из энергоблока, так и на различных участках процесса энергетических преобразований.

3.3 Применение эксергетического метода анализа для теплофикационных энергоблоков

Цель эксергетического анализа – получение (по образному выражению проф. Бродянского В.М.) «разреза», «рентгеновского снимка» функционирующей ТЭУ происходящих в ней энергетических превращений. Полученная при этом информация (распределение потерь, значение КПД агрегатов, отдельных процессов и ТЭУ в целом, характеристики взаимосвязей между агрегатами, взаимодействие системы с окружающей средой, влияние параметров и режимных показателей на КПД и т.д.) может служить основой для организации и управления эксплуатацией ТЭУ, формирования путей экономии топлива, работ по усовершенствованию, сопоставлению ее с другими теплоэнергетическими установками и т.п.

Важно подчеркнуть, что для многоцелевых установок, когда на выходе из ТЭУ (а в ряде случаев и на входе) или в промежуточных сечениях отводятся (подводятся) потоки энергии разного качества, достаточно строгое проведение такого анализа в принципе возможно лишь на основе агрегативно-эксергетического метода.

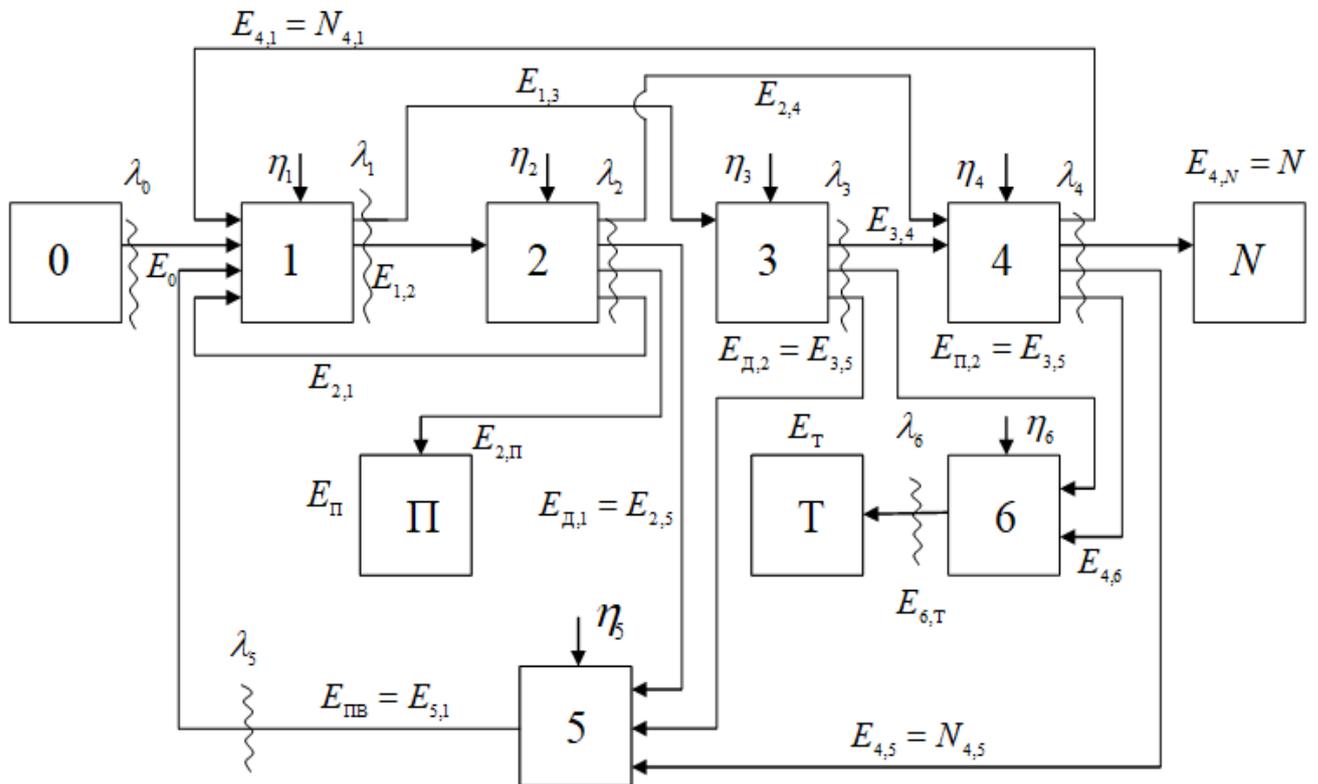


Рисунок 3.7 – Эксерго-агрегативная система теплофикационного энергоблока на основе турбин типа ПТ: 0 – агрегат, характеризующий ввод топлива в установку; 1-6 – агрегаты (функциональные части) энергоблока; η – КПД агрегатов; E_{ij} – потоки эксергии, передаваемые по связям установки; λ_i – множители Лагранжа; N , T , Π – потребители электрической и тепловой энергии, производственного пара соответственно

К многоцелевым установкам, в общем случае, следует относить теплофикационные энергоблоки ТЭЦ, так как в них осуществляют производство и отпуск потребителю двух видов продукции – электроэнергии и теплоты. Такие установки работают во всех регионах России, и они составляют основу современной теплофикации. Наиболее общим случаем теплофикационного энергоблока с разветвленной

системой отпуска продукции являются установки на основе турбин с производственным отбором пара типа ПТ. Пример разбиения тепловой схемы ТЭУ на основе турбины типа ПТ на функциональные части (агрегаты) показан на Рисунке 3.6.

Агрегативная система такого энергоблока содержит шесть единиц функционирующих агрегатов, три потребителя продукции и «нулевой» агрегат, характеризующий ввод топлива в энергоблок (Рисунок 3.7).

Для представления ЭА – системы Лагранжиан запишется в виде:

$$\begin{aligned}
 L = & 0,123E_0 + \lambda_0 \left(\frac{E_1^{(y)}}{\eta_1} - K_1 - E_0 \right) + \\
 & + \lambda_1 \left((1 - \beta_{2,8}) \frac{E_2^{(y)}}{\eta_3} + \frac{E_2^{(y)}}{\eta_2} - E_1^{(y)} \right) + \\
 & + \lambda_2 \left(\beta_{2,4} \frac{E_4^{(y)}}{\eta_4} + \beta_{2,3} \frac{E_3^{(y)}}{\eta_3} + \frac{\alpha_{2,5}(1 - \alpha_{1,3})}{K_2} \cdot \right. \\
 & \cdot \eta_8 \frac{E_5^{(y)}}{\eta_5} + E_{\Pi} + \alpha_{2,1}(1 - \alpha_{1,3})\eta_2 E_1^{(y)} - E_2^{(y)} \left. \right) + \\
 & + \lambda_3 \left((1 - \beta_{2,4}) \frac{E_4^{(y)}}{\eta_4} + (1 - K_4) \frac{E_6^{(y)}}{\eta_6} + \right. \\
 & + \left. \left(1 - \frac{\alpha_{2,5}\eta_2(1 - \alpha_{1,3})}{K_2} - K_3 \right) \frac{E_5^{(y)}}{\eta_5} - E_3^{(y)} \right) + \\
 & + \lambda_4 \left(\lambda_{4,1} K_0 E_1^{(y)} + N + \lambda_{4,5} \frac{K_0 E_1^{(y)}}{K_2 \eta_5} + \right. \\
 & + \left. K_4 \frac{E_6^{(y)}}{\eta_6} - E_4^{(y)} \right) + \lambda_5 (K_2 \lambda_5 E_1^{(y)} - E_5^{(y)}) + \lambda_6 (E_T - E_6^{(y)}).
 \end{aligned} \tag{3.26}$$

Система уравнений, на основе которой устанавливаются взаимосвязи между агрегатами:

$$\left\{ \begin{array}{l}
\frac{\partial L}{\partial E_0} = 0,123 - \lambda_0 = 0; \\
\frac{\partial L}{\partial E_1^{(y)}} = \lambda_0 K_1 \eta_1^{-1} - \lambda_1 + \lambda_2 \alpha_{2,1} (1 - \alpha_{1,3}) \eta_2 + \\
+ \lambda_4 \alpha_{4,1} K_0 + \lambda_5 K_2 \eta_5 = 0; \\
\frac{\partial L}{\partial E_2^{(y)}} = \lambda_1 \eta_2^{-1} - \lambda_2 = 0; \quad \frac{\partial L}{\partial E_2^{(y)}} = \lambda_1 (1 - \beta_{2,3}) \eta_3^{-1} + \\
+ \lambda_2 \beta_{2,3} \eta_3^{-1} - \lambda_3 = 0; \quad \frac{\partial L}{\partial E_4^{(y)}} = \lambda_1 \beta_{2,4} \eta_4^{-1} + \\
+ \lambda_2 (1 - \beta_{2,4}) \eta_4^{-1} - \lambda_4 = 0; \quad \frac{\partial L}{\partial E_5^{(y)}} = \\
= \lambda_2 \frac{\alpha_{2,5} (1 - \alpha_{1,3})}{K_2} \eta_2 \eta_5^{-1} + \lambda_3 (1 - \frac{\alpha_{2,5} (1 - \alpha_{1,3})}{K_2} \eta_2 - K_3) \eta_5^{-1} + \\
+ \lambda_4 \alpha_{4,5} \frac{K_0}{K_1} \eta_5^{-1} - \lambda_5 = 0; \\
\frac{\partial L}{\partial E_6^{(y)}} = \lambda_3 (1 - K_4) \eta_6^{-1} + \lambda_4 K_4 \eta_6^{-1} - \lambda_6 = 0.
\end{array} \right. \quad (3.27)$$

КПД процессов производства энергоносителей:

$$\left\{ \begin{array}{l}
\eta_{12} = \eta_{13} = \eta_1 \eta_2; \\
\eta_{\Pi} = \eta_{2\Pi} = \eta_{21} = \eta_{23} = \eta_{24} = \eta_{25} = \eta_1 \eta_2 \varepsilon_S; \\
\eta_{34} = \eta_{35} = \eta_{36} = \eta_1 \eta_2 \eta_3 \varepsilon_S \varepsilon_T; \\
\eta_N = \eta_{4N} = \eta_{41} = \eta_{45} = \eta_{46} = \eta_1 \eta_2 \eta_3 \eta_4 \varepsilon_S \varepsilon_N; \\
\eta_{51} = \eta_1 \eta_2 \eta_3 \eta_5 \varepsilon_S \varepsilon_R; \\
\eta_T = \eta_{6T} = \eta_1 \eta_2 \eta_3 \eta_6 \varepsilon_S \varepsilon_T.
\end{array} \right. \quad (3.28)$$

В этих выражениях структурные коэффициенты эксергетических взаимосвязей между агрегатами ЭА – системы:

- для системы в целом:

$$\varepsilon_S = \frac{1}{K_1} (1 - \alpha_{1,2} (1 - \alpha_{1,3})) - \frac{\alpha_{4,1} K_0}{\eta_2 \eta_3 \eta_4 \varepsilon_N} - \frac{K_2}{\eta_2 \eta_3 \varepsilon_R}. \quad (3.29)$$

- для турбоагрегата:

$$\varepsilon_T = \frac{1}{\eta_2 + \beta_{2,3} (1 - \eta_2)}. \quad (3.30)$$

- для турбогенератора:

$$\varepsilon_N = \frac{1}{\eta_3 \beta_{4,2} + (1 - \beta_{2,4}) / \varepsilon_t}. \quad (3.31)$$

- для системы регенерации:

$$\varepsilon_R = \frac{1}{\eta_2 \eta_3 \alpha_{2,5} \frac{(1 - \alpha_{1,3})}{K_2} + \varepsilon_T^{-1} (1 - \alpha_{2,5} \eta_2 \frac{(1 - \alpha_{1,3})}{K_2} - K_3) + \frac{\alpha_{4,5}}{\eta_4 \varepsilon_N} - \frac{K_0}{K_2}}. \quad (3.32)$$

- для системы отпуска тепла на теплофикацию (с сетевой водой):

$$\varepsilon_T = \frac{1}{(1 - K_4) / \varepsilon_t + K_4 / (\eta_4 \varepsilon_N)}. \quad (3.33)$$

Коэффициенты K_0, \dots, K_4 :

$$\left\{ \begin{array}{l} K_0 = (1 - \alpha_{1,3})(\alpha_{2,3} \alpha_{3,4} \eta_2 \eta_3 \eta_4 + \alpha_{2,4} \eta_2 \eta_4) + \alpha_{1,3} \alpha_{3,4} \eta_3 \eta_4; \\ K_1 = 1 - \alpha_{2,1} (1 - \alpha_{1,3}) \eta_1 \eta_2 - \alpha_{4,1} \eta_1 K_0 - K_2 \eta_1 \eta_5; \\ K_2 = (1 - \alpha_{1,3})(\alpha_{2,5} \eta_2 + \alpha_{2,3} \alpha_{3,5} \eta_2 \eta_3) + \alpha_{1,3} \alpha_{3,5} \eta_3 + \alpha_{4,5} K_0; \\ K_3 = \alpha_{4,5} \frac{K_0}{K_2}; \\ K_4 = \frac{1}{(1 + (\alpha_{2,3} \alpha_{3,6} (1 - \alpha_{1,3}) \eta_2 + \alpha_{1,3} \alpha_{3,6})) \frac{1}{\alpha_{4,6} K_0}}. \end{array} \right. \quad (3.34)$$

где $E_i^{(y)}$ – эксергетическая производительность i -го агрегата; $\alpha_{i,j} = E_{i,j} / E_i^{(y)}$ – относительная эксергия, поставляемая i -м агрегатом j -му агрегату; $\beta_{2,3} = E_{2,3} \eta_3 / E_3^{(y)}$ – относительная мощность ЧНД, вырабатываемая паром (с эксергией $E_{2,3}$), подводимым к ЧНД после ЧВД турбины; $\beta_{2,4} = E_{2,4} / (E_{2,4} + E_{3,4})$ – относительная мощность ЧВД турбины.

В Таблице 3.1. приведены результаты анализа работы ТЭУ на основе некоторых турбин типа ПТ стандартных типоразмеров. При этом считается, что все они

работают в составе энергоблоков с эквивалентными котлами. То есть котлы в каждом случае обеспечивают необходимое и достаточное количество пара для производства и отпуска всех видов продукции.

Таблица 3.1 – Показатели функционирования ТЭУ

Показатель работы ТЭУ	Обозначение	Турбина		
		ПТ-30	ПТ-65	ПТ-135
Эксергетическая нагрузка, МВт	N	22,5	49	101
Эксергетическая нагрузка с паром производственного отбора, МВт	$E_{\text{П}}$	20	62,5	81
Пар П – отбора на производство, т/ч	$D_{\text{П}}$	83	250	324
Эксергетическая теплофикационная нагрузка, МВт	$E_{\text{Т}}$	13,8	17	47,8
Эксергетическая нагрузка парогенератора, МВт	E_1	93,6	226	372
Эксергетический КПД агрегатов: <ul style="list-style-type: none"> • парогенератора • ЧВД турбины • ЧСНД турбины • электрического генератора • системы регенерации • сетевой установки 	η_1	0,602	0,662	0,62
	η_2	0,969	0,969	0,969
	η_3	0,99	0,99	0,945
	η_4	0,99	0,99	0,99
	η_5	0,577	0,931	0,655
	η_6	0,975	0,986	0,985
	Структурный коэффициент взаимодействий между агрегатами	ε_s	0,666	0,693
Коэффициент возврата потерь теплоты	ε_N	1,0	1,0	1,05
Эксергетический КПД по отпуску: <ul style="list-style-type: none"> • эксергии технологического пара • эксергии сетевой воды • электроэнергии 	$\eta_{\text{П}}$	0,388	0,417	0,407
	$\eta_{\text{Т}}$	0,375	0,407	0,398
	η_{N}	0,38	0,409	0,4

Теплоэнергетические установки рассчитывались в виде системы (Рисунок 3.7) без промежуточного перегрева пара. Во всех случаях нагрузка соответствует теплофикационному графику при максимальной нагрузке производительного отбора пара. Рассчитанная температура окружающей среды $-39\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Анализ показателей функционирования ТЭУ на основе теплофикационных энергоблоков типа ПТ стандартных параметров показывает, что эффективность производства энергоносителей на любом участке технологической цепи определяется не только эффективностью собственно «технологических линий», образованных последовательно связанными агрегатами (Рисунок 3.7), но и зависит от взаимосвязей между всеми агрегатами ТЭУ. Такие связи часто образуют обратно направленные замкнутые цепи, например, в виде обеспечения электроэнергией собственных нужд всех агрегатов ТЭУ или организации регенеративного подогрева в тепловой схеме установки и формируют структурный коэффициент ε_s (3.21) или группу подобных коэффициент (3.29-3.34).

Можно видеть (Таблица 3.1), что эксергетический КПД парогенераторов составляет $\eta_1 = 0,6 - 0,62$, а эффективность производства перегретого пара $\eta_{13} = 0,4 - 0,42$, или произведение эксергетических КПД агрегатов 1,2,3 и 4 (образующих собственно «технологическую линию» производства электроэнергии) $\eta_1 \cdot \eta_2 \cdot \eta_3 \cdot \eta_4 = 0,56 - 0,59$, а эффективность отпуска электроэнергии не превышает $\eta_N = 0,38 - 0,41$.

Данные анализа показывают, что разработанный эксерго-агрегативный метод исследования ТЭУ многоцелевого назначения позволяет получать строгие количественные оценки для любого расчетного сечения установки. При этом, строгость оценок обусловлена формированием агрегативной схемы исследуемой установки со связями, характеризуемой коэффициентом структуры ε_s .

3.4 Эксергетическая оптимизация параметров энергоблоков в условиях зонирования температурного графика

Под задачей оптимизации параметров ТЭУ или энергоблоков понимают нахождение такого их сочетания, при котором будет обеспечен наилучший показатель критерия эффективности при удовлетворении всех ограничений. Чаще всего для ТЭУ под критерием оптимизации удобно понимать наименьший расход топлива на единицу продукции, выраженный в виде удельного расхода топлива на единицу продукции, имеющей строгую связь с эксергетическим КПД отпуска того или иного вида (i) продукции.

$$b_i = \frac{0,123}{\eta_i}. \quad (3.35)$$

Тогда, минимизируя абсолютный расход топлива, следует обеспечить максимальный КПД.

Не уменьшая общности подхода, представленного выше и работах [57, 76,100], целевую функцию задачи оптимизации параметров теплофикационных энергоблоков, работающих в условиях зонирования температурного графика, можно представить с учетом расхода топлива, определяемого как сумма расходов топлива при работе на каждом расчетном режиме. Режимом в данной постановке задачи является работа с отпуском теплоты по одному из трех возможных способов регулирования (количественное, смешанное, качественное).

Тогда минимум расхода топлива:

$$\min B_{\Sigma} \mid B_{\Sigma} = \sum B_i. \quad (3.36)$$

Параметрическая оптимизация собственно энергоблоков может быть представлена как минимизация расходов топлива на каждом расчетном режиме:

$$\begin{aligned} \min B_i(x, y), \\ x, y \in R^n. \end{aligned} \quad (3.37)$$

и, с учетом того, что абсолютный расход топлива есть функция числа часов использования (τ) энергоблока на расчётном режиме $B_i = f(\tau)$, определяемая как $B_i = b_i \cdot N \cdot \tau_i$, а, в свою очередь $b_i = \frac{0,123}{\eta_i}$.

Вместе с тем, не снижая сложности задачи, представленной в §3.2 и §3.3, целевая функция представлена как:

$$\left\{ \begin{array}{l} \min[\eta_{zi}(x, y)]^{-1}, \\ x, y \in R^n \end{array} \right\} \quad i = 1, 2, 3; \quad \varphi(\omega) = 0; \quad \psi(c) \leq c_i \quad (3.38)$$

Здесь $x \in X$ – независимые параметры и показатели (в частности, оптимизируемые параметры энергоблока); $y \in Y$ – зависимые параметры и показатели (энтальпии, расходы, температуры теплоносителей, константы, коэффициенты и т.д.); $i = 1, 2, 3$ – режимы отпуска теплоты, учитывающие способ регулирования (зоны температурного графика); $\varphi(\omega)$ – логико-числовой оператор функциональных отношений; $\psi(c)$ – оператор-функция учета системных ограничений; $\omega = (x, y, G, R^n, L, T)$ – информационная структура исследуемого теплофикационного энергоблока; G – множество параметров и показателей, характеризующих структуру ЭА – системы исследуемого энергоблока; L – множество логических и управляющих параметров программы вычислительного комплекса (коды и правила построения программы); R^n – пространство размерностью n , объединяющих все вышепредставленные значения параметров и показателей; n – размерность пространства, обусловленная количеством оптимизируемых параметров; T – множество, характеризующее особенности работы теплофикационных энергоблоков в условиях зонирования температурного графика.

Множество T представлено следующим образом:

$$T = \{p_0, t_0, t_{п.в}, t_{п.п}, p_k, \alpha_{ТЭЦ}, t_{п.с}, t_{о.с}, t_*, t_{н.в}, t_{экв}, \tau_i, N_i, Q_i, p_{отб}, G_{отб}\}. \quad (3.39)$$

Здесь p_0 – давление острого пара; $t_0, t_{п.в}, t_{п.п}, t_{п.с}, t_{о.с}, t_*, t_{н.в}, t_{экв}$ – температура острого пара, пара промперегрева, питательной воды, прямой и обратной сетевой воды, расчётной окружающей среды по климатической зоне, наружного воздуха,

эквивалентной расчетной в зоне температурного графика соответственно; p_k – давление в конденсаторе, $\alpha_{\text{ТЭЦ}}$ – коэффициент теплофикации, τ_i – число часов использования установленной мощности в зоне температурного графика; N_i, Q_i – электрическая и тепловая нагрузка в зоне температурного графика; $p_{\text{отб}}, G_{\text{отб}}$ – давление и расход в производственном отборе.

Множество системных ограничений представляет собой совокупность параметров:

$$C = \{U_p, B_p, C_{\text{ПДК}}\}, \quad (3.40)$$

где U_p – характеризуют коэффициент аварийного резерва и соответствующее восполнение недоотпуска электроэнергии и тепловой энергии резервными установками; B_p – характеризует расход топлива резервными установками; $C_{\text{ПДК}}$ – характеризует фоновые концентрации загрязнения атмосферы, что ограничивает возможность предельных выбросов этих веществ исследуемым энергоблоком.

Таким образом, целевая функция (η_{zi}) учитывает весь комплекс факторов, принятых к рассмотрению для теплофикационных энергоблоков в рамках модели, разработанной на кафедре ТЭС НГТУ в прежние годы, а так же отражает новый фактор – зонирование температурного графика.

С другой стороны, совокупность методических положений, представленных в настоящем разделе, является развитием эксерго-агрегативного метода исследования ТЭУ, разработанного и успешно применяемого на кафедре ТЭС НГТУ.

3.5 Программно-вычислительный комплекс

Для решения поставленных задач в рамках работы сформирован программно-вычислительный комплекс TerplOZON. В его основе также лежат разработки, проводимые в области создания ПВК (программно-вычислительных комплексов) на кафедре ТЭС НГТУ (Рисунок 3.8, Таблица 3.2).

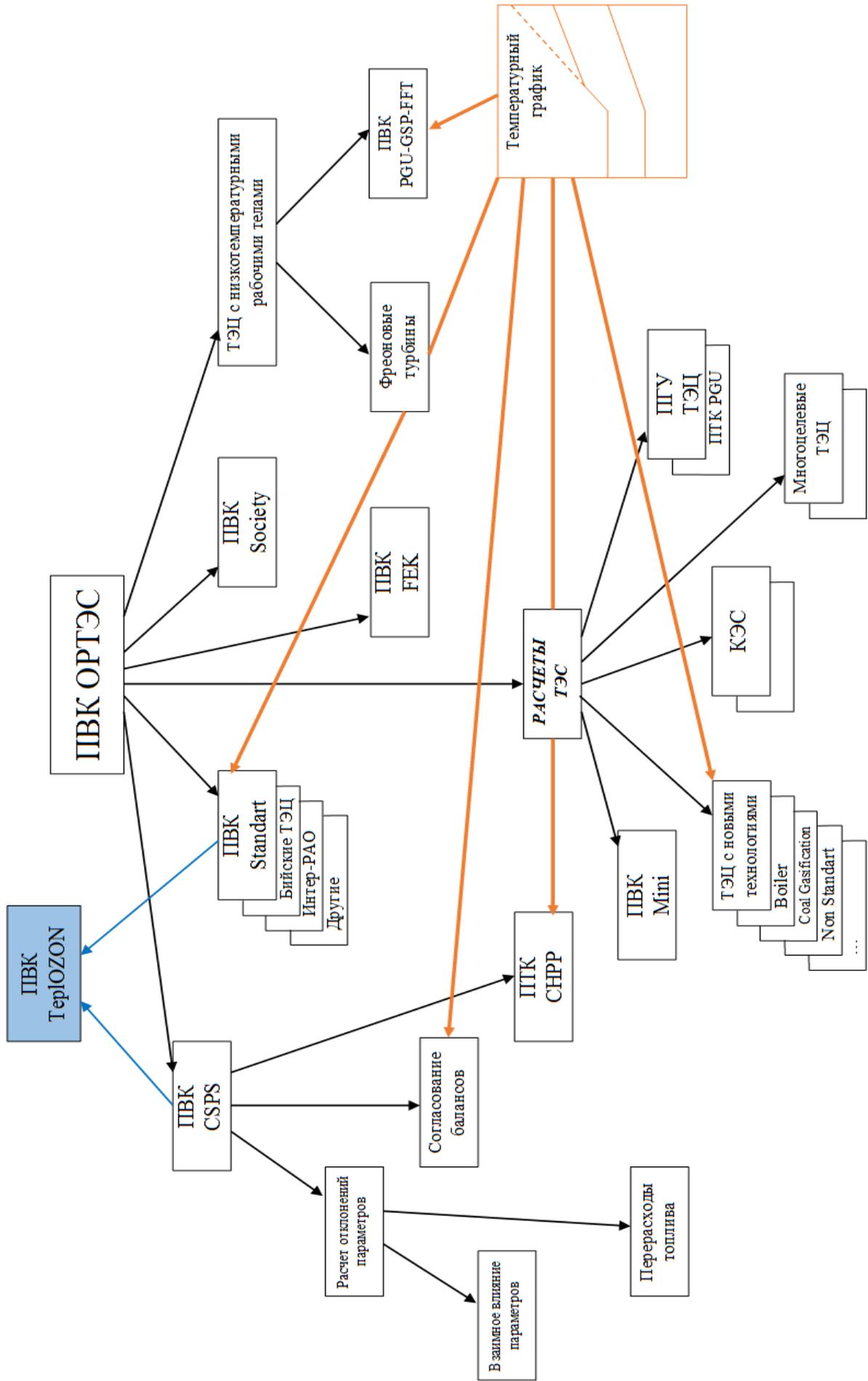


Рисунок 3.8 – Разработка ПВК на кафедре ТЭС НГТУ

Можно видеть (Рисунок 3.8), что ПВК, разработанные на кафедре, способны решать большое количество задач для исследования как энергоблоков, так и электростанций с разным составом оборудования. В ряде случаев для анализа работы теплофикационных энергоблоков в ПВК включен температурный график для учета тепловых нагрузок. Однако, зонирование температурного графика является новым фактором и ранее в работах кафедры не учитывалось.

Таблица 3.2 – Перечень основных ПВК разработанных на кафедре ТЭС НГТУ*

Название ПВК	Назначение	Разработчики
ОРТЭС	Базовый расчетный программно-вычислительный комплекс	Ноздренко Г.В., Щинников П.А., Зыков В.В., Боруш О.В., Григорьева О.К.
CSPS	Программно-вычислительный комплекс, включающий расчет в условиях согласования балансов, отклонений параметров, перерасходов топлива	Щинников П.А., Дворцовой А.В., Сафронов А.В., Тихонов И.А.
CSPS-Efficiency	Функциональные части ПВК CSPS	Щинников П.А., Дворцовой А.В., Сафронов А.В.
CSPS-Load		
CSPS-Heater		
Society	Программно-вычислительный комплекс, включающий расчет ущербов здравоохранению	Щинников П.А.
Standart	Программно-вычислительный комплекс, включающий расчет типовых энергоблоков электростанций	Щинников П.А., Дворцовой А.В., Сафронов А.В.
Mini	Программно-вычислительный комплекс, включающий расчет энергоблоков малых мощностей	Щинников П.А.
Boiler	Программно-вычислительный комплекс, включающий расчет котлов в составе энергоблоков	Зыкова Н.Г.
PGU	Программно-вычислительный комплекс, включающий расчет типовых схем ПГУ	Боруш О.В., Ловцов А.А.

Название ПВК	Назначение	Разработчики
FEK	Программно-вычислительный комплекс учитывающий работу блоков в условиях энергосистемы	Щинников П.А., Боруш О.В.
Non Standart	Программно-вычислительный комплекс, учитывающий работу блоков с новыми технологиями	Щинников П.А., Зыков В.В., Боруш О.В., Вихман О.А., Бородихин И.В., Кузьмин А.С., Курьянов А.П.
Coal Gasification	Программно-вычислительный комплекс, включающий расчет внутрициклового газификации угля	Ноздренко Г.В., Щинников П.А., Дворцовой А.А., Сафронов А.В., Миронова Н.В., Боруш О.В., Григорьева О.К.
Optimal-11	Программно-вычислительный комплекс, включающий возможность оптимизации параметров ТЭЦ	Дворцовой А.А., Сафронов А.В.
PGU-GSP-FFT	Программно-вычислительный комплекс, включающий расчет энергоблоков с низкокипящими рабочими телами	Боруш О.В., Григорьева О.К., Францева А.А.
CHPP-optimizer	Программно-вычислительный комплекс, включающий возможность оптимизации режимов ТЭЦ	Щинников П.А., Зыков С.В., Боруш О.В.
PGU-GSP	Программно-вычислительный комплекс, включающий расчет ТЭЦ с ПГУ	Боруш О.В., Григорьева О.К.

*Всего более 30 свидетельств авторского права на ПВК.

В качестве основы вновь разрабатываемого ПВК принят ПВК Standart (ведет расчеты энергоблоков стандартных типоразмеров без оптимизации их параметров), так как в этот пакет входят расчеты практически всех серийно выпускаемых теплофикационных энергоблоков. Кроме того, для обеспечения оптимизационных расчетов использован ПВК CSPS. Модуль вновь разрабатываемого ПВК TerIOZON представлен на Рисунке 3.9.

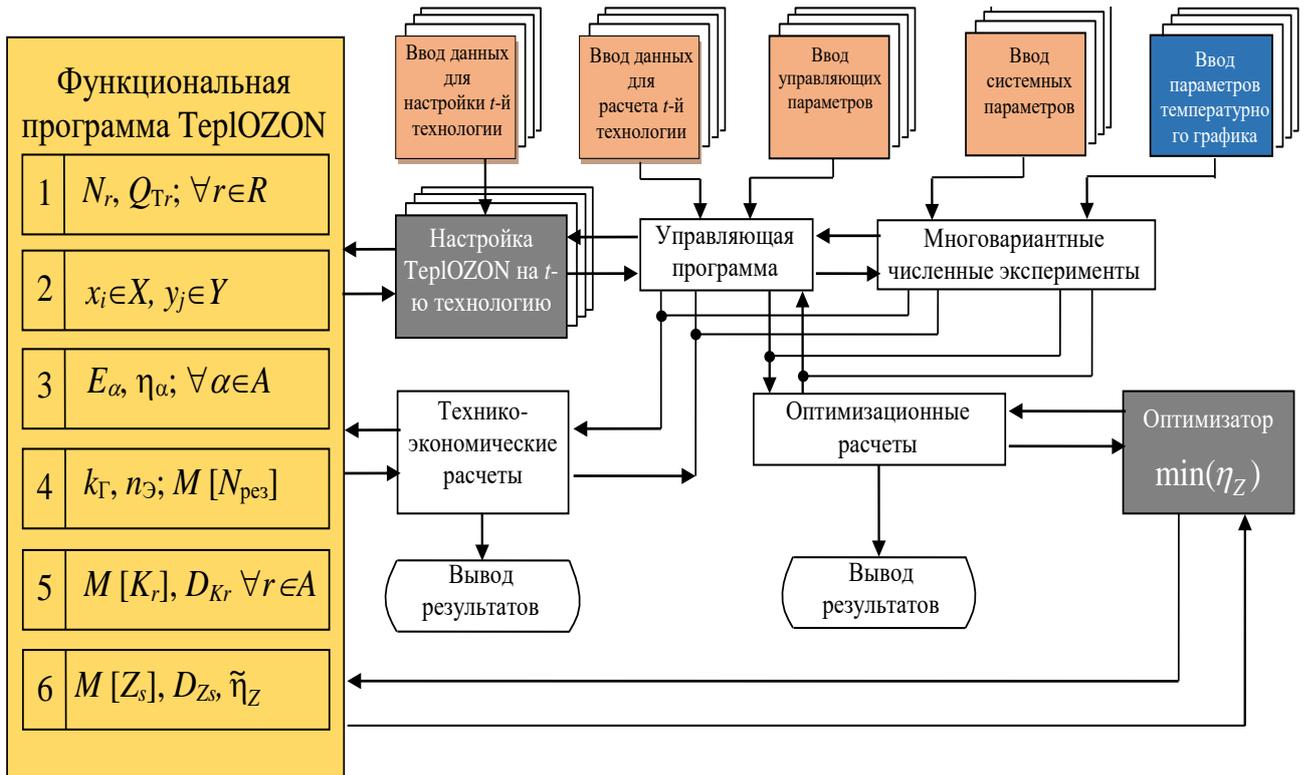


Рисунок 3.9 – Принципиальная схема вычислительного комплекса

По отношению к базовым программам изменениям подвергнуты лишь некоторые составляющие ПВК. В целом ПВК ТЕРЛОЗОН состоит из следующих компонентов (Рисунок 3.9):

1. «ТЕРЛОЗОН» – управляющая программа предоставляет собой расчетный модуль для блоков тепловых электрических станций с возможностью оптимизации параметров энергоблоков [127];
2. «ТЕРЛОЗОН-EQ» – расчет технико-экономических показателей [128];
3. «ТЕРЛОЗОН-TG» – учет режима работы оборудования [129];
4. «ТЕРЛОЗОН-TS» – расчет тепловой схемы энергоблока с учетом технологии зонирования [130].

Фрагменты программного кода, учитывающие зонирование температурного графика при расчете тепловой схемы энергоблока, представлены на Рисунке 3.10.

Можно видеть, что в зависимости от температуры окружающего воздуха, программный комплекс учитывает способ регулирования теплоты путем изменения температуры прямой и обратной сетевой воды, также на данном этапе определяются эквивалентные расчетные температуры.

На Рисунке 3.11 представлены фрагменты программного кода с учетом режима работы оборудования в системе отпуска теплоты и регенерации.

```

C
C
C
IF(KAY.EQ.0.AND.PLZO2.EQ.1)NKO2=0.45*2517.4*GO2*B          00000855
IF(KAY.EQ.0.AND.PLZO2.EQ.1)E41=E41+NKO2*TAUN              00000856
IF(SVET.EQ.1)E41=1.15*E41

C<----- Учет тепловых режимов в подсистеме отпуска тепла
C
C
C
IF ((TB3 .LE. 8 .AND. TB3 .GT. TB3M) .OR. TB3 .EQ. 8)
# E46 = 0.975 * 0.238 * QTH / (TPS - TOS)
# * (0.9 * (20 - TB3) / (20 - TB3M) + 0.1) * TAUN
IF (TB3 .LE. TB3M)
# E46 = 0.975 * 0.238 * QTH / (TPS - TOS) * TAUN
E46 = E46 * FIQT

C
C<-----> Конец учета тепловых режимов в подсистеме отпуска тепла
IF(VTN.EQ.1)E46=0.9*E46
IF(VTN1.EQ.1)E46=0.5*E46
E45=3.6*DK*(3.88*BBKY+(1-BBKY)*7.4)*TAUN                    00000859
E45=3.6*DK*(3.88*BBKY+(1-BBKY)*7.4)*TAUN

IF(KAY.EQ.0.AND.PGY.EQ.1)/GSG-GSG*(1-KSICG-(KAY-1)-
*(1-KSICG)*(1-NN*(1-NNR)/(NG+NGTY))**0.925/KKAY)          00000877
*(1-KSICG)*(1-NN*(1-NNR)/(NG+NGTY))**0.925/KKAY)          00000879
IF(KAY.EQ.0.AND.PGY.EQ.1)GSG=GSG/(1+
*(1-KSICG)*PGA*GSGR*7.23*10**3/(KKAY*TAUGA*(NG+NGTY)))  00000880
*(1-KSICG)*PGA*GSGR*7.23*10**3/(KKAY*TAUGA*(NG+NGTY)))  00000881
NKGА=7.23*10**3*GSG*PGA/TAUGA                             00000883
E41=E41+NKGА*TAUMIN                                        00000888
176 E41=E41+NKGА*TAUMIN                                    00000889
135 NN=(E4-E41-E45-E46)/TAUN                               00000890
ALFA41=E41/E4                                             00000891
ALFA45=E45/E4                                             00000892
ALFA46=E46/E4                                             00000893
177 E5=TAUN*(DOK+DT+DTP+DOB)*(HPB-H1CM)-                 00000896
*0.98*(QGO+QOK))*(TNB-TCM)/(TNB+TCM+546)                 00000897

C
C<----- Учет тепловых режимов
C
C
IF (TB3 .EQ. TB3M .OR. TB3 .LE. TB3M)
# E6T = TAUN * QTH * (1 - TK / ((TPS + TOS) / 2 + 273))
IF (TB3 .EQ. 8)
# E6T = TAUN * QTH * (1 - TK / ((TPS - TOS) / 2 + 273))
# * ((20 - TB3) / (20 - TB3M) + 0.1)
IF (TB3 .LE. 8 .AND. TB3 .GT. TB3M)
# E6T = TAUN * QTH * (1 - TK / ((TPS + TOS) / 2 + 273))
# * ((20 - TB3) / (20 - TB3M) + 0.1)
E6T = E6T * FIQT

C
C<----- (N)---- Поток эксергии из сетевой установки в систему регенерации
C
C
E65 = TAUN * DT * 4.187 * TH * (1 - TK / (TH / 2 + 273))

```

Рисунок 3.11 – Фрагменты программного кода вычислительного комплекса ТепЛОZON-TG

На Рисунке 3.12 представлены фрагменты программного кода с учетом режима работы оборудования при расчете технико-экономических показателей.

```

230 Z5REG2=(Z5REG**2*(1+SMK5TH**2/K5TH**2)+U.47*Z5IP**2*(1+
*SMK5TH**2/K5TH**2)+1.4*Z5RE*Z5TH)/(E5**2*SGM2E)
Z5TB2=2.25*DK1**2*(ZTB1**2*(1+SGMZTB**2/
*ZTB1**2)+0.25*(BBKY+1)**2+ZOCH**2*45**2*(1+SMZOCH**2/
*ZOCH**2)*(1-BBKY)+ZTB1*ZOCH*45*(1-BBKY))/(E5**2*SGM2E)
Y5TB2=(1-BBKY)*3.6**2*TAUN**2*(1+SGMTUN**2/
*TAUN**2)*DK1**2*(81*YZB**2*(1+SGMYZB**2/YZB**2)+
*ZICP**2*(1+SMZICP**2/ZICP**2)+18*YZB*ZICP)
Y5TB2=Y5TB2/(E5**2*SGM2E)
Y5TB2=Y5TB2*RB2
DZ5=Z5REG2+Z5TB2+Y5TB2+2*(Z5REG*Z5TB+Z5REG*Y5TB+Z5TB*Y5TB)-Z5**2
237 IF(E6T.EQ.0.)Z6=0.
IF(E6T.EQ.0.)DZ6=0.
IF(E6T.EQ.0.)GOTO 238
00007650
00007670
00007680
00007690
00007710
00007720
00007730
00007740
00007750
00007760
00007810
00007820
00007830

C
C<----- Учел режимов тепловой нагрузки

DTCP = (TPS - TOS) * E6T / TAUN
IF ((TB3 .LE. 8 .AND. TB3 .GT. TB3M) .OR. TB3 .EQ. 8)
#
#   GCB1 = 0.238 * QTH / (TPS - TOS)
#         * (0.9 * (20 - TB3) / (20 - TB3M) + 0.1)
#
IF (TB3 .EQ. TB3M .OR. TB3 .LE. TB3M)
#
#   GCB1 = 0.238 * QTH / (TPS - TOS)

```

Рисунок 3.12 – Фрагмент программного кода вычислительного комплекса
ТеплОZON-EQ

Вывод результатов расчета производится в отдельный текстовый файл имеющий расширение .txt (Рисунок 3.13). ПВК ведет расчет большого количества промежуточных значений параметров, в том числе при итерационной оптимизации, при этом число итераций может превышать 400 циклов, поэтому предусмотрен вывод окончательных значений параметров для удобства восприятия информации.

Формально процедура расчета носит итерационный характер. Выбор оптимальных параметров для каждой итерации расчета осуществляется методом случайно направленного поиска, в диапазоне, значение которого ограничены в нижней границе целесообразностью, основанной на многолетнем опыте эксплуатации ТЭУ, а в верхней – уровнем достижений современных технологий в области проектирования и создания ТЭУ. То есть:

$$x^* \leq x \in X_i \leq x^{**}. \quad (3.41)$$

Разработанный алгоритм (Рисунок 3.14) математической модели оптимизации параметров ТЭЦ в условиях зонированного температурного графика базируется на ПВК, созданных на кафедре ТЭС НГТУ для многовариантных технико-экономических и оптимизационных расчетов энергоблоков ТЭС (Рисунок 3.8).

```

NN= .467352E+05
RB= .944926E+00   PK= .487597E-02   HK= .234512E+04
NU1= .430653E+00  NU2= .972246E+00   NU3= .943899E+00
NU4= .990000E+00  NU5= .804878E+00   NU6= .100000E+01

ES= .646757E+00   NU1S= .278528E+00
EN= .104467E+01   NU4N= .264354E+00

BMIN=-.167124E+03  AZMIN=-.317535E+04  QPVD= .970135E+03  NPVD= .198049E+03
BMAX=-.108953E+00  AZMAX= .138614E+05  TAUDVA= .133900E+04  TAUP= .234000E+04

RB= .913065E+00
UP= .251852E+00

E0= .341108E+09   E1= .157035E+09   E2= .152676E+09   E3= .108760E+09
E4= .931326E+08   E5= .192619E+08   E6= .772510E+05
E1S= .000000E+00   E1G= .000000E+00

KPDTR= .980000E+00  KPD TG= .118736E+01  KPDCH= .652955E-01
NUPG= .894187E+00  NUOI= .884007E+00   QDTEX= .000000E+00  BETTA= .381088E+01
KPDQ= .858778E+00  KPDN= .972545E+00
BYDQ= .147885E+03  BYDN= .165778E+00
BQCHAS= .147530E+05  BNCHAS= .774768E+04
DRB= .188038E-03

```

Выходные параметры

N п/п	Наименование	Обозначение	Значение	Размерность
1	Расход сухого угля	B	6.2502	кг.у.т./с
2	Число часов использования установленной мощности	TAUN	2040.0000	ч
3	Мощность энергоблока нетто	NN	46735.2300	кВт
4	Расход пара	D	60.0728	кг/с
5	Расход конденсата	Dk	3.0000	кг/с
6	Коэффициент готовности	Rb	.9131	
7	Энтальпия	H0	3468.3620	кДж/кг

Число обращений к процедуре расчета функции цели 229

Оптимизация варианта закончена

Рисунок 3.13 – Фрагмент файла, представляющего собой вывод результатов

Моделирование энергоблока ТЭЦ осуществляется управляющей программой TerIOZON и вспомогательными программами TerIOZON-TS, TerIOZON-TG, TerIOZON-EQ. Вспомогательные программы не являются самостоятельными, как видно из Рисунка 3.14, вследствие того, что получение исходных данных и вывод результатов заложены только в управляющей программе.

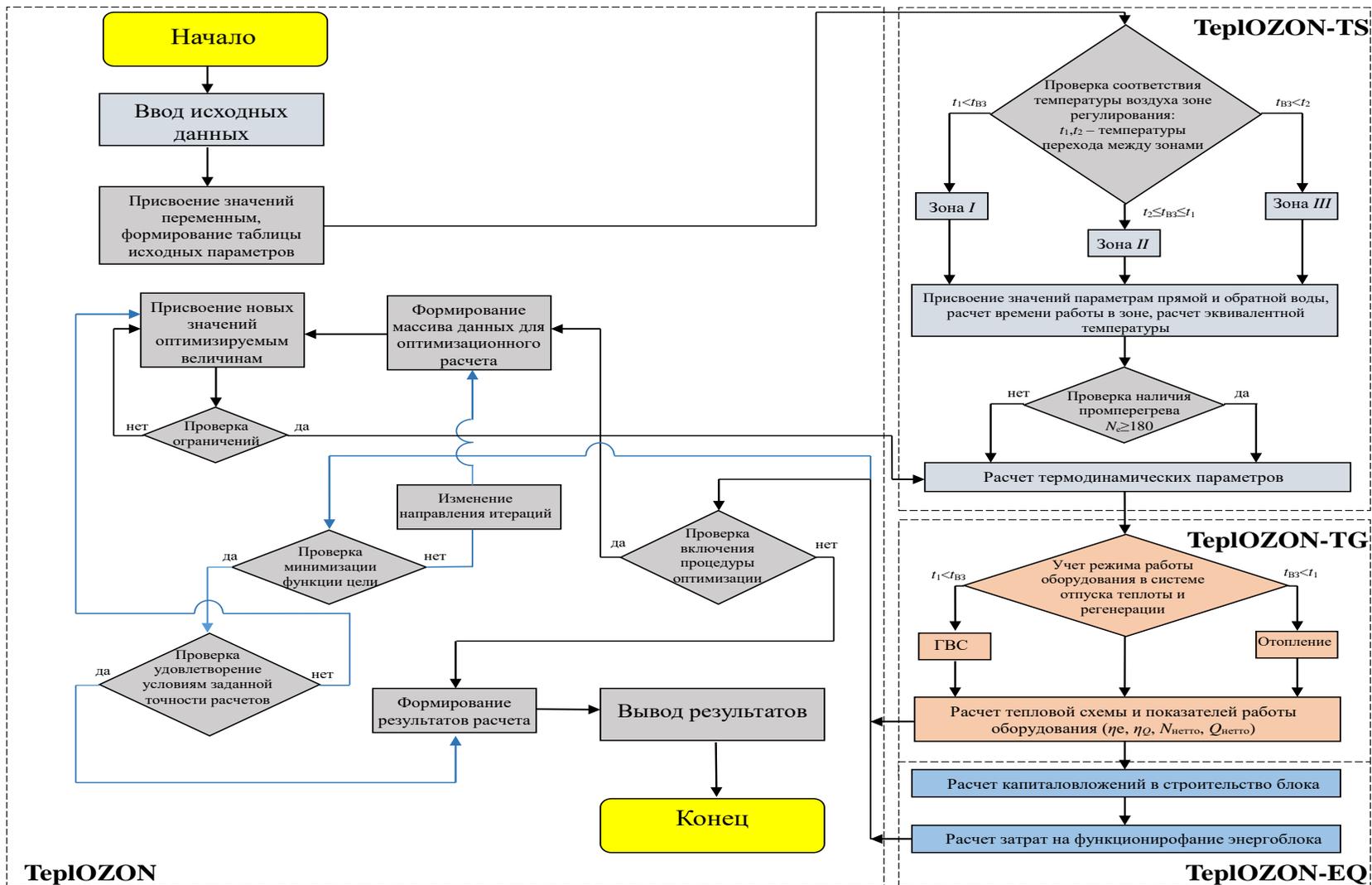


Рисунок 3.14 – Алгоритм работы ПВК

После запуска программного комплекса происходит считывание исходных данных о параметрах заданного энергоблока ($p_0, t_0, t_{н.в.}, t_{шт}, p_k, \alpha_{ТЭЦ}, t_{н.в.}, \tau, N_e, Q_t, p_{отб}, G_{отб}$) и заданных ограничений. Пределы обосновываются диапазоном, значение которого в нижней границе ограничены целесообразностью, основанной на многолетнем опыте эксплуатации ТЭУ, а в верхней – уровнем достижений современных технологий в области проектирования и создания ТЭУ. Следующим этапом происходит присвоение значений переменным и формирование таблицы исходных параметров для проведения дальнейшего расчета.

Дальнейшим этапом расчета является определение зоны регулирования температурного графика. Данная задача решается за счет проверки соответствия температуры воздуха зоне регулирования:

- для первой зоны справедливо неравенство:

$$t_1 < t_{ВЗ}. \quad (3.42)$$

- для второй зоны:

$$t_2 \leq t_{ВЗ} \leq t_1. \quad (3.43)$$

- для третьей зоны:

$$t_{ВЗ} < t_2. \quad (3.44)$$

где t_1, t_2 – температуры перехода между зонами, при чем обычно $t_1 = +8$ °С, что соответствует началу отопительного сезона, t_2 – температура при которой максимально нагружены Т-отбор турбины по условиям отпуска теплоты. $t_{ВЗ}$ – температура окружающего воздуха.

После чего, в соответствии с зоной регулирования, происходит присвоение значений параметрам прямой и обратной воды, расчет времени работы в зоне, расчет эквивалентной температуры. Время работы оборудования в зоне регулирования зависит от характеристик климатической зоны функционирования ТЭЦ.

Затем, с целью уточнения термодинамических характеристик блока, происходит проверка наличия промперегрева при заданных параметрах. Для упрощения данной задачи принято, если заданная мощность генератора удовлетворяет неравенству:

$$N_e \geq 180. \quad (3.45)$$

то в дальнейшем расчете считается, что блок работает с промежуточным перегревом пара, в противном случае – обратное. После чего происходит расчет термодинамических параметров воды и водяного пара.

Следующим этапом расчета является учет режима работы оборудования в системе отпуска теплоты и регенерации. Отпуск теплоты в систему отопления происходит с началом отопительного сезона. Затем, с учетом полученных данных, производится расчет тепловой схемы и показателей работы оборудования по агрегатам энергоблока. Следующим этапом является получение технико-экономических показателей работы оборудования на основании рассчитанных эксергетических и энергетических потоков между агрегатами, а также нормативных характеристик (конструктивно-компоновочные параметры элементов оборудования, массо-стоимостные характеристики).

Следующим этапом расчета является проверка включения процедуры оптимизации. В случае отключения которой – предусмотрен вывод результатов расчета. Данная функция позволяет производить сравнение результатов оптимизационных расчетов и классического расчета.

При активированном ключе процедуры оптимизации формируется массив оптимизируемых параметров $(p_0, t_0, t_{п.в}, \alpha_{ТЭЦ})$, которым присваиваются новые значения, сформированные генератором случайных чисел. Далее происходит проверка ограничений, описанных выше, в случае выхода за пределы диапазона, присваивается новое значение. Следующим этапом происходит повторный расчет энергоблока, в результате которого происходит проверка минимизации функции цели.

Сущность метода состоит в следующем. Для каждого оптимизируемого параметра определяются два значения в соответствии с заданным генератором случайных чисел шагом в противоположных направлениях от «принятого» для первой итерации. Полученные результаты расчетов сравниваются по условиям оптимизации, и то значение, которое удовлетворяет этим условиям, становится «принятым». Затем процедура расчета повторяется. На границе области оптимизируемых параметров сравниваются результаты расчётов значений, лежащих на границе и между

границей, и последним из «принятых». При этом все направления в поле оптимизируемых параметров (X) равновероятны, и движение к экстремуму будет осуществляться только в том случае, если результат данного случайного движения приводит к уменьшению функции цели.

Когда изменение критерия оптимизации не превышает 1 % (заданная точность вычислений) осуществляется половинное деление шага, и процедура расчета повторяется вновь. Алгоритм случайно направленного поиска менее чувствителен к наличию локальных минимумов и позволяет найти абсолютный минимум критерия оптимизации. Другими словами, процедура расчета заканчивается тогда, когда для заданного профиля энергоблока определяются истинно минимальные значения функции цели. В соответствии с заданной точностью результатов вычислений, что означает, при фиксированной величине капиталовложений в каждой итерации расчёта для каждой функционирующей части i -го энергоблока, работу последнего с минимальным расходом топлива при заданном отпуске потребителю электроэнергии и теплоты (для теплофикационного блока).

Выводы по третьей главе

1. Представлен эксергетический метод анализа теплоэнергетических установок, который заключается в разбиении последней на агрегаты, установлении между агрегатами функциональных связей, по которым передвигаются материальные носители эксергии, при этом направленность процесса создается направленностью преобразования энергии.

2. Показана область применимости эксерго-агрегативного метода исследования ТЭУ. Приведён пример исследования ТЭУ на основе турбин типа ПТ, при этом установлено, что эксерго-агрегативной метод позволяет вести анализ в любом сечении рассматриваемой установки с получением строгих количественных оценок. Показано, что для турбин типа ПТ эксергетический КПД парогенератора может составлять $\eta_1 = 0,6 - 0,62$, а эффективность производства перегретого пара не более $\eta_{13} = 0,4 - 0,42$, или КПД «технологической линии» производства электроэнергии

соответствует $\eta_1 \cdot \eta_2 \cdot \eta_3 \cdot \eta_4 = 0,56 - 0,59$, эксергетическая эффективность отпуска этого вида продукции не превышает $\eta_N = 0,38 - 0,41$, что обусловлено структурным коэффициентом установок ε_s .

3. Показано применение эксерго-агрегативного метода исследования ТЭУ в работах кафедры ТЭС НГТУ.

4. Обеспечено развитие эксерго-агрегативного метода исследования ТЭУ путем введения в него процедур, учитывающих способ регулирования отпуска теплоты через зонирование температурного графика.

5. Разработан программно-вычислительный комплекс «ТерпOZON», предназначенный для ведения расчетов теплофикационных энергоблоков с учетом способа регулирования отпуска теплоты через зонирование температурного графика.

ГЛАВА 4 ОПТИМИЗАЦИЯ ТЕПЛОФИКАЦИОННЫХ ЭНЕРГОБЛОКОВ

4.1 Исходные данные для оптимизации теплофикационных энергоблоков

При формировании массива исходных данных использованы характеристики типовых турбин заводов УТЗ, ЛМЗ [131, 132, 133] (Таблица 4.1). Использовались турбины с теплофикационным отбором пара типа Т (Т-50, Т-110, Т-120, Т175, Т-180, Т-250, Т-265) и турбины с производственным и теплофикационным отбором пара типа ПТ (ПТ-30, ПТ-50, ПТ-65, ПТ-80, ПТ-135). Данные турбины широко распространены на территории РФ, в странах СНГ и некоторых других зарубежных странах. При этом для сравнения различных блоков зонирование проводилось без учета режимных карт, так как каждая режимная карта составляется для непосредственного объекта установки, причем быстро устаревает. Для приведения блоков к сопоставимому виду применялись следующие принципы зонирования:

$$\left\{ \begin{array}{l} N_{\text{тек}} = N_{\text{ном}}, Q_{\text{тек}} = 0,15 \cdot Q_{\text{ном}} - \text{зона } I; \\ N_{\text{тек}} = 0,75 \cdot N_{\text{ном}}, Q_{\text{тек}} = 0,75 \cdot Q_{\text{ном}} - \text{зона } II; \\ \left\{ \begin{array}{l} N_{\text{тек}} = 0,8 \cdot N_{\text{ном}}, Q_{\text{тек}} = Q_{\text{ном}} - \text{для Т-турбин} \\ N_{\text{тек}} = 0,75 \cdot N_{\text{ном}}, Q_{\text{тек}} = Q_{\text{ном}} - \text{для ПТ-турбин} \end{array} \right\} - \text{зона } III. \end{array} \right. \quad (4.1)$$

Разница в третьей зоне для теплофикационных турбин и турбин с производственным отбором, объясняется максимальным количеством острого пара, который может поступить в голову турбины при максимальной отопительной нагрузке.

Таблица 4.1 – Массив исходных данных для оптимизационных расчетов теплофикационных энергоблоков

Марки- ровка	$N_{\text{НОМ}}$, МВт	$Q_{\text{НОМ}}$, МВт	P_0 , бар	$t_0/t_{\text{ПП}}$, °С	$t_{\text{ПВ}}$, °С	Параметры пром. отбора		I Зона		II Зона		III Зона	
						G , т/ч	P , МПа	Q , МВт	N , МВт	Q , МВт	N , МВт	Q , МВт	N , МВт
Т-50	50	116	128	555	232	-	-	17	50	87	38	116	40
Т-110	110	203	128	555	234	-	-	30	110	152	83	203	88
Т-120	120	218	128	555	236	-	-	33	120	164	90	218	96
Т-175	175	320	128	550	232	-	-	48	175	240	131	320	140
Т-180	180	320	128	540/540	248	-	-	49	180	240	135	320	144
Т-250	250	407	240	540/540	265	-	-	61	250	305	188	407	200
Т-265	265	418	240	540/540	265	-	-	63	265	314	199	418	212
ПТ-30	30	73	128	535	206	83	0,9	11	30	55	22,5	73	22,5
ПТ-50	50	65	128	555	230	118	1,0	10	50	49	38	65	38
ПТ-65	65	100	128	555	230	250	1,6	15	65	75	49	100	49
ПТ-80	80	116	128	555	232	180	1,2	17	80	87	60	116	60
ПТ 135	135	140	128	555	232	324	1,2	21	135	105	101	140	101

4.2 Оптимальные параметры энергоблоков в условиях зонирования температурного графика

Приведены оптимальные параметры острого пара и пара промперегрева Т- и ПТ-энергоблоков ТЭЦ при зонировании температурного графика Рисунок 4.1. Видно, что для работы в составе ТЭЦ с зонированием температурного графика, давление острого пара (начальное давление) для Т- и ПТ-энергоблоков без промперегрева должно приниматься на уровне 12 МПа, а с промперегревом – 24 МПа. При этом температура острого пара лежит на уровне 510 °С.

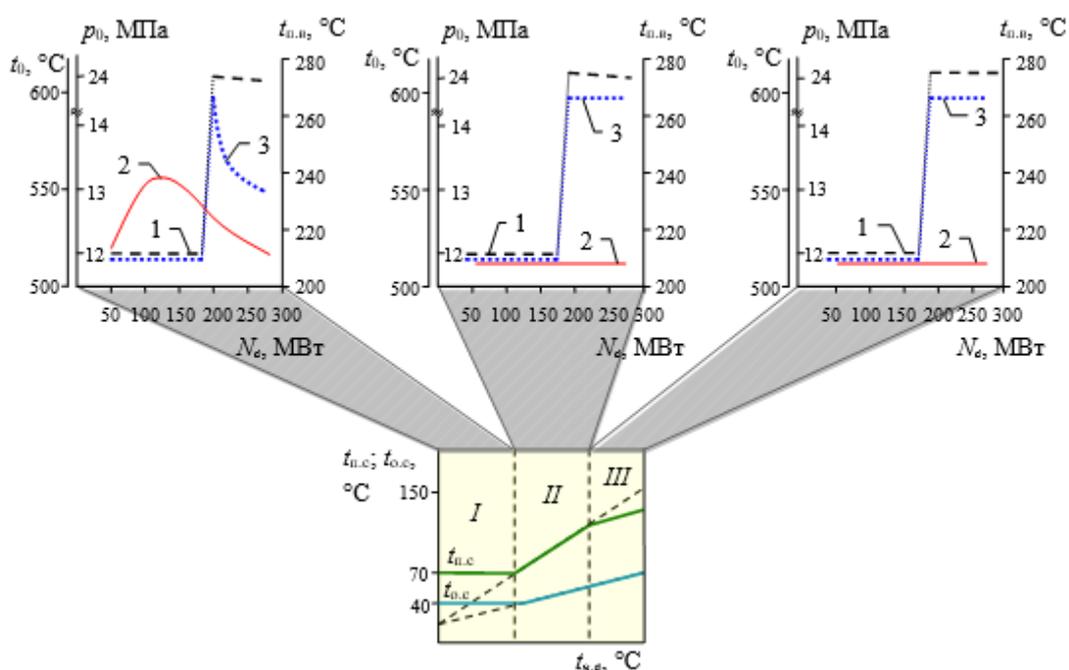


Рисунок 4.1 – Оптимальные параметры (p_0 , t_0 , $t_{п.в}$) теплофикационных энергоблоков в разных зонах температурного графика: p_0 – давление острого пара (линия 1); t – температура острого пара (линия 2); $t_{п.в}$ – температура питательной воды (линия 3); I, II, III – зоны количественного, смешанного и качественного регулирования; N_e – единичная электрическая мощность теплофикационных энергоблоков; $t_{п.с}$ – температура прямой сетевой воды; $t_{о.с}$ – температура обратной сетевой воды; $t_{н.в}$ – температура наружного воздуха определение вероятностного значения критерия эффективности

Такие параметры обусловлены в первую очередь снижением давления в Т-отборе в течение всего отопительного периода. При этом пониженное по сравнению со стандартным давление (12 МПа) в сочетании с меньшим давлением в Т-отборе обеспечивает такой теплоперепад на турбину, при одновременном увеличении пропуска пара в ЦНД, который практически не изменяет отпуска электроэнергии и повышает коэффициент готовности энергоблоков. Вместе с тем при увеличении мощности энергоблоков без промпрегрева за счет повышения начальной температуры пара по сравнению со стандартными значениями растет теплоперепад, что уменьшает расход пара на турбину и снижает расход топлива на котел при прочих равных условиях.

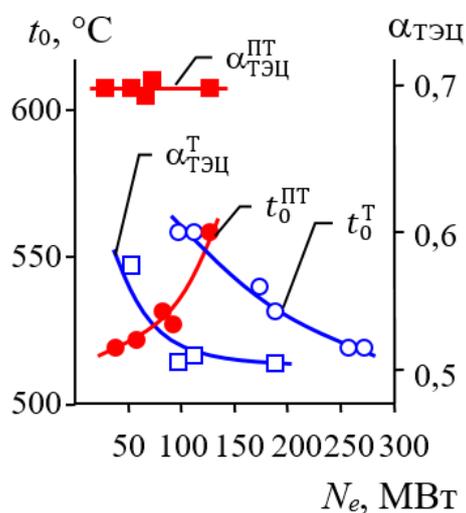


Рисунок 4.2 – Зависимость оптимальных температуры острого пара (t_0) и коэффициента теплофикации ($\alpha_{ТЭЦ}$) от единичной мощности теплофикационных энергоблоков

Можно видеть, что в зависимости от типа турбины, поведение температуры острого пара в зависимости от мощности энергоблока отличается. Для ПТ-энергоблоков с ростом единичной мощности температура острого пара растет от 510 до 560 °С, при этом поведение температуры острого пара для Т-энергоблоков обратно.

Оптимальные энергоблоки с промпрегревом имеют стандартное начальное давление пара на уровне 24 МПа при температуре острого пара 510 °С. Такая температура пара обеспечивает необходимые коэффициенты готовности энергоблоков. Параметры блоков с промпрегревом характеризуются более высокими (по сравнению с традиционными блоками) давлением и более низкой температурой промпрегрева пара (рисунок 4.1). Для рассмотрения поведения температуры острого пара в первой зоне температурного графика представлен рисунок 4.2.

Можно видеть, что в зависимости от типа турбины, поведение температуры острого пара в зависимости от мощности энергоблока отличается. Для ПТ-энергоблоков с ростом единичной мощности температура острого пара растет от 510 до 560 °С, при этом поведение температуры острого пара для Т-энергоблоков обратно.

Отметим, что ПТ-энергоблоки в составе ТЭЦ с зонированием температурного графика эксергетически более эффективны, чем Т-энергоблоки без промперегрева (Рисунок 4.3). Это обусловлено более высокой теплоэксергетической производительностью ПТ-энергоблоков по сравнению с Т-энергоблоками за счет П-отбора и меньшим влиянием режима с пониженным давлением Т-отбора.

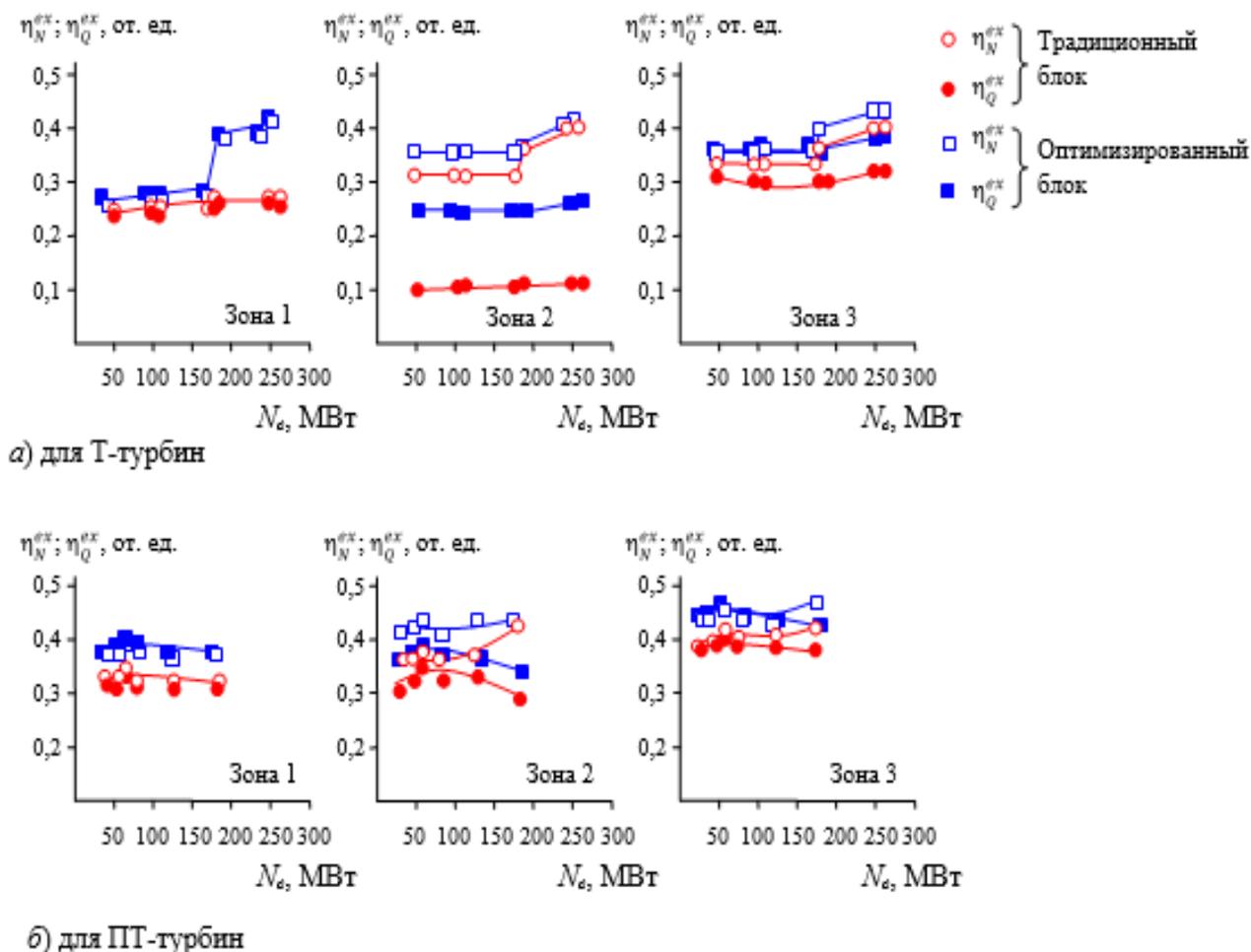


Рисунок 4.3 – Сравнение оптимальных значений эксергетических КПД по отпуску электроэнергии (η_N^{ex}) и теплоэксергии (η_Q^{ex}) со значениями аналогичных показателей для традиционных теплофикационных энергоблоков в условиях зонирования температурного графика: а) энергоблоки на базе турбин типа Т; б) энергоблоки на базе турбин типа ПТ

В целом можно считать, что параметры острого пара незначительно отличаются от стандартных значений при некотором снижении оптимальной t_0 . Подобные

результаты получены ранее на кафедре ТЭС при обеспечении энергоблоков природоохранными технологиями и технологиями повышенной эффективности [134].

Введение промперегрева в Т-энергоблоках позволяет получить в конечном итоге эксергетический КПД на уровне ПТ-энергоблоков (Рисунок 4.3). Таким образом, ПТ-энергоблоки и Т-энергоблоки генерируют достаточно дешевую электроэнергию при работе в составе ТЭЦ с зонированием температурного графика. Вместе с тем из Рисунка 4.3 можно видеть, что оптимизация параметров Т-энергоблоков ТЭЦ с зонированием температурного графика по сравнению с традиционной ТЭЦ увеличивает эксергетическую эффективность по отпуску электроэнергии для первой зоны на 3...10 %, причем для Т-энергоблоков без промперегрева оптимизация позволяет увеличить КПД на 3...5 %, для второй зоны на 3 % для Т-энергоблоков с промперегревом и около 5 % для Т-энергоблоков без промперегрева, для третьей зоны картина аналогичная первой, за исключением того, что для Т-энергоблоков с промперегревом прирост эффективности составляет около 5 %. Для ПТ-энергоблоков картина несколько отличается: для первой зоны прирост эксергетического КПД на электроэнергию и теплоэксергию составляет порядка 7 %, для второй около 5 %, для третьей также около 5 %.

Относительное увеличение эксергетического КПД отпуска электроэнергии и теплоэксергии при оптимизации параметров по сравнению с традиционными теплофикационными энергоблоками в условиях зонирования показано на Рисунке 4.4. Можно видеть, что наибольший относительный прирост наблюдается во второй зоне для Т-энергоблоков и составляет 105-120 %, большие значения соответствуют блокам без промперегрева. Такой прирост объясняется недозагрузкой теплофикационного отбора и последующим регулированием давления в Т-отборе, при котором в сочетании с повышением эффективности установки, производительность остается на том же уровне. Также можно видеть, что в первой зоне с увеличением мощности Т-энергоблока наблюдается увеличение прироста эксергетического КПД при выработке электроэнергии и теплоэксергии от 5 до 50 %, при чем для

блоков без промперегрева прирост составляет 5...10 %. Такое поведение можно объяснить большим диапазоном регулирования Т-отборов турбин с промперегревом.

В целом, можно отметить, что оптимизация параметров ТЭЦ обеспечивает прирост эксергетического КПД во всех зонах температурного графика на 5-120 % в зависимости от типа энергоблока, его мощности и зоны графика.

Важным параметром, определяющим схему регенерации, является температура питательной воды. Оптимальная температура питательной воды (Рисунок 4.5) для энергоблока с промперегревом находится на уровне 270 °С, что выше традиционной $t_{ПВ}$ на 30...50 °С.

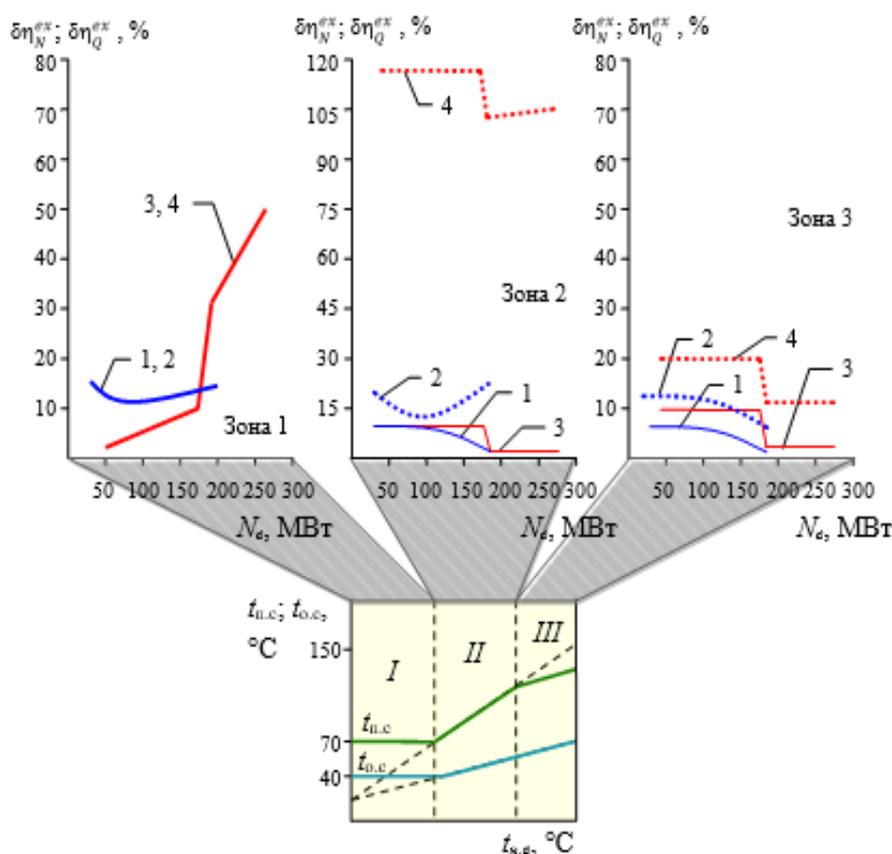


Рисунок 4.4 – Относительное увеличение эксергетического КПД отпуски электроэнергии и теплоэксергии при оптимизации параметров по сравнению с традиционными теплофикационными энергоблоками в условиях зонирования температурного графика: 1, 2 – приращение КПД отпуски электроэнергии (η_N^{ex}) и теплоэксергии (η_Q^{ex}) соответственно энергоблоков типа ПТ; 3, 4 – то же для энергоблоков типа Т

Для обеспечения такой температуры питательной воды требуется установка четырех ПВД вместо трех, а паровая турбина должна иметь еще один отбор высокого давления.

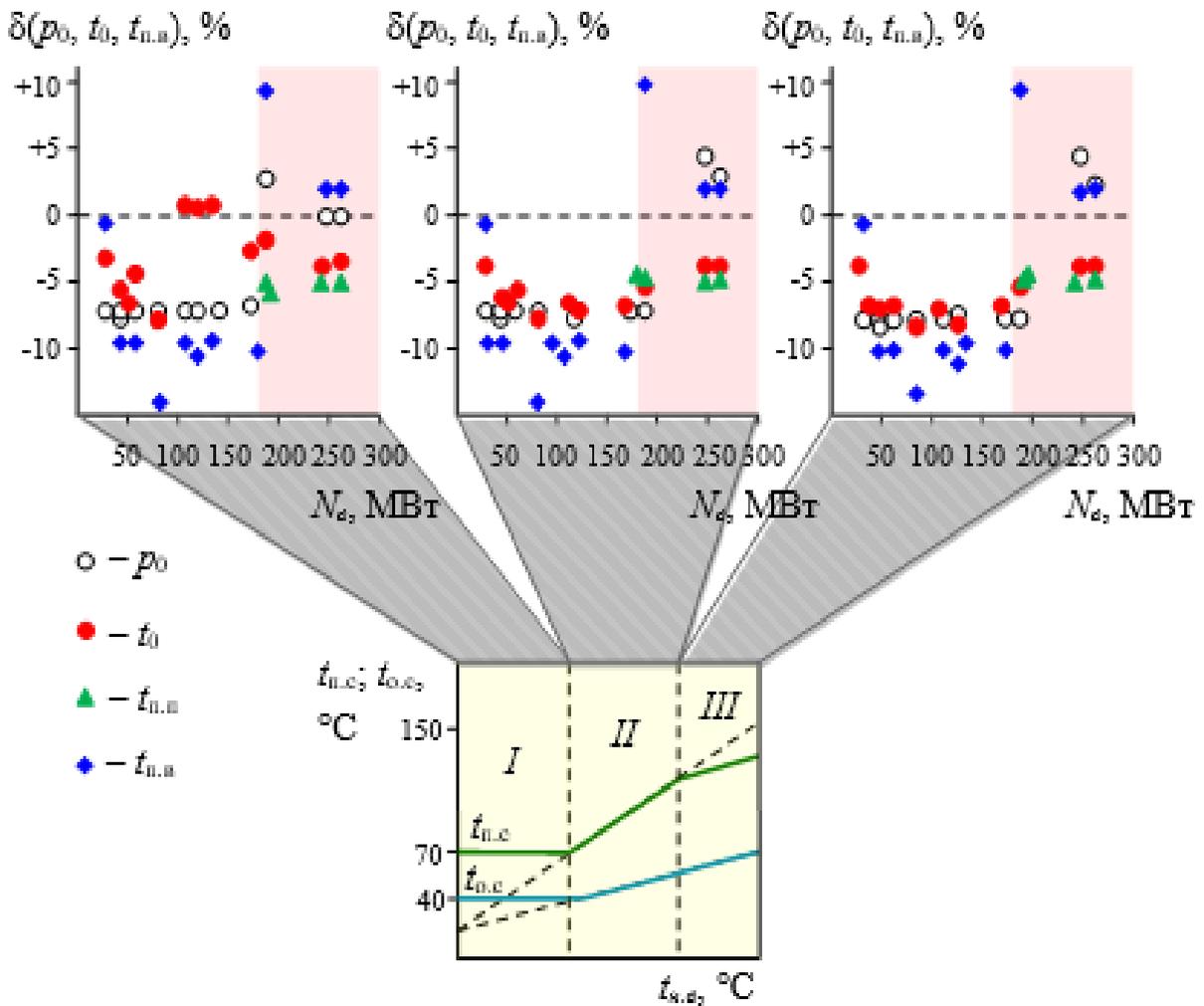
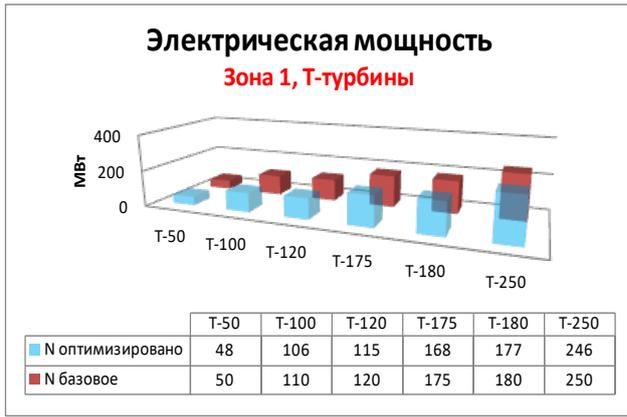


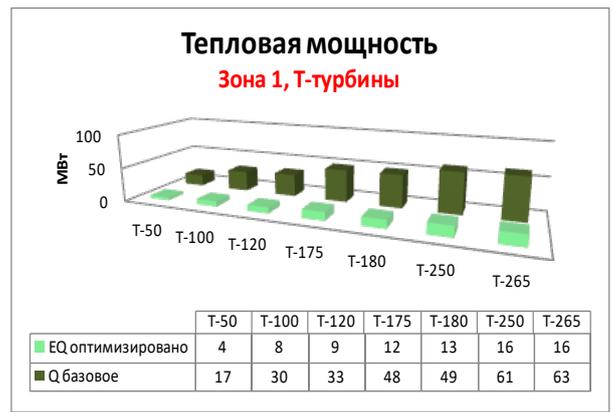
Рисунок 4.5 – Отклонения (δ) параметров ($p_0, t_0, t_{п.в}$) от номинального значения при оптимизации в условиях зонирования температурного графика в зависимости от единичной мощности теплофикационных энергоблоков: p_0 – давление острого пара; t_0 – температура острого пара; $t_{п.в}$ – температура питательной воды; I, II, III – зоны количественного, смешанного и качественного регулирования; N_e – единичная электрическая мощность теплофикационных энергоблоков; $t_{п.с}$ – температура прямой сетевой воды; $t_{о.с}$ – температура обратной сетевой воды; $t_{н.в}$ – температура наружного воздуха

Важно отметить, что для блоков без промперегрева оптимальная температура питательной воды (Рисунок 4.5) ниже стандартных значений на 15...30 °С. Это означает, что для энергоблоков данного типа целесообразно принимать схему регенеративного подогрева без ПВД, или с одним ПВД. При этом уменьшается количество острого пара на турбину на 5...15 % и соответственно снижается производительность котлов. Для этих турбин t_0 на 30...40 °С ниже стандартного значения. В итоге коэффициент готовности выше, чем при стандартных параметрах, что уменьшает коэффициент резерва в энергосистеме при вводе ТЭЦ с зонированием температурного графика с такими турбинами на 6...14 % по сравнению с традиционными ТЭЦ. Понятно, что при таких параметрах эксергетический КПД парогенерирующей части будет меньше, чем при стандартных параметрах. Однако уменьшатся и капиталовложения в котел в среднем на 10 %, и общий эксергетический КПД блока растет (Рисунок 4.4).

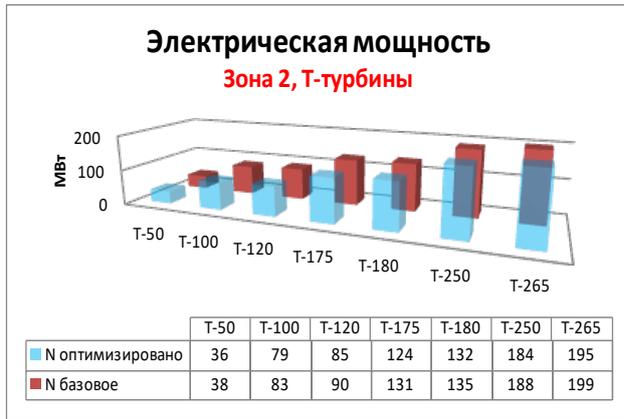
Из Рисунка 4.6 можно видеть поведение энергоблоков при оптимизации параметров. Для Т-энергоблоков во всех зонах электрическая мощность снижается на 1-5 %, большие значения соответствуют энергоблокам меньшей мощности. При этом, рассматривая тепловую мощность, можно видеть, что в первой и второй зонах теплоэксергетическая мощность в 3-8 раз меньше энергетической, в то же время в третьей зоне тепловая базовая и оптимальные нагрузки в энергетическом и эксергетическом эквиваленте отличаются в 2 раза. Что говорит о наилучшем с точки зрения эксергии режиме работы оборудования. Полученные данные подтверждаются теорией, так как в третьей зоне оборудование работает на оптимальных нагрузках, рекомендованных заводом изготовителем.



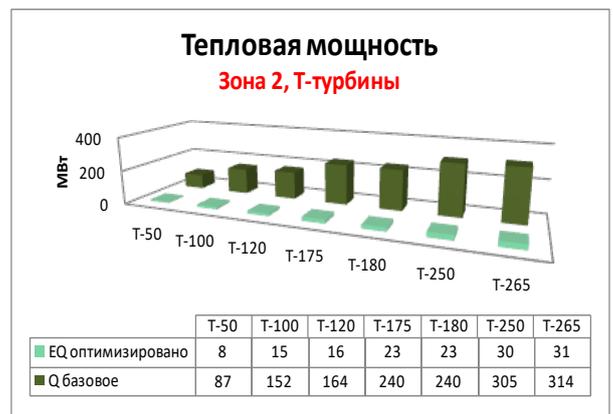
а)



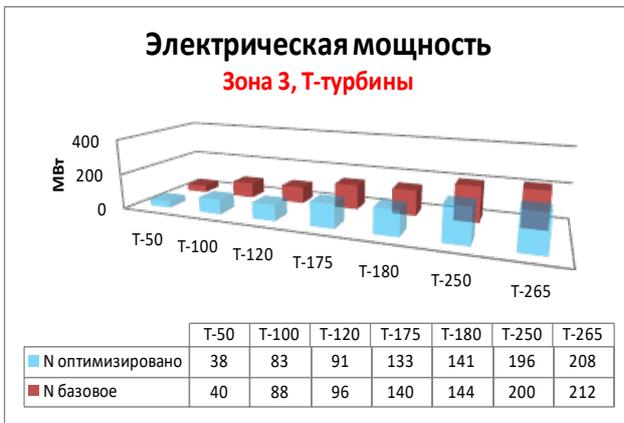
г)



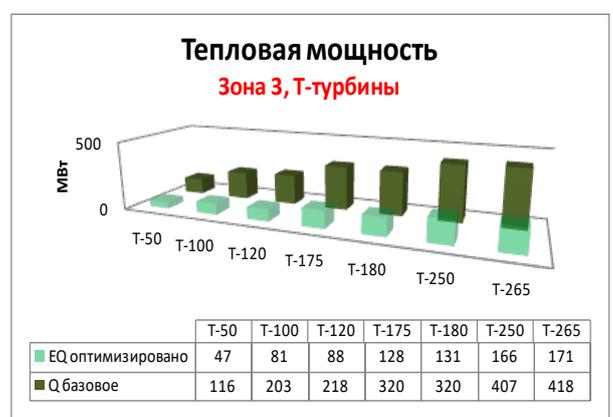
б)



д)



в)



е)

Рисунок 4.6 – Базовая и оптимальная нагрузки теплофикационных энергоблоков типа Т в разных зонах температурного графика (тепловая базовая и оптимальная нагрузки даны в энергетическом и эксергетическом эквиваленте соответственно): а, б, в – электрические нагрузки; г, д, е – тепловые и эквивалентные теплоэксергетические нагрузки.

Для ПТ- энергоблоков наблюдается схожее поведение (Рисунок 4.7). При этом в третьей зоне теплоэксергетическая оптимизированная мощность превышает энергетическую базовую на 10-40 %.



а)



г)



б)



д)



в)



е)

Рисунок 4.7 – Базовая и оптимальная нагрузки теплофикационных энергоблоков типа ПТ в разных зонах температурного графика (тепловая базовая и оптимальная нагрузки даны в энергетическом и эксергетическом эквиваленте соответственно): а, б, в – электрические нагрузки; г, д, е – тепловые и эквивалентные теплоэксергетические нагрузки.

Интересно отметить поведение энергоблока на базе турбины Тп-185. Турбина является модификацией теплофикационной турбины Т-180, с производственным отбором пара. Во второй и третьей зонах оптимальная электрическая мощность превышает базовую на 4 %, при этом теплоэксергетическая оптимизированная мощность меньше базовой энергетической. Опираясь на полученные данные, можно сделать вывод о том, что данную турбину нужно относить в отдельный класс.

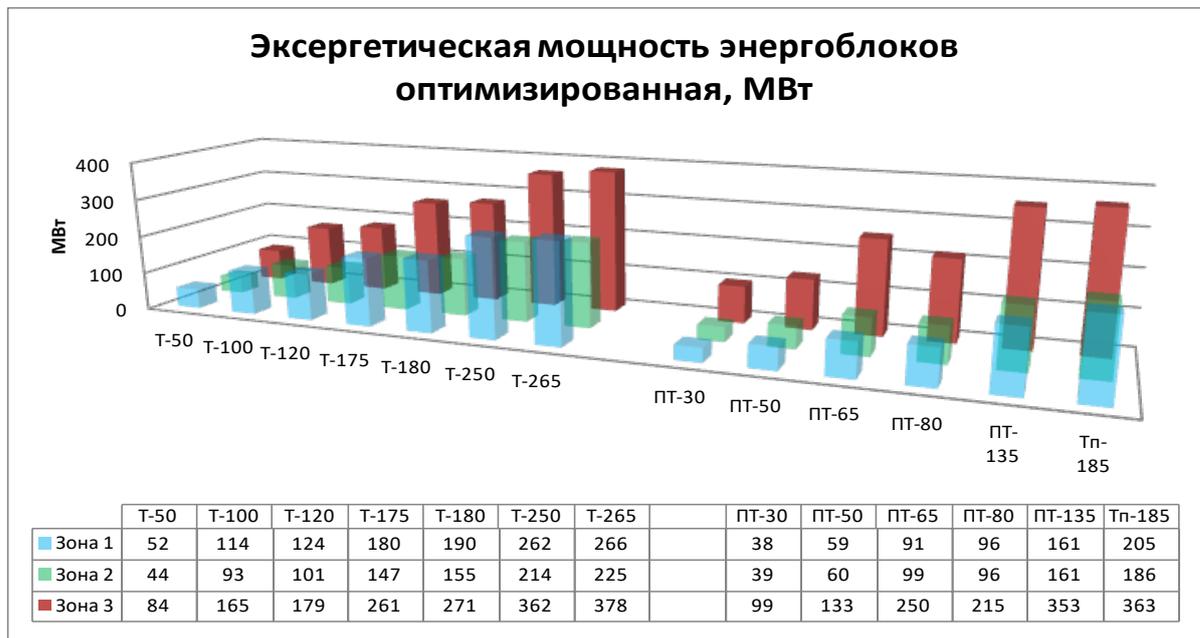


Рисунок 4.8 – Суммарная эксергетическая мощность после оптимизации теплофикационных энергоблоков в условиях зонирования температурного графика

Рассматривая суммарный эксергетический эквивалент работы энергоблоков в условиях зонирования температурного графика в целом (Рисунок 4.8), можно видеть следующие эффекты: зона 2 имеет наименьшую эксергетическую мощность для всех типов турбин, третья зона имеет наибольший эксергетический потенциал. Интересно отметить, что в третьей зоне, сравнивая турбины ПТ-135 и Тп-185 при

большей электрической и теплофикационной мощности турбины Тп-185, суммарная эксергетическая мощность данных энергоблоков одинаковая, что говорит о большом эксергетическом потенциале производственного отбора турбины ПТ-135.

4.3 Расходы топлива теплофикационными энергоблоками в условиях зонирования температурного графика

Блоки разного типа (Т и ПТ) показывают разные показатели экономии топлива в разных зонах температурного графика (Рисунок 4.9). Можно видеть, что в зоне I, при загрузке оборудования предпочтение следует отдавать энергоблокам типа ПТ, в зоне III более выгодны энергоблоки типа Т, а в зоне II блоки Т и ПТ работают с равной эффективностью.

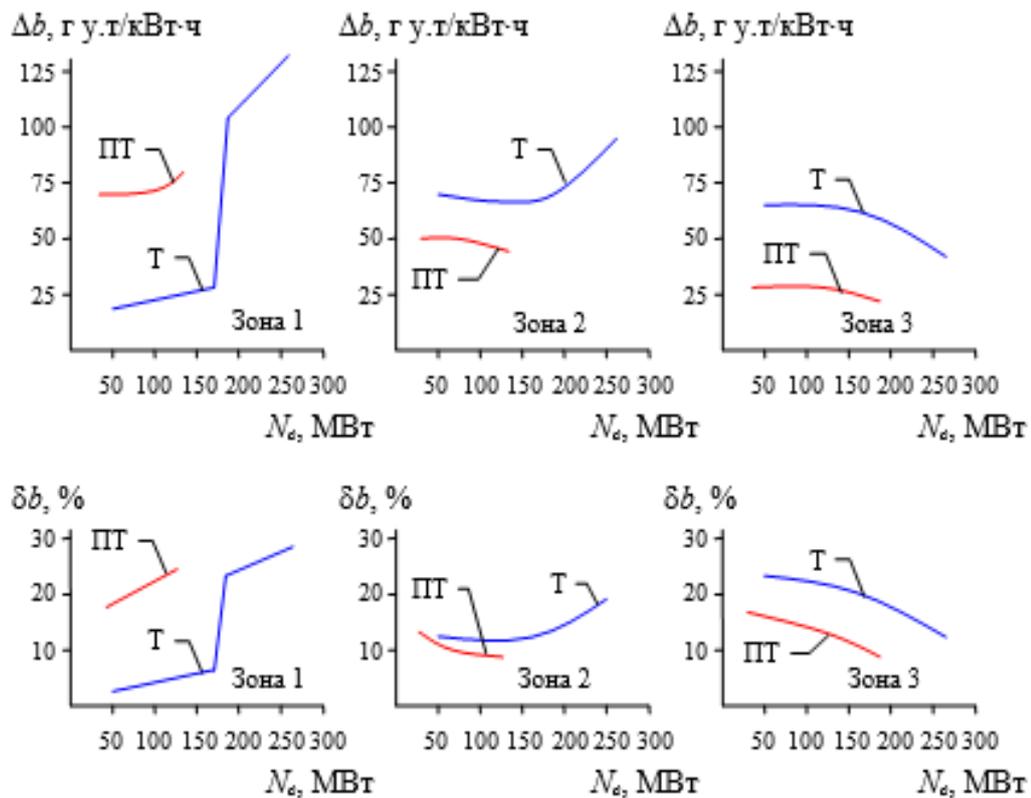


Рисунок 4.9 – Экономия удельного расхода топлива (b) на отпущенную эксергию при оптимизации параметров теплофикационных энергоблоков в условиях зонирования температурного графика: Δb – удельная экономия условного топлива;

δb – относительная экономия условного топлива

Для Т-энергоблоков без промпрегрева оптимизация менее эффективна, чем для энергоблоков с промпрегревом в первой и второй зонах температурного графика, в третьей зоне можно наблюдать обратную картину, при переходе с традиционного на режим ТЭЦ с зонированием температурного графика можно обеспечить экономию топлива. Удельные расходы топлива b , как видно из Рисунка 4.9, для ПТ-энергоблоков изменяются мало при увеличении мощности блока. При этом экономия удельного расхода условного топлива увеличивается от первой зоны к третьей и в абсолютных значениях изменяется от около 75 г у.т./кВт·ч до 25 г у.т./кВт·ч.

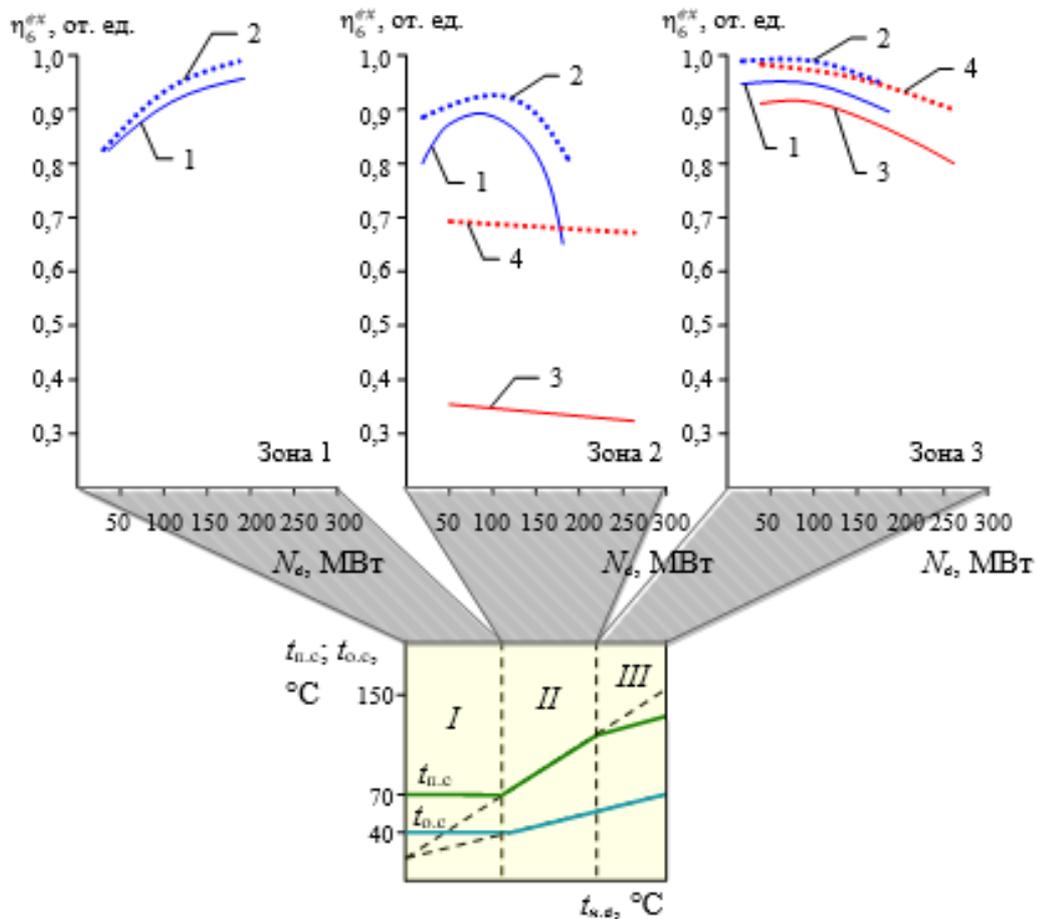


Рисунок 4.10 – Эксергетический КПД системы отпуска теплоты (η_6^{ex}) для теплофикационных энергоблоков в условиях зонирования температурного графика: 1, 2 – при работе традиционного и оптимизированного энергоблока на базе турбин типа ПТ соответственно; 3, 4 – то же для турбин типа Т

Таким образом, для ПТ-энергоблоков выгода от зонирования температурного графика в меньшей степени относится к отпуску электроэнергии и тепла на теплофикацию и в большей степени на производственное тепло. Для Т-энергоблоков наибольшая экономия достигается в первой зоне и составляет 125 г у.т/кВт·ч для турбин с промперегревом. Во второй зоне экономия составляет около 75 г у.т/кВт·ч. В третьей – около 55 г у.т/кВт·ч.

Из Рисунка 4.10 следует, эксергетический КПД системы отпуска теплоты находится на уровне: 0,8...0,95 для первой зоны для ПТ-энергоблоков, при этом оптимизированный блок эффективнее традиционного на 1-3 %, большие значения соответствуют большей мощности. Во второй зоне наибольший прирост наблюдается у Т-энергоблоков, при оптимизации удается достичь значения КПД системы отпуска теплоты 70 %. Для третьей зоны прирост КПД от оптимизации параметров составляет 7-10 %. Из этого следует, что показатели тепловой экономичности ПТ-энергоблоков при зонировании температурного графика менее эффективны для

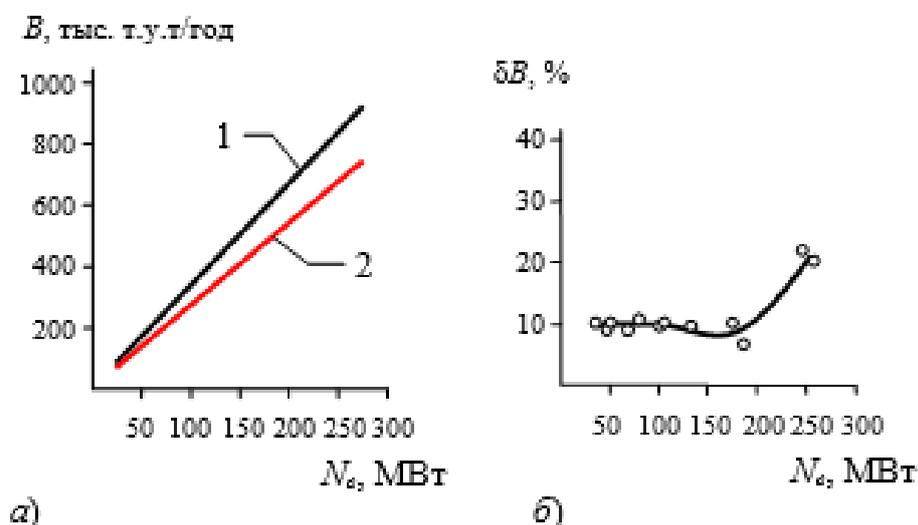


Рисунок 4.11 – Абсолютный расход топлива (а) теплофикационными энергоблоками в условиях расчета по традиционному температурному графику (линия 1) и при его зонировании (линия 2) и относительная экономия топлива (б) в зависимости от единичной мощности энергоблоков

технологических (производственных) потребителей и более эффективны для потребителей электроэнергии и теплофикационного тепла.

Рассматривая эффект от применения зонирования температурного графика в абсолютных и относительных показателях (Рисунок 4.11), можно видеть, что с возрастанием мощности для блоков без промперегрева экономия топлива составляет около 10 %, для энергоблоков с промперегревом эффект от применения зонирования возрастает до 20 %. При этом, рассматривая экономию топлива в абсолютных значениях, можно видеть, что в зависимости от мощности турбины, экономия топлива достигает значений от 10 до 150 тыс. т.у.т/год.

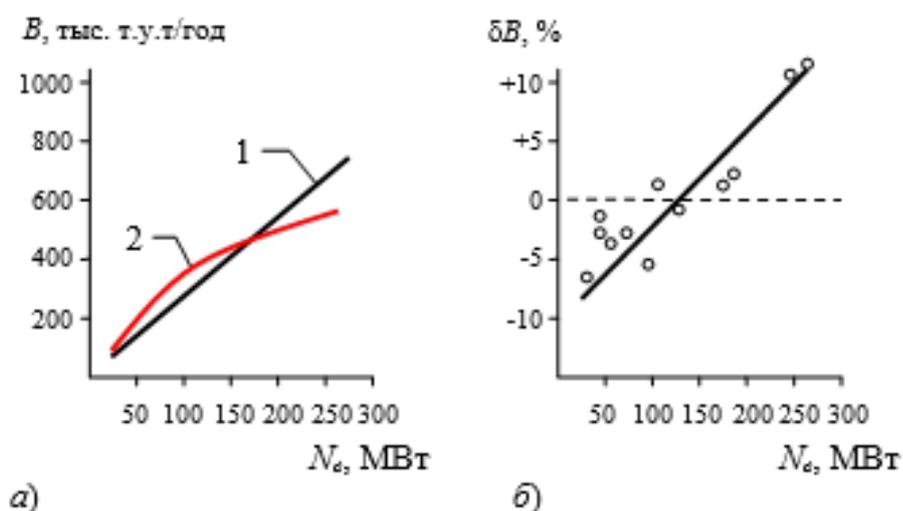


Рисунок 4.12 – Абсолютный расход топлива (а) энергоблоками в условиях зонирования температурного графика (линия 1) и при оптимизации параметров энергоблоков (линия 2) и относительное увеличение/снижение расхода топлива (б) оптимального энергоблока по отношению к традиционному в условиях зонирования температурного графика

Оценивая эффект от оптимизации параметров энергоблоков при зонировании температурного графика (Рисунок 4.12), можно видеть, что при рассмотрении абсолютного расхода условного топлива, оптимизацию при зонировании температурного графика целесообразно применять на энергоблоках мощностью более

150 МВт. При этом относительная экономия условного топлива может достигать 12 % для турбин большой мощности, что в абсолютных значениях составляет около 120 тыс. т.у.т./год. Интересно отметить, что для турбин мощностью менее 150 МВт, при оптимизации параметров перерасход топлива относительно энергоблоков без оптимизации при зонировании температурного графика составляет 1-7 % или 5-50 тыс. т.у.т./год большие значения при относительном исчислении соответствуют меньшим мощностям энергоблоков, при абсолютном – большим.

4.4 Структурный и технико-экономический эффект при зонировании температурного графика

Оценка структурного и технико-экономического эффектов для теплофикационных энергоблоков выполнена на основе затратной функции, зависящей от числовых переменных, графа энергоблока, множества внешних связей энергоблока, логических параметров. При этом каждая функциональная часть (агрегат) энергоблока (Рисунок 3.7) характеризуется затратами в ее создание, а также затратами, переносимыми с материальными потоками по связям между частями.

Распределение затрат по агрегатам энергоблока можно представить в виде:

$$\partial = \frac{z_i}{Z}; \quad (4.2)$$

где z_i – затраты в i -ый агрегат энергоблока, Z – суммарные затраты энергоблок, характеризующие капиталовложения в него, затраты на топливо и вспомогательные реагенты.

В такой постановке распределение затрат между агрегатами в разных условиях функционирования, характеризующихся, например, зоной температурного графика, будет отражать необходимую для данных условий структуру энергоблока. Такая структура включает собственно агрегаты (той или иной сложности исполнения) и связи между ними (Рисунок 4.13).

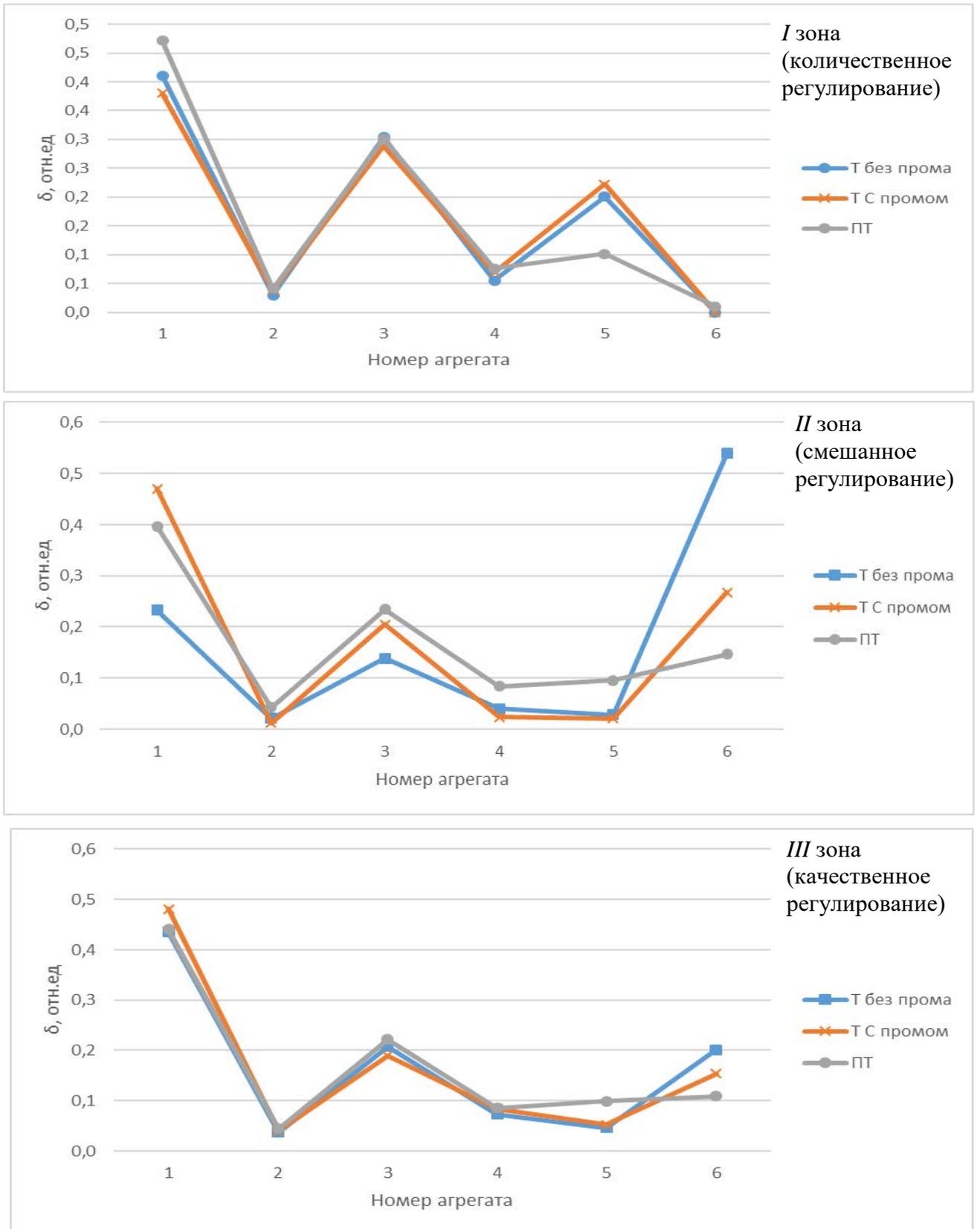


Рисунок 4.13 – Распределение затрат по агрегатам теплофикационных энергоблоков в условиях зонирования температурного графика

Можно видеть, что структура затрат в агрегаты энергоблоков для работы в первой и третьей зонах температурного графика близки друг к другу в рамках каждого типа энергоблока (Т и ПТ) и во многом совпадает с распределением затрат в агрегаты при организации традиционной ТЭЦ (Рисунок 4.14).

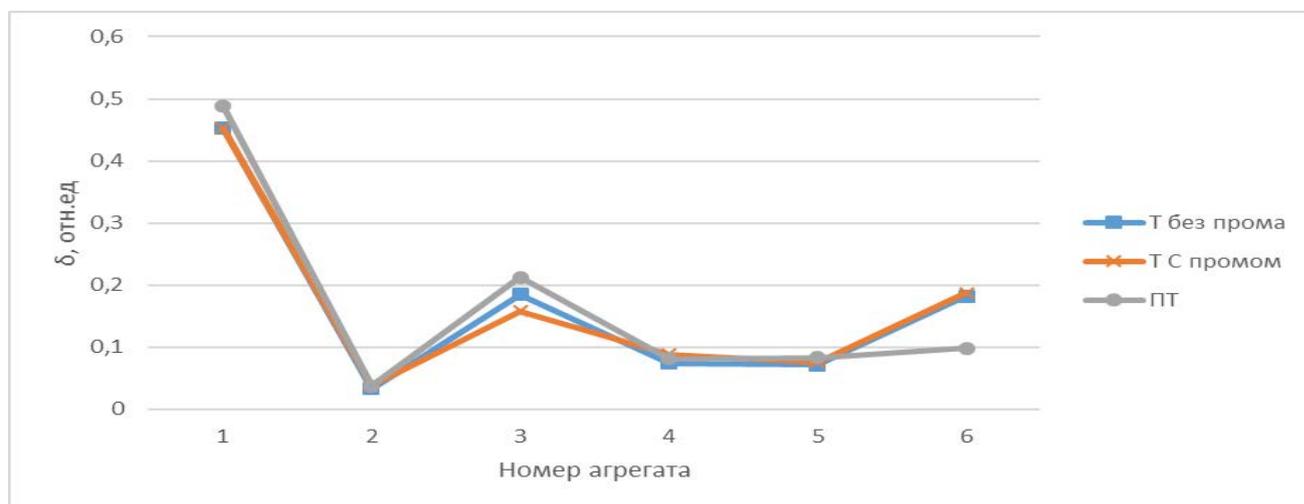


Рисунок 4.14 – Распределение затрат по агрегатам энергоблоков традиционной ТЭЦ

Исключение составляет пятый агрегат (электрическая часть энергоблока) для первой зоны температурного графика (количественное регулирование). В этом случае относительные затраты в пятый агрегат существенно больше (приблизительно в 1,5-2 раза)

Существенное отличие имеет структура энергоблока при работе во второй зоне графика (смешанное регулирование). Для объяснения подобного явления требуется более глубокое исследование, однако можно говорить о том, что при создании нового оборудования в виде теплофикационных энергоблоков, следует учитывать не только его мощность и нагрузочные характеристики теплофикационных отборов, но и зону температурного графика, в которой блок должен работать длительное время, так как наилучшая структура блока будет зависеть от этого фактора.

Совокупный относительный критерий технико-экономической эффективности отражает преимущество работы теплофикационных энергоблоков с оптимальными параметрами в условиях зонирования температурного графика по сравнению с работой энергоблоков в традиционном варианте исполнения и представлен в виде:

$$\beta = \frac{Z_{\text{опт.}}}{Z}; \quad (4.3)$$

где $Z_{\text{опт.}}$ – суммарные затраты в создание и функционирование теплофикационного энергоблока при оптимизации параметров.

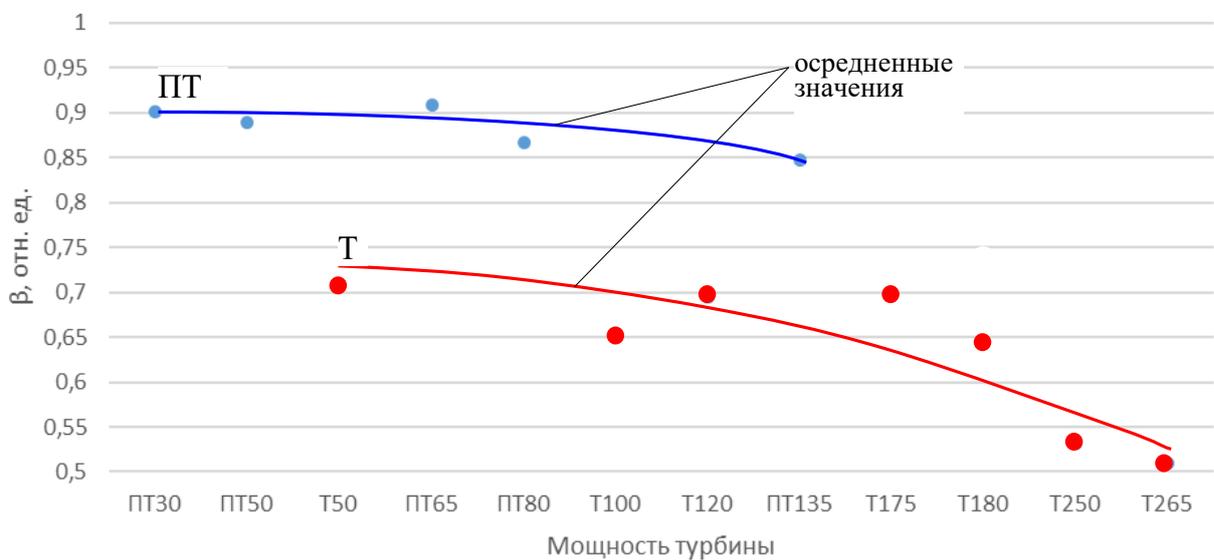


Рисунок 4.14 – Преимущество зонирования температурного графика для теплофикационных энергоблоков разного типа

Можно видеть, что наибольший эффект (Рисунок 4.14) от оптимизации параметров ТЭЦ в условиях зонированного температурного графика получают с одной стороны энергоблоки типа Т, с другой – мощные энергоблоки любого типа.

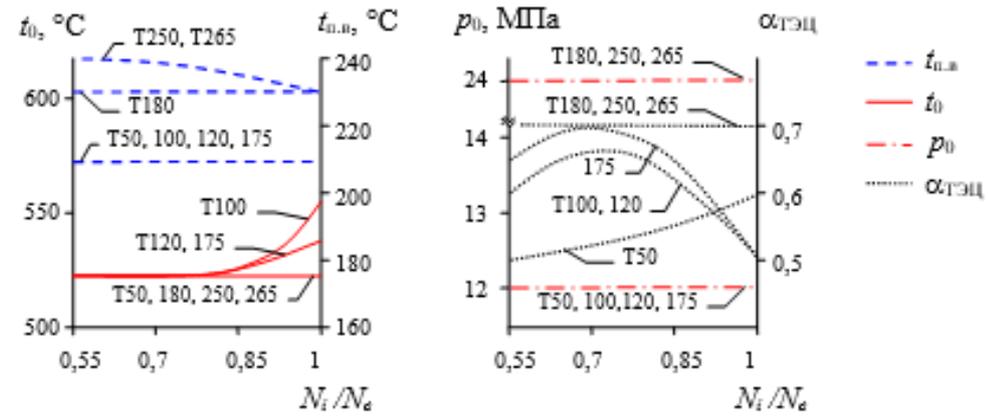
4.5 Устойчивость оптимальных решений

Оценка устойчивости оптимальных параметров энергоблоков ТЭЦ с технологией зонирования температурного графика проведена по внешним (по отношению к исследуемому энергоблоку) параметрам и показателям в условиях разуплотнения графиков нагрузок для первой зоны температурного графика путем изменения электрической нагрузки. В качестве объектов исследования определены энергоблоки на базе турбин Т-50, Т-110, Т-120, Т-175, Т-180, Т-250, Т-265, ПТ-30, ПТ-50, ПТ-65, ПТ-80 и ПТ-135.

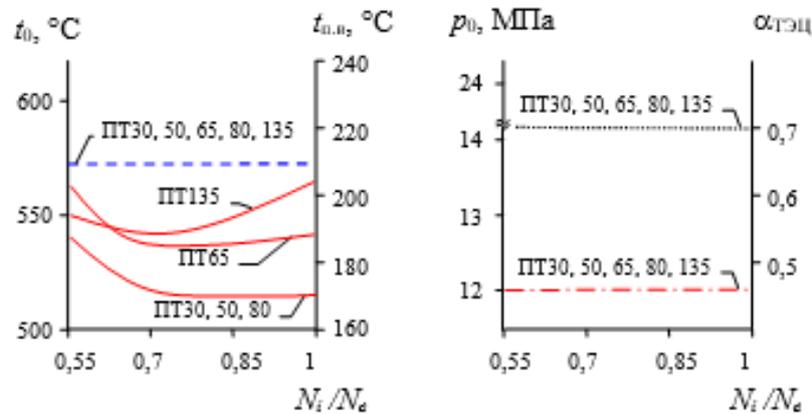
Исходные данные для расчета показателей устойчивости приведены в Таблице 4.2, нагрузка горячего водоснабжения составляет 15 % от номинальной нагрузки, производственные отборы пара нагружены полностью.

Таблица 4.2 – Исходные данные для расчета устойчивости

	I серия $N=0,85N_{ном}$		II серия $N=0,7N_{ном}$		III серия $N=0,55N_{ном}$	
	Q , МВт	N , МВт	Q , МВт	N , МВт	Q , МВт	N , МВт
Т-50	42,5	50	35	50	27,5	50
Т-110	93,5	110	77	110	60,5	110
Т-120	102	120	84	120	66	120
Т-175	148,75	175	122,5	175	96,25	175
Т-180	153	180	126	180	99	180
Т-250	212,5	250	175	250	137,5	250
Т-265	225,25	265	185,5	265	145,75	265
ПТ-30	25,5	30	21	30	16,5	30
ПТ-50	42,5	50	35	50	27,5	50
ПТ-65	55,25	65	45,5	65	35,75	65
ПТ-80	68	80	56	80	44	80
ПТ 135	114,75	135	94,5	135	74,25	135



а) Т-турбины



б) ПТ-турбины

Рисунок 4.18 – Изменение оптимальных параметров теплофикационных энергоблоков в зависимости от электрической нагрузки (разукрупнение электрического графика нагрузки) для зоны 1 температурного графика

На рисунке 4.18 показано изменение оптимальных параметров энергоблоков с технологией ТЭЦ с зонированием температурного графика (p_0 , t_0 , $t_{п.п.}$, $\alpha_{ТЭЦ}$) в зависимости от электрической нагрузки. Легко видеть, что оптимальные давления p_0 для практически всех рассмотренных турбин устойчивы во всем диапазоне мощности турбин и принимают значения для энергоблоков без промперегрева около 12 МПа, для энергоблоков с промперегревом – на уровне стандартных. Изменений коэффициента теплофикации $\alpha_{ТЭЦ}$ для ПТ энергоблоков не наблюдается (Рисунок 4.13). Температура острого пара t_0 для отдельных типов Т-энергоблоков имеет незначительные отклонения, не превышающие 15 °С, однако стоит отметить, что

для турбины Т-180 на номинальной нагрузке отклонение составляет 25 °С. Температура острого пара для энергоблоков ПТ-30, ПТ-50, ПТ-80 с увеличением мощности снижается относительно стандартных параметров на 40 °С, для ПТ-65 на 25 °С. Интересно отметить поведение энергоблока ПТ-135, при увеличении нагрузки можно видеть незначительное снижение температуры острого пара на 5 °С, затем имеет место рост на 15 °С.

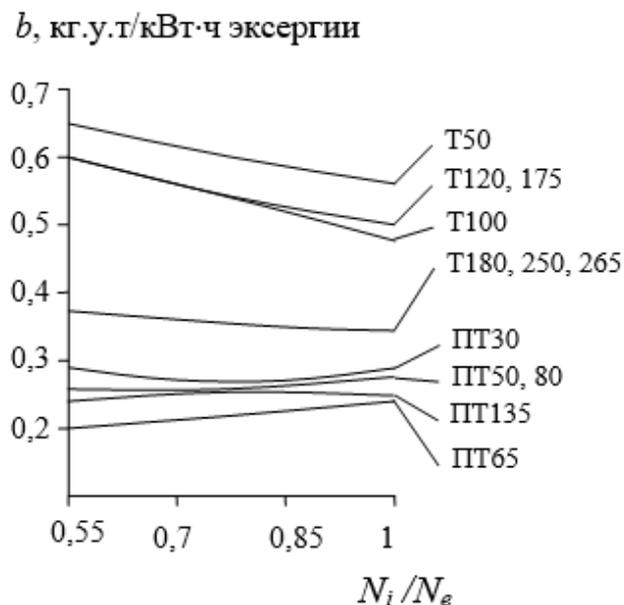


Рисунок 4.19 – Удельный расход условного топлива (b) на произведенную энергоблоков эксергию при разукрупнении графика электрической нагрузки в зоне 1 температурного графика (количественное регулирование)

ного регулирования дает ощутимый эффект. Понятно, что удельный расход условного топлива тем меньше, чем выше относительная мощность энергоблока.

Выводы по четвертой главе

1. Получены оптимальные параметры теплофикационных энергоблоков в различных зонах температурного графика.

Удельные расходы топлива b , как видно из Рисунка 4.19, для ПТ-энергоблоков изменяются мало при переходе на технологию ТЭЦ с зонированием температурного графика. Более того, перевод ПТ-энергоблоков стандартных параметров на пониженное давление острого пара приводит даже к некоторому увеличению b . Это вызвано снижением удельного расхода топлива на отпускаемое теплофикационное тепло. Вместе с тем для Т-энергоблоков оптимизация в зоне количественного регулирования дает ощутимый эффект.

2. Показано, что при зонировании температурного графика для зоны смешанного и качественного регулирования оптимальное давление острого пара находится на уровне стандартных значений 12 и 24 МПа при некотором (до 510 °С) снижении оптимальной температуры перегретого пара.

3. Показано, что при зонировании температурного графика для зоны количественного регулирования оптимальные параметры энергоблоков соответствуют стандартным значениям, за исключением температуры острого пара. Для ПТ-энергоблоков температура острого пара растет с ростом мощности с 510 °С до 560 °С, для Т-энергоблоков снижается с 560 °С до 510 °С.

4. Показано, что наибольший относительный прирост эксергетического КПД отпуска теплоэксергии при оптимизации параметров энергоблоков по сравнению с традиционными теплофикационными энергоблоками в условиях зонирования температурного графика наблюдается в зонах количественного и смешанного регулирования и составляет: для турбин типа Т в зоне смешанного регулирования от 105 до 120 %, меньшие значения соответствуют большим мощностям, для зоны количественного регулирования от 5 до 50 %; для турбин типа ПТ от 15 до 30 %.

5. Показано отклонение параметров (p_0 , t_0 , $t_{п.в}$) от номинального значения при оптимизации в условиях зонирования температурного графика в зависимости от единичной мощности теплофикационных энергоблоков, которое для блоков на станциях с поперечными связями составляет 5-10 %.

6. Показаны эквивалентные энергетическим эксергетические нагрузки энергоблоков в различных зонах температурного графика. Для Т-энергоблоков во всех зонах электрическая мощность снижается на 1-5 %, большие значения соответствуют энергоблокам меньшей мощности. В первой и второй зонах теплоэксергетическая мощность в 3-8 раз меньше энергетической, в третьей зоне в 2 раза меньше. Для ПТ- энергоблоков наблюдается схожее поведение. Однако в третьей зоне теплоэксергетическая оптимальная мощность превышает энергетическую базовую на 10-40 %.

7. Показано, что оптимальная температура питательной воды для энергоблока с промперегревом находится на уровне $270\text{ }^{\circ}\text{C}$, что выше традиционной $t_{\text{пв}}$ на $30\text{...}50\text{ }^{\circ}\text{C}$. Для обеспечения такой температуры питательной воды требуется установка четырех ПВД вместо трех, а паровая турбина должна иметь еще один отбор высокого давления. Для блоков без промперегрева оптимальная температура питательной воды ниже стандартных значений на $15\text{...}30\text{ }^{\circ}\text{C}$. Это означает, что для энергоблоков данного типа целесообразно принимать схему регенеративного подогрева без ПВД, или с одним ПВД. При этом уменьшается количество острого пара на турбину на $5\text{...}15\text{ }\%$ и соответственно снижается производительность котлов. Для этих турбин t_0 на $30\text{...}40\text{ }^{\circ}\text{C}$ ниже стандартного значения. В итоге коэффициент готовности выше, чем при стандартных параметрах, что уменьшает коэффициент резерва в энергосистеме при вводе ТЭЦ с зонированием температурного графика с такими турбинами на $6\text{...}14\text{ }\%$ по сравнению с традиционными ТЭЦ.

8. Показано, что экономия удельного расхода топлива на отпускаемую эксергию при оптимизации параметров теплофикационных энергоблоков в условиях зонирования температурного графика составляет для Т энергоблоков: в первой зоне $3\text{-}28\text{ }\%$, во второй зоне $12\text{-}18\text{ }\%$, в третьей $15\text{-}25\text{ }\%$, что в абсолютных значениях составляет $25\text{-}125\text{ г у.т./кВт}\cdot\text{ч}$, $75\text{-}90\text{ г у.т./кВт}\cdot\text{ч}$, $50\text{-}75\text{ г у.т./кВт}\cdot\text{ч}$ соответственно. Для ПТ энергоблоков наибольший эффект достигается в зоне количественного регулирования и составляет $18\text{-}25\text{ }\%$ или $75\text{-}80\text{ г у.т./кВт}\cdot\text{ч}$.

9. Показан прирост эксергетического КПД системы отпуска теплоты для теплофикационных энергоблоков в условиях зонирования температурного графика, наибольший эффект достигается во второй зоне и составляет $35\text{ }\%$.

10. Показано, что при зонировании температурного графика, в зависимости от единичной мощности энергоблока экономия топлива, составляет от 10 до $20\text{ }\%$, большие значения соответствуют турбинам с промперегревом.

11. Показана устойчивость оптимальных решений для зоны количественного регулирования температурного графика при разукрупнении графика электрической нагрузки. Показано, что турбины типа ПТ в этих условиях более устойчивы, благодаря постоянной загрузке производственного отбора пара.

12. Показано, что при создании новых теплофикационных энергоблоков следует учитывать не только их мощность и теплофикационные нагрузки, но и зону температурного графика, в которой планируется его работа, так как от этого фактора зависит структурная схема энергоблока.

13. Показано, что при работе традиционных энергоблоков по зонированному температурному графику и при работе в первой зоне (количественное регулирование), предпочтение следует отдавать ПТ энергоблокам, во второй зоне (смешанное регулирование) работа Т и ПТ энергоблоков равнозначна, а в третьей зоне (качественное регулирование) предпочтение следует отдавать энергоблокам типа Т.

ГЛАВА 5 РАБОТА ТЕПЛОЦЕНТРАЛЕЙ В УСЛОВИЯХ ЗОНИРОВАНИЯ ТЕМПЕРАТУРНОГО ГРАФИКА

5.1 Моделирование работы энергоблоков теплоэлектроцентрали мощностью 500 МВт

С использованием рассмотренных выше положений смоделирована работа ТЭЦ-500, которая включает энергоблоки типа Т и ПТ (Таблица 5.1). Такая или подобная конфигурация ТЭЦ характерна для многих электростанций России. В модели для первой зоны температурного графика тепловая нагрузка ТЭЦ соответствует режиму ГВС и характеризуется $Q=317$ МВт, число часов использования установленной мощности $\tau=2027$ ч, температуры прямой и обратной сетевой воды составляют $t_{п.с}=70$ °С, $t_{о.с}=38$ °С, а эквивалентная расчетная температура наружного воздуха $t_{н.в}=+5$ °С. Вторая зона температурного графика обеспечивает отпуск 750 МВт теплоты при параметрах $\tau=1236$ ч, $t_{п.с}=85$ °С, $t_{о.с}=42$ °С, $t_{н.в}=-8$ °С, а третья – $Q=851$ МВт, $\tau=2187$ ч, $t_{п.с}=98$ °С, $t_{о.с}=53$ °С, $t_{н.в}=-22$ °С.

Таблица 5.1 – Характеристики энергоблоков ТЭЦ-500 [96, 97, 98]

Маркировка	Количество	N	Q	P_0	t_0	$t_{п.в}$	$G_{отб.}$	$P_{отб.}$
		МВт	МВт	МПа	°С	°С	т/ч	МПа
Т-50	2	50	116	12,8	555	232	–	–
Т-110	2	110	203	12,8	555	234	–	–
ПТ-50	1	50	73	12,8	555	230	118	1,0
ПТ-135	1	135	140	12,8	555	232	324	1,2

Сравниваются два варианта загрузки оборудования: пропорциональная загрузка всех агрегатов во всех зонах температурного графика и загрузка, учитывающая результаты выполненных оптимизационных расчетов, когда в первой зоне грузят сначала энергоблоки типа ПТ, во второй зоне все блоки в равной степени, а в

третьей – сначала энергоблоки типа Т. Электрическая мощность ТЭЦ во всех зонах и для обоих вариантов обусловлена тепловым графиком нагрузки, то есть, на всех режимах обеспечивают только вентиляционный пропуск пара в конденсатор.

5.2 Результаты моделирования работы ТЭЦ-500 теплоэлектроцентрали мощностью 500 МВт

На Рисунке 5.1 показан КПД отпуска электроэнергии и тепла с теплофикационным и производственным отбором пара для пропорциональной нагрузки ТЭЦ и с учетом рекомендаций оптимизационных расчетов для зонирования температурного графика.

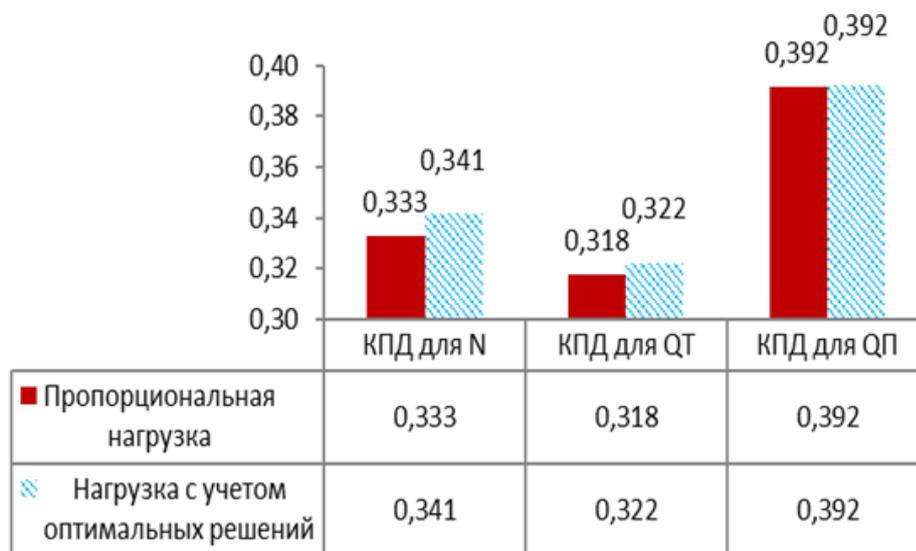


Рисунок 5.1 – КПД отпуска электроэнергии (η_N) и теплоэнергии с теплофикационным (η_T) и производственным (η_P) отбором для пропорциональной загрузки ТЭЦ и с учетом рекомендаций оптимизационных расчетов для зонированного температурного графика

Можно видеть, что наибольший эффект наблюдается для отпуска электроэнергии. Это связано с тем, что учёт зонирования температурного графика позволяет нагружать более эффективное оборудование, что в свою очередь увеличивает выработку электроэнергии при отпуске теплоты. КПД по отпуску теплоэнергии с

производственным отбором пара не изменяется. Это связано с тем, что в соответствии с заданием производственные отборы пара загружены полностью. В итоге коэффициент полезного действия по отпуску электроэнергии с учетом рекомендаций увеличивается на 0,8 % и составляет 0,341, при этом КПД по отпуску теплоэнергии с теплофикационным отбором растет на 0,4% и составляет 0,322.

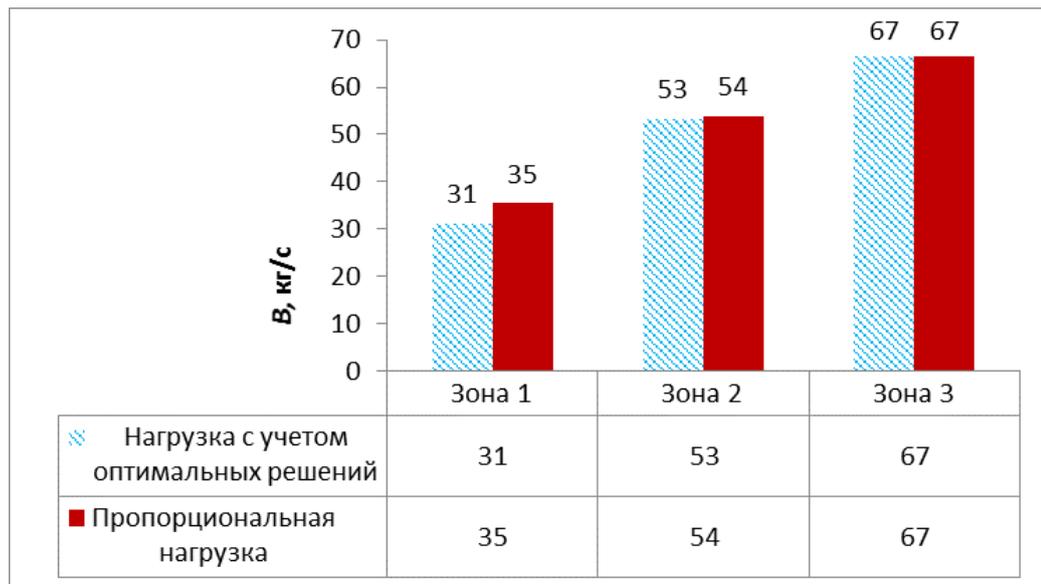


Рисунок 5.2 – Абсолютный годовой расход топлива на ТЭЦ в условиях зонирования температурного графика и при различной загрузке оборудования

На Рисунке 5.2 показан абсолютный расход топлива по зонам регулирования. Можно видеть, что наибольший эффект наблюдается в 1 зоне, в третьей зоне эффекта нет, так как в соответствии с заданными условиями в зоне качественного регулирования оборудование загружено полностью. Для зоны смешанного регулирования эффект составляет 1 кг/с.

Тогда годовая экономия топлива для теплофикационной электрической станции с отпуском пара на производственные нужды электрической номинальной мощностью 500 МВт составляет 35 тыс. т.у.т./год (Рисунок 5.3).

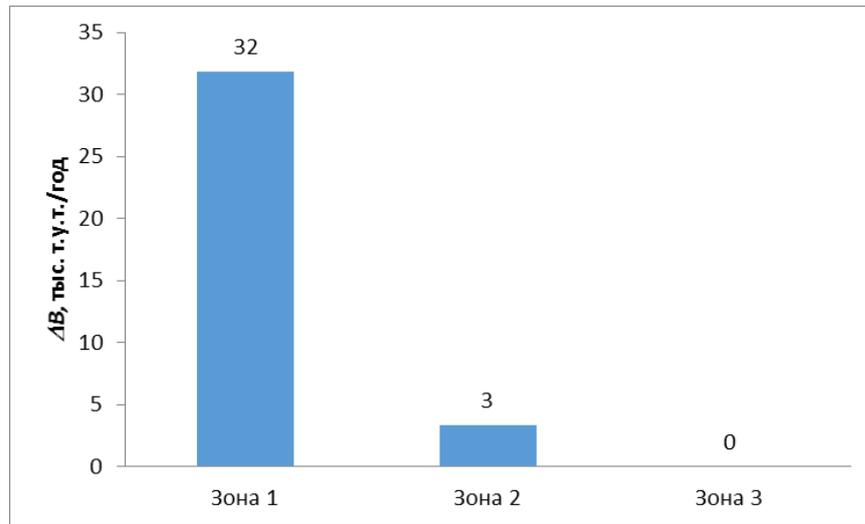


Рисунок 5.3 – Годовая экономия топлива на ТЭЦ

Таким образом подтверждена целесообразность применения зонирования температурного графика при выборе состава действующего оборудования, и его загрузке.

5.3 Анализ работы Новосибирской ТЭЦ-2

Далее в работе проведен анализ функционирования действующей электростанции (Рисунок 5.4).

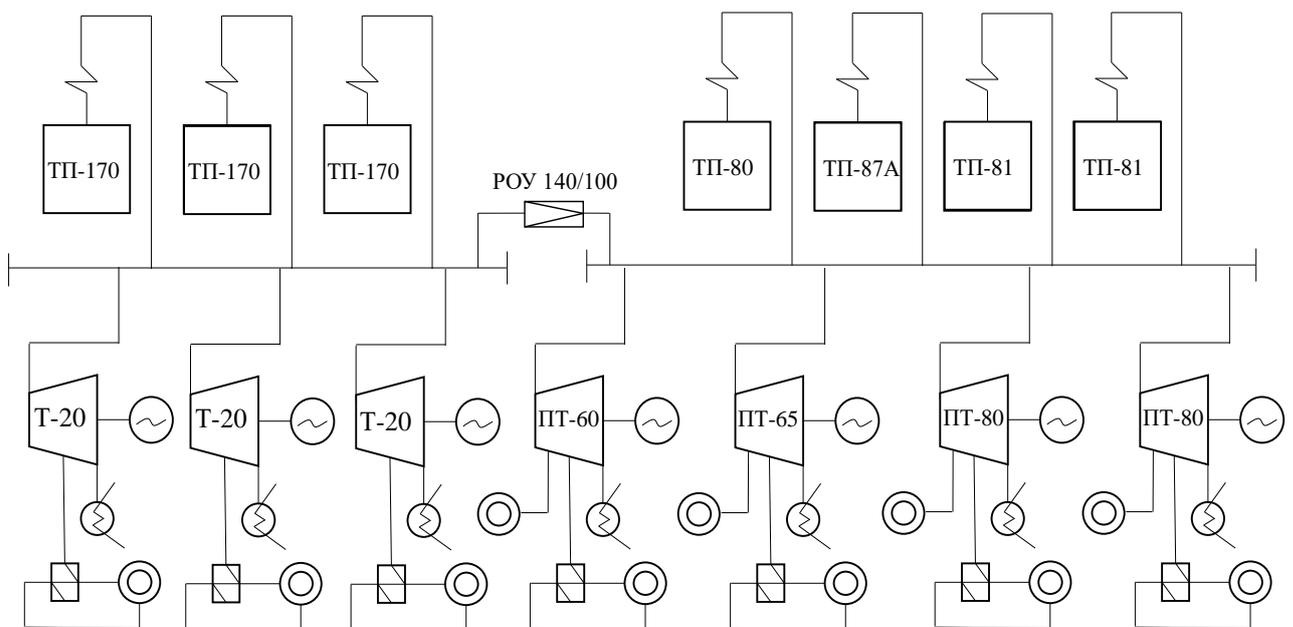


Рисунок 5.4 – Принципиальная тепловая схема НТЭЦ-2

При формировании массива исходных данных использованы характеристики турбин, непосредственно установленных на Новосибирской ТЭЦ-2. А именно, турбины с теплофикационным отбором пара Т-20 ст. № 3,4,5 и турбины с производственным и теплофикационным отбором пара ПТ-60 и ПТ-65 ст. № 6 и 7 соответственно, ПТ-80 ст. № 8,9 (Таблица 5.2).

Таблица 5.2 – Характеристики энергоблоков НТЭЦ-2 (ТЭЦ-345)

Ст. номер турбины	Маркировка	Нижняя граница N , МВт	Верхняя граница N , МВт	Нижняя граница Q_T , МВт	Верхняя граница Q_T , МВт	Нижняя граница Q_P , МВт	Верхняя граница Q_P , МВт
№3	Т-20-90	9	22	10	50	-	-
№4	Т-20-90	9	22	10	50	-	-
№5	Т-20-90	9	22	10	50	-	-
№6	ПТ-60/75-130/13	18	76	15	95	20	140
№7	ПТ-65/75-130/13	18	76	15	95	20	140
№8	ПТ-80/100-130/13	26	80	20	140	20	140
№9	ПТ-80/100-130/13	26	80	20	140	20	140

Далее представлены результаты оценки экономического эффекта при учете зонирования температурного графика на ТЭЦ. При этом использованы данные отчетов по форме 3-тех для Новосибирской ТЭЦ-2 за 2017 г. В расчетах принимается, что котельное и турбинное оборудование, используемое в каждом месяце, находилось в работе полный месяц, без пусков и остановов.

В результате моделирования режимов работы энергоблоков ТЭЦ получим некоторую экономию топлива:

$$\Delta B = B - B_{\text{зон}} ; \quad (5.1)$$

где B – фактический расход топлива по данным формы 3-тех НТЭЦ-2, кг/с;
 $B_{\text{зон}}$ – расход топлива, полученный в результате расчета с учетом зонирования температурного графика, кг/с.

Экономия топлива на ТЭЦ составит:

$$\Delta B_{\text{ТЭЦ}} = \sum_n \Delta B; \quad (5.2)$$

где n – число блоков на ТЭЦ.

В расчетах в качестве режимного показателя принято средневзвешенное значение расходов и параметров в течение календарного месяца с разделением на зимние и летние условия эксплуатации. Зимние месяцы характеризуют теплофикационные графики нагрузок, а летние – электрические графики нагрузок.

Экономический эффект определяется с учетом стоимости топлива, руб.:

$$\mathcal{E} = C_{\text{т}} \cdot \Delta B_{\text{ТЭЦ}}; \quad (5.3)$$

Здесь $C_{\text{т}}$ – цена топлива, руб/кг.

Фактически для исследуемой ТЭЦ показатель \mathcal{E} является некоторой упущенной выгодой в рассматриваемом году.

С учетом представленной выше методики проведена технико-экономическая оценка работы НТЭЦ-2 в 2017 году, результаты представлены на Рисунке 5.5.

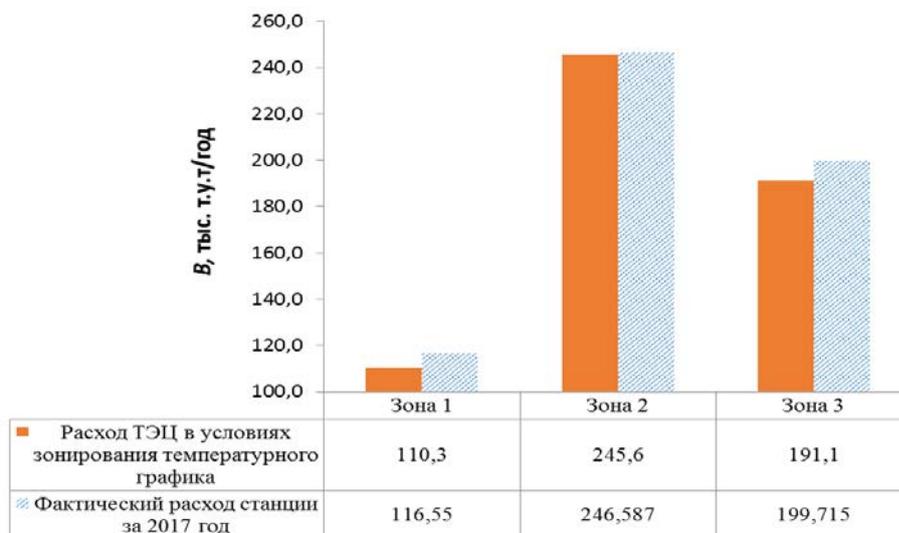


Рисунок 5.5 – Абсолютный годовой расход топлива на ТЭЦ в условиях зонирования температурного графика и при различной загрузке оборудования

Наибольшая экономия топлива в абсолютном эквиваленте достигается в третьей зоне регулирования, в относительном эквиваленте – в первой зоне. Это объясняется тем, что влияние зонирования температурного графика оказывает наибольший эффект в первой зоне регулирования, при этом количество задействованного оборудования в этой зоне существенно меньше.

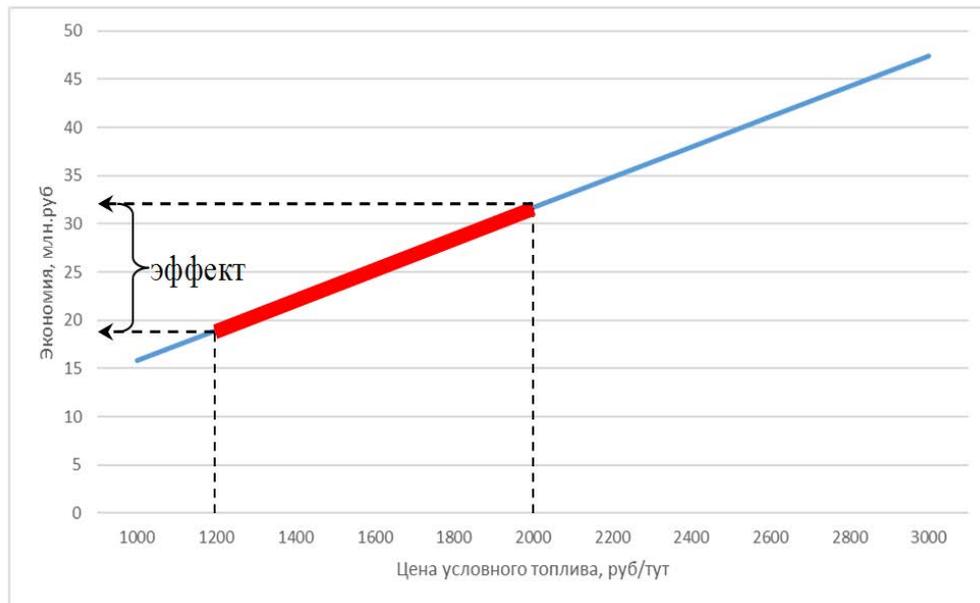


Рисунок 5.6 – Годовой экономический эффект при учете зонирования температурного графика на НТЭЦ-2 в зависимости от цены топлива

Совокупная годовая экономия топлива составит 15,8 тыс. т у.т./год.

При условии стоимости топлива 1200-2000 руб./т у.т., эффект от применения технологии можно ожидать в размере 19-31 млн. руб. (Рисунок 5.6).

Выводы по пятой главе

1. Показано, что при распределении нагрузки ТЭЦ электрической мощностью 500 МВт с учетом зонирования температурного графика, КПД по отпуску электроэнергии растет на 0,8 %, по отпуску теплоэнергии с теплофикационным отбором пара на 0,5 %.

2. Показано, что учет зонирования температурного графика для ТЭЦ мощностью 500 МВт позволяет экономить 35 тыс. т.у.т./год.

3. Проведен анализ технико-экономических показателей работы Новосибирской ТЭЦ-2 в 2017 году. Показано, что при ведении режимов в рассматриваемом году по зонированному температурному графику с учетом рекомендаций по загрузке турбин типа Т и ПТ эффект в виде экономии топлива составит 15,8 тыс. т у.т./год, что в финансовом выражении составляет 19-31 млн. руб. при стоимости топлива 1200-2000 руб./т у.т. Это фактически упущенная выгода НТЭЦ-2 в рассматриваемом году.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Для работы ТЭЦ в условиях зонированного температурного графика разработан метод определения эквивалентной расчетной температуры, который учитывает режимные особенности теплофикационных энергоблоков в виде способа регулирования отпуска теплоты. Показано, что при зонировании температурного графика следует иметь три расчетных точки. На примере теплофикационного энергоблока Т-180 показано, что учет способа регулирования отпуска теплоты ведет к отклонению расчетного отпуска теплоты на 5-25 % по сравнению с расчетом в традиционной постановке.

2. Обеспечено развитие эксерго-агрегативного метода исследования ТЭУ, разрабатываемого на кафедре ТЭС НГТУ путем введения в него процедур, учитывающих способ регулирования отпуска теплоты через зонирование температурного графика.

3. Разработан программно-вычислительный комплекс, предназначенный для ведения оптимизационных расчетов теплофикационных энергоблоков с учетом способа регулирования отпуска теплоты через зонирование температурного графика.

4. Проведены оптимизационные расчеты и показано, что отклонение параметров (p_0 , t_0 , $t_{п.в}$) от номинальных значений для блоков без промперегрева может составлять 5-10 %. Для блоков с промперегревом отклонение давлений незначительно, а температура острого пара снижается до ~ 510 °С во всех зонах температурного графика. Температура питательной воды, характеризующая систему регенерации, зависит от мощности блока и наличия промперегрева.

5. Показано, что экономия удельного расхода топлива на отпускаемую эксергию при оптимизации параметров теплофикационных энергоблоков в условиях зонирования температурного графика может составлять 3-28 % в зависимости от зоны и типа энергоблока.

6. Показана устойчивость оптимальных решений для зоны количественного регулирования температурного графика.

7. Показано, что при создании новых теплофикационных энергоблоков следует учитывать не только их мощность и нагрузки, но и зону температурного графика, в которой планируется их работа, так как от этого фактора зависит структурная схема энергоблока.

8. Показано, что при работе традиционных энергоблоков по зонированному температурному графику и при работе в первой зоне (количественное регулирование) предпочтение следует отдавать ПТ энергоблокам, во второй зоне (смешанное регулирование) работа Т и ПТ энергоблоков равнозначна, а в третьей зоне (качественное регулирование) предпочтение следует отдавать энергоблокам типа Т.

9. Проведен анализ технико-экономических показателей работы Новосибирской ТЭЦ-2 в 2017 году. При этом показано, что при ведении режимов в рассматриваемом году по разработанной методике и с применением представленного в работе программно-вычислительного комплекса эффект экономии топлива составит 15,8 тыс. т у.т./год, что в финансовом выражении составит 19-31 млн. руб. в диапазоне цен на топливо 1200-2000 руб./т у.т.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Пугач, Л. И. Развитие теплофикации в рыночных условиях / Л. И. Пугач, Г. В. Ноздренко // Экологически перспективные системы и технологии: Сборник научных трудов. – Новосибирск, 1999. – С. 44-48.
2. Ротов, П.В. О работе систем теплоснабжения без излома температурного графика / П. В. Ротов, М. Е. Орлов, В. И. Шарапов // Энергосбережение и водоподготовка, 2012. – №2. – С. 12-17.
3. Боруш, О. В., Григорьева О. К. Расчет тепловых схем паротурбинных ТЭС / О. В. Боруш, О. К. Григорьева // Методические указания к курсовому и дипломному проектированию для 4 и 5 курсов ФЭН всех форм обучения. Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2010. – 60 с.
4. Современная электроэнергетика. [Электронный ресурс] // 29-я международная выставка Электрооборудование. Светотехника. Автоматизация зданий и сооружений. – Режим доступа: <https://www.elektro-expo.ru/ru/ui/17087/> (Дата обращения: 04.08.2019).
5. Чернов, С. С. Энергосбережение и повышение энергоэффективности в системах теплоснабжения / С. С. Чернов, Е. Ф. Кулак // Сибирский экономический вестник : сб. науч. тр. – Новосибирск : Издательство ЦРНС, 2016. – Вып. 3. – С. 117-145.
6. Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis, version 11.0 – 2017. [Internet resource] / Lazard. URL: <https://www.lazard.com/media/450337/lazard-levelized-cost-of-energy-version-110.pdf>.
7. Куликова, О. Суверенная генерация. [Электронный ресурс] // Коммерсантъ. "Энергетика". Приложение №83 от 20.05.2013. стр. 18 – Режим доступа: . (Дата обращения: 03.03.2019).
8. Синельников, Д. С. Повышение коэффициента использования теплоты топлива микро-ТЭС на основе ДВС с воздушным охлаждением за счет когенерации /

Д. С. Синельников, П. А. Щинников // Международный научный журнал «Альтернативная энергетика и экология» (ISJAEE). – 2019. №16-18. – С. 59-68.

9. Sinelnikov, D. S. Methodological specifics of the study of micro HPP based on internal combustion engines with air-cooling and cogeneration / P. A. Shchinnikov, V. G. Tomilov, D. S. Sinelnikov // Thermophysics and Aeromechanics, 2017, Vol. 24, No. 1. – pp. 159-164.

10. Францева, А. А. Комбинированное теплоснабжение с фреоновыми термотрансформаторами / А. А. Францева // Энергосбережение в городском хозяйстве, энергетике, промышленности: 6 междунар. науч.-техн. конф., г. Ульяновск, 21–22 апр. 2013 г. : сб. науч. тр. – Ульяновск : УлГТУ, 2013. – С. 75-78.

11. Luciaa, U. Thermoeconomic analysis of an irreversible Stirling heat pump cycle / G. Luciaa, U., G. Gervinob // The European Physical Journal, 2006, Vol. 50. – pp. 367-369.

12. Синельников, Д. С. Совместное производство электроэнергии и теплоты на базе карбюраторного ДВС с воздушным охлаждением / П. А. Щинников, Д. С. Синельников // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. – 2016. – № 7/8. – С. 9-15.

13. Андриющенко, А. И. Комбинированные системы энергоснабжения / А. И. Андриющенко // Теплоэнергетика. 1997. – № 5. – С. 2-7.

14. Андриющенко, А. И. Новые высокоэффективные системы теплоснабжения / А. И. Андриющенко // Материалы межвузовского научного семинара по проблемам теплоэнергетики: Сб. науч. тр. Саратов, СГТУ, 1996. – С. 19-21.

15. Андриющенко, А. И. Проблемы развития энергетики России/ А. И. Андриющенко // Проблемы повышения эффективности и надежности систем теплоэнергоснабжения: Сб. науч. тр. Саратов, СГТУ, 1999. – С. 3-6.

16. Петрушкин, А. В. Эффективность комбинированных систем теплоснабжения: Автореф. дис. к.т.н. – Саратов, 1998. – 18 с.

17. Печников, А. Ф. Методы повышения эффективности и обеспечения надежности систем теплоэнергоснабжения / А. Ф. Печников, Е.А. Ларин и др. // Проблемы повышения эффективности и надежности систем теплоэнергоснабжения: Сб. науч. тр. – Саратов, СГТУ, 1999. – С. 89-91.
18. Печников, А. Ф. Методики расчета экономии топлива в комбинированных системах теплоснабжения / А. Ф. Печников, Е.А. Ларин и др. // Вопросы совершенствования региональных энергетических систем и комплексов: Сб. науч. тр. – Саратов, СГТУ, 1999. – С. 103-110.
19. Андриющенко, А. И. Экономия топлива от применения теплонасосных установок в системах теплоснабжения / А.И. Андриющенко // Вопросы совершенствования региональных энергетических систем и комплексов: Сб. науч. тр. – Саратов, СГТУ, 1999. – С. 4-9.
20. Монакова, Т. И. Анализ схемы использования сбросной теплоты ТЭС методом сравнения потерь эксергии / Т. И. Монакова // Теплоэнергетика, 1984, №9. – С. 35-37.
21. Николаев, Ю. Е. Эффективность различных источников энергоснабжения для покрытия малых тепловых нагрузок / Ю. Е. Николаев // Проблемы повышения эффективности и надежности систем теплоэнергоснабжения: Сб. науч. тр. – Саратов, СГТУ, 1999. – С. 35-38.
22. Франк, М. И. Выбор рациональной стратегии развития автономных энергосистем: Автореф. дис. к.т.н. – Иркутск, 1999. – 23 с.
23. Grosmann, Uwe. Thermodynamische und wirtschaftliche Bewertung bivalenter Heizsysteme. – Hannover, Univ., 1985. – 155 P.
24. Santini, D.J. Destruct heating and cooling utilizing temperature differences of Chicago waters / D.J. Santini // Energy Use Manag Int. Conf. Fucson Aris. 1977, Vol.2. – pp. 425-430.

25. Svedinger, B. Effective energy system med ny method för dimensionering av värmelager / B. Svedinger, B. Simonsson // VVS och energy. 1986, Vol.57, №12. – pp. 48-52.
26. Utility taps waste heat // Eng. News. Rec., 1981, Vol.11. – pp. 15.
27. Огуречников, Л. А. Обоснование направлений развития низкотемпературных энергосберегающих технологий: Автореф. дис. д.т.н. – Новосибирск, 1999. – 36 с.
28. Петин, Ю. М. Тепловые насосы / Ю. М. Петин, В. Е Накоряков // Проблемы энергосбережения и рационального использования энергоресурсов в сибирском регионе: Сб. науч. докл. – Новосибирск, 1999. – С. 54-64.
29. Томилов, В. Г. Комплексное исследование систем централизованного теплоснабжения с использованием внутриквартальных абсорбционных тепловых насосов и одно - и двухмагистральных тепловых сетей / В. Г. Томилов, Г. В. Ноздренко, П. А. Щинников, Ю. Л. Пугач // Теплоэнергетика: физико-технические и экологические проблемы, новые технологии, технико-экономическая эффективность сборник научных трудов. Новосибирский государственный технический университет. Новосибирск, 2000. – С. 169-186.
30. Николаев, Ю. Е. Обоснование оптимального коэффициента теплофикации малых ТЭЦ с регенеративными ГТУ при включении их в системы теплоснабжения городов / Ю. Е. Николаев, А. Б. Дубинин, А. Н. Мракин, С. В. Сирдюков // Проблемы теплоэнергетики: Сб. науч. трудов. – Выпуск 2. – Саратов: СГТУ, 2012. – С. 135-139.
31. Андрющенко, А. И. Повышение эффективности систем теплофикации при совместной работе районных ТЭЦ, котельных и малых ТЭЦ / А. И. Андрющенко, Ю. Е. Николаев, С. В. Сизов // Промышленная энергетика. 2008. № 10. – С. 19-22.
32. Андрющенко, А. И. Комбинирование теплофикационных систем -способ повышения экономичности и надежности теплоснабжения / А. И. Андрющенко // Известия высших учебных заведений. Энергетика. 1995. № 1-3. – С. 12.

33. Andryushchenko, A. I. On dividing fuel consumption and setting tariffs at cogeneration stations / A. I. Andryushchenko // Thermal Engineering. 2004. Т. 51. № 8. – С. 677-678.
34. Стенников, В. А. Применение многоуровневого моделирования при определении оптимальных параметров теплоснабжающих систем / В. А. Стенников, Е. А. Барахтенко, Д. В. Соколов // Теплоэнергетика. 2017, № 7. – С. 64-72.
35. Стенников, В. А. Проблемы энергоснабжения и энергоэффективности малонаселенных территорий / В. А. Стенников // Промышленная энергетика. 2017, № 2. – С. 2-9.
36. Стенников, В. А. Поиск равновесия Курно на рынке тепловой энергии в условиях конкурентного поведения источников тепла / В. А. Стенников, А. В. Пеньковский, О.В. Хамисов // Проблемы управления. 2017, № 1. – С. 10-18.
37. Комплексная оптимизация теплосиловых систем / Под ред. Л.С. Попырина. – Новосибирск, 1976. – 318 с.
38. Макаров, А. А. Методы исследования и оптимизации энергетического хозяйства / А. А. Макаров, Л. А. Мелентьев // Новосибирск, 1973. – 274 с.
39. Бусленко, Н. П. Моделирование сложных систем. М.: Наука, 1978. – 400 с.
40. Мелентьев, Л. А. Системные исследования в энергетике. Изд-е 2-е, доп. – М.: Наука, 1983. – 456 с.
41. Попырин, Л. С. Математическое моделирование и оптимизация теплоэнергетических установок / Л. С. Попырин – М.:, 1978. – 416 с.
42. Оптимизация режимов работы и параметров тепловых электростанций / Андрущенко, А. И., Аминов Р.З. – М.: Высшая школа, 1983. – 255 с.
43. Клер, А. М. Согласованная оптимизация параметров охлаждаемой проточной части газовой турбины и параметров цикла ГТУ и ПГУ / А. М. Клер, Ю. Б. Захаров, Ю. М. Потанина // Теплофизика и аэромеханика. 2014. Т. 21. № 3. – С. 401-410.

44. Клер, А.М. Оптимизация параметров ПГУ и системы охлаждения газовой турбины. / А. М. Клер, Ю. Б. Захаров, Ю. М. Потанина // Восточно-европейский журнал передовых технологий. №3/12 (63), 2013. – С.37-43.
45. Энергетика России в XXI веке: Развитие, функционирование, управление // Сборник докладов Всероссийской конференции 12-15 сентября 2005 г., Иркутск, Россия. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2005. – 956 с.
46. Горнштейн, В. М. Методика расчета наивыгоднейшего распределения нагрузки между агрегатами / В. М. Горнштейн // Электрические станции. – 1962. – №8. – С. 2-7.
47. Горнштейн, В.М. Методика расчета оптимального режима и характеристик тепловой электростанции / В. М. Горнштейн, А. В Пономарев // Труды ВНИИЭ. – 1972. – вып. 40. – С. 31-50.
48. Huang, H. Research on Load Optimal Distribution Based on Equal Incremental Principle / H. Huang, D. Peng, Y. Zhang, Y. Liang // Journal of Computational Information Systems. – 2013. – №9. – 7477-7484.
49. Elaiw, A. M. Combined Heat and Power Dynamic Economic Dispatch with Emission Limitations Using Hybrid DE-SQP Method / A. M. Elaiw, X. Xia, A. M. Shehata. // Abstract and Applied Analysis/ – v. 2013. – article ID 120849. – 10p.
50. Sekaj, I. Evolutionary algorithm based power plant working point optimization using PLC and Simulink model [Internet resource] / I. Sekaj, M. Linder // URL: http://dsp.vscht.cz/konference_matlab/matlab10/full_text/091_sekaj.pdf.
51. F. Emad Power Systems [Internet resource] / F. Emad // URL: <http://www.ece.umd.edu/class/enee474.F2003/>.
52. Sönmez, Y. Estimation of fuel cost curve parameters for thermal power plants using the ABC algorithm / Y. Sönmez // Turkish Journal of Electrical Engineering & Computer Sciences. – 2013. – №21. – 1827-1841.

53. Murugan, R. Artificial Bee Colony optimization for the Combined Heat and Power Economic Dispatch problem / R. Murugan, M. R. Mohan // *ARNP Journal of Engineering and Applied Sciences*. 2012. – №5. – 597-604.
54. Chao-Lung Chiang Improved Particle Swarm Optimization for Economic Dispatch of Combined Heat and Power System / Chao-Lung Chiang, Shang-Zhi Lin // *International Conference on Power and Energy Systems Lecture Notes in Information Technology* 2012. – Vol. 13.
55. Soubache, I. D. Solution to Combined Heat and Power Economic Dispatch problem by Geography-based optimization / I. D. Soubache, P. Sudhakara Reddy // *Journal of Science*. – 2013. – Vol. 3 – pp. 85-88.
56. Vo Ngoc Dieu Combined Heat and Power Economic Dispatch by Augmented Lagrange Hopfield Network/ Vo Ngoc Dieu, Weerakorn Ongsakul // *16th Power System Computation Conference, July 14-18, 2008*. – pp. 1-7.
57. Секретарев, Ю.А. Оптимизация режимов работы генерирующей компании на базе ТЭЦ по выработке электроэнергии на основе критерия максимизации прибыли / Ю. А. Секретарев Т. В. Мятёж, Б. Н. Мошкин // *Известия вузов. Электромеханика*. – 2016. – №4(546). – С. 82-88.
58. Карманов, В. С. Управление функционированием генерирующей компании с целью повышения энергоэффективности / В. С. Карманов [и др.] // *ЭЛЕКТРО*. – 2013. – №4. – С. 2-7.
59. Карманов, В.С. Повышение энергетической эффективности генерирующей компании за счет выбора оптимальных режимов функционирования по критерию максимизации прибыли. / В. С. Карманов [и др.] // *Надежность и безопасность энергетики*. – 2013г. – №1(20). – С. 35-40.
60. Оптимизационные исследования энергетических установок и комплексов / М. В. Гриценко, И. Г. Донской, П. Ю. Елсуков и др. ; под редакцией д-ра техн. наук А. М. Клера, д-ра техн. наук Э. А. Тюриной // *Российская академия наук, Сибирское*

отделение, Институт систем энергетики им. Л. А. Мелентьева. – Новосибирск : Гео, 2016. – 292 с.

61. Эффективность реконструкции пылеугольных паротурбинных ТЭЦ в парогазовые путем газотурбинной надстройки и исследование показателей их функционирования / Г. В. Ноздренко и др. // – Новосибирск: Наука, 2003. – 96 с.

62. Ноздренко, Г. В. Комбинированное производство электро- и теплоэнергии, синтез-газа и водорода из угля / Г. В. Ноздренко и др. // Энергобезопасность и энергосбережение. – 2011. № 1. – С. 18-23.

63. Ноздренко, Г. В. Эффективность применения в энергетике КАТЭКа экологически перспективных энерготехнологических блоков электростанций с новыми технологиями использования угля. / Г. В. Ноздренко. – Новосибирск: НЭТИ, 1992. – 249 с.

64. Авдолимов, Е. М. Реконструкция водяных тепловых сетей / Е. М. Авдолимов. – М. Стройиздат, 1990. – 304 с.

65. Строительные нормы и правила: СНиП 2.04.07 – 86. Тепловые сети: нормативно-технический материал. – Москва: [б.и.], 1988. – 61 с.

66. Гершкович, В. Ф. Сто пятьдесят... Норма или перебор? (Размышления о параметрах теплоносителя) / В. Ф. Гершкович // Энергосбережение. – 2004. – № 5. – С. 42-49.

67. Панферов, В. И. Погодный график регулирования отопления / В. И. Панферов, С. В. Панферов // САНТЕХНИКА, ОТОПЛЕНИЕ, КОНДИЦИОНИРОВАНИЕ. "Издательский дом "МЕДИА ТЕХНОЛОДЖИ". – 2012, №10. – С. 54-57.

68. Панферов, В.И. Об управляемости температурного режима отапливаемых зданий / В. И. Панферов, С. В. Панферов // Вестник ЮУрГУ. Серия «Строительство и архитектура». – 2019. – Т. 19, № 2. – С. 62-66.

69. Корягин, А. В., Деркач А.Н. Определение оптимальной температуры прямой сетевой воды / А. В. Корягин, А. Н. Деркач // Энергосбережение и водоподготовка. 2009. № 4 (60). – С. 34-36.

70. Кобылкин, М. В. Особенности эксплуатации ЦТП при развитии низкотемпературных систем теплоснабжения / М. В. Кобылкин, С. Г. Батухтин, П. Г. Сафронов // Naukarastudent.ru. – 2016. – № 03 (027) / [Электронный ресурс] – Режим доступа. – URL: <http://nauka-rastudent.ru/27/3339/>.
71. Гавей, О. Ф. Оценка влияния температуры теплоносителя на тепловые потери теплопроводов / О. Ф. Гавей, В. И. Панферов // Вестник Южно-Уральского государственного университета. Серия: Строительство и архитектура. 2012. № 38 (297). – С. 50-54.
72. Чичерин, С. В. Надежность и эффективность среднетемпературного теплоснабжения / С. В. Чичерин // Научно-технические ведомости СПбПУ. Естественные и инженерные науки. – 2017. Т. 23. № 2. – С. 75-80.
73. Danish cases to implement the legislation: The future of the energy supply: Smart energy cities. / A. Dyrelund // Euroheat Power (English Ed). №9, 2012. – pp. 12-15.
74. Lund, H. 4th Generation District Heating (4GDH) / H. Lund, S. Werner, R. Wiltshire, S. Svendsen, J. E. Thorsen, B. V. Mathiesen // Energy 68, 2014. – pp. 1-11.
75. Li, H. Energy and exergy analysis of low temperature district heating network. / H. Li, S. Svendsen // Energy 45, 2012. – pp. 237-246.
76. Ziemele, J. Lowering temperature regime in district heating network for existing building stock / J. Ziemele, I. Pakere, L. Chernovska, D. Blumberga // Chemical Engineering Transactions, №52, 2016. – pp. 709-714.
77. Baeumler, A., Ijjasz-vasquez, E., Mehndiratta, S. Sustainable Low-Carbon City Development in China [Internet resource] / A. Baeumler, E. Ijjasz-vasquez, S. Mehndiratta // World Bank. 2012. URL: <https://www.worldbank.org/en/news/feature/2012/05/03/sustainable-low-carbon-city-development-in-china>.
78. Lipeng, Z. Comparison of District Heating Systems Used in China and Denmark / Z. Lipeng, O. Gudmundsson, H. Li, S. Svendsen // International Journal of Sustainable and Green Energy. Vol. 4, No. 3, 2015, – pp. 102-116.

79. Ротов, П. В. Совершенствование систем централизованного теплоснабжения, подключенных к ТЭЦ, путем разработки энергоэффективных технологий обеспечения нагрузок отопления и горячего водоснабжения. – Дисс. на соискание степени д.т.н., Иваново: ИГЭУ, 2015.
80. Шарапов, В. И., Ротов П.В. Регулирование нагрузки городских теплофикационных систем / В. И. Шарапов, П. В. Ротов // Ульяновск: УлГТУ, 2013. – 309 с.
81. Шарапов, В. И. Совершенствование структуры и технологий работы городских ТЭЦ и теплофикационных систем / В. И. Шарапов, М. Е. Орлов // Ульяновск: УлГТУ, 2014. – 352 с.
82. Ротов, П. В. О температурном графике центрального регулирования систем теплоснабжения / П. В. Ротов, В. И. Шарапов, М. Е. Орлов // Известия ВУЗов. Проблемы энергетики. – 2014, №5-6. – С. 3-12.
83. Ротов, П. В. О температурном графике работы теплофикационных систем городов / П. В. Ротов, В. И. Шарапов, М.А. Ротова, М. Е. Орлов // Энергосбережение и водоподготовка. – 2012. – №6(80). – С. 135-139.
84. Ротов П. В. Совершенствование систем централизованного теплоснабжения, подключенных к ТЭЦ, путем разработки энергоэффективных технологий обеспечения нагрузок отопления и горячего водоснабжения: автореф. дис. док. техн. наук:05.14.14 / П. В. Ротов. – Иваново, ИГЭУ, 2015. – 36 с.
85. Ротов, П. В. Особенности регулирования нагрузки систем теплоснабжения в переходный период / П. В. Ротов, В. И. Шарапов // Энергосбережение и водоподготовка, 2010. – №2. – С. 25-28.
86. Ливчак, В. И. Энергосбережение в системах централизованного теплоснабжения на новом этапе развития / В. И. Ливчак // Энергосбережение. – 2000. – №2. – С. 4-9.
87. Ротов, П. В. О зонировании температурного графика центрального регулирования нагрузки теплофикационных систем / П. В. Ротов // Промышленная энергетика. – 2013. – № 6. – С. 21-25.

88. Патент 2159393 (RU). МПК F 24 D 9/02. Способ работы системы теплоснабжения / В. И. Шарапов, П. В. Ротов, М. Е. Орлов // Бюллетень изобретений. – 2000. – № 32.
89. Патент 2148174 (RU). МПК F 01 K 17/02. Способ работы тепловой электрической станции / В. И. Шарапов, М. Е. Орлов // Бюллетень изобретений. – 2000. – № 12.
90. Патент 2174610 (RU). МПК F 01 K 17/02. Способ работы тепловой электрической станции / В. И. Шарапов, М. Е. Орлов, П. В. Ротов // Бюллетень изобретений. – 2001. – № 28.
91. Ротов, П. В. Оценка энергетической эффективности технологий количественного регулирования тепловой нагрузки на ТЭЦ // Труды Академэнерго, 2014, №4. – С. 39-50.
92. Николаев, Ю.Е. Эффективность комбинированной выработки электрической и тепловой энергии на газопоршневых, газотурбинных и парогазовых ТЭЦ / Ю.Е. Николаев, И. А. Вдовенко // Промышленная энергетика. 2011. № 1. – С. 2-6.
93. Буров, В. Д. Тепловые электрические станции: учебник для ВУЗов / В. Д. Буров и др. – М.: Издательский дом МЭИ, 2007. – 446 с.
94. Рыжкин, В. Я. Тепловые электрические станции / В. Я. Рыжкин. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 321 с.
95. Соколов, Е. Я. Теплофикация и тепловые сети / Е. Я. Соколов. – М.: Изд-во МЭИ 1999. – 472 с.
96. Соколов, Е. Я. Промышленные тепловые электростанции / Е. Я. Соколов. – М.: Энергия, 1979. —296 с.
97. Бородихин, И. В. Исследование эффективности и оптимизация параметров ТЭЦ в комбинированной системе теплоснабжения с ДВС: автореферат дисс. на соискание степени канд. техн. наук: 05.14.14/ И. В. Бородихин. – Новосибирск: НГТУ, 2004. – 16 с.

98. Шит, М. Л. Аспекты проблемы стимулирования внедрения тепловых насосов / М. Л. Шит // Проблемы региональной энергетики. 2011. № 1. – С. 91-94.
99. Ноздренко, Г. В. Эксергетический анализ теплоэнергетических установок электростанций / Г. В. Ноздренко – Новосибирск: НЭТИ, 1985. – 56 с.
100. Щинников, П. А. Термическая подготовка топлива в составе энерготехнологического блока ТЭЦ. / П. А. Щинников // Экологически перспективные системы и технологии: Сб. науч. тр. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 1998. – С. 34-41.
101. Щинников, П. А. Учет социальных последствий от действия энергоблоков ТЭЦ / П. А. Щинников // Проблемы энергетики. Изв. ВУЗов, 2000. – №9-10. – С. 96-98.
102. Щинников, П. А. Мультиэнергоблок с комплексной переработкой твердого топлива / П. А. Щинников // Энергетика. (Изв. ВУЗов и энергетических объединений СНГ). Энергетика, 2001. – №3. – С. 83-84.
103. Зыков, В. В. Оптимизация параметров и схем пылеугольных газотурбинных мини-ТЭЦ с технологией внешнего сжигания: автореферат дисс. на соискание уч. степени канд. техн. наук: 05.14.14 / В. В. Зыков. – Новосибирск: НГТУ, 1999. – 22 с.
104. Пугач, Ю. Л. Обоснование направлений развития пылеугольных ТЭЦ с новыми технологиями. / В. Г. Томилов, П. А. Щинников, Г. В. Ноздренко и др. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2005. – 528 с.
105. Томилов, В. Г. Комплексные исследования ТЭС с новыми технологиями: монография / П. А. Щинников, Г. В. Ноздренко, Ю. В. Овчинников, И. В. Бородихин, А. А. Ловцов, О. А. Вихман, В. Г. Томилов В.Г., П. Ю. Коваленко П.Ю., Н. Г. Зыкова – Новосибирск.: НГТУ, 2005. – 527 с.
106. Ловцов, А. А. Эффективность реконструкции пылеугольных паротурбинных ТЭЦ в парогазовые / П. А. Щинников, Г. В. Ноздренко, А. А. Ловцов – Новосибирск: Наука, 2002. – 96 с.

107. Вихман, О. А. Системная экономия (перерасход) топлива при энергоснабжении потребителей от угольной ТЭЦ с ТГР / О.А. Вихман, Г.В. Ноздренко // Теплоэнергетика: физико-технические и экологические проблемы, новые технологии, технико-экономическая эффективность: Сб. науч. тр. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2001. – С. 186-190.
108. Серант, Ф. А. Оптимизация котлов ТЭС с кольцевой топкой / П. А. Щинников, Н. Г. Зыкова, Ф. А. Серант, Г. В. Ноздренко // Известия ВУЗов. Проблемы энергетики. – 2004. - №9-10. – С. 3-10.
109. Щинников, П. А. О повышении эффективности энергоблоков ТЭС / П. А. Щинников, Н. Г. Зыкова, П. Ю. Коваленко // Энергосистемы, электростанции и их агрегаты: Сб. науч. тр. – Новосибирск: НГТУ, 2004. – С. 28-35.
110. Бородихин, И. В. Комбинированная технология теплоснабжения на комбинированном жидком топливе с применением внутриквартальных двигателей внутреннего сгорания / И. В. Бородихин, Г. В. Ноздренко, П. А. Щинников // Новости теплоснабжения. 2002. №7. – С. 47.
111. Тэрбишь, Ц. Эффективность комбинированных систем теплоснабжения / П. А. Щинников, И. В. Бородихин, Г. В. Ноздренко, Ц. Тэрбишь // Программа энергоэффективности и энергобезопасности Новосибирской области на период до 2020 г. (сборник обосновывающих материалов. Выпуск 1). – Новосибирск, 2005. – С. 201-207.
112. Калошин, А. П. Эксгаустерные пылеугольные газотурбинные ТЭЦ с внешним сжиганием / А.П. Калошин // Теплофизика и аэромеханика. – 2006. – Том 13. - №2. – С. 331-339.
113. Григорьева, О. К. Техничко-экономические показатели ПГ-ТЭЦ со сбросом газов в сетевую установку / О. К. Григорьева, Г. В. Ноздренко // Энергосистемы, электростанции и их агрегаты: Сборник научных трудов. – Выпуск 9 – С. 43-48.

114. Русских, Е. Е. Эффективность применения на ТЭС энергоблоков с котлами циркулирующего кипящего слоя / Е.Е. Русских, Г.В. Ноздренко // Изв. РАН. Энергетика, 2007, – №4. – С. 119-129.
115. Боруш, О. В. Развитие региональной энергетики с применением парогазовых установок / О. В. Боруш, П. А. Щинников, Ю. И. Шаров // Научный вестник НГТУ. – 2008. – №1 (30). – С. 177-180.
116. Квривишвили, А. Р. Методика определения конструктивно-компоновочных параметров паропарового энергоблока / А. Р. Квривишвили, Г. В. Ноздренко // Научный вестник НГТУ. – 2009. – №1 (34). – С.107-115.
117. Дворцовой, А. И. Анализ влияния параметров регулирования теплофикационных энергоблоков на перерасход топлива / П. А. Щинников, А. И. Дворцовой // Теплоэнергетика. – 2011. – № 10. – С. 41–44.
118. Пашка, Б. Efficiency of exergy method in combined system of heat supply thermal power station with district heating pump / Г. В. Ноздренко, Б. Пашка // International conference on knowledge based industry 2011// jule 06-07,2011/ Ulaanbaatar, Mongolia. – pp. 438-442.
119. Сафронов, А. В. Повышение точности расчета технико-экономических показателей энергоблоков путем корректировки основных измеряемых параметров на основе согласования энергобалансов / П. А. Щинников, А. В. Сафронов // Теплоэнергетика. – 2014. – № 11. – С. 1-7.
120. Шепель, В. С. Обоснование регионального профиля энергоблока с суперсверхкритическими параметрами пара и установками серо и азото очистки. / В.С. Шепель, Г. В. Ноздренко, Е. Е. Русских // Научный вестник НГТУ. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2011. – № 1 (42) – С. 131-138.
121. Францева, А. А. Фреоновые термотрансформаторы в составе комбинированной системы теплоснабжения / А. А. Францева, П. А. Щинников // 9 Семинар ВУЗов по теплофизике и энергетике: сб. материалов докл. междунар. конф., Казань, 21-24 окт. 2015 г. : в 4 т. – Казань : Казан. гос. энерг. ун-т, 2015. – Т. 2. – С. 168-174.

122. Orshuu, C. Development complex efficiency of central heat and power plant (chpp) on the basis of exergy methodology / C. Orshuu, O. V. Borush // 11 International forum on strategic technology (IFOST 2016) : proc., Novosibirsk, 1–3 June 2016. – Novosibirsk: NSTU, 2016. – Pt. 2. – pp. 291-294.
123. Зыков, С. В. Оптимальные решения распределения нагрузки между агрегатами теплоэлектроцентрали / С. В. Зыков, П. А. Щинников, О. В. Боруш, А. И. Михайленко // Проблемы региональной энергетики = Problems of regional energy. – 2017. – №3(35). – С. 25-32.
124. Басс, М. С. Методика оптимизации состава оборудования в комбинированных системах теплоснабжения / М. С. Басс, А. Г. Батухтин, С. Г. Батухтин // Промышленная энергетика. – 2012. № 10. – С. 49-52.
125. Бродянский, В. М. Эксергетический метод термодинамического анализа / В. М. Бродянский. – М., «Энергия», 1973. – 296 с.
126. Андрющенко, А. И. Термодинамические расчеты оптимальных параметров тепловых электростанций / А. И. Андрющенко. – М.: Высшая школа, 1963. – 230 с.
127. Свидетельство о государственной регистрации программ для ЭВМ «ТерпОZON» № 2019618448 (РФ). Зарегистрировано 01.07.2019. Приоритет от 19.06.2019. Заявка № 2019617232. Синельников Д. С., Щинников П. А.
128. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ «ТерпОZON-EQ» № 2019618447 (РФ). Зарегистрировано 01.07.2019. Приоритет от 19.06.2019. Заявка № 2019617230. Синельников Д. С., Щинников П. А., Григорьева О. К.
129. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ «ТерпОZON-TG» № 2019618499 (РФ). Зарегистрировано 02.07.2019. Приоритет от 19.06.2019. Заявка № 2019617269. Синельников Д. С., Щинников П. А., Григорьева О. К.

130. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ «ТерпIOZON-TS» № 2019617450 (РФ). Зарегистрировано 07.06.2019. Приоритет от 29.05.2019. Заявка № 2019616232. Синельников Д. С., Щинников П. А., Григорьева О. К.
131. Трухний, А. Д. Парогазовые установки электростанций. Учебное пособие для вузов / А. Д. Трухний. – М.: МЭИ, 2013. – 648 с.
132. Каталог уральского турбинного завода. Паровые турбины. ЗАО «Уральский турбинный завод». 2013. – 30 с.
133. Каталог «Силовые машины». Паровые турбины. ОАО «Силовые машины». 2005. – 78 с.
134. Щинников, П. А. Перспективные ТЭС. Особенности и результаты исследования / П. А. Щинников.– Новосибирск.: НГТУ, 2007. – 284 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Свидетельства о государственной регистрации программ для ЭВМ

278

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2019618448

ТерпОZON

Правообладатель: **ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ
БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ «НОВОСИБИРСКИЙ
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ» (RU)**

Авторы: **Синельников Денис Сергеевич (RU),
Щинников Павел Александрович (RU)**

Заявка № **2019617232**
Дата поступления **19 июня 2019 г.**
Дата государственной регистрации
в Реестре программ для ЭВМ **01 июля 2019 г.**

Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

  **Г.П. Ивлиев**

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2019618499

ТерпОZON-TG

Правообладатель: **ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ
БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ «НОВОСИБИРСКИЙ
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ» (RU)**

Авторы: **Синельников Денис Сергеевич (RU), Щинников Павел
Александрович (RU), Григорьева Оксана Константиновна (RU)**

Заявка № **2019617269**

Дата поступления **19 июня 2019 г.**

Дата государственной регистрации

в Реестре программ для ЭВМ **02 июля 2019 г.**

Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

 **Г.П. Ивлиев**



РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2019618447

ТерпОZON-EQ

Правообладатель: **ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ
БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ «НОВОСИБИРСКИЙ
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ» (RU)**

Авторы: **Синельников Денис Сергеевич (RU), Щинников Павел
Александрович (RU), Григорьева Оксана Константиновна (RU)**

Заявка № 2019617230

Дата поступления 19 июня 2019 г.

Дата государственной регистрации
в Реестре программ для ЭВМ 01 июля 2019 г.



Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

 Г.П. Излиев

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2019617450

ТепЛОZON-TS

Правообладатель: **ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ
БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ «НОВОСИБИРСКИЙ
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ» (RU)**

Авторы: **Синельников Денис Сергеевич (RU), Щинников Павел
Александрович (RU), Григорьева Оксана Константиновна (RU)**

Заявка № **2019616232**

Дата поступления **29 мая 2019 г.**

Дата государственной регистрации
в Реестре программ для ЭВМ **07 июня 2019 г.**



Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

Г.П. Ивлиев Г.П. Ивлиев

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Акт внедрения результатов научной работы в учебный процесс

«УТВЕРЖДАЮ»

Проректор по научной работе НГТУ

Заслуженный деятель науки РФ

д.т.н., профессор

 А. Г. Вострецов

«02» сентября 2019 г.

АКТ

внедрения результатов научной работы в учебный процесс

Настоящий акт подтверждает, что результаты, полученные в диссертационной работе «Оптимизация параметров энергоблоков ТЭЦ с зонированием температурного графика» аспиранта кафедры «Тепловые электрические станции» Синельникова Дениса Сергеевича внедрены в учебный процесс Федерального государственного бюджетного образовательного учреждения высшего образования «Новосибирский государственный технический университет» (НГТУ).

Научные разработки и результаты исследований (методики и алгоритмы расчетов, результаты аналитических исследований) используются при подготовке лекций по дисциплине «Современные проблемы теплоэнергетики, теплотехники и теплотехнологий» для магистров по направлению 13.04.01 - «Теплоэнергетика и теплотехника».

Заведующий кафедрой ТЭС, д.т.н., доцент



С. Л. Елистратов

Ученый секретарь кафедры ТЭС, к.т.н., доцент



Ю. И. Шаров