

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

На правах рукописи



**ГУБИН Игорь Викторович**

**ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЭЦ  
ПУТЕМ ИХ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ В ГОРОДСКОЙ  
ИНЖЕНЕРНОЙ ИНФРАСТРУКТУРЕ**

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

**ДИССЕРТАЦИЯ**

на соискание ученой степени кандидата технических наук

Научный руководитель:

канд. т. наук, доцент Замалеев

Мансур Масхутович

УЛЬЯНОВСК – 2018

## Реферат

Диссертация 167 стр., 32 рис., 14 табл., 108 библ.

Тепловая электрическая станция, тепловые схемы ТЭЦ, тепловая экономичность оборудования, удельная выработка электроэнергии на тепловом потреблении, технологии утилизации снега, регулируемый нагрев питьевой воды, режим работы баков-аккумуляторов, расчет технико-экономических показателей ТЭЦ

**Объектами исследования** являются технологические решения, обеспечивающие повышение эффективности ТЭЦ за счет их использования в городской инженерной инфраструктуре.

**Целью работы** является разработка технологий, направленных на повышение эффективности теплоэлектростанций за счет использования их энергетического потенциала в городской инженерной инфраструктуре.

Разработаны технологии использования ТЭЦ для утилизации вывозимого с городских улиц снега в снегоплавильных установках за счет применения низкопотенциальных источников теплоты, технологии применения городских ТЭЦ в схеме подготовки питьевой воды системы централизованного холодного водоснабжения, а также технологии энергоэффективного использования баков-аккумуляторов подпиточной воды теплосети в открытых системах теплоснабжения. Проведено исследование режимов работы Ульяновской ТЭЦ-1 (УлТЭЦ-1), подтверждающее эффективность промышленного применения нового режима использования баков-аккумуляторов подпиточной воды теплосети в открытых системах теплоснабжения. Разработаны методики расчета фактических технико-экономических показателей при изменении тепловых схем и режимов работы оборудования ТЭЦ, совмещающие в себе метод удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении и нормативную методику расчета показателей тепловой экономичности энергетического оборудования электростанций.

## ОГЛАВЛЕНИЕ

<b>ВВЕДЕНИЕ</b> .....	6
<b>ГЛАВА 1. ИССЛЕДОВАНИЕ ВОЗМОЖНОСТЕЙ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЭЦ ПУТЕМ ИХ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ В ГОРОДСКОЙ ИНЖЕНЕРНОЙ ИНФРАСТРУКТУРЕ</b> .....	14
1.1. Существующие положения в сфере теплоэнергетики и городского хозяйства .....	14
1.2. Исследование возможности использования инфраструктуры ТЭЦ.....	19
для утилизации снега .....	19
1.2.1. Уборка и утилизация снега с точки зрения экологической.....	19
безопасности крупных городов .....	19
1.2.2. Существующие технологии утилизации снега .....	21
1.2.3. Зарубежный опыт утилизации снега.....	36
1.3. Исследование возможности применения ТЭЦ в системе городского водоснабжения.....	37
1.3.1. Структура систем водоснабжения населенных пунктов .....	37
1.3.2. Анализ процессов очистки подготавливаемой воды.....	40
1.3.3. Применение ТЭЦ в системе городского водоснабжения .....	43
1.4. Возможности повышения эффективности ТЭЦ за счет оптимизации режима работы баков-аккумуляторов.....	44
<b>ВЫВОДЫ ПО ГЛАВЕ 1</b> .....	46
<b>ПОСТАНОВКА ЗАДАЧ ИССЛЕДОВАНИЯ</b> .....	47
<b>ГЛАВА 2. НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЭЦ ПУТЕМ ИХ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ В ГОРОДСКОЙ ИНЖЕНЕРНОЙ ИНФРАСТРУКТУРЕ</b> .....	49
2.1. Технологии использования ТЭЦ для утилизации вывозимого с городских улиц снега .....	49
2.1.1. Конструкция стационарной снегоплавильной установки .....	50
2.1.2. Использование теплоты основного конденсата турбин.....	54

2.1.3. Использование теплоты конденсата сетевых подогревателей .....	56
2.1.4. Использование теплоты циркуляционной воды .....	58
после конденсатора турбины .....	58
2.1.5. Использование теплоты обратной сетевой воды .....	59
2.2. Технология применения ТЭЦ в схеме подготовки питьевой воды системы централизованного холодного водоснабжения .....	60
2.3. Технология энергоэффективного использования баков-аккумуляторов подпиточной воды теплосети .....	68
<b>2.4. ВЫВОДЫ ПО ГЛАВЕ 2 .....</b>	<b>71</b>
<b>ГЛАВА 3. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ПОТЕНЦИАЛА ТЭЦ .....</b>	<b>72</b>
3.1. Методика оценки энергетической эффективности ТЭЦ при изменении тепловых схем и режимов работы оборудования .....	72
3.2. Расчет энергетической эффективности новых технологий утилизации снега на ТЭЦ .....	85
3.3. Расчет энергетической эффективности новой технологии применения ТЭЦ в схеме подготовки питьевой воды .....	103
3.4. Расчет энергетической эффективности новой технологии использования баков-аккумуляторов подпиточной воды теплосети .....	111
3.5. Расчет показателей тепловой экономичности ТЭЦ с использованием программных комплексов для ЭВМ .....	114
<b>ВЫВОДЫ ПО ГЛАВЕ 3 .....</b>	<b>129</b>
<b>ГЛАВА 4. ИССЛЕДОВАНИЕ ПРИМЕНИМОСТИ НОВОГО РЕЖИМА ИСПОЛЬЗОВАНИЯ БАКОВ-АККУМУЛЯТОРОВ ПОДПИТОЧНОЙ ВОДЫ ТЕПЛОСЕТИ .....</b>	<b>130</b>
4.1. Задачи исследования .....	130
4.2. Описание установки подпитки теплосети Ульяновской ТЭЦ–1 .....	132
4.3. Результаты исследования .....	135
<b>ВЫВОДЫ ПО ГЛАВЕ 4 .....</b>	<b>145</b>

<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....</b>	<b>146</b>
<b>СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....</b>	<b>148</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЯ .....</b>	<b>160</b>

## ВВЕДЕНИЕ

**Актуальность работы.** В условиях современного энергетического рынка теплоэлектростанции (ТЭЦ) должны конкурировать с другими источниками тепловой и электрической энергии. Действующая модель оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ) определяет принцип равенства генераторов независимо от расстояния передачи электроэнергии от электростанции до потребителя. Тарифы на электроэнергию от ТЭЦ, находящихся в центре нагрузок, включают в себя транспортную составляющую, сопоставимую со стоимостью производства электроэнергии. В таких условиях ТЭЦ становится все сложнее конкурировать на оптовом рынке электроэнергии с АЭС, ГЭС и ГРЭС.

В настоящее время технико-экономические показатели большинства ТЭЦ с начальным давлением пара 12,8 МПа сопоставимы с показателями конденсационных станций сверхкритического давления, а в ряде случаев наблюдается перерасход топлива в сравнении с ГРЭС. Основной причиной снижения тепловой экономичности является существенное сокращение выработки электроэнергии на тепловом потреблении, обусловленное уменьшением отпуска теплоты от ТЭЦ с горячей водой и технологическим паром.

По данным Минэнерго России, доля электроэнергии, выработанной на ТЭЦ общего пользования в теплофикационном режиме, снизилась на 17,6 % за период с конца 1980-х г. по 2011 г. Пережог топлива на тепловых электростанциях, работающих в когенерационном режиме, в сравнении с 1992 годом составляет около 37 млн. т у.т. в год.

Вместе с тем, на большинстве городских ТЭЦ имеются значительные резервы для повышения эффективности, связанные с использованием энергетического потенциала ТЭЦ в городской инженерной инфраструктуре.

Совместное производство тепловой и электрической энергии, а также продукции и услуг, необходимых в городском коммунальном хозяйстве, позволяет достичь системного эффекта в энергетической сфере, а также получить более благоприятные для работы оборудования ТЭЦ режимы.

В диссертационной работе обобщены разработанные автором технологии, направленные на повышение эффективности ТЭЦ за счет их использования в городской инженерной инфраструктуре по следующим направлениям:

– использование ТЭЦ для утилизации вывозимого с городских улиц снега и снего-ледовой массы в специальных установках за счет применения низкопотенциальных источников теплоты;

– совместное использование инженерной инфраструктуры централизованного тепло- и водоснабжения потребителей, а именно применение городских ТЭЦ в схеме подготовки питьевой воды системы централизованного холодного водоснабжения;

– энергоэффективное использование баков-аккумуляторов подпиточной воды теплосети в открытых системах теплоснабжения.

**Степень разработанности темы диссертации.** Вопрос энергоэффективного функционирования ТЭЦ в составе энерготехнологических комплексов рассматривался отечественными учеными задолго до появления оптового рынка электроэнергии и мощности. Существенный вклад в обоснование эффективности энерготехнологических комплексов внесли: Соколов Е.Я., Бродянский В.М., Андриющенко А.И., Клименко А.В., Агабабов В.С., Хлебалин Ю.М., Николаев Ю.Е., Щинников П.А. и др.

В исследовании возможностей расширения функционала ТЭЦ с целью их сохранения и развития в новых экономических условиях профессором Очковым В.Ф. введено понятие «n-генерация» и рассмотрены более десятка возможных дополнительных видов генерации. Однако при рассмотрении новых видов генерации не приводилось обоснование их энергетической эффективности.

Существенный вклад в решение такой задачи городского коммунального хозяйства как утилизация снега внесли следующие отечественные ученые: Пупырев Е.И., Корецкий В.Е., Тувальбаев Б.Г. и др. Корецким В.Е. разработаны практические рекомендации по реализации научно-обоснованных конструктивно-технологических решений при проектировании городских объектов утилизации снежно-ледяных масс, которые впоследствии были реализованы ГУП

«МосводоканалНИИпроект» на ряде объектов г. Москвы. К сожалению, реализованные на сегодняшний день в г. Москве стационарные снегоплавильные установки не используют для утилизации снега низкопотенциальные источники теплоты от ТЭЦ за исключением теплоты продувочной воды оборотных систем водоснабжения.

**Целью диссертации** является разработка технологий, направленных на повышение эффективности теплоэлектростанций за счет использования их энергетического потенциала в городской инженерной инфраструктуре.

Для достижения поставленной цели в диссертации решены следующие задачи:

– проанализированы возможные способы повышения эффективности ТЭЦ за счет их использования в городской инженерной инфраструктуре;

– разработаны технологии использования ТЭЦ для утилизации вывозимого с городских улиц снега в снегоплавильных установках за счет применения низкопотенциальных источников теплоты;

– разработаны технологии применения городских ТЭЦ в схеме подготовки питьевой воды системы централизованного холодного водоснабжения, а также энергоэффективного использования баков-аккумуляторов подпиточной воды теплосети в открытых системах теплоснабжения;

– проведено исследование режимов работы Ульяновской ТЭЦ–1 (УлТЭЦ–1), подтверждающее эффективность промышленного применения нового режима использования баков-аккумуляторов подпиточной воды теплосети в открытых системах теплоснабжения;

– разработаны методики расчета технико-экономических показателей (ТЭП) ТЭЦ при изменении тепловых схем и режимов работы оборудования, совмещающие в себе метод удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении и нормативную методику расчета показателей тепловой экономичности энергетического оборудования электростанций в соответствии с РД 34.08.552–93 и РД 34.08.552–95 «Методические указания по составлению

отчета электростанции и акционерного общества энергетики и электрификации о тепловой экономичности оборудования»;

– выполнен анализ технико-экономических показателей разработанных технологий по использованию ТЭЦ в городской инженерной инфраструктуре.

**Научная новизна** работы заключается в следующем:

1. Предложен и обоснован комплекс новых технологических решений, обеспечивающих повышение эффективности ТЭЦ за счет использования их энергетического потенциала в городской инженерной инфраструктуре:

– технологии использования ТЭЦ для утилизации вывозимого с городских улиц снега за счет применения низкопотенциальных источников теплоты: основного конденсата турбины; конденсата сетевых подогревателей турбины; обратной сетевой воды и циркуляционной воды после конденсатора;

– технология применения городских ТЭЦ в схеме подготовки питьевой воды системы централизованного холодного водоснабжения;

– технология энергоэффективного использования баков-аккумуляторов подпиточной воды теплосети в открытых системах теплоснабжения.

2. Разработаны методики расчета технико-экономических показателей ТЭЦ при изменении тепловых схем и режимов работы оборудования, совмещающие в себе метод удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении и нормативную методику расчета показателей тепловой экономичности энергетического оборудования электростанций, которые позволяют проводить расчет с приемлемой точностью при уменьшении объема необходимых для расчета исходных данных в сравнении с нормативной методикой.

**Теоретическая значимость** исследования обоснована следующим. Изучены возможности расширения функционала ТЭЦ с целью повышения эффективности их работы на оптовом рынке электроэнергии и мощности. Доказана возможность повышения эффективности ТЭЦ за счет их использования в городской инженерной инфраструктуре при утилизации снега и подготовке питьевой воды. Проведена модернизация существующей методики расчета технико-экономических показателей при изменении тепловых схем и режимов работы

оборудования ТЭЦ с учетом метода удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении и нормативной методики оценки энергетической эффективности работы ТЭЦ.

**Практическая ценность** результатов работы заключается в следующем:

1. Предложены и научно обоснованы новые технологии использования ТЭЦ для утилизации вывозимого с городских улиц снега за счет низкопотенциальных источников теплоты. Применительно к условиям работы УлТЭЦ–1 при использовании теплоты обратной сетевой воды в качестве греющего агента годовая экономия условного топлива превышает 3000 тонн для снегоплавильной установки производительностью 650 т/ч.

2. Предложена и научно обоснована новая технология применения городских ТЭЦ в схеме подготовки питьевой воды системы централизованного холодного водоснабжения. Показано, что применительно к условиям г. Ульяновска увеличение электрической мощности, вырабатываемой на тепловом потреблении, за счет регулируемого подогрева питьевой воды системы централизованного холодного водоснабжения во встроенных пучках конденсатора, превышает 3,3 МВт в расчете на энергоблок с турбиной типа Т–100–130.

3. Доказана эффективность промышленного применения нового режима использования баков-аккумуляторов подпиточной воды теплосети в открытых системах теплоснабжения. Выявлено, что годовая экономия условного топлива для условий УлТЭЦ–1 превышает 9300 тонн.

4. Разработано два программных комплекса, реализующих предложенные методики расчета технико-экономических показателей при изменении тепловых схем и режимов работы.

**Методология и методы исследований.** В работе использованы методы вычислительной математики, технической термодинамики, теории тепломассообмена, гидравлики, технико-экономических расчетов в энергетике, эвристические методы поиска новых технических решений. Для выполнения гидравлических расчетов систем тепло- и водоснабжения использовался пакет прикладных специализированных программ ZuluThermo и ZuluHydro.

**Достоверность и обоснованность результатов** обусловлена применением методов и методик исследования, основанных на фундаментальных законах технической термодинамики, методах вычислительной математики, теории теплообмена, апробированных методик технико-экономического анализа и обработки результатов инженерного эксперимента, сопоставимостью полученных данных с экспериментальными данными и опубликованными данными других авторов, патентной чистотой разработанных решений.

**Автор защищает:**

1. Научно обоснованные технологические решения, направленные на повышение эффективности ТЭЦ за счет использования их энергетического потенциала в городской инженерной инфраструктуре:

– технологии использования ТЭЦ для утилизации вывозимого с городских улиц снега в снегоплавильных установках за счет применения низкопотенциальных источников теплоты;

– технологию применения городских ТЭЦ в схеме подготовки питьевой воды системы централизованного холодного водоснабжения;

– технологию энергоэффективного использования баков-аккумуляторов подпиточной воды теплосети в открытых системах теплоснабжения.

2. Результаты исследования режимов работы Ульяновской ТЭЦ–1, доказывающие эффективность промышленного применения нового режима использования баков-аккумуляторов подпиточной воды теплосети в открытых системах теплоснабжения.

3. Методики расчета технико-экономических показателей при изменении тепловых схем и режимов работы оборудования ТЭЦ.

4. Результаты расчетов технико-экономических показателей ТЭЦ при реализации разработанных технологий их использования в городской инженерной инфраструктуре.

**Реализация результатов работы.** Материалы диссертации приняты к внедрению в практическую деятельность в Ульяновском филиале ПАО «Т Плюс»:

– технология в соответствии с патентом РФ №165483 с использованием обратной сетевой воды в качестве греющего агента для стационарной снегоплавильной установки на базе ТЭЦ;

– технология в соответствии с патентом РФ №164974, предусматривающая рациональное использование баков-аккумуляторов подпиточной воды теплосети для повышения тепловой экономичности ТЭЦ.

Методики расчета технико-экономических показателей при изменении тепловых схем и режимов работы оборудования ТЭЦ, реализованные в виде программных продуктов «Расчет показателей тепловой экономичности ТЭЦ в соответствии с РД 34.08.552–93» (свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ №2016662635) и «Расчет показателей тепловой экономичности ТЭЦ в соответствии с РД 34.08.552–95» (свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ №2016662634) внедрена в рабочий процесс Ульяновских ТЭЦ–1 и ТЭЦ–2 и используется при ежемесячных и ежесуточных расчетах технико-экономических показателей в рамках подготовки ценовых заявок для оптового рынка электроэнергии и мощности, а также для оценки влияния структурных и режимных изменений в схемах ТЭЦ на ТЭП (Приложение 2).

**Личное участие автора** в получении результатов работы состоит в разработке технологий использования ТЭЦ для утилизации вывозимого с городских улиц снега в снегоплавильных установках за счет применения низкопотенциальных источников теплоты; разработке технологии применения городских ТЭЦ в схеме подготовки питьевой воды системы централизованного холодного водоснабжения; разработке технологии энергоэффективного использования баков-аккумуляторов подпиточной воды теплосети в открытых системах теплоснабжения; разработке методик расчета технико-экономических показателей ТЭЦ и реализации их в виде программных комплексов; непосредственном участии в проведенном исследовании режимов работы Ульяновской ТЭЦ–1 для подтверждения промышленной применимости нового режима работы баков-аккумуляторов подпиточной воды теплосети; обработке

полученных данных и моделировании новых режимов использования баков-аккумуляторов подпиточной воды теплосети; обобщении и анализе полученных результатов; подготовке основных публикаций по тематике исследования.

**Апробация работы.** Основные положения диссертации представлены на: на XIII Международной научно-технической конференции «Совершенствование энергетических систем и теплоэнергетических комплексов» (Саратов, СГТУ, 2016 г.), V Молодежном международном инновационный форуме (Ульяновск, УлГТУ, 2016 г.), Международной конференции «Современные проблемы теплофизики и энергетики» (Москва, МЭИ, 2017 г.), VII Международной научно-технической конференции «Энергосбережение в городском хозяйстве, энергетике, промышленности» (Ульяновск, УлГТУ, 2017 г.), 49-й и 52-й НТК ППС УлГТУ (2015, 2018 гг.), заседаниях постоянно действующего семинара научно-исследовательской лаборатории «Теплоэнергетические системы и установки» УлГТУ (Ульяновск, 2013–2018 гг.).

В 2016 г. разработка технологии повышения тепловой экономичности ТЭЦ при оптимизации работы баков-аккумуляторов подпиточной воды теплосети отмечена медалью на Международном молодежном инновационном форуме (Ульяновск, УлГТУ).

**Публикации.** По теме диссертации опубликовано 19 работ, в том числе 8 статей, из которых 3 в ведущих рецензируемых изданиях из перечня ВАК, 2 статьи в ведущих зарубежных изданиях, индексируемых в наукометрических базах Scopus и Web of Science, тезисы и полные тексты 5 докладов конференции, 4 патента РФ на полезную модель, 2 свидетельства о государственной регистрации программы для ЭВМ.

**Структура и объем диссертации.** Диссертация состоит из введения, четырех глав, заключения по работе, списка использованных источников из 108 наименований. Текст диссертации изложен на 167 стр. машинописного текста, содержит 32 рисунка, 14 таблиц и 3 приложения.

# ГЛАВА 1. ИССЛЕДОВАНИЕ ВОЗМОЖНОСТЕЙ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЭЦ ПУТЕМ ИХ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ В ГОРОДСКОЙ ИНЖЕНЕРНОЙ ИНФРАСТРУКТУРЕ

## 1.1. Существующие положения в сфере теплоэнергетики и городского хозяйства

В настоящее время тепловые электрические станции (ТЭС) сохраняют лидирующие позиции по объему производства электроэнергии. По данным Министерства энергетики Российской Федерации в 2016 г. производство электроэнергии электростанциями России, в том числе выработка электроэнергии на электростанциях промышленных предприятий, составила 1071,8 млрд. кВт·ч, из них: на ТЭС – 628,0 млрд. кВт·ч (59 %); на гидроэлектростанциях – 186,7 млрд. кВт·ч (17 %); на атомных электростанциях – 196,4 млрд. кВт·ч (18 %); электростанциями промышленных предприятий – 60,7 млрд. кВт·ч (6 %) [1]. Тем не менее, доля электроэнергии, выработанной на ТЭЦ общего пользования в теплофикационном режиме, снизилась на 17,6 % за период с конца 1980-х г. по 2011 г. Пережог топлива на тепловых электростанциях, работающих в когенерационном режиме, в сравнении с 1992 годом составляет около 37 млн. т у.т. в год [2].

Для теплоэлектроцентралей, как участников энергетических рынков, существует ряд проблем, связанных с тем, что в условиях существующего рынка электроэнергии их экономически эффективная работа должна обеспечиваться одновременно с такой же экономически эффективной работой на местных тепловых рынках. Действующая модель оптового рынка электроэнергии и мощности определяет принцип равенства генераторов независимо от расстояния передачи электроэнергии от электростанции до потребителя. Тарифы на электроэнергию от ТЭЦ, находящихся в центре нагрузок, включают в себя транспортную составляющую, сопоставимую со стоимостью производства электроэнергии. В таких условиях ТЭЦ становится все сложнее конкурировать на оптовом рынке электроэнергии с АЭС, ГЭС и ГРЭС.

ТЭЦ с начальным давлением пара равным 12,8 МПа имеют технико-экономические показатели сопоставимые с показателями конденсационных станций сверхкритического давления, а зачастую происходит перерасход топлива в сравнении с государственными районными электростанциями (ГРЭС). Основной причиной снижения тепловой экономичности является существенное сокращение выработки электроэнергии на тепловом потреблении, обусловленное падением отпуска теплоты от ТЭЦ с горячей водой и технологическим паром. Основная причина, по которой происходит снижение тепловой экономичности ТЭЦ, заключается в существенном сокращении выработки электроэнергии на тепловом потреблении, обусловленном падением отпуска теплоты от ТЭЦ с горячей водой и технологическим паром [3–5].

На рисунке 1.1 представлен график изменения отпуска теплоты и электроэнергии от ТЭЦ в период с 1992 по 2011 гг. Из графика видно, что отпуск электроэнергии восстановился до докризисных значений в 2007–2008 гг., а отпуск теплоты снизился в этот же период в 1,5 раза.

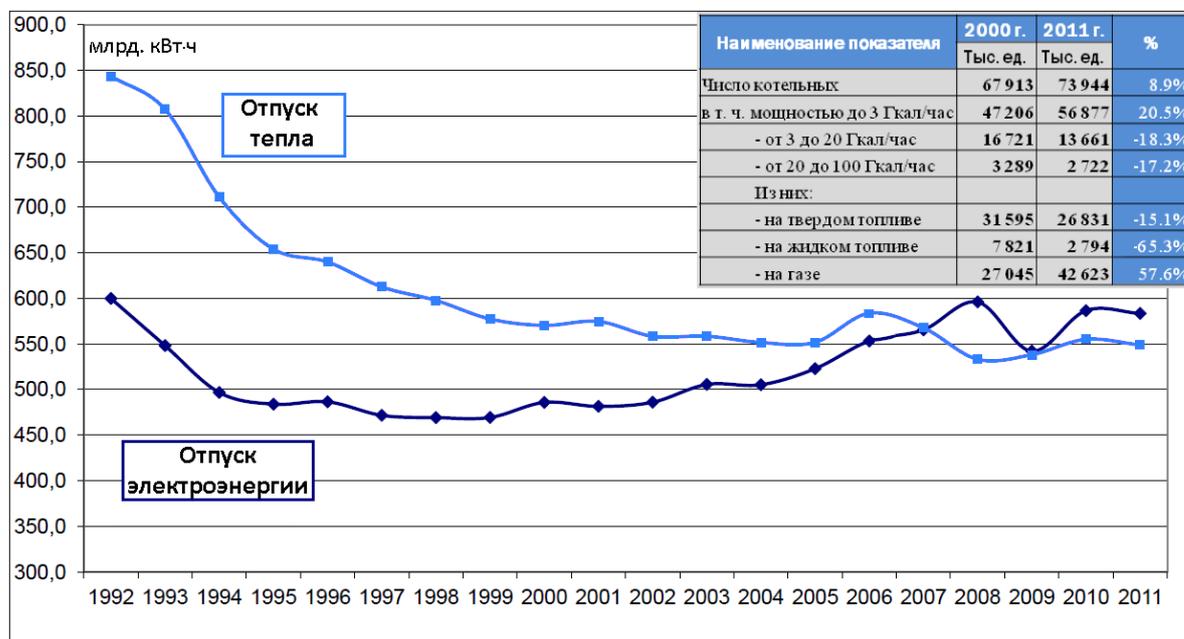


Рисунок 1.1 Динамика изменения отпуска теплоты и электроэнергии от ТЭЦ и роста количества котельных

Вместе с тем, на большинстве городских ТЭЦ имеются значительные резервы для повышения эффективности, связанные с использованием энергетического потенциала ТЭЦ в городской инженерной инфраструктуре.

Совместное производство тепловой и электрической энергии, а также продукции и услуг, необходимых в городском коммунальном хозяйстве, позволяет достичь системного эффекта в энергетической сфере, а также получить более благоприятные для работы оборудования ТЭЦ режимы.

Вопрос энергоэффективного функционирования ТЭЦ в составе энерготехнологических комплексов рассматривался отечественными учеными задолго до появления оптового рынка электроэнергии и мощности. Существенный вклад в обоснование эффективности энерготехнологических комплексов внесли: Соколов Е.Я., Бродянский В.М., Андрищенко А.И., Клименко А.В., Агабабов В.С., Хлебалин Ю.М., Николаев Ю.Е., Щинников П.А. и др. [6–10].

В исследовании возможностей расширения функционала ТЭЦ с целью их сохранения и развития в новых экономических условиях профессором Очковым В.Ф. введено понятие «n-генерация». В своей обзорной статье В.Ф. Очков [11] рассмотрел возможность производства и реализации следующих дополнительных видов генерации, которые могут полезно использоваться в городском хозяйстве: теплота; электричество; холод; зарядка электромобилей; подготовка городской и питьевой воды; переработка сточных вод; утилизация мусора; выработка биогаза и перевод в электричество и тепловую энергию других нетрадиционных источников (ветра, солнца, теплоты недр); утилизация снега; регенерация противогололедных реагентов и др.

Стоит отметить, что возможность выработки холода на ТЭЦ (тригенерация) подробно рассматривалась известными отечественными учеными А.В. Клименко и В.С. Агабабовым [12–15]. Так, например, в статье [12] говорится о том, что в последние годы в России заметно возрос интерес к вопросу о возможности получения электроэнергии, теплоты и холода в одной установке [16, 17]. Это объясняется существенным увеличением доли затрат электроэнергии на производство холода с каждым годом. По данным [13] потребление электроэнергии на кондиционирование в Москве за 2006 г. составило 376,6 млн. кВт·ч (0,77 % общего электропотребления), к 2025 г. это значение увеличится до

977 млн. кВт·ч. В настоящее время хладоснабжение обеспечивается при помощи устройств (холодильных машин и кондиционеров), установленных непосредственно у конечных потребителей. Однако значительный опыт эксплуатации систем централизованного холодоснабжения (ЦХС) и последние исследования в данной области показали, что их применение – достаточно перспективное направление повышения эффективности энергоснабжения потребителей [13]. Холод может вырабатываться в тригенерационных установках при помощи термотрансформаторов различных типов (парокомпрессионные, воздушные и абсорбционные, работающие в режиме холодильной машины). Учеными А.В. Клименко и В.С. Агабабовым разработаны технологии и установки для централизованного комбинированного электро- и хладоснабжения [18–22], в основе которых лежит выработка холода для ЦХС при помощи установок на базе детандер-генераторных агрегатов.

При использовании технологии тригенерации на ТЭЦ можно улучшить основные технико-экономические показатели работы оборудования станции в летние месяцы за счет использования теплоты промышленных и теплофикационных отборов паровых турбин для производства холода. Вырабатываемый холод может быть использован для централизованного холодоснабжения систем кондиционирования и вентиляции помещений электростанции, а также общественных зданий и сооружений, учебных учреждений и многоквартирных домов, находящихся в непосредственной близости [13].

Инфраструктура и низкопотенциальные источники теплоты ТЭЦ могут быть эффективно использованы для решения такой актуальной проблемы городского коммунального хозяйства как утилизация вывозимого с улиц снега.

Существенный вклад в решение проблемы утилизации снега внесли следующие отечественные ученые: Пупырев Е.И. [23, 24], Корецкий В.Е. [25–32], Тувальбаев Б.Г. [33–37] и др. Ими были разработаны научно-обоснованные конструктивно-технологические решения для проектирования городских объектов утилизации снежно-ледяных масс, которые впоследствии были

реализованы ГУП «МосводоканалНИИпроект» на ряде объектов г. Москвы. К сожалению, реализованные на сегодняшний день в г. Москве стационарные снегоплавильные установки не используют для утилизации снега низкопотенциальные источники теплоты от ТЭЦ за исключением теплоты продувочной воды оборотных систем водоснабжения.

Таким образом, проведенный анализ эффективности работы теплоэлектростанций в новых экономических условиях показал, что основной причиной ухудшения технико-экономических показателей когерационных электростанций является существенное сокращение выработки электроэнергии на тепловом потреблении, обусловленное падением отпуска теплоты от ТЭЦ с горячей водой и технологическим паром.

Существенные резервы повышения тепловой экономичности ТЭЦ связаны с использованием их энергетического потенциала в городской инженерной инфраструктуре.

В диссертационной работе предложен комплекс новых технологических решений, обеспечивающих повышение эффективности ТЭЦ за счет их использования в городской инженерной инфраструктуре:

– новые технологии использования ТЭЦ для утилизации вывозимого с городских улиц снега в снегоплавильных установках за счет применения низкопотенциальных источников теплоты;

– новая технология применения городских ТЭЦ в схеме подготовки питьевой воды системы централизованного холодного водоснабжения;

– новая технология энергоэффективного использования баков-аккумуляторов подпиточной воды теплосети в открытых системах теплоснабжения.

## **1.2. Исследование возможности использования инфраструктуры ТЭЦ для утилизации снега**

### **1.2.1. Уборка и утилизация снега с точки зрения экологической безопасности крупных городов**

Проблема вывоза и утилизации снежной массы является характерной для природно-климатических условий большей части территории России и оказывает существенное влияние на безопасную работу транспорта и движение пешеходов [38, 39]. В крупных городах большие скопления снега создают препятствия для движения автотранспорта и представляют угрозу транспортной инфраструктуре. В связи с этим наиболее важной задачей городского коммунального хозяйства в зимний период является своевременная очистка городских улиц и территорий от выпавшего снега с последующей утилизацией.

Другой важной проблемой является использование противогололедных реагентов для исключения обледенение дорожного покрытия. Борьба с обледенением производится в основном химическими методами. Это приводит к тому, что на почву и в водные бассейны поступают большие объемы химических реагентов, которые загрязняют поверхностные и грунтовые воды и создают угрозу экологической безопасности окружающей среды [40].

Рассмотрим подробнее возможные отрицательные экологические воздействия противогололедных реагентов на окружающую среду. В работе [41] отмечено, что в зимний период поверхностный сток находится в замороженном состоянии и способен накапливать поступающие в него загрязнения. В отличие от поверхностного стока, который формируется в летнее время и поступает в водную систему относительно равномерно с течением времени, зимний поверхностный сток воздействует на водные объекты в моменты оттепелей и весеннего таяния снега. Исследования проведенные в Москве показали, что в результате таяния снега наблюдается резкий рост загрязнений воды во всех имеющихся водных объектах города [42]. Большие объемы и длительность применения противогололедных средств на территории Восточного

административного округа (ВАО) г. Москвы привели к сильному антропогенному засолению и подщелачиванию почвы и снежного покрова (таблица 1.1).

Таблица 1.1

**Величина рН и среднее содержание легкорастворимых солей (смоль(экв)/кг почвы) в поверхностном слое почв ВАО Москвы за летний период 2010 г.**

Показатель	рН	$\text{HCO}_3^-$	$\text{SO}_4^{2-}$	$\text{Cl}^-$	$\text{NO}_3^-$	$\text{Na}^+$	$\text{K}^+$	Сумма ионов	Плотный остаток, %
Среднее	7,2	1,72	0,32	5,15	0,42	3,97	0,07	15,2	0,48
Min	6,0	0,31	0,08	1,24	0,06	0,46	0,002	5,15	0,16
Max	8,5	5,03	1,44	18,2	6,34	16,7	0,60	52,5	1,64
Неоднородность содержания, $C_v$ , %	7,7	56,0	75,7	70,0	210,3	90,5	205,6	64,2	64,1
Коэффициент накопления, $K_c$	-	9,6	5,3	85,8	5,2	99,2	3,5	20,3	16,0

В условиях крупного мегаполиса часть легкорастворимых соединений из снеговых вод накапливается в почве, что приводит к прогрессирующему засолению [42].

Исследования [41] показали значительную степень загрязнения снега вредными химическими веществами, а именно взвешенными веществами, биологически трудно окисляемыми органическими соединениями, солями жесткости (таблица 1.2). Во взятых пробах содержание сульфатов превышало предельно допустимую концентрацию в 10 раз, хлоридов – в 9–20 раз, концентрация ионов токсичных металлов (железо, марганец, литий, цинк, медь, молибден, кобальт, кадмий) превышала ПДК от 1,5 до 73 раз.

Таблица 1.2

**Средние значения характерных загрязняющих веществ в снеге**

Вещества	Размерность	Показатели
Взвешенные вещества	мг/л	159-952
ВПК <sub>5</sub>	мг/л	4,46-10,37
Хлориды	мг/л	21,25-598,0
Натрий	мг/л	20,71-589,4
Железо	мг/л	0,870-2,759
Марганец	мг/л	0,214-0,906
Свинец	мг/л	24,7-45,73
Нефтепродукты	мг/л	3,12-57,20
СПАВ	мг/л	0,633-1,623

Таким образом, в результате обработки улиц и тротуаров крупных городов противогололедными реагентами возникает угроза значительного загрязнения водных ресурсов и окружающей среды в целом. Поэтому своевременная уборка и технологически правильная утилизация снежно-ледяной массы с последующей очисткой получаемой сточной воды является важной задачей городского и коммунального хозяйства, направленной на защиту экологической обстановки города.

### **1.2.2. Существующие технологии утилизации снега**

Существующие технологии утилизации вывозимого снега классифицируются в зависимости от способа таяния:

- естественный, который происходит весной или в период оттепелей;
- принудительный, который осуществляется при помощи использования энергии разнообразных теплоносителей: теплые сточные воды городской канализации; сбросные воды промпредприятий; продукты сгорания органического топлива; возобновляемые источники энергии и др. [26].

Условия сброса образующейся талой воды должны соответствовать экологическим и техническим требованиям к приему сбросной воды в городскую систему водоотведения. Для соблюдения данных требований необходима очистка получаемой талой воды и снижение уровня загрязнения до установленных норм. Основными загрязнителями, подлежащими удалению в процессе очистки снежных масс, являются взвешенные вещества и нефтепродукты, схема удаления которых зависит от количества сбрасываемого снега и вида водоприемника.

С технической точки зрения наиболее простым методом утилизации снега является складирование его на специально оборудованных площадках – «сухих» снегосвалках, оборудованных сооружениями сбора и очистки талой воды. В таком случае таяние снега происходит естественным путем.

Согласно ОДМ 218.3.031–2013 «Методические рекомендации по охране окружающей среды при строительстве, ремонте и содержании автомобильных дорог» – «участок, отведенный под «сухую» снегосвалку, должен иметь твердое

покрытие; обваловку по всему периметру, исключаяющую попадание талых вод на рельеф; водосборные лотки и систему транспортировки талой воды на локальные очистные сооружения; ограждение по всему периметру; контрольно-пропускной пункт, оборудованный телефонной связью» [43].

«Сухие» снегосвалки преимущественно организовываются на свободных или резервных городских территориях. При их проектировании учитывается наличие трасс городских канализационных коллекторов для сброса отводимой талой воды. Расположение «сухих» снегосвалок должно определяться Генеральным планом города.

На рисунке 1.2 представлен проект «сухой» снегосвалки, разработанный сотрудниками АО «МосводоканалНИИпроект» [23, 24].

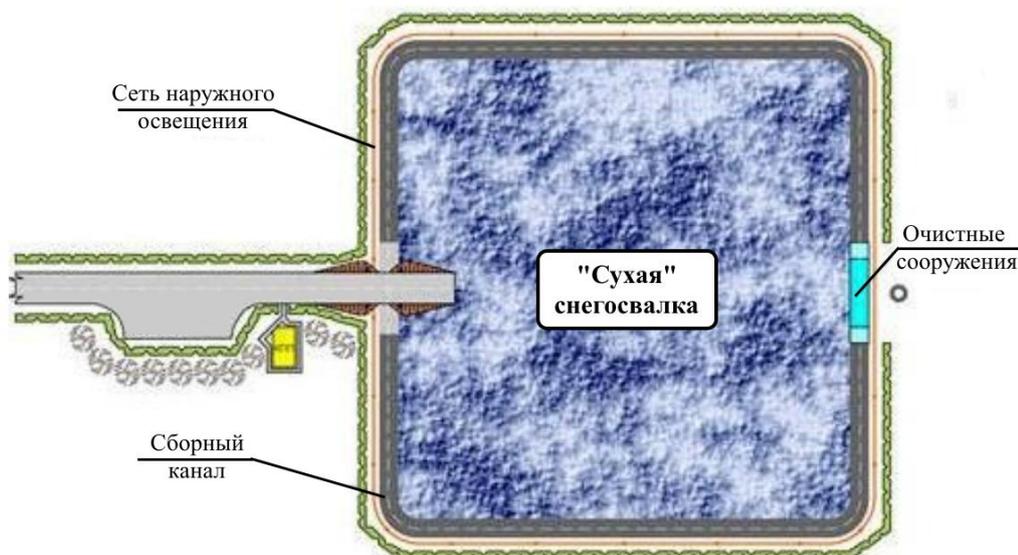


Рисунок 1.2. План «сухой» снегосвалки

Особенностью представленной на рисунке 1.2 «сухой» снегосвалки является то, что вся площадь снегосборной площадки с твердым водонепроницаемым покрытием используется как отстойник. Эффективность очистки по взвешенным веществам достигает 95 %, однако поскольку концентрация нефтепродуктов в стоках, которые принимаются в канализацию, не должна превышать 10 мг/л, требуется доочистка талой воды [26]. Структура очистных сооружений для «сухой» снегосвалки представлена на рисунке 1.3.

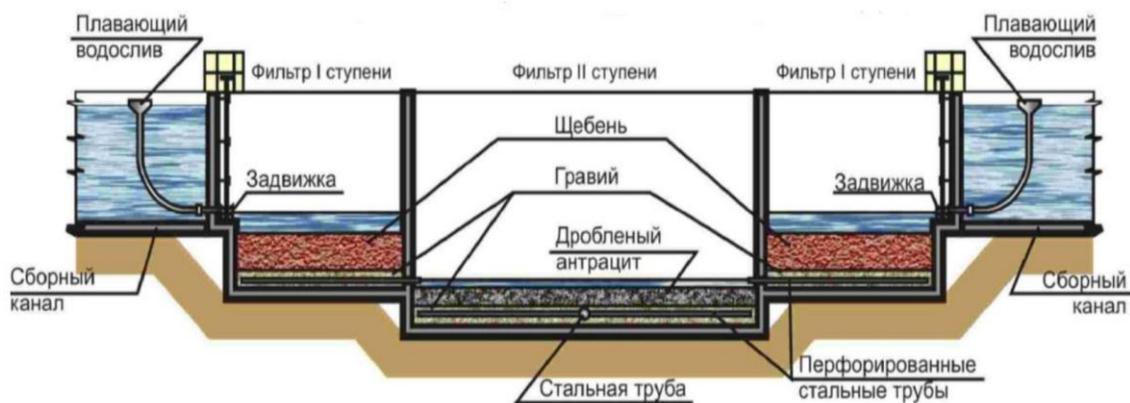


Рисунок 1.3. Структура очистных сооружений «сухой» снегосвалки

Несмотря на очевидные преимущества «сухих» снегосвалок данный метод утилизации снега имеет ряд недостатков [25, 26]:

1. Площадь полигонов и объем утилизируемого снега ограничены плотностью городской застройки, что приводит к невозможности размещения крупных площадок в черте города. В связи с этим «сухие» снегосвалки размещаются за территорией города.

2. Для сброса талой воды необходимо предусматривать водоочистные сооружения и учитывать расположение ближайших городских канализационных коллекторов.

3. Размещение «сухих» снегосвалок за чертой города приводит к увеличению транспортных расходов, связанных с вывозом снега.

Как итог, уже в 2007 году в г. Москве складирование снега было запрещено и возникла необходимость в разработке более эффективных вариантов установок для утилизации вывозимого с городских улиц снега [39].

Среди снегоплавильных установок, использующих принудительный метод таяния снега, в зависимости от способа размещения можно выделить два типа: стационарные и мобильные.

В случае использования технологии переработки убираемого снега с помощью стационарных снегоплавильных установок (ССУ), она должна быть учтена в Генеральной схеме очистки территории города. Определяющим моментом при проектировании стационарных снегоплавильных установок является

оптимальное размещение приемных пунктов на территории города, которое должно обеспечить прием заданного количества снега, вывозимого с территории города [27].

При выборе места размещения ССУ должны выполняться следующие требования [30]:

– количество и производительность снегоплавильных установок рассчитывается для каждого района по площади очищаемых от снега дорог;

– снегоплавильные установки не должны размещаться в непосредственной близости от жилой застройки;

– снегоплавильные установки должны размещаться с учетом оптимального расстояния для перевозки снега – не более 5 км;

– снегоплавильные установки должны размещаться на расстоянии менее 100 м от канализационных коллекторов с расходом более 220 л/с.

Снегоприемные камеры ССУ должны обладать достаточным термическим и гидравлическим потенциалом для утилизации значительного объема снега. Крупные ССУ могут иметь несколько снегоприёмных камер, для погрузки снега в которые используют спецтехнику. Для эффективной работы стационарный снегоплавильный пункт должен быть оснащен целым комплексом инженерных сооружений, таких как насосное оборудование, системы затворов и трубопроводов и др. Талую воду, образовавшуюся в результате утилизации снега, после очистки от загрязнений направляют в городскую канализационную систему [27].

Как было сказано выше, условия сброса образующейся талой воды, диктуются экологическими и техническими требованиями к приему сбросных вод. Поэтому, как правило, ССУ размещаются на коллекторах хозяйственно-фекальных или ливневых канализаций. Талая вода может сбрасываться и в русла подземных рек или в бросовые воды крупных промышленных предприятий. Утилизация талой воды в реки осуществляют в регионах с незначительным расходом противогололёдных реагентов и с низкой транспортной нагрузкой.

Наиболее автономными и не зависящими от расположения в непосредственной близости канализационных коллекторов являются стационарные снегоплавильные установки на органическом топливе. Утилизация снега происходит горячей водой, нагретой в теплообменнике [27], или при помощи выходящего из погружных горелок разогретого до высокой температуры газа [41]. В качестве топлива, как правило, используется дизельное топливо.

На рисунке 1.4 представлена схема работы стационарной снегоплавильной установки, работающей на дизельном топливе [41]. В данной схеме генератором теплоты является трехмодульная котельная установка ПКУ–1,6/4. Выработываемый в котельной насыщенный пар направляют в теплообменник для нагрева воды, циркулирующей в снегоплавильной камере. Снегоплавильная камера представляет из себя железобетонный резервуар и используется для плавления снега и сбора крупного мусора, поступающего вместе со снегом. Талая вода рециркуляционным насосом подается в теплообменник, после нагрева в котором снова поступает в снегоплавильную камеру через распределительный трубопровод. Крупный мусор и песок извлекается из резервуара при помощи специальной строительной техники.

Согласно данным [44–46] 25 % от объема снега, вывозимого с улиц г. Москвы, утилизируется на снегоплавильных установках (СУ), работающих на дизельном топливе. Если задаться объемом утилизируемых за зимний период снего-ледовых осадков порядка 21,3 млн. м<sup>3</sup>, то использование топлива (33,08 млн. кг/год) приводит к существенному увеличению экологической нагрузки на атмосферу города ( $2,32 \times 10^4$  кг/год по диоксиду серы и  $8,66 \times 10^4$  кг/год по оксидам азота) [41].

С учетом наличия в дымовых газах продуктов неполного сгорания топлива и использования низкокачественного топлива в районе расположения СУ может наблюдаться превышение предельно-допустимых концентраций вредных веществ [33]. Помимо отрицательного влияния на экологическую обстановку СУ на топливе характеризуются высокой стоимостью эксплуатации. По данным [34] затраты на утилизацию снега в г. Москва составляют порядка 1,8 млрд. руб./год.

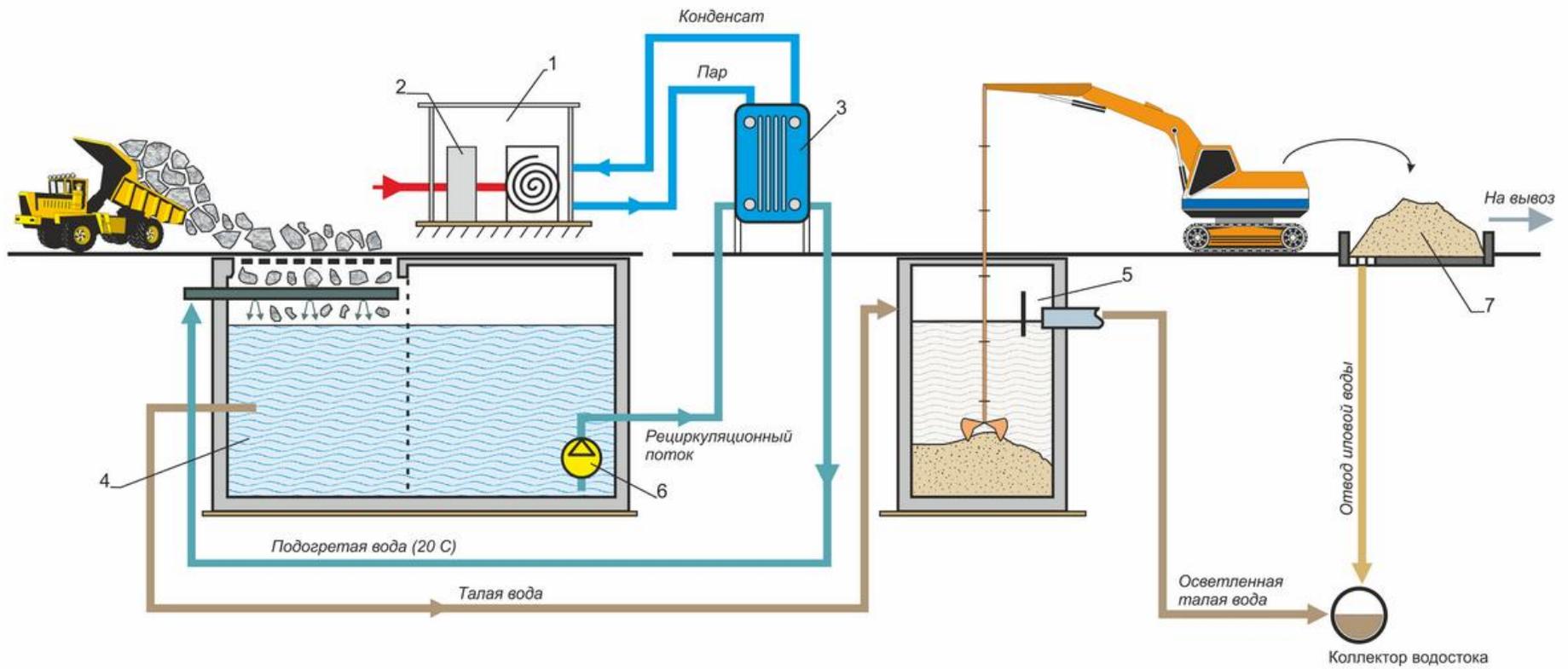


Рисунок 1.4. Стационарная снегоплавильная установка на дизельном топливе: 1 – котельная установка; 2 – топливный бак; 3 – теплообменник; 4 – камера плавления снега; 5 – песколовка; 6 – циркуляционный насос; 7 – площадка обезвоживания осадка и мусора

В качестве теплоносителя для утилизации снега в стационарных снегоплавильных установках также может применяться теплота канализационных стоков. По сравнению с рассмотренной выше технологией утилизации снега при помощи органического топлива использование канализационных стоков является наиболее экологичным и экономичным. Для реализации данной технологии необходимо расположение ССУ в непосредственной близости от канализационных коллекторов, что является основным недостатком этого решения. Также производительность такой снегоплавильной установки определяется, исходя из резервов мощности городских очистных сооружений. Они должны быть достаточны для приема талой воды от растаявшего в ССУ снега. Согласно расчетам [39] оптимальная суточная производительность ССУ находится в пределах 5–10 тыс. м<sup>3</sup> снега в сутки.

В зависимости от мощности и теплового потенциала канализационных стоков, а также наличия свободных площадей для установки ССУ, выделяют три типа [39]:

- подповерхностные сооружения с напорной подачей сточной воды из самотечного коллектора с помощью специальной насосной станции;
- подповерхностные сооружения с подачей сточной воды из напорного трубопровода канализации и сбросом воды в самотечный коллектор;
- среднезаглубленные сооружения, размещенные на «байпасной» линии самотечного коллектора.

Для утилизации снега в качестве теплоносителя могут также быть использованы русла рек или сточные воды крупных промышленных предприятий.

Принципиальные технологические схемы снегоплавильных установок на канализационном коллекторе и на сети водостока представлены на рисунках 1.5 и 1.6.

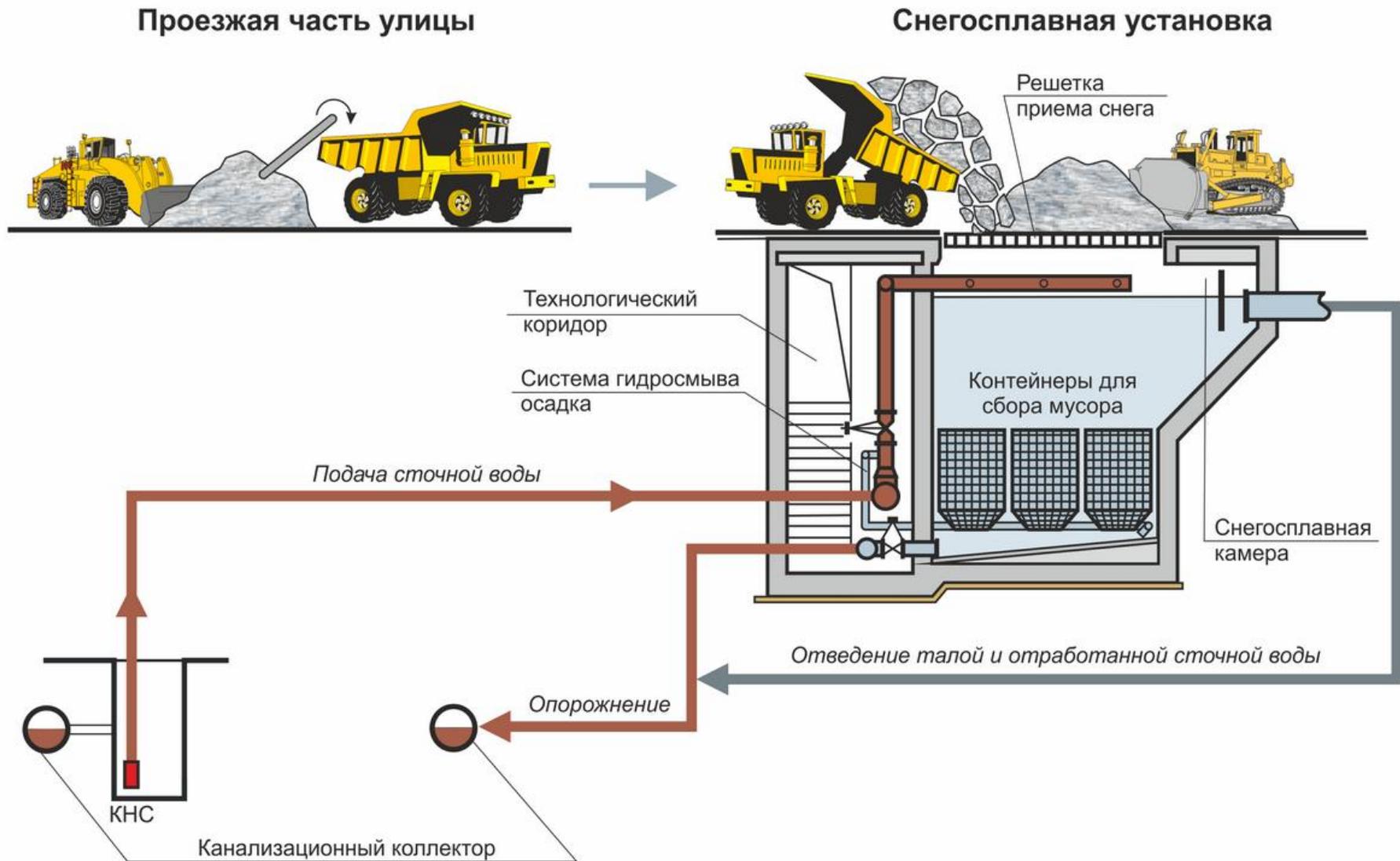


Рисунок 1.5. Стационарная снегоплавильная установка на канализационном коллекторе

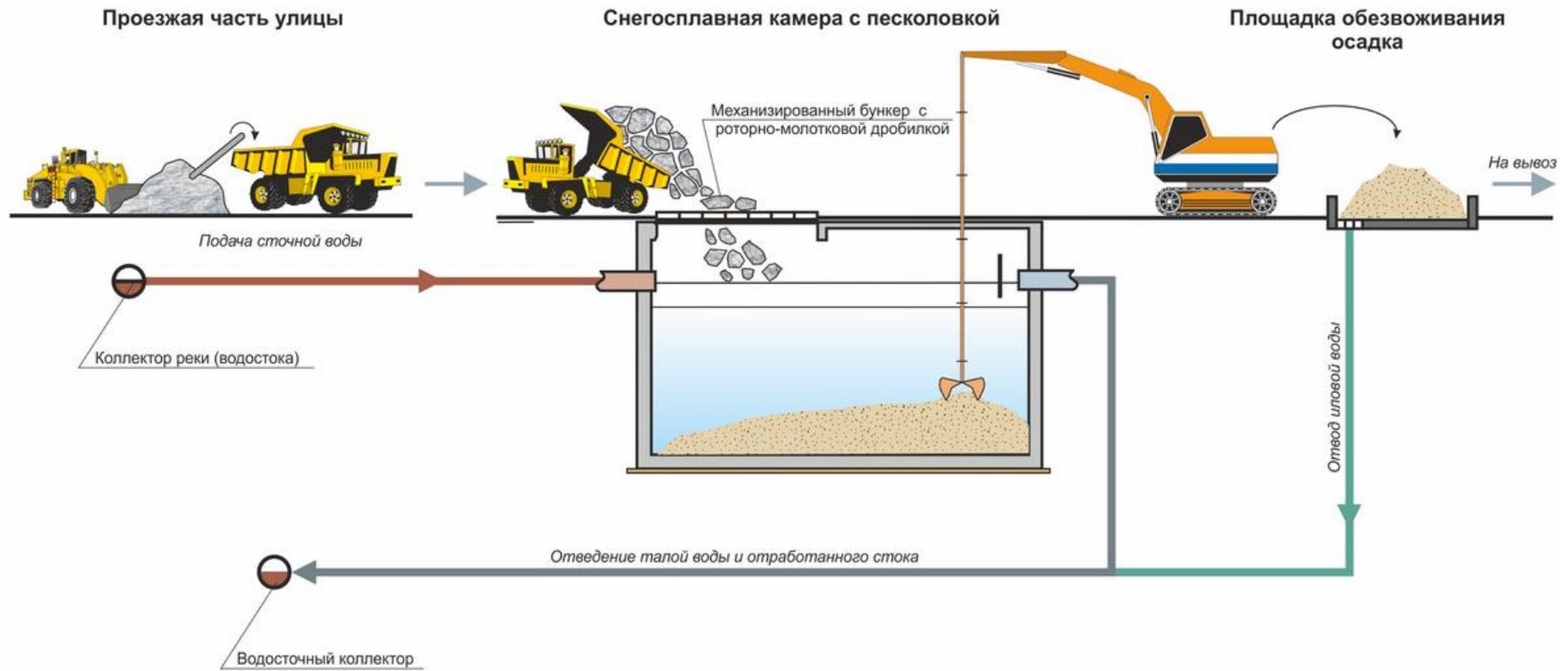


Рисунок 1.6. Стационарная снегоплавильная установка на сети водостока

Следует отметить, что сотрудниками УМУП «Ульяновскводоканал» был проведен расчет и технико-экономическое обоснование строительства стационарных снегоплавильных установок на канализационном стоке для г. Ульяновска. При разработке проектного решения для очистки талой воды от примесей и загрязнений для слива в канализационную сеть и дальнейшей очистки на городских водоочистных сооружениях (ВОС) было решено использовать устройство совмещенных в одно сооружение снегосплавной камеры и отстойника, обеспечивающего осаждение 95 % взвесей. Согласно расчётам, проведенным сотрудниками УМУП «Ульяновскводоканал», данный вариант имеет наиболее оптимальные технико-экономические показатели и требует наименьший размер площади участка для размещения сооружений.

Несмотря на удовлетворительные технико-экономические показатели проекта ССУ на канализационном стоке было принято решение не размещать на территории г. Ульяновска снегоплавильные пункты.

Основными причинами отказа от сооружения ССУ на канализационном стоке являются:

1. Влияние солевых растворов, используемых для борьбы с гололёдом на дорогах, на работу сооружений биологической очистки хозяйственно-бытовых стоков.

2. Понижение температуры хозяйственно-бытовых стоков, приводящее к снижению эффективности работы сооружений биологической очистки.

3. Наличие большого количества нефтепродуктов в талых водах, попадание которых в стоки отрицательно сказывается на работе водоочистных сооружений.

В работе Тувальбаева Б.Г. и Моисеева В.И. [36] отмечено, что более перспективной и выгодной с экономической точки зрения является технология утилизации снега при помощи сбросных вод ТЭЦ (под сбросными водами понимаются продувочные воды оборотных систем водоснабжения).

Также отмечается обоснованность замены существующих небольших мобильных снегоплавильных установок и наиболее затратных и экономически

неэффективных ССУ, использующих органическое топливо, на технологии утилизации снега сбросной водой ТЭЦ.

Сравнение удельной стоимости утилизации снега на снегоплавильных установках различного типа представлено на рисунке 1.7.



Рисунок 1.7. Удельная стоимость утилизации снега на различных типах снегоплавильных установок

На рисунке 1.8 представлена схема снегоплавильной установки на сбросных водах ТЭЦ.

В состав СУ на сбросных водах ТЭЦ, как правило, входят следующие сооружения и оборудование [41]:

- система водостока в городскую канализацию;
- самотечные трубопроводы для отвода талых вод;
- насосная станция, подающая воду из сбросного коллектора ТЭЦ;
- площадка для хранения снега;
- бункер для хранения отходов, извлекаемых из снегоплавильной камеры;
- система для автоматизированного контроля расхода и качества воды.

Снег, загружаемый в снегоплавильную камеру, плавится за счет теплоты продувочной воды обратной системы водоснабжения ТЭЦ, температура которой зависит от конденсационной мощности электростанции и составляет 12–28 °С.

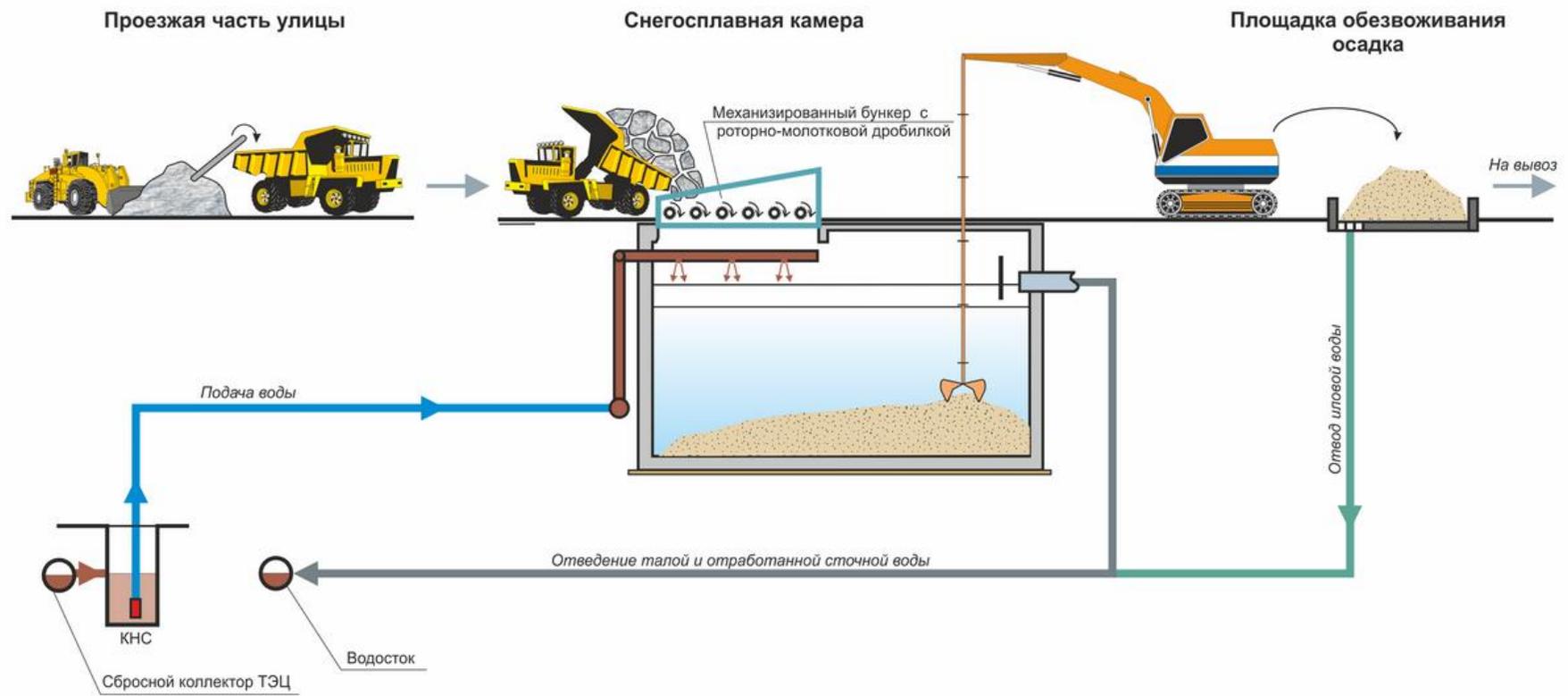


Рисунок 1.8. Снегоплавильная установка на сбросных водах ТЭЦ

Основным недостатком использования сбросных вод ТЭЦ для утилизации снега является ограниченная сфера применения, т.к. продувка оборотных систем водоснабжения ТЭЦ производится периодически, что не позволяет обеспечить непрерывную подачу теплоносителя в снегоплавильную установку.

Таким образом, применяемые в настоящее время технологии утилизации снега с использованием теплоты сбросных вод ТЭЦ имеют ограниченную сферу применения, а также низкую тепловую экономичность, т.к. не позволяют улучшить технико-экономические показатели ТЭЦ за счет увеличения выработки электроэнергии на тепловом потреблении.

Помимо применения ССУ в Российских мегаполисах практикуется переработка снега с помощью снегоплавильных машин (рисунок 1.9). Суть этого процесса заключается в использовании мобильных комплексов, которые предназначены для плавления относительно небольшого количества снега (до 500 м<sup>3</sup>/ч).

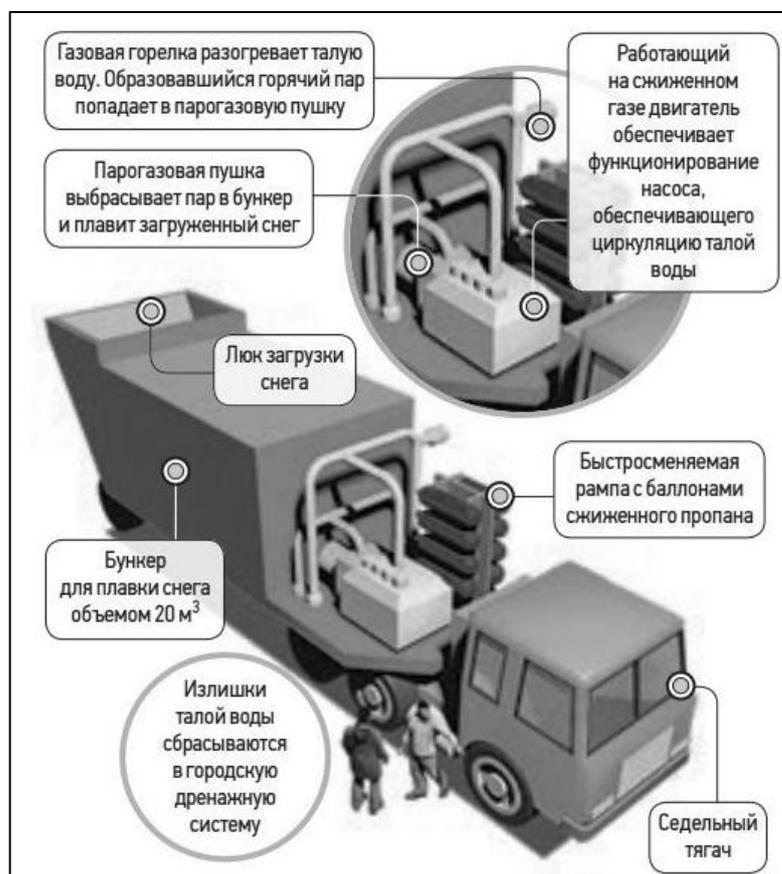


Рисунок 1.9. Технологическая схема снегоплавильной машины

Снегоплавильная машина представляет собой мобильный комплекс, состоящий из бункера, в котором размещается нагревательный элемент, обеспечивающий поддержание необходимой для таяния снега и льда температуры. Установка, как правило, монтируется на колесном шасси, которое выполняется в качестве прицепа к грузовым автомобилям. Снегоплавильная машина, в зависимости от типа нагревательного элемента, может быть дизельной, электрической или на горячей воде.

Такие установки, за счет компактных габаритов, удобны для размещения на участках с ограниченным пространством (дворы, парковые зоны и т.д.), что более чем актуально в крупных городах и населенных пунктах. Современная снегоплавильная машина позволяет оперативно перерабатывать снег и лед, а также, при наличии системы очистки, очищать талую воду перед сбросом в канализационную или дренажную систему.

Применение снегоплавильных машин имеет ряд очевидных преимуществ, связанных с экономией времени и денежных средств на транспортировку снега. Однако, несмотря на преимущества, рассматриваемая технология имеет ряд недостатков, ограничивающих широкое использование мобильных снегоплавильных машин:

1. Высокая первоначальная стоимость установок при незначительной единичной производительности. В таблицах 1.3 и 1.4 приведены ориентировочные производительности и стоимости снегоплавильных установок марки «ТОТЕМ» [47].

2. Высокая стоимость эксплуатации, связанная с использованием органического топлива.

3. Мобильные снегоплавильные машины редко оснащаются системой очистки талой воды, что приводит к попаданию химических загрязнителей в систему городской канализации.

Таблица 1.3

**Снегоплавильные установки средней производительности марки «Тотем»**

<b>Наименование модели</b>	<b>СПУ–8</b>	<b>СПУ–10</b>	<b>СПУ–15</b>	<b>СПУ–20</b>
Производительность, м <sup>3</sup> /ч	26	40	50	70
Тепловая мощность, Мкал/час	688	1032	1376	1892
Вид топлива	ДТ/газ/отработка			
Расход ДТ, кг/час	34..60	40..82	80..140	120..200
Расход газа, м <sup>3</sup> /час	40..82	60..116	80..160	150..232
Стоимость с дизельными горелками, тыс. руб.	1860	2150	2450	2700
Стоимость с газовыми горелками, тыс. руб.	2150	2500	3100	3500

Таблица 1.4

**Снегоплавильные установки высокой производительности марки «Тотем»**

<b>Наименование модели</b>	<b>СПУ–35</b>	<b>СПУ–50</b>	<b>СПУ–70</b>	<b>СПУ–150</b>
Производительность, м <sup>3</sup> /ч	120	180	240	480
Тепловая мощность, Мкал/час	3095	4644	6190	12382
Вид топлива	ДТ/газ/отработка			
Расход ДТ, кг/час	150..300	240..400	300...600	720..1250
Расход газа, м <sup>3</sup> /час	160..375	256..572	320..750	900..1500
Стоимость с дизельными горелками, тыс. руб.	4400	6300	8840	15600
Стоимость с газовыми горелками, тыс. руб.	4600	6760	9360	16900

Таким образом, в настоящее время разработано множество способов утилизации снежной массы, часть которых успешно реализуется в крупных городах России. Однако существующие технологии утилизации вывозимого с городских улиц снега нельзя назвать эффективными.

### 1.2.3. Зарубежный опыт утилизации снега

Страной со схожими с Россией климатическими условиями в зимний период является Канада, поэтому особенно стоит отметить методы утилизации снега, применяемые в этой стране.

В течение долгого времени большую часть снежной массы коммунальные службы города Торонто свозили на «сухие» снегосвалки. Однако в 2002 году встал вопрос о нехватке места для хранения снега. В связи с этим департамент транспорта должен был либо найти новые территории для хранения снега, либо закупить несколько снегоплавильных комплексов сопоставимой мощности. Несмотря на дороговизну установок для утилизации снега было решено приобрести снегоплавильные комплексы канадской фирмы Trecan суммарной производительностью 350 т снега в час. Таким образом, департаментом транспорта города Торонто был сделан выбор в пользу утилизации снега, а не хранения его на специальных площадках. В дальнейшем в период с 2005 по 2009 гг. были закуплены дополнительные снегоплавильные комплексы, что привело к сокращению количества снежных свалок с 14 до 5. В настоящее время большая часть работ по очистке городских улиц от снега в Торонто выполняется подрядными организациями. Средний срок, за который производится уборка снега, составляет 1,5 часа после окончания снегопада [48]. Такая скорость очистки, безусловно, является хорошим показателем, однако какие-либо инновационные решения в сфере утилизации снега в Канаде отсутствуют, т.к. для утилизации снега используется органическое топливо.

В Японии и Исландии вопрос утилизации снега стоит также остро, как и крупных северных регионах нашей страны. Однако снег там утилизируют непосредственно на дорогах.

Во многих городах Исландии дома отапливаются горячей водой из геотермальных источников. Ее же используют для отопления дорог и тротуаров. Трубы с горячей водой из геотермальных источников проложены по городским улицам, в результате чего снег на поверхности тает.

В городе Саппоро, располагающемся в Японии, для утилизации снега с дорожного покрытия было принято решение обогревать сами дороги. Для этих целей первоначально использовали теплую воду из геотермальных источников, которую пускали по стальным трубам. Со временем стальные трубы заменили пластиковыми, а такая система утилизации снега начала использоваться и для тротуаров. Владельцы частных домов, как правило, устанавливают собственные небольшие системы обогрева, т.к. они обязаны содержать в чистоте пространство перед домом.

В связи с этим снегоуборочная техника применяется только в случае выпадения значительного количества снега, а существующий в г. Саппоро снегоплавильный комплекс утилизирует всего лишь 10% снега [48].

### **1.3. Исследование возможности применения ТЭЦ в системе городского водоснабжения**

#### **1.3.1. Структура систем водоснабжения населенных пунктов**

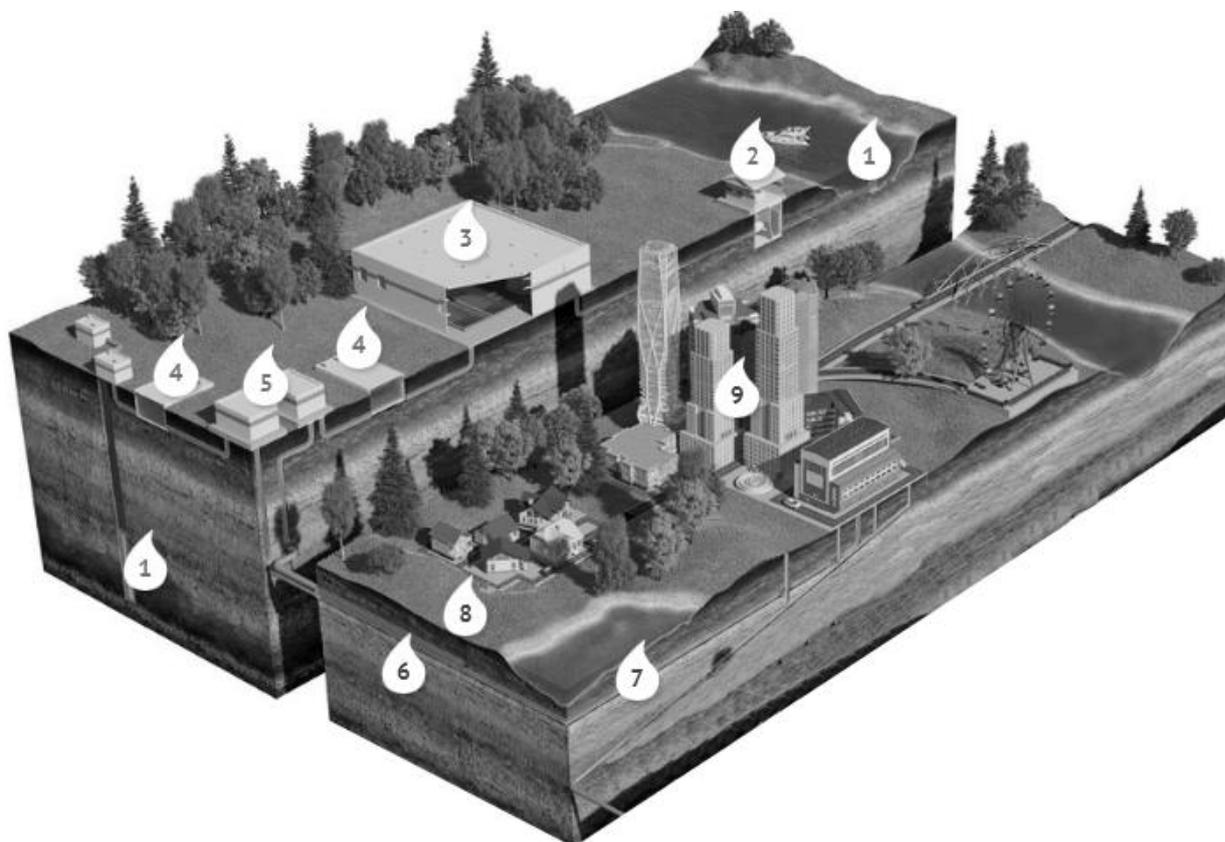
Система водоснабжения города – это сложный многофункциональный комплекс, работающий непрерывно 365 дней в году. Основными элементами системы являются сооружения, осуществляющие забор и очистку воды, а затем доставку ресурса до потребителя. Отведение использованной воды – задача сооружений канализования.

Классическая схема водоснабжения города (рисунок 1.10) выглядит следующим образом [49]. Вода забирается из поверхностного или подземного источника. В первом случае воду подготавливают, смешивая с реагентами и отстаивая в резервуарах, затем фильтруют и обеззараживают. Во втором случае воду очищают от примесей: подземная вода, как правило, не требует обеззараживания, но имеет высокую минерализацию и часто содержание примесей в ней превышает допустимые концентрации.

После подготовки очищенная вода питьевого качества попадает в транспортную систему. Под напором, который обеспечивают насосные станции, вода попадает потребителям. В зависимости от рельефа местности, транспортная

система может иметь несколько подъемов, каждый из которых поднимает воду на высоту от 10 до 90 метров.

На всех этапах доставки воды до потребителя осуществляется бактериологический и химический контроль качества.



**Рисунок 1.10. Структура системы водоснабжения населенного пункта:** 1 – водозаборные сооружения; 2 – насосная станция первого (I) подъема; 3 – водопроводные очистные сооружения; 4 – водозаборные скважины; 5 – резервуары чистой воды; 6 – насосная станция второго (II) подъема; 7 – водопроводная распределительная сеть; 8 – водоразборные колонки; 9 – потребители (абоненты)

Рассмотрим подробнее основные элементы системы водоснабжения при заборе воды из поверхностного источника (река, озеро, водохранилище, пруд): водозаборное сооружение, насосную станцию первого подъема, водопроводные очистные сооружения.

1. Водозаборные сооружения предназначены для забора воды из поверхностного водоисточника. Расположены, как правило, в прибрежной зоне водоема. Если забор воды осуществляется из реки, то водозаборное сооружение

располагают выше населенного пункта по течению реки. Водозаборное сооружение обеспечивает не только надежный забор воды в разных гидрологических условиях: летняя межень, зимний ледостав, ледоход, весенний паводок и др. но и благодаря специальной конструкции и устройствам (рыбозащитные устройства и сорозащитные сетки) препятствует засасыванию молоди рыб и различного мусора.

2. Насосная станция первого подъема подает воду от водозаборного сооружения до водопроводных очистных сооружений.

3. Водопроводные очистные сооружения (ВОС) предназначены для очистки и обеззараживания воды. Вода поверхностных водоисточников требует очистки, т.к. не соответствует требованиям, предъявляемым к питьевой воде централизованных систем хозяйственно-питьевого водоснабжения.

Элементы системы водоснабжения при заборе воды из подземного водоисточника (скважины):

1. Водозаборная скважина. Предназначена для забора и подъема воды из подземного водоносного пласта. Для целей централизованного хозяйственно-питьевого водоснабжения выбирается защищенный горизонт с качеством воды в наибольшей степени соответствующей санитарным требованиям к питьевой воде. Во многих случаях подземная вода достаточно чистая и может быть подана потребителям без специальной очистки и обеззараживания. Водозаборная скважина состоит из собственно скважины с обсадной колонной, скважинного насоса, обеспечивающего подъем воды и подачу ее на ВОС или в резервуары чистой воды, и павильона, в котором расположены системы электроснабжения и управления скважинным насосом и задвижки. Если добываемая подземная вода достаточно чистая и не требует очистки, она направляется в резервуары чистой воды (РЧВ). При значительном размере населенного пункта и большой протяженности водопроводной сети, перед подачей в РЧВ вода также как и в случае с поверхностным водоисточником подвергается обеззараживанию реагентом обладающим пролонгированным действием.

2. Резервуары чистой воды. Предназначены для хранения запасов очищенной воды. Они необходимы для согласования объемов очищенной воды после ВОС с равномерным расходом воды, подаваемой в город, с неравномерным в течение суток потреблением. Также РЧВ предназначены для хранения аварийного запаса воды на случай остановки водозаборных сооружений или ВОС.

3. Насосная станция второго подъема. Используется для транспортировки воды из резервуара чистой воды в водопроводную сеть – абонентам (населению, предприятиям, общественным учреждениям, на противопожарные нужды и др.) Насосная станция второго подъема обеспечивает необходимое давление воды в водопроводной сети.

4. Магистральные водоводы. Предназначены для транспортирования воды от площадки очистных сооружений с насосной станцией II подъема в населенный пункт.

5. Водопроводная распределительная сеть. Предназначена для равномерного распределения воды по территории населенного пункта (города) и подведения ее ко всем потребителям в необходимом количестве.

6. Потребители (абоненты) – жилые дома (население), предприятия, общественные учреждения, противопожарные нужды и др. [49].

### **1.3.2. Анализ процессов очистки подготавливаемой воды**

Рассмотрим подробнее процессы, протекающие на водоочистных сооружениях. Для того чтобы удалить твердые примеси, волокна, коллоидные взвеси, микроорганизмы и улучшить органолептические свойства воды, ее подвергают сложной многоступенчатой очистке [50]. При этом для достижения максимальной эффективности необходимо сочетание двух технологий: механическая фильтрация и химическая обработка.

Применение механической фильтрации направлено на удаление из среды видимых твердых и волокнистых включений, таких как ржавчина, песок, различные волокна и т.д.

Химическая обработка позволяет привести к норме химический состав и качественные показатели воды. Такая обработка состоит из нескольких этапов, количество которых зависит от характеристик исходной воды.

Основными методами химической очистки воды являются: отстаивание, обеззараживание, коагуляция, умягчение, осветление, аэрация, деминерализация и фильтрация.

При использовании технологии отстаивания на водоочистных сооружениях водозаборных станций устанавливаются резервуары с переливным механизмом или организуют железобетонные отстойники на глубине 4–5 м. Движение воды организовано таким образом, что нижние слои перетекают медленнее, чем верхние, а скорость движения воды внутри резервуара поддерживается на минимальном уровне. Такие условия обеспечивают оседание тяжелых частиц на дно резервуара, которые затем удаляются через отводные каналы. Такой процесс длится в среднем 5–8 часов, при этом оседает порядка 70 % тяжелых примесей.

Технология обеззараживания используется для удаления из воды вредных микроорганизмов. Системы для обеззараживания устанавливаются на всех водоочистных сооружениях водозаборных станций. Данная технология осуществляется путем облучения или добавления специальных химических реагентов. Основное предпочтение отдается реагентам на основе хлора из-за его способности сохранять активность в подвижной среде и оказывать дезинфицирующее действие на внутренние стенки трубопровода, также хлорсодержащие соединения хорошо растворяются в воде.

Для очистки воды от растворенных примесей, которые не могут быть удалены фильтрующими сетками, применяется коагуляция. Этот процесс происходит за счет укрупнения дисперсных частиц при их взаимодействии и объединении в агрегаты. Органические примеси и крупные белковые молекулы, находящиеся во взвешенном состоянии слипаются, тем самым образуя крупные тяжелые хлопья, которые выпадают в осадок, и увлекают за собой органические взвеси и некоторые микроорганизмы.

В качестве коагулянтов для воды используют полиоксихлорид или сульфат алюминия, калийно-алюминиевые квасцы. Реагенты вызывают слипание органических примесей, крупных белковых молекул, планктона, находящегося во взвешенном состоянии. В воде образуются крупные тяжелые хлопья, которые выпадают в осадок, увлекая за собой органические взвеси, некоторые микроорганизмы. Мягкую воду подщелачивают содой или известью для быстрого образования хлопьев.

В связи с тем, что содержание в воде солей жесткости строго регламентировано на станциях водоочистки используют технологию умягчения. Для очистки воды от примесей используются фильтры с анионными или катионными ионообменными смолами. При прохождении воды через фильтры, ионы жесткости замещаются водородом или натрием, который безопасен для человека и системы водоснабжения.

Методику осветления используют в основном для очистки поверхностных вод от фульвокислот, гуминовых кислот и органических примесей. В первую очередь воды направляется в смесительную камеру, где происходит добавление хлорсодержащего реагента и химического коагулянта. Хлор способствует разрушению органических включений, а коагулянты выводят их в осадок.

При необходимости удалить из воды двухвалентное железо, марганец и другие окисляющиеся примеси применяется технология аэрации. При использовании напорной аэрации жидкость барботируется воздушной смесью. Растворившийся в воде кислород окисляет газы и соли металлов, тем самым выводя их из среды в виде осадка или нерастворимых летучих веществ. Безнапорная аэрация требует более простого оборудования и проводится в специальных душевальных установках. Внутри камеры вода распыляется через эжекторы для увеличения площади контакта с воздухом.

На этапе химической очистки воды также применяется фильтрация. Воду пропускают через угольные фильтры, которые поглощают до 95 % примесей как химических, так и биологических. Угольная фильтрация очищает воду от тяжелых металлов и органики.

Анализ процессов, проходящих на водоочистных и водоподготовительных станциях, показал, что скорость коагуляции существенно зависит от температуры исходной воды. Это связано с тем, что при ее снижении уменьшается энергия теплового движения молекул, что приводит к увеличению вязкости и степени гидратации частиц. Так например, при изменении температуры воды с 30 °С до 1 °С вязкость увеличивается в два раза [51].

Снижение температуры приводит к уменьшению сил сцепления частиц друг с другом и оказывает влияние на скорость формирования осадка, а также на размер его агрегатных образований. Для того чтобы интенсифицировать процессы осветления и обесцвечивания воды с низкой температурой используют флокулянт. Это вещество способствует ускорению слипания агрегативно-неустойчивых частиц и повышает прочность хлопьев.

Таким образом, для интенсификации процесса осветления и уменьшения расхода коагулянта и флокулянта рациональным решением является подогрев подготавливаемой воды, осуществление которого возможно путем использования энергетического потенциала ТЭЦ.

### **1.3.3. Применение ТЭЦ в системе городского водоснабжения**

Энергетический потенциал ТЭЦ может быть эффективно использован в системе городского водоснабжения как для подогрева исходной воды перед ВОС, так и для повышения температуры холодной питьевой воды перед подачей потребителям.

Для организации регулируемого подогрева воды системы городского водоснабжения предлагается применять отработавший пар теплофикационных турбин, что позволит максимально полно использовать преимущества теплофикации.

Основным преимуществом регулируемого (до 20 °С) подогрева холодной питьевой воды перед подачей потребителям является частичное замещение пара отопительных отборов отработавшим паром турбин ТЭЦ при подогреве воды для системы горячего водоснабжения.

Улучшение технико-экономических показателей ТЭЦ будет происходить при использовании предложенной технологии как для открытой, так и для закрытой системы теплоснабжения. В открытой системе теплоснабжения улучшение энергетических показателей ТЭЦ достигается за счет уменьшения количества горячей воды, используемой потребителями, при ее смешении в водоразборных устройствах с более теплой водой системы холодного водоснабжения. Для закрытой системы теплоснабжения снижение расхода теплоты достигается за счет использования у потребителей для приготовления горячей воды более теплой исходной питьевой воды, а также при смешении в водоразборных устройствах.

Согласно проведенному анализу технология регулируемого подогрева питьевой воды позволяет обеспечивать до 30% от общей тепловой нагрузки горячего водоснабжения за счет отработавшего пара теплофикационных турбин.

Технология подогрева холодной питьевой воды на ТЭЦ позволяет снизить себестоимость подогрева воды для целей ГВС, а, следовательно, тариф на этот ресурс, поэтому даже с учетом увеличения расхода холодной питьевой воды будет достигаться экономический эффект, что позволит обеспечить сдерживание роста тарифа на ГВС [52].

Предложенная технология регулируемого подогрева питьевой воды рекомендуется к внедрению, в первую очередь, на предприятиях, владеющих как системами теплоснабжения, включая ТЭЦ, так и системами водоснабжения. В этом случае системный эффект связанный с экономией топлива на ТЭЦ, будет учитываться при формировании тарифов на горячее и холодное водоснабжение.

#### **1.4. Возможности повышения эффективности ТЭЦ за счет оптимизации режима работы баков-аккумуляторов**

На ТЭЦ, подключенных к открытым системам теплоснабжения, с расходом подпиточной воды теплосети, превышающим 1000 т/ч, и имеющих достаточное количество баков-аккумуляторов, существует возможность снизить долю конденсационной выработки электроэнергии в период несения станцией максимальной электрической нагрузки.

Для таких электростанций характерны следующие режимы работы: ночью, при минимальном расходе подпиточной воды теплосети баки-аккумуляторы начинают интенсивно заполнять деаэрированной подпиточной водой, увеличивая при этом производительность водоподготовительной установки; днем, при увеличении водоразбора на цели ГВС баки-аккумуляторы начинают использовать для компенсации часовой неравномерности водопотребления [3, 4].

Такой режим работы был актуален в советское время, в связи с тем, что для обеспечения надежного теплоснабжения потребителей требовался значительный расход подпиточной воды, который в период максимального водопотребления, как правило, был выше максимальной производительности водоподготовительных установок.

В настоящее время наблюдается существенное сокращение расхода подпиточной воды теплосети, что делает описанный выше режим работы неоправданным. Так, например, на Ульяновской ТЭЦ–1 расход подпиточной воды сократился почти вдвое (с 3000 м<sup>3</sup>/ч до 700-1000 м<sup>3</sup>/ч).

Такое снижение расхода подпиточной воды можно объяснить использованием децентрализованных источников теплоты, что приводит к отсутствию новых подключений потребителей к уже существующим централизованным теплоисточникам, а также использованием приборов коммерческого учета у большинства потребителей тепловой энергии.

Развитие рыночных отношений между поставщиками и потребителями тепловой и электрической энергии обуславливает повсеместное введение коммерческого учета, что также закреплено законодательно в редакции Федерального закона № 261–ФЗ от 23.11.2009 года «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации», а значит тенденция снижения расхода подпиточной воды сохранится [53].

## ВЫВОДЫ ПО ГЛАВЕ 1

1. В настоящее время технико-экономические показатели большинства ТЭЦ с начальным давлением пара 12,8 МПа сопоставимы с показателями конденсационных станций сверхкритического давления, а в ряде случаев наблюдается перерасход топлива в сравнении с ГРЭС. Основной причиной снижения тепловой экономичности является существенное сокращение выработки электроэнергии на тепловом потреблении, обусловленное падением отпуска теплоты от ТЭЦ с горячей водой и технологическим паром. Вместе с тем, на большинстве городских ТЭЦ имеются значительные резервы для повышения эффективности, связанные с использованием энергетического потенциала ТЭЦ в городской инженерной инфраструктуре.

2. Проведенный анализ реализованных, а также предлагаемых для реализации технических и технологических решений по утилизации вывозимого с городских улиц снега показал, что на сегодняшний день отсутствуют энергоэффективные решения, позволяющие использовать энергетический потенциал ТЭЦ для решения проблемы утилизации снега.

3. В области подготовки питьевой воды существуют значительные резервы для повышения энергетической эффективности ТЭЦ за счет совместного использования инженерной инфраструктуры централизованного тепло- и водоснабжения потребителей. Имеющийся на ТЭЦ энергетический потенциал можно эффективно использовать в системе городского водоснабжения как для подогрева исходной воды перед водоочистными сооружениями, так и для повышения температуры холодной питьевой воды перед подачей потребителям. Для организации регулируемого подогрева воды системы городского водоснабжения предлагается применять отработавший пар теплофикационных турбин, что позволит максимально полно использовать преимущества теплофикации.

4. Проведенный анализ существующих режимов работы аккумуляторных баков подпиточной воды теплосети показал, что в новых экономических условиях, характеризующихся существенным снижением расхода подпиточной

воды теплосети, традиционная схема заполнения аккумуляторных баков утратила свою актуальность. Переход на новый режим работы аккумуляторных баков подпиточной воды теплосети позволит существенно снизить долю конденсационной выработки электроэнергии на ТЭЦ.

## **ПОСТАНОВКА ЗАДАЧ ИССЛЕДОВАНИЯ**

Проведенный анализ существующего положения в сфере теплоэнергетики и городского хозяйства позволил сформулировать цель и задачи работы.

Целью работы является разработка технологий, направленных на повышение эффективности теплоэлектроцентралей за счет использования их энергетического потенциала в городской инженерной инфраструктуре.

Для достижения поставленной цели в диссертации должны быть решены следующие задачи:

1. Проанализированы возможные способы повышения эффективности ТЭЦ за счет их использования в городской инженерной инфраструктуре.

2. Разработаны технологии использования ТЭЦ для утилизации вывозимого с городских улиц снега в снегоплавильных установках за счет применения низкопотенциальных источников теплоты.

3. Разработаны технологии применения городских ТЭЦ в схеме подготовки питьевой воды системы централизованного холодного водоснабжения, а также энергоэффективного использования баков-аккумуляторов подпиточной воды теплосети в открытых системах теплоснабжения.

4. Проведено исследование режимов работы Ульяновской ТЭЦ–1 (УлТЭЦ–1), подтверждающее эффективность промышленного применения нового режима использования баков-аккумуляторов подпиточной воды теплосети в открытых системах теплоснабжения.

5. Разработаны методики расчета технико-экономических показателей (ТЭП) ТЭЦ при изменении тепловых схем и режимов работы оборудования, совмещающие в себе метод удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении и нормативную методику расчета показателей тепловой

экономичности энергетического оборудования электростанций в соответствии с РД 34.08.552–93 и РД 34.08.552–95 «Методические указания по составлению отчета электростанции и акционерного общества энергетики и электрификации о тепловой экономичности оборудования».

6. Выполнен анализ технико-экономических показателей разработанных технологий по использованию ТЭЦ в городской инженерной инфраструктуре.

## ГЛАВА 2. НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЭЦ ПУТЕМ ИХ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ В ГОРОДСКОЙ ИНЖЕНЕРНОЙ ИНФРАСТРУКТУРЕ

### 2.1. Технологии использования ТЭЦ для утилизации вывозимого с городских улиц снега

Использование стационарной снегоплавильной установки (ССУ), расположенной на ТЭЦ, позволяет организовать эффективную утилизацию вывозимого с городских улиц снега за счет использования низкопотенциальных источников теплоты [54, 55].

Основными преимуществами размещения стационарных снегоплавильных установок на территории ТЭЦ являются:

1. Наличие на ТЭЦ низкопотенциальных тепловых потоков и возможность их использования в качестве греющего агента в стационарной снегоплавильной установке.

2. Территориальное расположение ТЭЦ в черте города. Как правило, снег вывозят на специально оборудованные снегосвалки, которые располагаются за чертой города. При размещении стационарной снегоплавильной установки на территории ТЭЦ значительно снизится расход денежных средств, затрачиваемых на перевозку снега, убираемого с городских улиц.

3. Наличие на ТЭЦ цехов химической очистки воды. При незначительном содержании примесей и загрязняющих веществ в талой воде возможна организация очистки этой воды для повторного использования в цикле ТЭЦ.

4. Наличие на ТЭЦ относительно чистых стоков, например, продувочной воды оборотных систем технического водоснабжения, позволяет организовать ее смешение с загрязненной талой водой с последующим сбросом в городскую канализацию.

5. Возможность использования стационарной снегоплавильной установки в течение всего года. Железобетонный резервуар, входящий в состав

снегоплавильной камеры, предлагается использовать для аккумуляции дождевой воды, которую после очистки можно использовать в цикле станции.

Проведенный анализ существующих возможностей по повышению энергетической эффективности ТЭЦ [56] за счет использования энергетического потенциала электростанции для утилизации, вывозимого с городских улиц, снега показал, что для организации плавления снежной массы требуется сооружение стационарной снегоплавильной установки, предусматривающей использование низкопотенциальных источников теплоты.

В качестве теплоносителя для утилизации снега в стационарной снегоплавильной установке предлагается использовать:

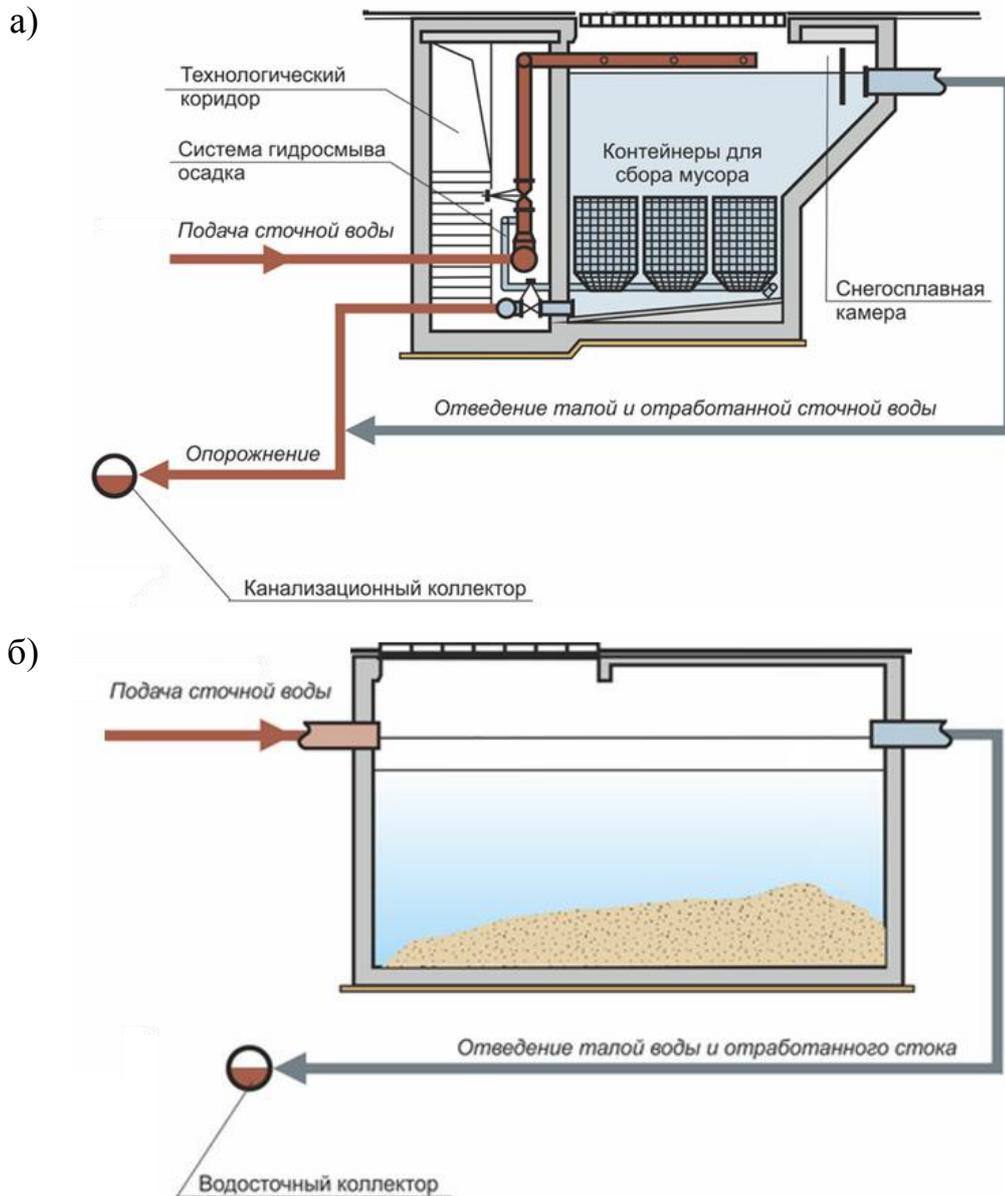
- основной конденсат турбин;
- конденсат сетевых подогревателей;
- циркуляционную охлаждающую воду после конденсатора турбины;
- обратную сетевую воду.

Ниже рассмотрены конструктивные особенности предложенной стационарной снегоплавильной установки для ТЭЦ, а также технические решения, предусматривающие использование низкопотенциальных источников теплоты для теплоснабжения ССУ.

### **2.1.1. Конструкция стационарной снегоплавильной установки**

В существующих снегоплавильных установках [41] плавления снега происходит преимущественно контактным способом (рисунок 2.1) и сопровождается перемешиванием греющего агента и снежной массы. Это позволяет интенсифицировать теплообмен и повысить скорость плавления снега.

Основным недостатком контактного способа утилизации снега является увеличение расхода талой воды за счет подмешивания к ней греющего агента. В случае если талая вода подвергается дальнейшей очистке, это приводит к значительному увеличению нагрузки на водоочистные сооружения и, соответственно, их стоимости.



**Рисунок 2.1. Варианты конструкции снегоплавильных камер ССУ, использующих контактный способ плавления: а – снегоплавильная камера со струйной подачей теплоносителя; б – снегоплавильная камера с потоковой подачей теплоносителя**

На рисунке 2.2 представлена предложенная автором конструкция ССУ, предназначенная для плавления снежной массы на теплоэлектростанции [54]. Основным элементом конструкции предложенной стационарной снегоплавильной установки является железобетонный резервуар с установленным внутри поверхностным теплообменником. В качестве греющего агента в поверхностный теплообменник 3 по трубопроводу греющей воды 4 направляют теплоноситель с ТЭЦ.

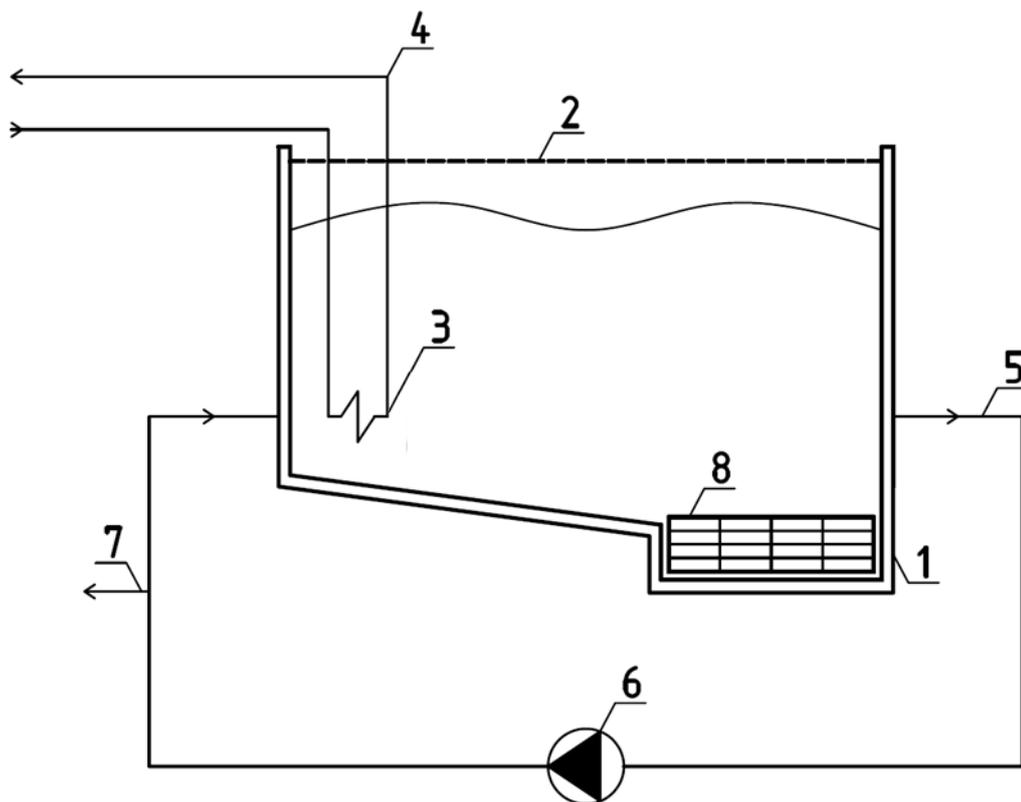


Рисунок 2.2. **Схема стационарной снегоплавильной установки:** 1 – железобетонный резервуар; 2 – решетка приема снега; 3 – теплообменник; 4 – теплоноситель от ТЭЦ; 5 – трубопровод циркуляции талой воды; 6 – циркуляционный насос; 7 – отвод воды в систему водоочистки и канализации; 8 – контейнеры для сбора мусора

Основным преимуществом предложенной ССУ является то, что теплоноситель не смешивается с талой водой и возвращается обратно в цикл ТЭЦ без какой-либо очистки. Использование теплообменного аппарата в ССУ также способствует снижению нагрузки местных канализационных очистных сооружений в случае сброса талой воды в городскую канализацию.

Повышение энергетической эффективности ТЭЦ достигается за счет увеличения выработки электроэнергии на тепловом потреблении при подогреве низкопотенциальных теплоносителей, используемых в ССУ.

В связи с тем, что снегоплавильная установка располагается на территории или в непосредственной близости от ТЭЦ, значительно сокращаются эксплуатационные затраты, связанные с транспортировкой теплоносителя к месту утилизации снежно-ледовой массы. Например, для г. Ульяновска при вывозе снега на Ульяновскую ТЭЦ–1, расположенную в черте города, расстояние, преодолеваемое снегоуборочной техникой, сократится примерно в 2 раза

(рисунок 2.3). Также снижаются условно-постоянные расходы на содержание и эксплуатацию снегоплавильного пункта. Эксплуатацию ССУ на базе ТЭЦ можно поручить оперативному персоналу электростанции.



Рисунок 2.3. Схема расположения объектов утилизации снега в г. Ульяновск

Другой особенностью предложенной ССУ является организация циркуляции теплоносителя при помощи насоса 6, позволяющая существенно ускорить процесс утилизации (таяния) снежно-ледовой массы за счет интенсификации перемешивания водно-ледовой смеси и, соответственно, теплообмена.

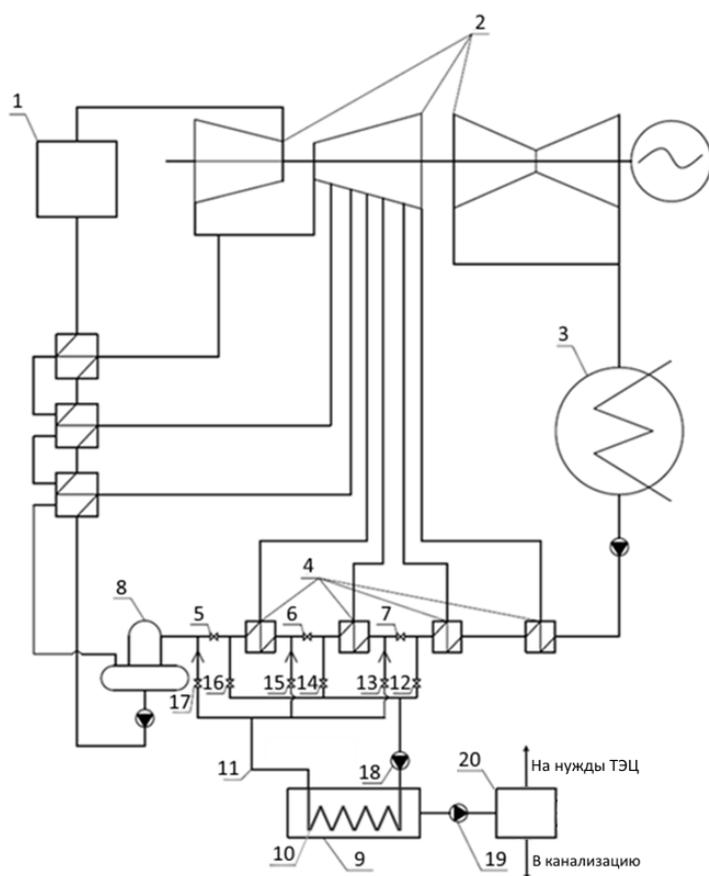
Использование решетки приема снега 2 способствует ускорению процесса разгрузки грузового транспорта, возможности организации непрерывной выгрузки снежно-ледовой массы, вследствие чего значительно сокращается время ожидающего разгрузки транспорта, что приведет к минимизации времени его «простоя» и снижению загруженности подъездных путей.

Установленный на дне резервуара контейнер для сбора мусора 8 позволяет быстро и эффективно удалять скопившийся мусор, повышая эффективность работы ССУ.

Таким образом, предложенная конструкция ССУ позволяет максимально эффективно использовать энергетический потенциал и инфраструктуру ТЭЦ для утилизации вывозимого с городских улиц снега.

### 2.1.2. Использование теплоты основного конденсата турбин

В качестве одной из технологий утилизации снега на территории ТЭЦ предложено использование теплоты основного конденсата теплофикационной паровой турбины, отобранного после подогревателей низкого давления (ПНД) [57, 58]. При реализации данной технологии основной конденсат используют в качестве греющей среды в поверхностном теплообменнике снегоплавильной установки, после чего охлаждённый конденсат поступает обратно в цикл ТЭЦ (рисунок 2.4).



**Рисунок 2.4. Использование основного конденсата турбины для утилизации снега на ТЭЦ:**

1 – паровой котел; 2 – теплофикационная паровая турбина; 3 – конденсатор; 4 – регенеративные подогреватели низкого давления; 5–7 – задвижки; 8 – деаэратор питательной воды; 9 – стационарная снегоплавильная установка; 10 – поверхностный теплообменник; 11 – трубопровод циркуляции теплоносителя; 12–17 – задвижки; 18 – циркуляционный насос; 19 – насос талой воды; 20 – система водоочистки

Использование теплоты основного конденсата паровой турбины увеличивает выработку электроэнергии на тепловом потреблении за счет увеличения количества отбираемого на систему регенерации низкого давления пара и, соответственно, повышает энергетическую эффективность электрической станции. Использование предложенной технологии позволяет практически полностью исключить коррозионные процессы в теплообменнике ССУ благодаря

использованию конденсата с минимальным содержанием растворенного кислорода.

Предложенная технологическая схема работает следующим образом. Пар, вырабатываемый в котле 1, поступает в теплофикационную паровую турбину 2. После этого в конденсаторе 3 конденсируется отработавший пар теплофикационной паровой турбины 2. В зимний период в зависимости от количества снега, поступающего на утилизацию возможно три режима работы: основной, полупиковый и пиковый.

Основной режим работы: при закрытой задвижке 7 и открытых задвижках 12 и 13 весь основной конденсат теплофикационной паровой турбины перед третьим по ходу движения основного конденсата ПНД направляется в теплообменное устройство снегоплавильной установки, а затем возвращается в трубопровод основного конденсата между вторым и третьим по ходу движения основного конденсата ПНД. Задвижки 14–17 закрыты, 5 и 6 – открыты.

Полупиковый режим работы: при закрытой задвижке 6 и открытых задвижках 14 и 15 весь основной конденсат турбины после третьего по ходу движения основного конденсата ПНД направляется в теплообменное устройство снегоплавильной установки, а затем возвращается в трубопровод основного конденсата между третьим и четвертым по ходу движения основного конденсата ПНД. Задвижки 12,13,16,17 закрыты, 5 и 7 – открыты.

Пиковый режим работы: при закрытой задвижке 5 и открытых задвижках 16 и 17 весь основной конденсат турбины после четвертого по ходу движения основного конденсата ПНД направляется в теплообменное устройство снегоплавильной установки, а затем возвращается в трубопровод основного конденсата после четвертого по ходу движения основного конденсата ПНД. Задвижки 12–15 закрыты, 6 и 7 – открыты.

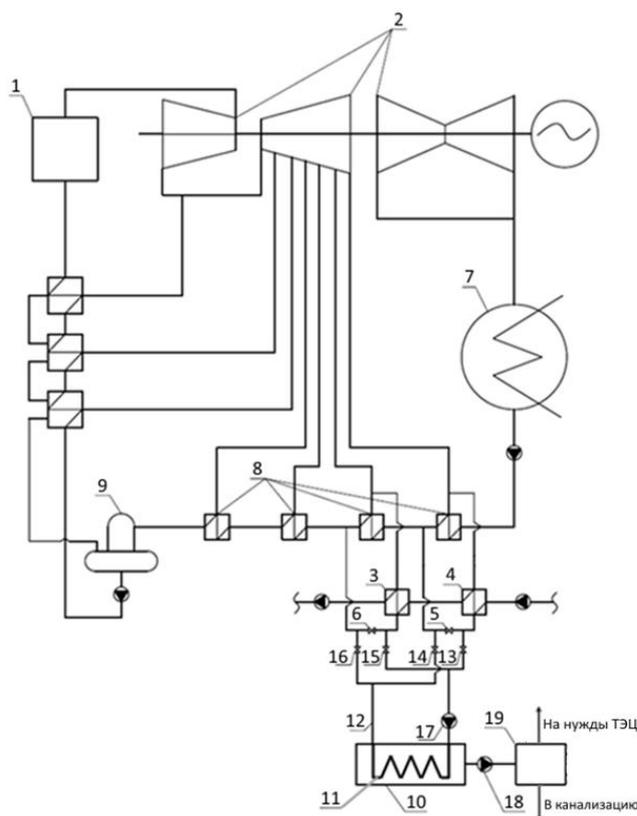
Выбор режима работы позволяет изменять производительность снегоплавильной установки.

Полученная при утилизации снега талая вода насосом 19 направляется в систему 20 водоочистки, после которой очищенная вода может использоваться

для возврата в трубопровод охлаждающей воды, подпитки теплосети и для питания паровых котлов. В случае применения упрощенной системы предварительной очистки, талая вода сбрасывается в городскую систему канализации.

### 2.1.3. Использование теплоты конденсата сетевых подогревателей

Особенность разработанной технологии с использованием теплоты конденсата греющего пара сетевых подогревателей (рисунок 2.5) заключается в использовании конденсата нижнего сетевого подогревателя (НСП) или верхнего сетевого подогревателя (ВСП) теплофикационной паровой турбины в качестве греющей среды в поверхностном теплообменнике снегоплавильной установки [57, 58].



**Рисунок 2.5. Использование конденсата сетевых подогревателей турбины для утилизации снега на ТЭЦ:** 1 – паровой котел; 2 – теплофикационная паровая турбина; 3, 4 – верхний и нижний сетевые подогреватели; 5, 6 – задвижки; 7 – конденсатор; 8 – регенеративные подогреватели низкого давления; 9 – деаэратор питательной воды; 10 – стационарная снегоплавильная установка; 11 – поверхностный теплообменник; 12 – трубопровод циркуляции теплоносителя; 13–16 – задвижки; 17 – циркуляционный насос; 18 – насос талой воды; 19 – система водоочистки

Также как и при использовании теплоты основного конденсата турбины, использование конденсата греющего пара сетевых подогревателей позволяет увеличить выработку электроэнергии на тепловом потреблении за счет

дополнительного отбора пара на регенеративные подогреватели низкого давления.

Предложенная технологическая схема использования конденсата греющего пара сетевых подогревателей турбины для утилизации снега на ТЭЦ работает следующим образом: сетевую воду последовательно нагревают в нижнем 4 и верхнем 3 сетевых подогревателях паром отопительных отборов теплофикационной паровой турбины 2. В зимний период в зависимости от количества снега, поступающего на утилизацию возможно два режима работы: основной и пиковый.

Основной режим работы: при закрытой задвижке 5 и открытых задвижках 13 и 14 весь конденсат НСП 4 направляется в качестве греющей среды в стационарную снегоплавильную установку 10. Задвижки 15 и 16 закрыты, задвижка 6 – открыта.

Пиковый режим работы: при закрытой задвижке 6 и открытых задвижках 15 и 16 весь конденсат верхнего сетевого подогревателя 3 направляется в поверхностный теплообменник 11 снегоплавильной установки 10. Задвижки 13 и 14 закрыты, задвижка 5 – открыта.

Выбор режима работы позволяет изменять производительность снегоплавильной установки.

Полученная при утилизации снега талая вода насосом 18 направляется в систему 19 водоочистки, после которой очищенная вода может использоваться для возврата в трубопровод охлаждающей воды, подпитки теплосети и для питания паровых котлов. Также как в предыдущей схеме предусматривается возможность сброса талой воды в городскую систему канализации при использовании упрощенной системы водоочистки.

Следует отметить, что предложенные технологии с использованием в качестве греющей среды основного конденсата турбины и конденсата сетевых подогревателей применимы для утилизации незначительного количества снежно-ледяной массы, измеряющегося несколькими десятками тонн в час.

В случае необходимости утилизации значительного количества снежно-ледяной массы, в пределах нескольких сотен тонн в час, предлагается использовать технологические решения, представленные в п. 2.1.4 и 2.1.5 настоящей главы.

#### 2.1.4. Использование теплоты циркуляционной воды после конденсатора турбины

В качестве греющего агента в стационарной снегоплавильной установке на базе ТЭЦ имеется возможность использовать теплоту циркуляционной охлаждающей воды после конденсатора турбины, но из-за низкой температуры потока предложено использовать контактный способ утилизации, который исключает наличие теплообменного аппарата (рисунок 2.6).

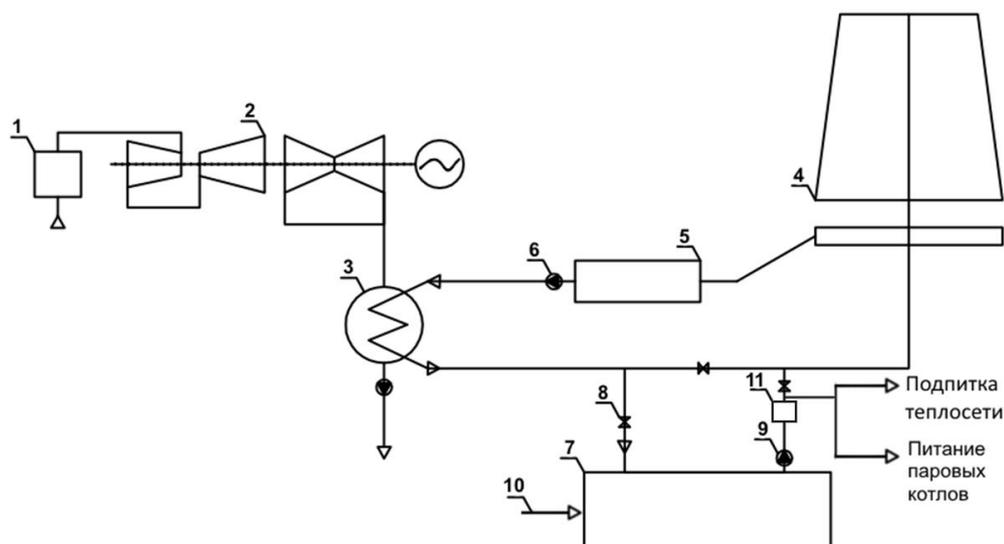


Рисунок 2.6. Использование циркуляционной воды после конденсатора турбины для утилизации снега на ТЭЦ: 1 – паровой котел; 2 – теплофикационная турбина; 3 – конденсатор; 4 – градирня; 5 – аванкамера; 6 – циркуляционный насос; 7 – снегоплавильная камера; 8 – регулятор; 9 – циркуляционный насос снегоплавильной установки; 10 – трубопровод ливневой канализации; 11 – система водоочистки

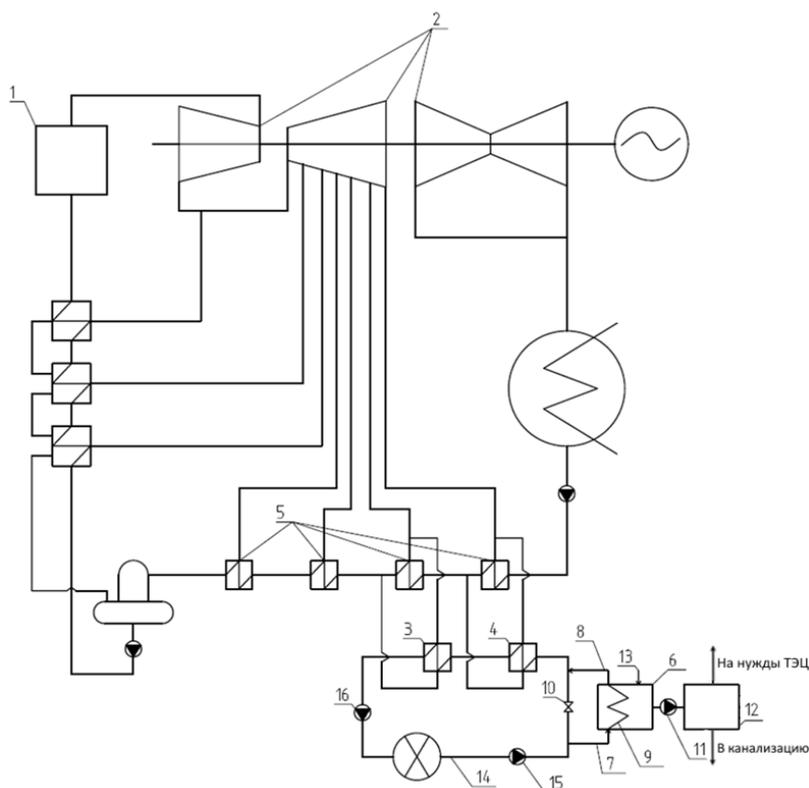
Особенность предложенной технологии [59] заключается в том, что нагретую охлаждающую воду после конденсатора паротурбинной установки направляют в снегоплавильную камеру стационарной снегоплавильной установки. После этого ее смешивают со снежной массой, загруженной в снегоплавильную камеру, очищают от загрязнений и направляют в трубопровод охлаждающей воды перед

градирней. Одновременно с утилизацией снега снижается общая температура охлаждающей воды перед конденсатором паротурбинной установки, а талая вода используется для компенсации потерь охлаждающей воды в системе технического водоснабжения, подпиточной воды теплосети и добавочной питательной воды паровых котлов.

Преимуществом представленной на рисунке 2.6 технологии является максимальная тепловая экономичность, обусловленная использованием теплоты отработавшего пара турбин. К недостаткам контактного способа утилизации снега на ТЭЦ следует отнести необходимость установки водоочистных сооружений достаточно большой мощности для очистки воды после снегоплавильной камеры, а также ограниченную сферу применения из-за работы ТЭЦ с минимальной конденсационной нагрузкой в зимний период.

### 2.1.5. Использование теплоты обратной сетевой воды

Наиболее обоснованной с точки зрения применимости на ТЭЦ является схема с использованием обратной сетевой воды (рисунок 2.7).



**Рисунок 2.7. Использование обратной сетевой воды для утилизации снега на ТЭЦ:** 1 – паровой котел; 2 – паровая турбина; 3 и 4 – верхний и нижний сетевые подогреватели; 5 – подогреватели низкого давления; 6 – стационарная снегоплавильная установка; 7 и 8 – входной и выходной патрубков поверхностного теплообменника; 9 – поверхностный теплообменник; 10 – регулятор расхода; 11 – насос талой воды; 12 – система водоочистки; 13 – трубопровод ливневой канализации; 14 – трубопровод обратной сетевой воды; 15 и 16 – сетевые насосы первого и второго подъема

Для реализации предложенной технологии [60] предлагается подключить снегоплавильную установку на базе ТЭЦ таким образом, чтобы входной патрубок поверхностного теплообменника стационарной снегоплавильной установки был подключен по греющей среде к трубопроводу обратной сетевой воды между сетевым насосом первого подъема и регулятором расхода, а выходной патрубок поверхностного теплообменника стационарной снегоплавильной установки был подключен по греющей среде к трубопроводу обратной сетевой воды между регулятором расхода и нижним сетевым подогревателем.

Основным преимуществом технологии с использованием обратной сетевой воды является возможность утилизации значительного количества снега при работе турбин ТЭЦ с минимальными пропусками пара в конденсаторы, что является ограничивающим фактором для решения, представленного на рисунке 2.6. Также следует отметить достаточно высокую тепловую экономичность, связанную с увеличением выработки электроэнергии на тепловом потреблении из-за снижения температуры обратной сетевой воды перед сетевыми подогревателями.

## **2.2. Технология применения ТЭЦ в схеме подготовки питьевой воды системы централизованного холодного водоснабжения**

Экономически эффективным решением в масштабах города является совместное использование инженерной инфраструктуры централизованного тепло- и водоснабжения потребителей. Одним из вариантов такого совместного использования инженерной инфраструктуры является применение городских ТЭЦ в схеме подготовки питьевой воды системы централизованного холодного водоснабжения [61, 62, 63].

Предложенная технология осуществляется путем включения конденсатора паровой турбины ТЭЦ (мини-ТЭЦ) по охлаждающей среде в трубопровод исходной или очищенной питьевой воды перед подачей в систему централизованного холодного водоснабжения.

Предлагается два варианта реализации разработанной технологии регулируемого подогрева питьевой воды:

1. Установка ТЭЦ (мини-ТЭЦ) на территории или в непосредственной близости от водоочистных сооружений (ВОС). В конденсатор направляется очищенная от грубодисперсных примесей исходная вода ВОС перед установкой коагуляции [64].

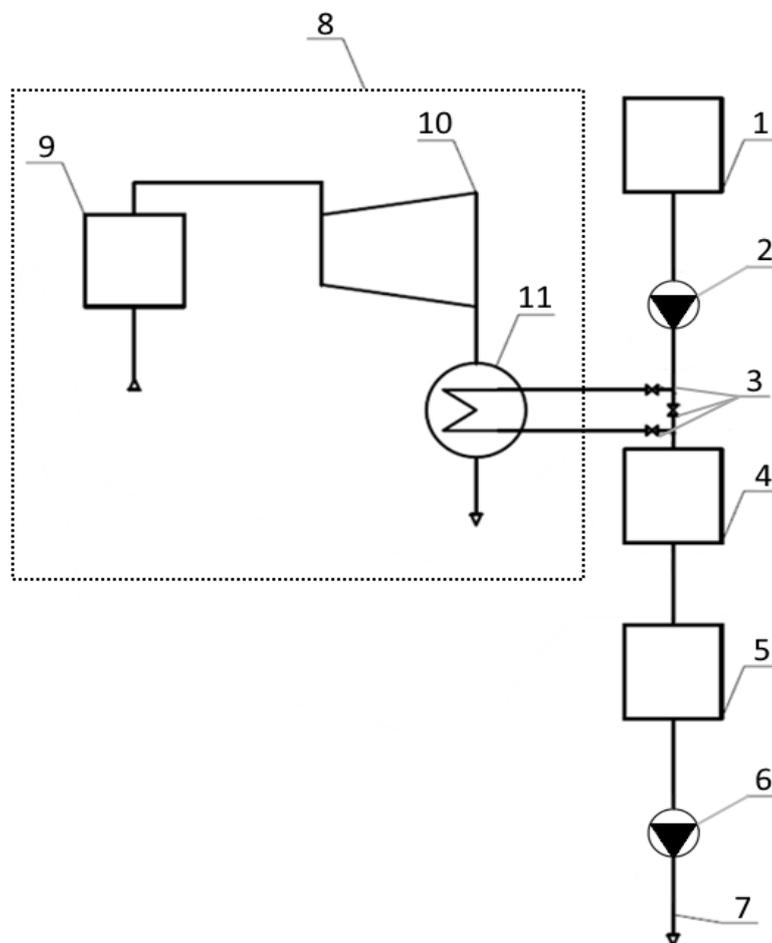
2. Использование существующей городской ТЭЦ. В конденсатор направляется питьевая вода системы централизованного холодного водоснабжения, после чего она возвращается в городскую водопроводную сеть [54].

В первом варианте наличие собственного автономного источника тепловой и электрической энергии – мини-ТЭЦ (с паротурбинными или парогазовыми установками) позволяет обеспечить надежное энергоснабжение ВОС при максимальной тепловой экономичности мини-ТЭЦ, работающей без потерь теплоты в конденсаторе паровой турбины (холодном источнике).

Использование исходной воды ВОС перед установкой коагуляции для охлаждения конденсатора паровой турбины мини-ТЭЦ позволяет повысить эффективность водоочистки.

Как известно, скорость коагуляции напрямую зависит от температуры подготавливаемой воды [65]. При недостаточной температуре исходной воды и низкой скорости протекания процесса коагуляции для интенсификации процессов осветления и обесцвечивания воды применяется флокулянт, вещество, ускоряющее слипание агрегативно-неустойчивых частиц и повышающее прочность хлопьев. Для уменьшения расхода коагулянта и флокулянта необходим регулируемый подогрев подготавливаемой воды. В связи с этим предлагается внести изменения в типовую схему водоподготовки, в соответствии с которой воду через водоприемное сооружение насосной станцией первого подъема подают на водоочистные сооружения и в резервуар чистой воды, после этого насосной станцией второго подъема воду по водоводам направляют потребителям.

Особенностью первого варианта предложенной технологии является то, что воду после насосной станции первого подъема направляют в качестве охлаждающей среды в конденсатор паровой турбины ТЭЦ (мини-ТЭЦ), располагаемой на территории водоочистных сооружений или в непосредственной близости от ВОС (рисунок 2.8).



**Рисунок 2.8. Использование конденсатора мини-ТЭЦ для подогрева исходной воды:** 1 – водоприемное сооружение; 2 – насосная станция первого подъема; 3 – регулирующие устройства; 4 – сооружения водоочистки; 5 – резервуар чистой воды; 6 – насосная станция второго подъема; 7 – водоводы; 8 – мини-ТЭЦ; 9 – паровой котел; 10 – паровая турбина; 11 – конденсатор

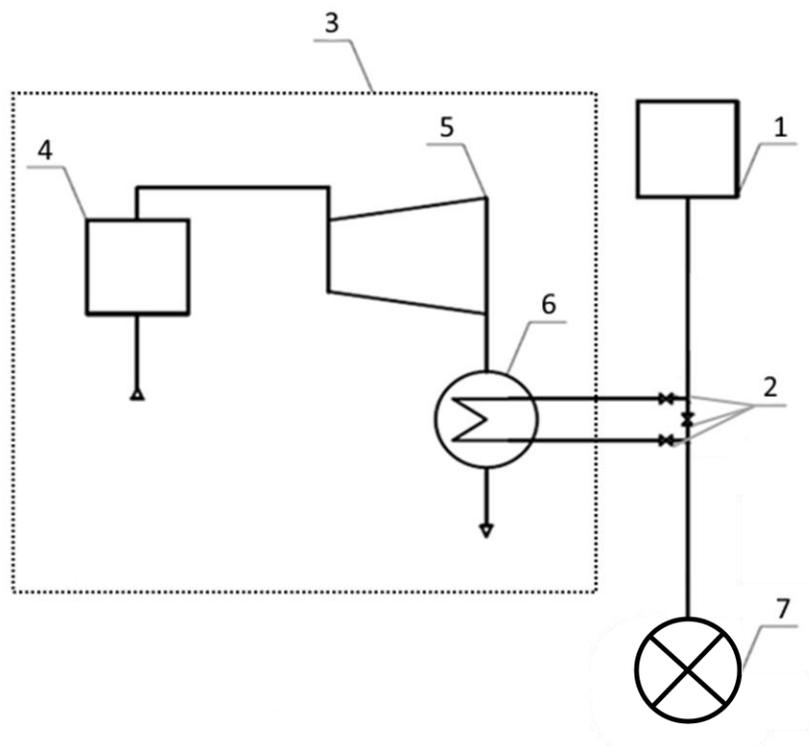
Осуществление регулируемого подогрева исходной воды (до 20–30 °С) позволяет интенсифицировать процессы осветления и уменьшить расход реагентов при подготовке питьевой воды.

Таким образом, предложенное решение по использованию мини-ТЭЦ в технологическом цикле подготовки питьевой воды позволяет максимально эффективно использовать преимущества теплофикации, а именно обеспечить

выработку электроэнергии без потерь теплоты в окружающую среду, связанных с охлаждением конденсатора паровой турбины.

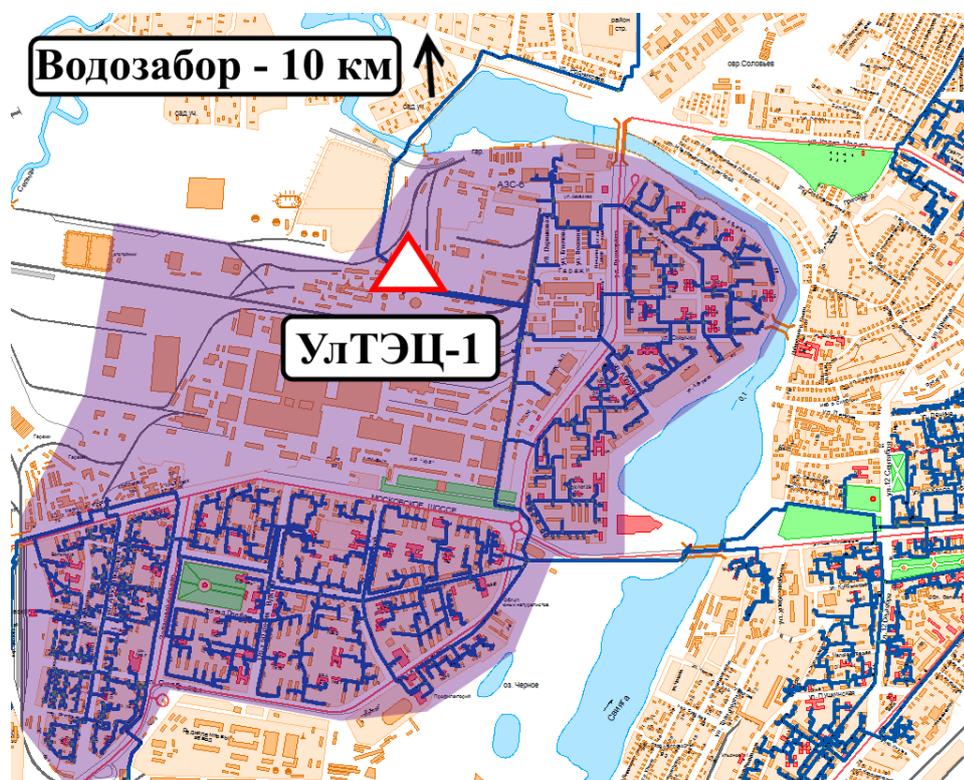
В случае нахождения ТЭЦ на значительном расстоянии от водоочистных сооружений, а также отсутствия возможности установки мини-ТЭЦ на ВОС предлагается использовать технологию по второму варианту (рисунок 2.9).

Реализация второго варианта технологии осуществляется путем включения встроенного пучка конденсатора паровой турбины по охлаждающей среде в трубопровод питьевой воды системы централизованного холодного водоснабжения перед подачей потребителям и предполагает регулируемый подогрев этой воды до 20 °С. Причем регулируемый подогрев питьевой воды системы централизованного холодного водоснабжения (ХВС) в конденсаторе паровой турбины перед подачей потребителям производится в течение всего года при использовании артезианских источников холодного водоснабжения и в течение холодного времени года – при водозаборе из поверхностных водоемов.



**Рисунок 2.9. Использование конденсатора существующей ТЭЦ для подогрева воды системы централизованного холодного водоснабжения: 1 – водоочистные сооружения города; 2 – регулирующие устройства; 3 – ТЭЦ (мини-ТЭЦ); 4 – паровой котел; 5 – паровая турбина; 6 – конденсатор; 7 – потребитель**

Основным результатом регулируемого подогрева питьевой воды, направляемой потребителям, является снижение расхода теплоты на подогрев воды системы горячего водоснабжения (ГВС) как открытых, так и закрытых систем теплоснабжения. В закрытых системах теплоснабжения снижение расхода теплоты достигается за счет использования у потребителей для приготовления горячей воды более теплой исходной питьевой воды, а также при смешении в водоразборных устройствах. Повышение экономичности открытых систем теплоснабжения достигается только за счет уменьшения количества горячей воды, используемой потребителями, при ее смешении в водоразборных устройствах с более теплой водой системы холодного водоснабжения. Стоит также отметить, что в зависимости от степени удаленности ТЭЦ от городского водозабора и степени разветвленности инженерных сетей водоснабжения подогрев холодной питьевой воды может быть осуществлен не у всех потребителей. Для г. Ульяновска использование предложенной технологии подогрева воды возможно в районе, указанном на рисунке 2.10.



**Рисунок 2.10. Район использования предложенной технологии подогрева холодной питьевой воды в г. Ульяновск**

Проведенный анализ показал, что регулируемый подогрев питьевой воды позволяет обеспечивать до 30 % от общей тепловой нагрузки ГВС за счет отработавшего пара теплофикационных турбин.

Для оценки применимости технологии регулируемого подогрева питьевой воды рассмотрим схему трубопроводов питьевой воды действующей теплоэлектростанции (рисунок 2.11).

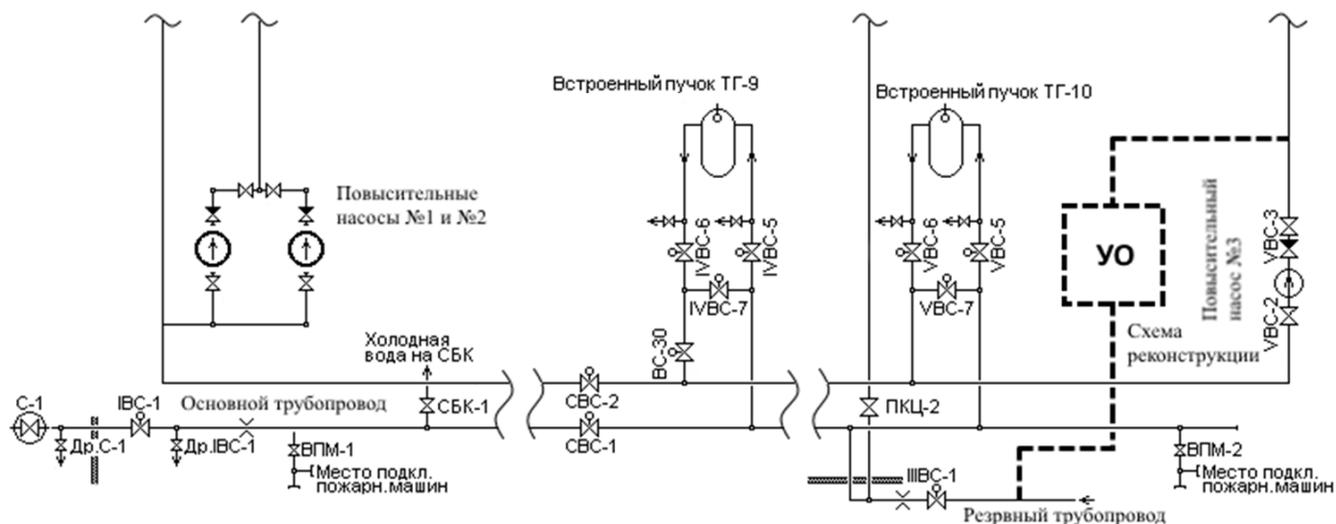


Рисунок 2.11. Схема предлагаемой реконструкции для реализации регулируемого подогрева питьевой воды на ТЭЦ

Как правило, на ТЭЦ питьевая вода поступает по двум независимым трубопроводам: основному и резервному, что позволяет задействовать один из них для организации подогрева питьевой воды в конденсаторе турбины перед подачей потребителям. На рисунке 2.11 пунктирной линией показана схема реконструкции трубопроводов питьевой воды. Предложенная технология реализуется следующим образом.

Питьевая вода для обеспечения технологического процесса (подготовки подпиточной воды теплосети), а также регулируемого подогрева по предложенной технологии поступает на ТЭЦ по основному трубопроводу через открытые задвижки С-1 и ИВС-1. Резервный трубопровод питьевой воды используется для подачи нагретой до 20 °С воды после встроенного пучка выделенной турбины потребителям ХВС. Для этой цели закрывается задвижка ШВС-1 и включается повысительный насос №3. Учитывая, что резервный

трубопровод гидравлически связан с разветвленной сетью трубопроводов централизованной системы ХВС, включение повысительного насоса позволяет подавать воду потребителям холодной воды. Одновременно с включением повысительного насоса №3 на ТЭЦ должны быть отключены насосы на насосной станции второго подъема водоочистных сооружений горводоканала.

Стоит отметить, что негативным последствием регулируемого подогрева питьевой воды является развитие биологических процессов, приводящих к ухудшению её свойств по микробиологическим показателям. Для исключения развития биологических процессов предлагается использование установки обеззараживания питьевой воды, включенной на ТЭЦ в трубопровод перед подачей потребителям ХВС.

Установка обеззараживания может быть выполнена на базе технологий ультрафиолетового обеззараживания (УФО). Дезинфекция воды при помощи УФ-излучения считается одним из наиболее безопасных методов, поскольку ультрафиолет представляет собой природное излучение, способное оказать негативное воздействие на человеческий организм лишь при достаточно длительном воздействии. Этот способ не влияет на физико-химические свойства воды, но при этом очищает ее от большей части вредоносных бактерий. Если в воде отсутствуют устойчивые микроорганизмы, УФО является наиболее оптимальным способом, так как оно более экономично по сравнению с другими способами. Также на ТЭЦ предусматривается установка стационарных приборов оценки качества питьевой воды после регулируемого подогрева с передачей показаний в химическую лабораторию ТЭЦ и горводоканала. Предлагается контролировать в реальном времени следующие показатели качества воды: мутность, цветность, окисляемость, железо, а также температуру.

Таким образом, реализация предложенного решения регулируемого подогрева питьевой воды на ТЭЦ перед подачей в централизованную систему ХВС требует минимальных затрат на реконструкцию. Применительно к условиям Ульяновской ТЭЦ–1 суммарные затраты составляют 15,4 млн. руб. без НДС (в ценах 2016 г.) из них:

- монтаж трубопровода  $D_y = 600$  мм протяженностью 200 м – 4,2 млн. руб.;
- монтаж установки УФО 2000 м<sup>3</sup>/ч – 7,6 млн. руб.;
- монтаж системы мониторинга качества питьевой воды – 3,6 млн. руб.

Технология регулируемого подогрева питьевой воды в конденсаторах паровых турбин особенно актуальна для северных регионов нашей страны. Как правило, в этих регионах для исключения замерзания водопровода применяется теплоизоляция трубопроводов и прокладка водоводов с теплоспутниками. Регулируемый подогрев питьевой воды позволит частично отказаться от дорогостоящих систем для предотвращения замерзания водопровода.

Положительный эффект от использования предложенной технологии также может быть получен в системе водоотведения города.

Известно, что температура хозяйственно-бытовых стоков не должна опускаться ниже 12 °С, так как это приводит к снижению эффективности работы сооружений биологической очистки [66]. В настоящее время в связи с установкой приборов учета на горячую воду существенно снизилась температура хозяйственно-бытовых стоков. Так в г. Ульяновске средняя температура стоков снизилась до предельного значения 12 °С, что существенно осложняет работу канализационных очистных сооружений (КОС). Повышение температуры холодной воды, поступающей потребителям, повысит эффективность работы КОС города в зимний период за счет увеличения средней температуры канализационных стоков.

Помимо достижения существенной экономии топлива на ТЭЦ реализация предложенного решения позволяет повысить надежность систем централизованного холодного водоснабжения. Благодаря регулируемому подогреву питьевой воды перед подачей потребителям исключается конденсация водяных паров на поверхности трубопроводов, что, безусловно, снижает интенсивность наружной коррозии трубопроводов воды систем централизованного водоснабжения.

### **2.3. Технология энергоэффективного использования баков-аккумуляторов подпиточной воды теплосети**

Описанную в п. 1.4 ситуацию можно эффективно использовать для увеличения доли выработки электрической энергии отработавшим паром турбоустановок. Как правило, на ТЭЦ значительные расходы исходной подпиточной воды подогреваются во встроенных пучках конденсаторов теплофикационных турбин, что позволяет вырабатывать наибольшее количество электроэнергии на тепловом потреблении, а, следовательно, существенно экономить первичные энергоносители [67].

В целях повышения энергоэффективности тепловых электростанций предложен новый режим работы водоподготовительной установки (ВПУ) приготовления подпиточной воды теплосети, при котором в часы максимального электропотребления при максимальном пропуске пара в конденсаторы паровых турбин подпиточную воду теплосети аккумулируют в существующих баках-аккумуляторах за счет увеличения пропуски исходной подпиточной воды теплосети через встроенный пучок конденсатора паровой турбины, а в часы пониженных электрических нагрузок накопленную в баках-аккумуляторах подпиточную воду теплосети направляют в обратный трубопровод теплосети перед сетевыми подогревателями с одновременным уменьшением пропуски исходной подпиточной воды теплосети через встроенный пучок конденсатора паровой турбины [68, 69]. Подобная схема работы позволяет сохранить полезную емкость аккумуляторных баков для дальнейшего их заполнения в часы, приходящиеся на период несения станцией максимальной электрической мощности, а также повысить выработку электроэнергии на тепловом потреблении в часы максимального электропотребления при максимальном пропуске пара в конденсаторы паровых турбин.

Основным преимуществом нового режима работы водоподготовительной установки приготовления подпиточной воды теплосети является возможность обеспечения требуемого подогрева исходной подпиточной воды теплосети перед

декарбонизацией и вакуумной деаэрацией (до 30–35 °С) за счет отработавшего пара турбин.

При использовании типовой схемы заполнения баков-аккумуляторов в ночное время, как правило, турбины ТЭЦ работают с минимальными попусками пара в конденсаторы, что не позволяет обеспечить требуемый подогрев исходной подпиточной воды.

Проведенный анализ фактического режима работы Ульяновской ТЭЦ–1 в зимний период показал, что нагрев исходной подпиточной воды теплосети во встроенных пучках конденсаторов турбин не превышает 10–12 °С. Дальнейший подогрев воды до 30–35 °С осуществляется в подогревателе исходной воды (ПХОВ) за счет пара производственного отбора.

Единственным недостатком предложенного режима работы является необходимость периодического изменения производительности водоподготовительной установки, однако на тепловых электростанциях, не имеющих установок умягчения подпиточной воды и ограничивающихся деаэрацией совместно с вводом ингибиторов коррозии (комплексонов) организация данного режима не представляет серьезных затруднений.

Для ВПУ с установками умягчения авторами предложена и запатентована схема ТЭЦ, в которой аккумулирующую емкость включают в трубопровод исходной подпиточной воды теплосети между конденсатором и установкой умягчения воды (рисунок 2.12) [70].

Предложенное решение позволяет повысить эффективность деаэрации за счет выравнивания расхода исходной подпиточной воды теплосети перед вакуумным деаэратором, а также обеспечить максимальную выработку электроэнергии на тепловом потреблении без снижения качества водоподготовки.



## 2.4. ВЫВОДЫ ПО ГЛАВЕ 2

1. Установлено, что на большинстве городских теплоэлектроцентралях имеются значительные резервы для повышения эффективности, связанные с использованием энергетического потенциала ТЭЦ в городской инженерной инфраструктуре.

2. Разработан комплекс научно обоснованных технологических решений, обеспечивающих повышение эффективности ТЭЦ за счет использования их энергетического потенциала в городской инженерной инфраструктуре:

– технологии использования ТЭЦ для утилизации вывозимого с городских улиц снега в снегоплавильных установках за счет применения низкопотенциальных источников теплоты: основного конденсата турбины; конденсата сетевых подогревателей турбины; обратной сетевой воды и циркуляционной воды после конденсатора;

– технология применения городских ТЭЦ в схеме подготовки питьевой воды системы централизованного холодного водоснабжения;

– технология энергоэффективного использования баков-аккумуляторов подпиточной воды теплосети в открытых системах теплоснабжения.

### ГЛАВА 3. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ПОТЕНЦИАЛА ТЭЦ

#### 3.1. Методика оценки энергетической эффективности ТЭЦ при изменении тепловых схем и режимов работы оборудования

Существующие методы, позволяющие оценивать энергетическую эффективность режимных и структурных изменений, можно разделить по их применимости к анализу тепловых схем теплофикационных паровых турбин, работающих в течение года как в конденсационном, так и в теплофикационном режимах. В таблице 3.1 приведены методы анализа тепловых схем ТЭЦ в зависимости от возможности их применения [71, 72, 73].

Для того чтобы провести полный анализ тепловых схем и определить при этом параметры, расходы и направления потоков рабочего тела в агрегатах и узлах, а также общий расход пара, электрическую мощность и показатели тепловой экономичности используют два метода [71, 72, 73]:

- метод составления и решения балансовых уравнений [74, 75];
- метод последовательных приближений [6, 75].

Оба метода основаны на составлении и решении уравнений материального и теплового балансов элементов тепловой схемы.

Данные методы позволяют проводить полные расчеты тепловых схем ТЭС на всех режимах работы турбоагрегатов.

Однако нарастающий с усложнением тепловых схем объем вычислений и увеличивающаяся погрешность в связи с большим количеством допущений, принимаемым при расчете, делает применение рассмотренных методов затруднительным [71, 72, 73].

Методы анализа принципиальных тепловых схем ТЭС

Применяемые только для конденсационных режимов	Применяемые для всех режимов	Применяемые только для теплофикационных режимов
1	2	3
1. Метод коэффициентов ценности теплоты. 2. Метод коэффициентов изменения мощности. 3. Метод эквивалентных теплопадений. 4. Метод энергетических коэффициентов.	1. Метод составления и решения балансовых уравнений. 2. Метод последовательных приближений. 3. Методы термодинамического анализа. 4. Метод коэффициентов относительной эффективности отборов. 5. Метод определения удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении. 6. Метод расчета приращения потоков.	1. Метод коэффициентов приращения мощности.

Основным критерием энергетической эффективности работы ТЭС, а также структурных и режимных усовершенствований в тепловых схемах является эффективность использования топлива, т.е. влияние вносимых изменений на расход условного топлива [76]. Применительно к ТЭЦ такими критериями выступают удельные расходы условного топлива на производство тепловой и электрической энергии.

Методы, про помощи которых рассчитываются удельные расходы условного топлива при комбинированной выработке, можно разделить на две группы [77–79]:

– термодинамические, целью расчета которых является определение энергетической эффективности режимов работы ТЭЦ с учетом первого и второго законов термодинамики [80].

– экономические, применение которых позволяет повысить конкурентоспособность ТЭЦ на рынках электрической и тепловой энергии [78, 79].

Стоит отметить, что при расчетах показателей эффективности работы ТЭЦ отдельно по видам продукции в отечественной энергетике используют два подхода [80].

В основе первого подхода лежит принцип качественного равенства производимых на ТЭЦ электрической и тепловой энергии. При этом в расчетах принимается, что количество теплоты, отданной паром в конденсаторе равноценно количеству теплоты, полученной в энергетическом котле. Расчеты, основанные на законе сохранения и превращения энергии, т.е. первого закона термодинамики, проводятся на основе балансовых уравнений, поэтому в литературе метод называют балансовым. В теплоэнергетике этот метод больше известен под названием «физический» [80].

В основе второго подхода лежит тезис о том, что использование закона сохранения и превращения энергии не является достаточным условием для расчета энергетических показателей работы ТЭЦ. Расчеты проводятся в соответствии с законом сохранения и превращения энергии, но с учетом второго закона термодинамики, в соответствии с которым тепловая энергия с большим энергетическим потенциалом (температурой, давлением) всегда производит большую работу, чем такое же количество теплоты с меньшим энергетическим потенциалом.

Из-за ограничений, вносимых вторым законом термодинамики, использование только балансовых уравнений для расчета энергетических показателей ТЭЦ является некорректным при условии сопоставления электроэнергии и количества теплоты разного потенциала [80].

Поскольку тепловая и электрическая энергии качественно неравноценны, то для их сравнения нужна мера, которая позволила бы оценить каждый вид энергии количественно и с учетом качественных особенностей [81]. Существует несколько способов учета качественной составляющей тепловых процессов.

Например, для приведения к единому по качеству виду вырабатываемых на ТЭЦ тепловой и электрической энергии возможен вариант с пересчетом тепловой энергии отборного пара в электрическую.

В качестве другого варианта можно использовать коэффициент ценности теплоты отборного пара, который учитывает снижение энергетического потенциала пара в проточной части от входа в турбину до места отбора.

В качестве критерия термодинамической эффективности может выступать максимальная работоспособность, называемая эксэргией. Особенность энергетических показателей тепловой экономичности ТЭЦ определенных с учетом работоспособности потоков энергии, состоит в том, что они позволяют оценить тепловую эффективность каждого потока. Чем выше энергетический потенциал отбираемой энергии, тем больше будут затраты топлива на ее производство [80].

Рассмотрим подробнее методику расчета «физическим» методом [82].

Общий тепловой баланс турбины с регулируемыми отборами и конденсацией пара имеет вид

$$Q_{0к.т} = Q'_э + Q_m + Q_k, \quad (3.1)$$

где  $Q'_э$  – часть общей теплоты, подведенной к турбине  $Q_{0к.т}$ , полностью затрачиваемая на совершение внутренней работы (выработку электроэнергии);  $Q_k$  – теплота конденсации пара в конденсаторе;  $Q_m$  – количество теплоты, отпускаемой с паром регулируемых отборов.

При расчете количества теплоты  $Q'_э$ , кВт, затраченной турбиной на производство электроэнергии, к нему относят теплоту, отданную паром в конденсаторе

$$Q'_э = Q_{0к.т} - Q_m. \quad (3.2)$$

Расход топлива, кг/с, в энергетическом котле для производства электроэнергии

$$B_э = \frac{Q'_э}{Q_n^p \eta_{mp} \eta_k}, \quad (3.3)$$

где  $Q_n^p$  – низшая теплота сгорания топлива;  $\eta_{mp}$  – КПД транспортировки теплоты, который учитывает потери теплоты в окружающую среду на участке паропровода от энергетического котла до регулирующих клапанов турбины;  $\eta_k$  – КПД котла (брутто).

Коэффициент полезного действия турбоустановки по производству электроэнергии

$$\eta_{му}^э = \frac{N_э}{Q_{ок.м} - Q_m} = \frac{N_э}{Q_э} \quad (3.4)$$

Удельный расход топлива на единицу выработанной электроэнергии

$$b_э = B_э / N_э \quad (3.5)$$

Чтобы найти секундный удельный расход топлива, в формулу (3.5) подставим  $B_э$  и  $N_э$  из зависимостей (3.3) и (3.4), тогда после преобразований получим

$$b_э = \frac{1}{Q_n^p \eta_{му}^э \eta_{mp} \eta_k} = \frac{1}{Q_n^p \eta_{бл}^э} \quad (3.6)$$

где  $\eta_{бл}^э = \eta_{му}^э \eta_{mp} \eta_k$  – коэффициент полезного действия теплофикационного энергоблока (ТЭЦ) по производству электроэнергии.

Удельный расход условного топлива, г/(кВт·ч), для часового периода при  $Q_n^p = 29,31$  кДж/г имеет вид

$$b_э = 3600 / (29,31 \eta_{бл}^э) \quad (3.7)$$

Количество теплоты, полученной внешним потребителем из регулируемых отборов, составляет

$$Q_{m.om} = Q_m \eta_m = D_m (h_m - h_{ок}) \eta_m \quad (3.8)$$

где  $h_{ок}$  – энтальпия конденсата отбираемого пара;  $\eta_m$  – коэффициент полезного действия турбоустановки по отпуску теплоты, равный КПД теплофикационной турбоустановки по отпуску тепловой энергии  $\eta_{му}^m$ ,

$$\eta_m = \eta_{му}^m = Q_{m.om} / Q_m \quad (3.9)$$

Коэффициент полезного действия энергоблока по отпуску тепловой энергии

$$\eta_{бл}^m = \eta_{му}^m \eta_{mp} \eta_k \quad (3.10)$$

Расход топлива на производство теплоты, переданной внешнему потребителю, составляет

$$B_m = \frac{Q_{m.om}}{Q_H^P \eta_{my}^m \eta_{mp} \eta_k} = \frac{Q_{m.om}}{Q_H^P \eta_{ол}^m}. \quad (3.11)$$

Удельный расход топлива, затраченного на производство единицы теплоты, переданной внешнему потребителю

$$b_{m.э} = B_m / Q_{m.om}. \quad (3.12)$$

Здесь  $Q_{m.om} = B_m Q_H^P \eta_{my}^m \eta_{mp} \eta_k$ , тогда удельный расход, г/кДж, условного топлива

$$b_y = \frac{1}{Q_H^P \eta_{my}^m \eta_{mp} \eta_k} = \frac{1}{29,31 \eta_{ол}^m} = \frac{0,034}{\eta_{ол}^m}. \quad (3.13)$$

Общий расход топлива составляет

$$B = B_э + B_m. \quad (3.14)$$

Он также может быть определен по зависимости

$$B = \frac{Q_{0к.т}}{Q_H^P \eta_{mp} \eta_k}. \quad (3.15)$$

Для того чтобы оценить общую тепловую эффективность ТЭЦ или отдельного теплофикационного энергоблока при расчете балансовым методом используют полный (общий) КПД  $\eta_{ТЭЦ}^{полн}$ .

Полный КПД ТЭЦ есть отношение суммарной энергии, отпускаемой ТЭЦ, к израсходованной теплоте топлива

$$\eta_{ТЭЦ}^{полн} = \frac{N_э + Q_{m.om}}{B Q_H^P} = \frac{N_э + Q_m \eta_m}{B Q_H^P}, \quad (3.16)$$

где  $N_э$  – электроэнергия вырабатываемая на клеммах генератора;  $Q_{m.om}$  – количество теплоты, полученной внешним потребителем.

Как было сказано выше, расчет энергетических показателей ТЭЦ может быть произведен при помощи балансовых уравнений без учета или с учетом ограничений, которые накладывает второй закон термодинамики.

Если рассматривать комбинированное производство тепловой и электрической энергии, то в случае использования балансовых уравнений без учета ограничений второго закона термодинамики экономия топлива относится к

выработке электроэнергии. А при учете второго закона термодинамики – к выработке теплоты.

При условии одинаковых затрат топлива энергетическими котлами ТЭЦ, а также объемов и параметров отпускаемых видов энергий, в первом случае себестоимость производства электроэнергии будет меньше, а теплоты соответственно больше, чем во втором [80].

Как известно, до 1996 на ТЭС РАО «ЕЭС России» применялся «физический» метод расчета расхода топлива на каждый из видов энергии, который был основан на расчете балансовых уравнений потоков энергии без учета действия второго закона термодинамики [80].

В целях повышения конкурентоспособности выработки теплоты ТЭЦ в 1995 г. РАО «ЕЭС России» было принято решение изменить метод распределения экономии топлива от теплофикации между видами энергии. Но переход на метод, который полностью соответствует первому и второму законам термодинамики, был признан несвоевременным, в связи с резким увеличением при этом тарифов на электроэнергию. Как итог, в качестве официального с 1996 г. на ТЭС РАО «ЕЭС России» был установлен метод, предложенный АО «Фирма ОРГРЭС», по которому экономия топлива от теплофикации распределяется между электроэнергией и теплотой в равных долях [80]. На электростанциях этот метод получил название «пропорциональный».

Согласно этой методике расчет производится следующим образом.

Расчетная формула для определения расхода топлива на отпущенную электроэнергию по этой методике имеет вид

$$B_{\mathcal{E}} = BK_{\mathcal{E}} \frac{\mathcal{E}_{om}}{\mathcal{E} - \mathcal{E}_{\mathcal{E}}^{c.H}} \quad (3.17)$$

где  $B$  – полный расход условного топлива энергетическими котлами;  $K_{\mathcal{E}}$  – доля топлива, относимая на выработку электроэнергии;  $\mathcal{E}$  – вырабатываемая электроэнергия;  $\mathcal{E}_{om}$  – электроэнергия, отпущенная с шин электростанции;  $\mathcal{E}_{\mathcal{E}}^{c.H}$  – расход электроэнергии на собственные нужды, при выработке электроэнергии

$$\mathcal{E}_{\mathcal{E}}^{c.H} = \mathcal{E}_m^{c.H} + K_{\mathcal{E}} \mathcal{E}_k^{c.H}, \quad (3.18)$$

где  $\mathcal{E}_m^{c.H}$  и  $\mathcal{E}_k^{c.H}$  – расходы электроэнергии на собственные нужды соответственно турбин и котлов.

Коэффициент  $K_3$  определяется по зависимости

$$K_3 = \frac{Q_3 + Q_m^{c.H} + \Delta Q_3}{Q_3 + Q_m^{c.H} + \Delta Q_3 + Q_{om} + Q_{om}^{nom}}, \quad (3.19)$$

где  $Q_3$  – количество теплоты, затраченной на производство электроэнергии;  $Q_{om}$  – суммарная теплота, отпущенная внешним потребителям с водой и паром, в том числе в обвод турбины;  $Q_{om}^{nom}$  – технологические потери теплоты при ее отпуске;  $Q_m^{c.H}$  – расход теплоты на собственные нужды турбин;  $\Delta Q_3$  – увеличение расхода теплоты на производство электроэнергии при условном замещении отпуска теплоты от турбин отпуском ее непосредственно от котлов и выработке всей электроэнергии по конденсационному циклу (переход от комбинированного производства к отдельному при одинаковой электрической мощности).

$$\Delta Q_3 = \sum_1^z Q_{mj} (1 - \zeta_{mj}), \quad (3.20)$$

где  $z$  – число отборов теплоты от турбоагрегатов внешним потребителям;  $Q_{mj}$  – количество теплоты, отпущенной внешним потребителям из данного отбора;  $\zeta_{mj}$  – коэффициент ценности теплоты пара, отпускаемого из данного отбора.

$$\zeta_{mj} = \frac{h_{mj} + \Delta h_{n,n} - h_k}{h_0 + \Delta h_{n,n} - h_k} \left( 1 + K \frac{h_0 + \Delta h_{n,n} - h_{mj}}{h_0 + \Delta h_{n,n} - h_k} \right), \quad (3.21)$$

где  $h_0$  и  $h_{mj}$  – энтальпия пара перед турбиной и в каждом из отборов;  $h_k$  – энтальпия пара в конденсаторе при фактической мощности турбоагрегата;  $K$  – коэффициент, зависящий от давления пара перед турбиной;  $\Delta h_{n,n}$  – повышение энтальпии пара в промежуточном пароперегревателе котла (для турбин без промежуточного перегрева пара  $\Delta h_{n,n}$  не учитывается).

Как видно из расчета, расход топлива, который был затрачен при комбинированной выработке электроэнергии и теплоты энергетическими котлами, распределяется между ними соответственно расходу теплоты при их отдельном производстве, в результате чего полученная при комбинированном производстве экономия топлива распределяется между электроэнергией и теплотой в равных долях.

Следует отметить, что представленные расчетные зависимости для «физического» и «пропорционального» методов официально утверждены в Методических указаниях по составлению отчета электростанции и акционерного общества энергетики и электрификации о тепловой экономичности оборудования в соответствии с РД 34.08.552-93 и РД 34.08.552-95. Выполнение расчетов технико-экономических показателей в соответствии с РД 34.08.552 требует значительного количества исходных данных по режимам работы оборудования, что затрудняет их применение для оценки влияния структурных и режимных изменений в схемах ТЭЦ.

В подавляющем большинстве инженерных задач оценка структурных и режимных изменений может быть выполнена с использованием более простых методов решения, которые нередко не уступают по точности базовым методам.

Например, расчет незначительных изменений в тепловой схеме, не превышающих 10 % суммарного расхода рабочего тела или потока теплоты в цикле, может быть выполнен с помощью примерных методов с необходимой для большинства инженерных расчетов точностью.

К таким методам относятся:

- 1) метод расчета приращения потоков [83];
- 2) метод коэффициентов относительной эффективности отборов [84];
- 3) методы термодинамического анализа [6, 7, 10, 12, 85, 86, 87];
- 4) метод определения удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении (УВЭТП) [88, 89];
- 5) метод коэффициентов ценности теплоты [90, 91];
- 6) метод коэффициентов изменения мощности [92];
- 7) метод эквивалентных теплопадений [74, 93];
- 8) метод энергетических коэффициентов [74];
- 9) метод коэффициентов приращения мощности [94].

Подробнее рассмотрим метод определения удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении.

Мощность  $N_{mf}$ , кВт, развиваемая турбоагрегатом на тепловом потреблении за счет отборов пара на подогрев теплоносителей на  $i$ -ом участке схемы установки (дополнительная теплофикационная мощность), рассчитывается по формуле

$$N_{mf.i} = D_i(i_o - i_i)\eta_\varepsilon\eta_m, \quad (3.22)$$

где  $D_i$  – расход пара отпускаемого из отбора на подогрев потоков теплоносителя, кг/с;  $i_o$ ,  $i_i$  – энтальпии острого пара и пара из  $i$ -го отбора;  $\eta_\varepsilon$ ,  $\eta_m$  – электрический и механический КПД турбогенератора.

На величину мощности, развиваемой турбиной на тепловом потреблении, существенно влияет дополнительная мощность  $N_{рег}$  [95], которая вырабатывается паром регенеративных отборов при подогреве конденсата пара, используемого для подогрева теплоносителей на  $i$ -м участке схемы.

Учет  $N_{рег.i}$  возможен путем введения в выражение для определения  $N_{mf.i}$  коэффициента  $k_r$ , который учитывает регенеративный подогрев конденсата пара отборов турбины. Таким образом, формула (3.1) приобретает вид

$$N_{mf.i} = k_r D_i(i_o - i_i)\eta_\varepsilon\eta_m. \quad (3.23)$$

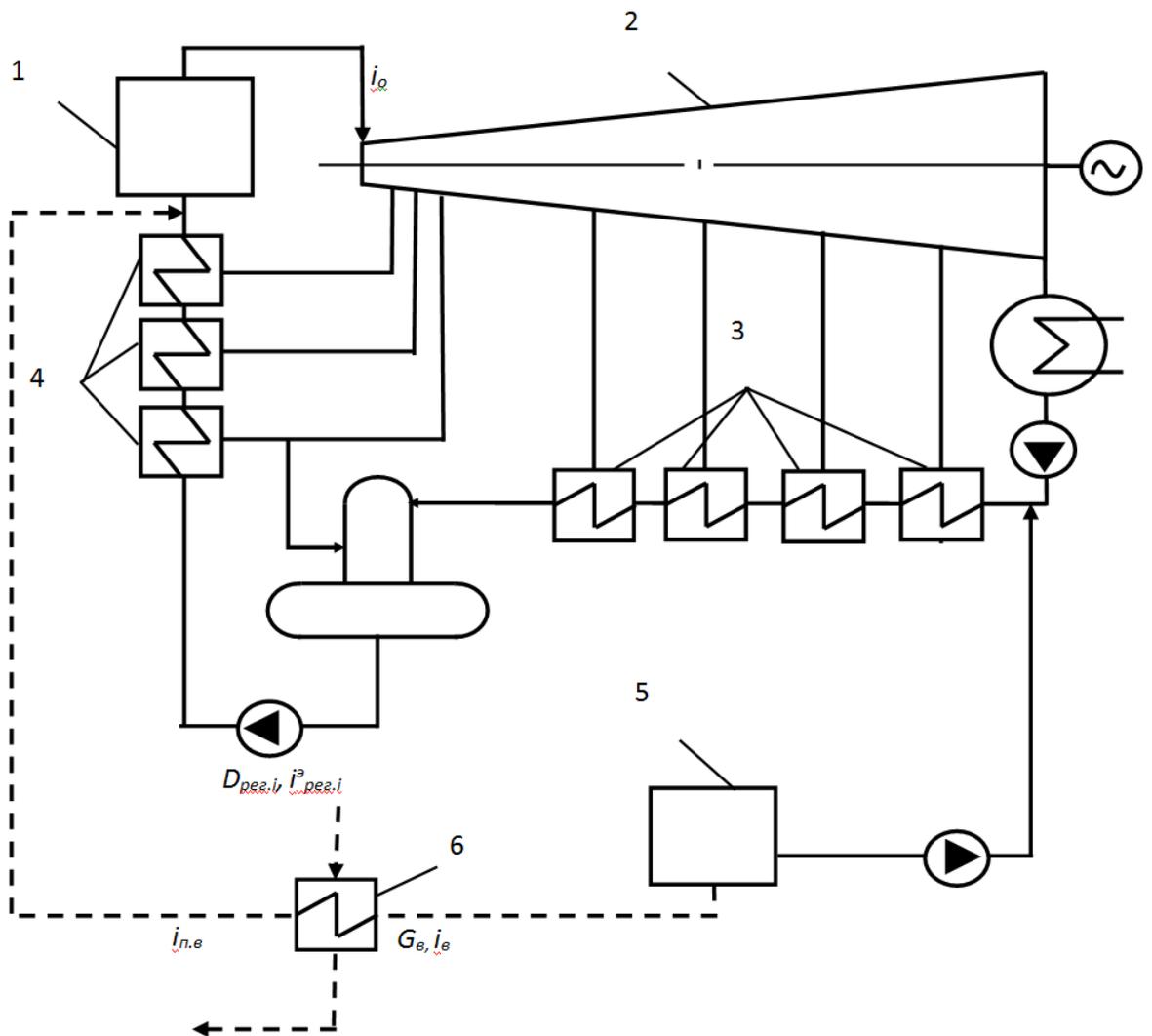
Проф. Г.А. Шапиро рекомендовал принимать величину  $k_r$  фиксированной, равной 1,16 [96]. По мнению [71], целесообразно предварительно уточнять величину  $k_r$ , так как в зависимости от тепловых режимов даже при использовании одной и той же схемы величина  $k_r$  изменяется в пределах 1,10–1,20 [95], т.е. достаточно сильно сказывается на точности расчетов.

Стоит отметить, что в некоторых случаях расчет по формулам (3.22) и (3.23) невозможен. Для тепловых схем, не предусматривающих применение отборного пара, но предполагающих использование подогревателей системы регенерации турбин для подогрева потоков теплоносителей, вся дополнительная электрическая мощность  $N_{рег.i}$  объясняется увеличением расходов пара на регенеративные подогреватели.

Для определения  $N_{рег.i}$  применяется методика расчета, при которой в схему турбоустановки вводятся условные эквивалентные регенеративные

подогреватели, предложенная в 60-е годы XX в. проф. Е.Я. Соколовым [9] и проф. З.Ф. Немцевым для упрощения расчета тепловых схем. Энтальпия условного эквивалентного регенеративного отбора  $i_{рег.i}^э$ , заменяющего все действительные регенеративные отборы, паром которых подогревается конденсат  $i$ -го отбора, определяется как

$$i_{рег.i}^э = 0,5(i_o + i_i). \quad (3.24)$$



**Рисунок 3.1. Схема энергоблока ТЭЦ с условным регенеративным подогревателем:** 1 – паровой котел; 2 – теплофикационная турбина; 3 – регенеративные подогреватели низкого давления; 4 – регенеративные подогреватели высокого давления; 5 – водоподготовительная установка; 6 – эквивалентный регенеративный подогреватель

Как отмечает [71], точнее было бы определять  $i_{рег.i}^э$  как полусумму энтальпий первого по ходу пара регенеративного отбора  $i_i$  и отбора  $i_j$ , перед которым

конденсат греющего пара ( $i$ -го отбора) смешивается с основным конденсатом турбины

$$i_{рег.i}^э = 0,5(i_j + i_i), \quad (3.25)$$

т.к. острый пар с энтальпией  $i_o$  и  $i$ -ый отборы не принимают участия в регенеративном подогреве конденсата  $i$ -го отбора. При использовании формулы (3.26) вместо формулы (3.27) предполагается равномерное распределение регенеративных отборов пара по проточной части турбины.

$N_{рег.i}$ , определяется как

$$N_{рег.i} = D_{рег.i}(i_o - i_{рег.i}^э)\eta_э\eta_m, \quad (3.26)$$

где  $D_{рег.i}$  – расход пара условного эквивалентного отбора для регенеративного подогрева конденсата  $i$ -го отбора после подогрева потоков теплоносителя на  $i$ -м участке схемы, кг/с.

Величина  $D_{рег.i}$  рассчитывается из теплового баланса условного регенеративного подогревателя

$$D_{рег.i} = D_i(i_{н.в} - i_i^0)/(i_{рег.i}^э - i_{н.в}), \quad (3.27)$$

где  $i_{н.в}$  – энтальпия питательной воды, кДж/кг;  $i_i^0$  – энтальпия конденсата  $i$ -го отбора после подогрева потоков теплоносителей на  $i$ -м участке схемы, кДж/кг.

Мощность, потребляемую насосами, кВт, равняется

$$N_{сн} = \sum_{j=1}^n \frac{G_j \Delta p}{\eta_n}, \quad (3.28)$$

где  $G_j$  – расход учитываемого потока, кг/с;  $\Delta p$  – давление, создаваемое насосом, МПа;  $\eta_n$  – КПД насоса.

При рассмотрении технологий для утилизации снега с разной производительностью сумму значений  $\sum_{i=1}^n (N_{тф.i} + N_{рег.i})$ , а также  $N_{сн}$  следует отнести к количеству утилизируемого снега  $G_{ссу}$ . Определить величину удельной выработки электроэнергии на 1 т снега можно, используя уравнение

$$v = [\sum_{i=1}^n (N_{тф.i} + N_{рег.i}) - N_{сн}] / G_{ссу}. \quad (3.29)$$

Стоит отметить, что для технологии подогрева питьевой воды на ТЭЦ суммарную мощность относят к расходу холодной воды, нагреваемой во встроенных пучках конденсатора  $G_{xв}$ .

Экономии условного топлива  $\Delta B$ , т, можно определить с помощью разности  $\Delta v_{mf}$ , (кВт·ч)/м<sup>3</sup>

$$\Delta B = \Delta v_{mf} (b_{э.к} - b_{э.м}) G_6^{peж} \cdot 10^{-3}, \quad (3.30)$$

где  $b_{э.к}$  – удельный расход условного топлива на конденсационную выработку электроэнергии, кг/(кВт·ч);  $b_{э.м}$  – удельный расход условного топлива на теплофикационную выработку электроэнергии, кг/(кВт·ч);  $G_6^{peж}$  – общий расход подготавливаемой воды в исследуемом режиме, м<sup>3</sup>.

Для определения  $b_{э.к}$  и  $b_{э.т}$  можно использовать формулы [97]

$$b_{э.к} = \frac{q_m^к}{29309 \eta_{ПК} \eta_{m.n}}, \quad (3.31)$$

$$b_{э.т} = \frac{q_m^м}{29309 \eta_{ПК} \eta_{m.n}}, \quad (3.32)$$

где  $q_m^к$  и  $q_m^м$  – удельные расходы теплоты на вырабатываемый 1 кВт·ч соответственно при конденсационном и теплофикационном режимах, кДж/кВт·ч;  $\eta_{ПК}$  – КПД парового котла;  $\eta_{m.n}$  – КПД теплового потока.

При расчете энергетической эффективности новых технологий необходимо учитывать затраты топлива на выработку в котле дополнительного расхода пара

$$B_{дон} = \frac{\Delta D_i (i_o - i_{n.с})}{Q_n^p \eta_{ПК}}, \quad (3.33)$$

где  $\Delta D_i$  – разность расходов пара, получаемая при использовании пара разных потенциалов для нагрева воды на одну и ту же величину, т/год;  $i_o$ ,  $i_{n.с}$  – энтальпии острого пара и питательной воды, кДж/кг;  $Q_n^p$  – теплота сгорания условного топлива, кДж/кг.

Экономичность технологий подготовки воды на ТЭЦ, руб., можно представить как

$$\Delta \mathcal{E} = 10^{-3} [\Delta v_{mf} (b_{э.к} - b_{э.м}) G_6^{peж} \pm B_{дон}] \cdot C_m, \quad (3.34)$$

где  $C_m$  – цена условного топлива, руб/т.

Как видно, определение  $N_{mf.i}$  и  $N_{рег.i}$  рассмотренным способом требует незначительного количества исходных данных по режиму работы теплофикационной турбоустановки. Это делает возможным применять его для своевременного решения широкого круга инженерных задач, связанных с оценкой и анализом структурных и режимных изменений в работе тепловых электростанций [71].

Если в наличии имеются более полные данные по режиму работы турбоустановки (давление и энтальпии пара всех отборов турбины), расчет дополнительной мощности  $\Delta N = N_{mf.i} + N_{рег.i}$ , развиваемой турбиной на тепловом потреблении за счет отборов пара на подогрев теплоносителей на  $i$ -м участке схемы установки и за счет регенеративного подогрева конденсата этого пара, может быть осуществлен методом коэффициентов приращения мощности (КПМ) [98] при работе турбоустановки в теплофикационном режиме с наименьшим пропуском пара в цилиндр низкого давления и методом коэффициентов изменения мощности (КИМ) [94] при работе в остальных режимах.

### 3.2. Расчет энергетической эффективности новых технологий утилизации снега на ТЭЦ

Основным показателем, по которому оценивается энергетическая эффективность новых технологий утилизации снега на ТЭЦ, является величина удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении  $\nu_{mf}$ , кВт·ч/т, получаемой за счет увеличения отборов пара на утилизацию 1 тонны снега.

#### 1. Технология использования теплоты основного конденсата турбин.

Определим дополнительную мощность  $N_{рег}$ , кВт, которая вырабатывается паром регенеративных отборов, расходуемым на подогрев конденсата пара, используемого для утилизации снега в стационарной снегоплавильной установке (ССУ)

$$N_{рег} = D_{рег}(h_0 - h_{рег}^э)\eta_{эм} \quad (3.35)$$

где  $h_0$  – энтальпия свежего пара, кДж/кг;  $h_{рег}^э$  – энтальпия условного эквивалентного регенеративного отбора, кДж/кг;  $\eta_{эм}$  – электромеханический КПД турбогенератора;  $D_{рег}$  – расход пара условного эквивалентного отбора для регенеративного подогрева конденсата пара, используемого для утилизации снега в ССУ, кг/с.

Для того чтобы найти увеличение расхода пара условного эквивалентного отбора  $\Delta D_{рег}$ , кг/с, вызванное изменением энтальпии греющего агента (основного конденсата), составим уравнение теплового баланса для нормального режима работы станции без ССУ

$$D_{рег}(h_{рег}^э - h_0) = G_{ок}(h_0 - h_{ок}), \quad (3.36)$$

где  $G_{ок}$  – расход греющего агента (основного конденсата), поступающего в ССУ, кг/с;  $h_0$  – энтальпия питательной воды после деаэратора, кДж/кг;  $h_{ок}$  – энтальпия греющего агента (основного конденсата), кДж/кг.

Уравнение теплового баланса при использовании ССУ

$$D'_{рег}(h_{рег}^э - h_0) = G_{ок}(h_0 - h'_{ок}), \quad (3.37)$$

где  $D'_{рег}$  и  $h'_{ок}$  – расход пара условного эквивалентного отбора, кг/с, и энтальпия греющего агента (основного конденсата), кДж/кг, после изменения схемы.

Увеличение расход пара условного эквивалентного отбора  $\Delta D_{рег}$ , кг/с, составит

$$\Delta D_{рег} = \frac{G_{ок}(h_0 - h'_{ок})}{(h_{рег}^э - h_0)} - \frac{G_{ок}(h_0 - h_{ок})}{(h_{рег}^э - h_0)} = \frac{G_{ок}(h_{ок} - h'_{ок})}{(h_{рег}^э - h_0)}, \quad (3.38)$$

где  $h_{ок} - h'_{ок} = \Delta h_{ок}$  – изменение энтальпии греющего агента (основного конденсата), кДж/кг.

Мощность, потребляемую насосами при транспортировке греющего агента (основного конденсата) в ССУ, кВт, можно представить как

$$N_{сн} = \frac{G_{ок}\Delta p}{\eta_n}, \quad (3.39)$$

где  $\Delta p$  – давление, создаваемое насосом, МПа;  $\eta_n$  – КПД насоса.

Чтобы определить необходимый расход греющего агента (основного конденсата)  $G_{ок}$ , кг/с, поступающего в снегоплавильную установку, составим уравнение теплового баланса

$$G_{ccy}\Delta h_{снег} = G_{ок}\Delta h_{ок}\eta_{ccy} \cdot 3,6, \quad (3.40)$$

где  $G_{ccy}$  – количество утилизируемого снега, т/ч;  $\Delta h_{снег}$  – изменение энтальпии снежно–ледяной массы в процессе утилизации, кДж/кг;  $\eta_{ccy}$  – КПД стационарной снегоплавильной установки.

Таким образом, расход греющего агента (основного конденсата) равен

$$G_{ок} = \frac{G_{ccy}\Delta h_{снег}}{\Delta h_{ок}\eta_{ccy} \cdot 3,6}. \quad (3.41)$$

Суммарный прирост мощности, развиваемой турбиной на тепловом потреблении, кВт, составит

$$\sum N = N_{рег} - N_{сн}, \quad (3.42)$$

который с учетом формул (3.37–3.43) можно представить как

$$\begin{aligned} \sum N &= D_{рег}(h_o - h_{рег}^э)\eta_{эм} - \frac{G_{ок}\Delta p}{\eta_n} = \frac{G_{ок}(h_{ок} - h'_{ок})}{(h_{рег}^э - h_d)}(h_o - h_{рег}^э)\eta_{эм} - \frac{G_{ок}\Delta p}{\eta_n} = \\ &= \frac{G_{ccy}\Delta h_{снег}}{\Delta h_{ок}\eta_{ccy} \cdot 3,6} \frac{\Delta h_{ок}}{(h_{рег}^э - h_d)}(h_o - h_{рег}^э)\eta_{эм} - \frac{G_{ccy}\Delta h_{снег}}{\Delta h_{ок}\eta_{ccy} \cdot 3,6} \frac{\Delta p}{\eta_n} = \\ &= \frac{G_{ccy}\Delta h_{снег}}{\eta_{ccy} \cdot 3,6} \left( \frac{(h_o - h_{рег}^э)\eta_{эм}}{(h_{рег}^э - h_d)} - \frac{\Delta p}{\Delta h_{ок}\eta_n} \right). \end{aligned} \quad (3.43)$$

Удельная выработка электроэнергии на тепловом потреблении  $\nu_{тф}$ , кВт·ч/т, получаемая за счет увеличения отборов пара на утилизацию 1 тонны снега определяется как

$$\begin{aligned} \nu_{тф} &= \sum N / G_{ccy} = \frac{\frac{G_{ccy}\Delta h_{снег}}{\eta_{ccy} \cdot 3,6} \left( \frac{(h_o - h_{рег}^э)\eta_{эм}}{(h_{рег}^э - h_d)} - \frac{\Delta p}{\Delta h_{ок}\eta_n} \right)}{G_{ccy}} = \\ &= \frac{\Delta h_{снег}}{\eta_{ccy} \cdot 3,6} \left( \frac{(h_o - h_{рег}^э)\eta_{эм}}{(h_{рег}^э - h_d)} - \frac{\Delta p}{\Delta h_{ок}\eta_n} \right). \end{aligned} \quad (3.44)$$

## 2. Технология использования теплоты конденсата сетевых подогревателей.

Определим дополнительную мощность  $N_{рег}$ , кВт, которая вырабатывается паром регенеративных отборов, расходуемым на подогрев конденсата пара

сетевых подогревателей, используемого для утилизации снега в стационарной снегоплавильной установке (ССУ)

$$N_{рег} = D_{рег}(h_0 - h_{рег}^э)\eta_{эм} \quad (3.45)$$

где  $h_0$  – энтальпия свежего пара, кДж/кг;  $h_{рег}^э$  – энтальпия условного эквивалентного регенеративного отбора, кДж/кг;  $\eta_{эм}$  – электромеханический КПД турбогенератора;  $D_{рег}$  – расход пара условного эквивалентного отбора для регенеративного подогрева конденсата пара, используемого утилизации снега в ССУ, кг/с.

Для того чтобы найти увеличение расхода пара условного эквивалентного отбора  $\Delta D_{рег}$ , кг/с, вызванное изменением энтальпии греющего агента (конденсата сетевых подогревателей), составим уравнение теплового баланса для режима работы станции без ССУ

$$D_{рег}(h_{рег}^э - h_0) = G_{ксп}(h_0 - h_{ксп}), \quad (3.46)$$

где  $G_{ксп}$  – расход греющего агента (конденсата сетевых подогревателей), поступающего в ССУ, кг/с;  $h_0$  – энтальпия питательной воды после деаэратора, кДж/кг;  $h_{ксп}$  – энтальпия греющего агента (конденсата сетевых подогревателей), кДж/кг.

Уравнение теплового баланса при использовании ССУ

$$D'_{рег}(h_{рег}^э - h_0) = G_{ксп}(h_0 - h'_{ксп}), \quad (3.47)$$

где  $D'_{рег}$  и  $h'_{ксп}$  – расход пара условного эквивалентного отбора, кг/с, и энтальпия греющего агента (конденсата сетевых подогревателей), кДж/кг, после изменения схемы.

Увеличение расход пара условного эквивалентного отбора  $\Delta D_{рег}$ , кг/с, составит

$$\Delta D_{рег} = \frac{G_{ксп}(h_0 - h'_{ксп})}{(h_{рег}^э - h_0)} - \frac{G_{ксп}(h_0 - h_{ксп})}{(h_{рег}^э - h_0)} = \frac{G_{ксп}(h_{ксп} - h'_{ксп})}{(h_{рег}^э - h_0)}, \quad (3.48)$$

где  $h_{ксп} - h'_{ксп} = \Delta h_{ксп}$  – изменение энтальпии греющего агента (конденсата сетевых подогревателей), кДж/кг.

Мощность, потребляемую насосами при транспортировке греющего агента (конденсата сетевых подогревателей) в ССУ, кВт, можно представить как

$$N_{сн} = \frac{G_{ксп}\Delta p}{\eta_n}, \quad (3.49)$$

где  $\Delta p$  – давление, создаваемое насосом, МПа;  $\eta_n$  – КПД насоса.

Чтобы определить необходимый расход греющего агента (конденсата сетевых подогревателей)  $G_{ксп}$ , кг/с, поступающего в снегоплавильную установку, составим уравнение теплового баланса

$$G_{ссу}\Delta h_{снег} = G_{ксп}\Delta h_{ксп}\eta_{ссу} \cdot 3,6, \quad (3.50)$$

где  $G_{ссу}$  – количество утилизируемого снега, т/ч;  $\Delta h_{снег}$  – изменение энтальпии снежно–ледяной массы в процессе утилизации, кДж/кг;  $\eta_{ссу}$  – КПД стационарной снегоплавильной установки.

Таким образом, расход греющего агента (конденсата сетевых подогревателей) равен

$$G_{ксп} = \frac{G_{ссу}\Delta h_{снег}}{\Delta h_{ксп}\eta_{ссу} \cdot 3,6}. \quad (3.51)$$

Суммарный прирост мощности, развиваемой турбиной на тепловом потреблении, кВт, составит

$$\sum N = N_{рег} - N_{сн}, \quad (3.52)$$

который с учетом формул (3.47–3.53) можно представить как

$$\begin{aligned} \sum N &= D_{рег}(h_o - h_{рег}^э)\eta_{эм} - \frac{G_{ксп}\Delta p}{\eta_n} = \frac{G_{ксп}(h_{ксп} - h'_{ксп})}{(h_{рег}^э - h_o)}(h_o - h_{рег}^э)\eta_{эм} - \frac{G_{ксп}\Delta p}{\eta_n} = \\ &= \frac{G_{ссу}\Delta h_{снег}}{\Delta h_{ксп}\eta_{ссу} \cdot 3,6} \frac{\Delta h_{ксп}}{(h_{рег}^э - h_o)}(h_o - h_{рег}^э)\eta_{эм} - \frac{G_{ссу}\Delta h_{снег}}{\Delta h_{ксп}\eta_{ссу} \cdot 3,6} \frac{\Delta p}{\eta_n} = \\ &= \frac{G_{ссу}\Delta h_{снег}}{\eta_{ссу} \cdot 3,6} \left( \frac{(h_o - h_{рег}^э)\eta_{эм}}{(h_{рег}^э - h_o)} - \frac{\Delta p}{\Delta h_{ксп}\eta_n} \right). \end{aligned} \quad (3.53)$$

Удельная выработка электроэнергии на тепловом потреблении  $v_{тф}$ , кВт·ч/т, получаемая за счет увеличения отборов пара на утилизацию 1 тонны снега составляет

$$v_{тф} = \sum N / G_{ссу} = \frac{G_{ссу}\Delta h_{снег} \left( \frac{(h_o - h_{рег}^э)\eta_{эм}}{(h_{рег}^э - h_o)} - \frac{\Delta p}{\Delta h_{ксп}\eta_n} \right)}{G_{ссу}} =$$

$$= \frac{\Delta h_{\text{снет}}}{\eta_{\text{ССУ}} \cdot 3,6} \left( \frac{(h_o - h_{\text{рег}}^2) \eta_{\text{эм}}}{(h_{\text{рег}}^2 - h_o)} - \frac{\Delta p}{\Delta h_{\text{ксп}} \eta_{\text{н}}} \right). \quad (3.54)$$

### 3. Технология использования теплоты обратной сетевой воды.

Мощность  $N_{\text{тф}}$ , кВт, развиваемая турбоагрегатом на тепловом потреблении за счет дополнительного отбора пара на сетевые подогреватели (дополнительная теплофикационная мощность), определяется по формуле

$$N_{\text{тф}} = D_{\text{сн}} (h_o - h_{\text{ср}}) \eta_{\text{эм}}, \quad (3.55)$$

где  $D_{\text{сн}}$  – расход пара отопительного отбора на сетевые подогреватели, кг/с;  $h_o$ ,  $h_{\text{ср}}$  – энтальпии острого пара и средневзвешенная энтальпия отопительных отборов, кДж/кг;  $\eta_{\text{эм}}$  – электромеханический КПД турбогенератора.

Чтобы найти увеличение расхода пара отопительного отбора на сетевые подогреватели  $\Delta D_{\text{сн}}$ , кг/с, вызванное изменением энтальпии греющего агента (обратной сетевой воды), составим уравнение теплового баланса для н режима работы станции без ССУ

$$D_{\text{сн}} (h_{\text{ср}} - h'_{\text{ср}}) = G_{\text{осв}} (h_{\text{св}} - h_{\text{осв}}), \quad (3.56)$$

где  $G_{\text{осв}}$  – расход греющего агента (обратной сетевой воды), поступающего в ССУ, кг/с;  $h'_{\text{ср}}$  – средневзвешенная энтальпия конденсата сетевых подогревателей, кДж/кг;  $h_{\text{св}}$  – энтальпия сетевой воды после сетевых подогревателей, кДж/кг;  $h_{\text{осв}}$  – энтальпия обратной сетевой воды до сетевых подогревателей, кДж/кг.

Уравнение теплового баланса при использовании ССУ

$$D'_{\text{сн}} (h_{\text{ср}} - h'_{\text{ср}}) = G_{\text{осв}} (h_{\text{св}} - h'_{\text{осв}}), \quad (3.57)$$

где  $D'_{\text{сн}}$  и  $h'_{\text{осв}}$  – расход пара отопительного отбора на сетевые подогреватели, кг/с, и энтальпия обратной сетевой воды до сетевых подогревателей, кДж/кг, после изменения схемы.

Увеличение расход пара отопительного отбора на сетевые подогреватели  $\Delta D_{\text{сн}}$ , кг/с, составит

$$\Delta D_{\text{сн}} = \frac{G_{\text{осв}} (h_{\text{св}} - h'_{\text{осв}})}{(h_{\text{ср}} - h'_{\text{ср}})} - \frac{G_{\text{осв}} (h_{\text{св}} - h_{\text{осв}})}{(h_{\text{ср}} - h'_{\text{ср}})} = \frac{G_{\text{осв}} (h_{\text{осв}} - h'_{\text{осв}})}{(h_{\text{ср}} - h'_{\text{ср}})}, \quad (3.58)$$

где  $h_{\text{осв}} - h'_{\text{осв}} = \Delta h_{\text{осв}}$  – изменение энтальпии греющего агента (обратной сетевой воды), кДж/кг.

Дополнительная мощность  $N_{рег}$ , кВт, которая вырабатывается паром регенеративных отборов, расходуемым на подогрев конденсата сетевых подогревателей

$$N_{рег} = D_{рег}(h_0 - h_{рег}^э)\eta_{эм}, \quad (3.59)$$

где  $h_0$  – энтальпия свежего пара, кДж/кг;  $h_{рег}^э$  – энтальпия условного эквивалентного регенеративного отбора, кДж/кг;  $\eta_{эм}$  – электромеханический КПД турбогенератора;  $D_{рег}$  – расход пара условного эквивалентного отбора для регенеративного подогрева конденсата сетевых подогревателей, кг/с.

Увеличение расхода пара условного эквивалентного отбора  $\Delta D_{рег}$ , кг/с, вызванное изменением энтальпии конденсата сетевых подогревателей, составим уравнение теплового баланса для нормального режима работы станции

$$D_{рег}(h_{рег}^э - h_0) = G_{кcn}(h_0 - h'_{cp}), \quad (3.60)$$

где  $G_{кcn}$  – расход конденсата сетевых подогревателей, поступающего в трубопровод основного конденсата, кг/с;  $h_{нв}$  – энтальпия питательной воды после деаэратора, кДж/кг.

Уравнение теплового баланса при использовании ССУ

$$D'_{рег}(h_{рег}^э - h_0) = G'_{кcn}(h_0 - h'_{cp}), \quad (3.61)$$

где  $D'_{рег}$  и  $G'_{кcn}$  – расход пара условного эквивалентного отбора, кг/с, и расход конденсата сетевых подогревателей, поступающего в трубопровод основного конденсата, кг/с после изменения схемы.

Увеличение расход пара условного эквивалентного отбора  $\Delta D_{рег}$ , кг/с, составит

$$\Delta D_{рег} = \frac{G'_{кcn}(h_0 - h'_{cp})}{(h_{рег}^э - h_0)} - \frac{G_{кcn}(h_0 - h'_{cp})}{(h_{рег}^э - h_0)} = \frac{(G'_{кcn} - G_{кcn})(h_0 - h'_{cp})}{(h_{рег}^э - h_0)}, \quad (3.62)$$

где  $G'_{кcn} - G_{кcn} = \Delta G_{кcn} = \Delta D_{cn}$  – изменение расхода конденсата сетевых подогревателей, поступающего в трубопровод основного конденсата, кг/с.

Таким образом

$$\Delta D_{рег} = \frac{G_{осв}\Delta h_{осв}(h_0 - h'_{cp})}{(h_{cp} - h'_{cp})(h_{рег}^э - h_0)}. \quad (3.63)$$

Мощность, потребляемую насосами при транспортировке греющего агента (основного конденсата) в ССУ, кВт, можно представить как

$$N_{сн} = \frac{G_{осв} \Delta p}{\eta_n}, \quad (3.64)$$

где  $\Delta p$  – давление, создаваемое насосом, МПа;  $\eta_n$  – КПД насоса.

Необходимый расход греющего агента (обратной сетевой воды)  $G_{осв}$ , кг/с, поступающий в снегоплавильную установку можно определить, составив уравнение теплового баланса

$$G_{ссу} \Delta h_{снег} = G_{осв} \Delta h_{осв} \eta_{ссу} \cdot 3,6, \quad (3.65)$$

где  $G_{ссу}$  – количество утилизируемого снега, т/ч;  $\Delta h_{снег}$  – изменение энтальпии снежно–ледяной массы в процессе утилизации, кДж/кг;  $\eta_{ссу}$  – КПД стационарной снегоплавильной установки.

Таким образом, расход греющего агента (основного конденсата) равен

$$G_{осв} = \frac{G_{ссу} \Delta h_{снег}}{\Delta h_{осв} \eta_{ссу} \cdot 3,6}. \quad (3.66)$$

Суммарный прирост мощности, развиваемой турбиной на тепловом потреблении, кВт, составит:

$$\sum N = N_{тф} + N_{рег} - N_{сн}, \quad (3.67)$$

который можно представить как

$$\begin{aligned} \sum N &= D_{сн} (h_o - h_{ср}) \eta_{эм} + D_{рег} (h_o - h_{рег}^3) \eta_{эм} - \frac{G_{осв} \Delta p}{\eta_n} = \frac{G_{осв} \Delta h_{осв} (h_o - h_{ср}) \eta_{эм}}{(h_{ср} - h'_{ср})} + \\ &= \frac{G_{осв} \Delta h_{осв}}{(h_{ср} - h'_{ср})} \frac{(h_o - h_{ср}) \eta_{эм}}{(h_{рег}^3 - h_o)} - \frac{G_{осв} \Delta p}{\eta_n} = \\ &= \frac{G_{ссу} \Delta h_{снег}}{\Delta h_{осв} \eta_{ссу} \cdot 3,6} \frac{\Delta h_{осв} (h_o - h_{ср}) \eta_{эм}}{(h_{ср} - h'_{ср})} + \frac{G_{ссу} \Delta h_{снег}}{\Delta h_{осв} \eta_{ссу} \cdot 3,6} \frac{\Delta h_{осв}}{(h_{ср} - h'_{ср})} \frac{(h_o - h_{ср}) \eta_{эм}}{(h_{рег}^3 - h_o)} - \frac{G_{ссу} \Delta h_{снег}}{\Delta h_{осв} \eta_{ссу} \cdot 3,6} \frac{\Delta p}{\eta_n} = \\ &= \frac{G_{ссу} \Delta h_{снег}}{\eta_{ссу} \cdot 3,6} \left( \frac{(h_o - h_{ср}) \eta_{эм}}{(h_{ср} - h'_{ср})} + \frac{(h_o - h_{ср}) \eta_{эм}}{(h_{ср} - h'_{ср}) (h_{рег}^3 - h_o)} - \frac{\Delta p}{\Delta h_{осв} \eta_n} \right). \quad (3.68) \end{aligned}$$

Величина удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении  $\nu_{тф}$ , кВт·ч/т, получаемой за счет увеличения отборов пара на утилизацию 1 тонны снега составит

$$v_{m\phi} = \sum N/G_{CCY} = \left( \frac{G_{CCY} \Delta h_{снел}}{\eta_{CCY} \cdot 3,6} \left( \frac{(h_o - h_{cp}) \eta_{эм}}{(h_{cp} - h'_{cp})} + \frac{(h_\delta - h'_{cp})(h_o - h_{през}^3) \eta_{эм}}{(h_{cp} - h'_{cp})(h_{през}^3 - h_\delta)} - \frac{\Delta p}{\Delta h_{осв} \eta_H} \right) \right) / G_{CCY} =$$

$$\frac{\Delta h_{снел}}{\eta_{CCY} \cdot 3,6} \left( \frac{(h_o - h_{cp}) \eta_{эм}}{(h_{cp} - h'_{cp})} + \frac{(h_\delta - h'_{cp})(h_o - h_{през}^3) \eta_{эм}}{(h_{cp} - h'_{cp})(h_{през}^3 - h_\delta)} - \frac{\Delta p}{\Delta h_{осв} \eta_H} \right). \quad (3.69)$$

#### 4. Технология использования теплоты циркуляционной воды.

Мощность  $N_{m\phi}$ , кВт, развиваемая турбоагрегатом на тепловом потреблении за счет отработавшего (дополнительная теплофикационная мощность), определяется по формуле

$$N_{m\phi} = D_k (h_o - h_k) \eta_{эм}, \quad (3.70)$$

где  $D_k$  – расход пара в конденсатор, кг/с;  $h_o$ ,  $h_k$  – энтальпии острого пара и энтальпия отработавшего пара турбин, кДж/кг;  $\eta_{эм}$  – электромеханический КПД турбогенератора.

Чтобы определить увеличение расхода пара в конденсатор  $\Delta D_k$ , кг/с, вызванное изменением энтальпии циркуляционной воды, составим уравнение теплового баланса для режима работы станции без ССУ

$$D_k (h_k - h'_k) = G_{цв} (h_{цв} - h'_{цв}), \quad (3.71)$$

где  $G_{цв}$  – расход греющего агента (циркуляционной воды), поступающего в ССУ, кг/с;  $h'_k$  – энтальпия основного конденсата после конденсатора, кДж/кг;  $h_{цв}$  – энтальпия циркуляционной воды после конденсатора, кДж/кг;  $h'_{цв}$  – энтальпия циркуляционной воды до конденсатора, кДж/кг.

Уравнение теплового баланса при использовании ССУ

$$D'_k (h_k - h'_k) = G_{цв} (h_{цв} - h''_{цв}), \quad (3.72)$$

где  $D'_k$  и  $h''_{цв}$  – расход пара в конденсатор, кг/с, и энтальпия циркуляционной воды до конденсатора кДж/кг, после изменения схемы.

Увеличение расхода пара в конденсатор  $\Delta D_k$ , кг/с, составит

$$\Delta D_k = \frac{G_{цв} (h_{цв} - h''_{цв})}{(h_k - h'_k)} - \frac{G_{цв} (h_{цв} - h'_{цв})}{(h_k - h'_k)} = \frac{G_{цв} (h'_{цв} - h''_{цв})}{(h_k - h'_k)}, \quad (3.73)$$

где  $h'_{цв} - h''_{цв} = \Delta h_{цв}$  – изменение энтальпии циркуляционной воды, используемой в ССУ, кДж/кг.

Дополнительная мощность  $N_{рег}$ , кВт, которая вырабатывается паром регенеративных отборов, расходуемым на подогрев основного конденсата

$$N_{рег} = D_{рег}(h_0 - h_{рег}^э)\eta_{эм}, \quad (3.74)$$

где  $h_0$  – энтальпия свежего пара, кДж/кг;  $h_{рег}^э$  – энтальпия условного эквивалентного регенеративного отбора, кДж/кг;  $\eta_{эм}$  – электромеханический КПД турбогенератора;  $D_{рег}$  – расход пара условного эквивалентного отбора для регенеративного подогрева основного конденсата, кг/с.

Увеличение расхода пара условного эквивалентного отбора  $\Delta D_{рег}$ , кг/с, вызванное изменением расхода пара в конденсатор определим, составив уравнение теплового баланса для режима работы станции без ССУ

$$D_{рег}(h_{рег}^э - h_{нв}) = G_{ок}(h_д - h'_к), \quad (3.75)$$

где  $G_{ок}$  – расход основного конденсата, кг/с;  $h_д$  – энтальпия питательной воды после деаэратора, кДж/кг.

Уравнение теплового баланса при использовании ССУ

$$D'_{рег}(h_{рег}^э - h_д) = G'_{ок}(h_д - h'_к), \quad (3.76)$$

где  $D'_{рег}$  и  $G'_{ок}$  – расход пара условного эквивалентного отбора, кг/с, и расход основного конденсата, кг/с после изменения схемы.

Увеличение расход пара условного эквивалентного отбора  $\Delta D_{рег}$ , кг/с, составит

$$\Delta D_{рег} = \frac{G'_{ок}(h_д - h'_к)}{(h_{рег}^э - h_д)} - \frac{G_{ок}(h_д - h'_к)}{(h_{рег}^э - h_д)} = \frac{(G'_{ок} - G_{ок})(h_д - h'_к)}{(h_{рег}^э - h_д)}, \quad (3.77)$$

где  $G'_{ок} - G_{ок} = \Delta G_{ок} = \Delta D_к$  – изменение расхода основного конденсата, кг/с.

Таким образом

$$\Delta D_{рег} = \frac{G_{цв}\Delta h_{цв}}{(h_к - h'_к)} \frac{(h_д - h'_к)}{(h_{рег}^э - h_д)}. \quad (3.78)$$

Мощность, потребляемую насосами при транспортировке греющего агента (циркуляционной воды) в ССУ, кВт, можно представить как

$$N_{сн} = \frac{G_{цв}\Delta p}{\eta_n}, \quad (3.79)$$

где  $\Delta p$  – давление, создаваемое насосом, МПа;  $\eta_n$  – КПД насоса.

Необходимый расход греющего агента (циркуляционной воды)  $G_{цв}$ , кг/с, поступающий в снегоплавильную установку можно определить, составив уравнение теплового баланса

$$G_{ccy}\Delta h_{снег} = G_{цв}\Delta h_{цв}\eta_{ccy} \cdot 3,6, \quad (3.80)$$

где  $G_{ccy}$  – количество утилизируемого снега, т/ч;  $\Delta h_{снег}$  – изменение энтальпии снежно–ледяной массы в процессе утилизации, кДж/кг;  $\eta_{ccy}$  – КПД стационарной снегоплавильной установки.

Таким образом, расход греющего агента (циркуляционной воды) равен

$$G_{цв} = \frac{G_{ccy}\Delta h_{снег}}{\Delta h_{цв}\eta_{ccy} \cdot 3,6}. \quad (3.81)$$

Суммарный прирост мощности, развиваемой турбиной на тепловом потреблении, кВт, составит

$$\sum N = N_{тф} + N_{рег} - N_{сн}, \quad (3.82)$$

который, можно представить как

$$\begin{aligned} \sum N &= D_{сн}(h_o - h_{к'})\eta_{эм} + D_{рег}(h_o - h_{рег}^3)\eta_{эм} - \frac{G_{цв}\Delta p}{\eta_n} = \frac{G_{цв}\Delta h_{цв}(h_o - h_{к'})\eta_{эм}}{(h_{к'} - h_{к'})} + \\ &\frac{G_{цв}\Delta h_{цв}}{(h_{к'} - h_{к'})} \frac{(h_o - h_{рег}^3)\eta_{эм}}{(h_{рег}^3 - h_o)} - \frac{G_{цв}\Delta p}{\eta_n} = \\ &\frac{G_{ccy}\Delta h_{снег}}{\Delta h_{цв}\eta_{ccy} \cdot 3,6} \frac{\Delta h_{цв}(h_o - h_{к'})\eta_{эм}}{(h_{к'} - h_{к'})} + \frac{G_{ccy}\Delta h_{снег}}{\Delta h_{цв}\eta_{ccy} \cdot 3,6} \frac{\Delta h_{цв}}{(h_{к'} - h_{к'})} \frac{(h_o - h_{рег}^3)\eta_{эм}}{(h_{рег}^3 - h_o)} - \frac{G_{ccy}\Delta h_{снег}}{\Delta h_{цв}\eta_{ccy} \cdot 3,6} \frac{\Delta p}{\eta_n} = \\ &\frac{G_{ccy}\Delta h_{снег}}{\eta_{ccy} \cdot 3,6} \left( \frac{(h_o - h_{к'})\eta_{эм}}{(h_{к'} - h_{к'})} + \frac{(h_o - h_{рег}^3)\eta_{эм}}{(h_{к'} - h_{к'})\eta_{эм}} - \frac{\Delta p}{\Delta h_{цв}\eta_n} \right). \end{aligned} \quad (3.83)$$

Величина удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении  $\nu_{тф}$ , кВт·ч/т, получаемой за счет увеличения отборов пара на утилизацию 1 тонны снега составит:

$$\begin{aligned} \nu_{тф} &= \sum N / G_{ccy} = \left( \frac{G_{ccy}\Delta h_{снег}}{\eta_{ccy} \cdot 3,6} \left( \frac{(h_o - h_{к'})\eta_{эм}}{(h_{к'} - h_{к'})} + \frac{(h_o - h_{рег}^3)\eta_{эм}}{(h_{к'} - h_{к'})\eta_{эм}} - \frac{\Delta p}{\Delta h_{цв}\eta_n} \right) \right) / G_{ccy} = \\ &\frac{\Delta h_{снег}}{\eta_{ccy} \cdot 3,6} \left( \frac{(h_o - h_{к'})\eta_{эм}}{(h_{к'} - h_{к'})} + \frac{(h_o - h_{рег}^3)\eta_{эм}}{(h_{к'} - h_{к'})\eta_{эм}} - \frac{\Delta p}{\Delta h_{цв}\eta_n} \right). \end{aligned} \quad (3.84)$$

Рассчитаем величину удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении для новых технологий утилизации снега на ТЭЦ, используя следующие исходные данные:

1. Изменение энтальпии снежно–ледяной массы в процессе утилизации  $\Delta h_{\text{снег}} = 407,76$  кДж/кг.
2. КПД стационарной снегоплавильной установки  $\eta_{\text{ссу}} = 0,9$ .
3. Электромеханический КПД турбогенератора  $\eta_{\text{эм}} = 0,98$ .
4. КПД насоса  $\eta_{\text{н}} = 0,8$ .
5. Давление, создаваемое насосом  $\Delta p = 0,2$  МПа.
6. Энтальпия свежего пара  $h_0 = 3480$  кДж/кг.
7. Энтальпия пара третьего отбора (деаэратор)  $h_3 = 2967$  кДж/кг.
8. Энтальпия пара четвертого отбора (ПНД–4)  $h_4 = 2833$  кДж/кг.
9. Энтальпия пара пятого отбора (ПНД–3)  $h_5 = 2728$  кДж/кг.
10. Энтальпия пара седьмого отбора при использовании теплоты конденсата ВСП  $h_5^{\text{всп}} = 2761$  кДж/кг.
11. Энтальпия пара шестого отбора (ПНД–2)  $h_6 = 2610$  кДж/кг.
12. Энтальпия пара шестого отбора при использовании теплоты конденсата НСП  $h_6^{\text{нсп}} = 2648$  кДж/кг.
13. Энтальпия пара седьмого отбора (ПНД–1)  $h_7 = 2520$  кДж/кг.
14. Энтальпия питательной воды после деаэратора  $h_0 = 666$  кДж/кг.
15. Средневзвешенная энтальпия отопительных отборов  $h_{\text{ср}} = 2565$  кДж/кг.
16. Средневзвешенная энтальпия конденсата сетевых подогревателей  $h'_{\text{ср}} = 401,5$  кДж/кг.
17. Энтальпия отработавшего пара турбин  $h_k = 2500$  кДж/кг.
18. Энтальпия конденсата отработавшего пара  $h'_k = 235$  кДж/кг.
19. Изменение энтальпии греющего агента для технологий использования теплоты основного конденсата, конденсата сетевых подогревателей и обратной сетевой воды до и после ССУ  $\Delta h_{\text{ок}} = \Delta h_{\text{ксп}} = \Delta h_{\text{осв}} = 83,76$  кДж/кг.
20. Изменение энтальпии греющего агента для технологии использования теплоты циркуляционной воды до и после ССУ  $\Delta h_{\text{ув}} = 41,9$  кДж/кг.

Все расчеты проведены для энергоблока с турбиной типа Т–100–130, так как данный тип паровых турбин получил наибольшее распространение на отечественных ТЭЦ.

Энтальпия условного эквивалентного регенеративного отбора  $h_{рег}^э$ , кДж/кг рассчитывается в зависимости от рассматриваемой технологии и составляет:

1. Для технологии с использованием теплоты основного конденсата турбин:

а) после ПНД–1

$$h_{рег}^э = 0,5(h_3 + h_6) = 0,5 \cdot (2967 + 2610) = 2788,5; \quad (3.85)$$

б) после ПНД–2

$$h_{рег}^э = 0,5(h_3 + h_5) = 0,5 \cdot (2967 + 2728) = 2847,5; \quad (3.86)$$

в) после ПНД–3

$$h_{рег}^э = 0,5(h_3 + h_4) = 0,5 \cdot (2967 + 2833) = 2900. \quad (3.87)$$

2. Для технологии с использованием теплоты конденсата сетевых подогревателей:

а) конденсат нижнего сетевого подогревателя

$$h_{рег}^э = 0,5(h_3 + h_6^{нсп}) = 0,5 \cdot (2967 + 2648) = 2807,5; \quad (3.88)$$

б) конденсат верхнего сетевого подогревателя

$$h_{рег}^э = 0,5(h_3 + h_5^{всп}) = 0,5 \cdot (2967 + 2761) = 2864. \quad (3.89)$$

3. Для технологии с использованием теплоты обратной сетевой воды, составляет:

$$h_{рег}^э = 0,5(h_3 + h_5) = 0,5 \cdot (2967 + 2728) = 2847,5. \quad (3.90)$$

4. Для технологии с использованием охлаждающей циркуляционной воды, составляет:

$$h_{рег}^э = 0,5(h_3 + h_7) = 0,5 \cdot (2967 + 2520) = 2743,5 \quad (3.91)$$

Рассчитаем удельную выработку электроэнергии на тепловом потреблении для каждой из рассмотренной технологии.

1. Удельная выработка электроэнергии  $\nu_{тф}$ , кВт·ч/т для варианта с использованием теплоты основного конденсата турбин:

а) после ПНД–1

$$v_{mf} = \frac{\Delta h_{снел}}{\eta_{ссу} \cdot 3,6} \left( \frac{(h_o - h_{pez}^3) \eta_{эм}}{(h_{pez}^3 - h_d)} - \frac{\Delta p}{\Delta h_{ок} \eta_H} \right) = \frac{407,8}{0,9 \cdot 3,6} \left( \frac{(3480 - 2788,5) \cdot 0,98}{(2788,5 - 666)} - \frac{0,2}{83,8 \cdot 0,8} \right) = 39,8; \quad (3.92)$$

б) после ПНД-2

$$v_{mf} = \frac{\Delta h_{снел}}{\eta_{ссу} \cdot 3,6} \left( \frac{(h_o - h_{pez}^3) \eta_{эм}}{(h_{pez}^3 - h_d)} - \frac{\Delta p}{\Delta h_{ок} \eta_H} \right) = \frac{407,8}{0,9 \cdot 3,6} \left( \frac{(3480 - 2847,5) \cdot 0,98}{(2847,5 - 666)} - \frac{0,2}{83,8 \cdot 0,8} \right) = 35,4; \quad (3.93)$$

в) после ПНД-3

$$v_{mf} = \frac{\Delta h_{снел}}{\eta_{ссу} \cdot 3,6} \left( \frac{(h_o - h_{pez}^3) \eta_{эм}}{(h_{pez}^3 - h_d)} - \frac{\Delta p}{\Delta h_{ок} \eta_H} \right) = \frac{407,8}{0,9 \cdot 3,6} \left( \frac{(3480 - 2900) \cdot 0,98}{(2900 - 666)} - \frac{0,2}{83,8 \cdot 0,8} \right) = 31,6. \quad (3.94)$$

2. Удельная выработка электроэнергии  $v_{mf}$ , кВт·ч/т для схемы, с использованием теплоты конденсата сетевых подогревателей:

а) конденсат нижнего сетевого подогревателя

$$v_{mf} = \frac{\Delta h_{снел}}{\eta_{ссу} \cdot 3,6} \left( \frac{(h_o - h_{pez}^3) \eta_{эм}}{(h_{pez}^3 - h_d)} - \frac{\Delta p}{\Delta h_{кнсн} \eta_H} \right) = \frac{407,8}{0,9 \cdot 3,6} \left( \frac{(3480 - 2807,5) \cdot 0,98}{(2807,5 - 666)} - \frac{0,2}{83,8 \cdot 0,8} \right) = 38,4; \quad (3.95)$$

б) конденсат верхнего сетевого подогревателя

$$v_{mf} = \frac{\Delta h_{снел}}{\eta_{ссу} \cdot 3,6} \left( \frac{(h_o - h_{pez}^3) \eta_{эм}}{(h_{pez}^3 - h_d)} - \frac{\Delta p}{\Delta h_{кнсн} \eta_H} \right) = \frac{407,8}{0,9 \cdot 3,6} \left( \frac{(3480 - 2864) \cdot 0,98}{(2864 - 666)} - \frac{0,2}{83,8 \cdot 0,8} \right) = 34,1. \quad (3.96)$$

3. Удельная выработка электроэнергии  $v_{mf}$ , кВт·ч/т для схемы, с использованием теплоты обратной сетевой воды, составляет

$$v_{mf} = \frac{\Delta h_{снел}}{\eta_{ссу} \cdot 3,6} \left( \frac{(h_o - h_{cp}) \eta_{эм}}{(h_{cp} - h'_{cp})} + \frac{(h_d - h'_{cp})(h_o - h_{pez}^3) \eta_{эм}}{(h_{cp} - h'_{cp})(h_{pez}^3 - h_d)} - \frac{\Delta p}{\Delta h_{осв} \eta_H} \right) = \frac{407,8}{0,9 \cdot 3,6} \left( \frac{(3480 - 2565) \cdot 0,98}{(2565 - 401,5)} + \frac{(666 - 401,5)(3480 - 2847,5) \cdot 0,98}{(2565 - 401,5)(2847,5 - 666)} - \frac{0,2}{83,8 \cdot 0,8} \right) = 56,1. \quad (3.97)$$

4. Удельная выработка электроэнергии  $v_{mf}$ , кВт·ч/т для схемы, с использованием охлаждающей циркуляционной воды, составляет

$$v_{mf} = \frac{\Delta h_{снел}}{\eta_{ссу} \cdot 3,6} \left( \frac{(h_o - h_k) \eta_{эм}}{(h_k - h'_k)} + \frac{(h_d - h'_k)(h_o - h_{pez}^3) \eta_{эм}}{(h_k - h'_k)(h_{pez}^3 - h_d)} - \frac{\Delta p}{\Delta h_{цв} \eta_H} \right) = \frac{407,8}{0,9 \cdot 3,6} \left( \frac{(3480 - 2500) \cdot 0,98}{(2500 - 235)} + \frac{(666 - 235)(3480 - 2743,5) \cdot 0,98}{(2500 - 235)(2743,5 - 666)} - \frac{0,2}{41,9 \cdot 0,8} \right) = 60,4. \quad (3.98)$$

Результаты проведенного расчета удельной выработки электроэнергии для предложенных технологий утилизации снега представлены в таблице 3.2.

Таблица 3.2

**Удельная выработка электроэнергии для технологий утилизации снега**

№	Используемая технология	Значение удельной выработки электроэнергии, кВт·ч/т
1	2	3
1	Использование теплоты основного конденсата турбин после ПНД-1	39,8
2	Использование теплоты основного конденсата турбин после ПНД-2	35,4
3	Использование теплоты основного конденсата турбин после ПНД-3	31,6
4	Использование теплоты конденсата нижнего сетевого подогревателя	38,4
5	Использование теплоты конденсата верхнего сетевого подогревателя	34,1
6	Использование теплоты обратной сетевой воды	56,1
7	Использование теплоты охлаждающей циркуляционной воды	62,3

Таким образом, наименьшее значение удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении соответствует технологии, использующей теплоту основного конденсата турбин после ПНД-3.

Наиболее энергетически эффективными являются технологии использования теплоты обратной сетевой воды и теплоты охлаждающей циркуляционной воды.

Наиболее высокие значения  $\nu_{m\phi}$  для схем с использованием теплоты охлаждающей циркуляционной воды и обратной сетевой воды в сравнении с решениями, предусматривающими применение основного конденсата турбины или конденсата сетевых подогревателей, объясняются наличием дополнительной теплофикационной выработки  $N_{m\phi}$  для схем на рисунке 2.1 и рисунке 2.2.

Определим экономию условного топлива и экономичность технологий утилизации снега на ТЭЦ, используя следующие исходные данные:

1. Энтальпия свежего пара  $h_0 = 3480$  кДж/кг.

2. Энтальпия питательной воды  $h_{n.в} = 990$  кДж/кг.
3. Теплота сгорания условного топлива  $Q_n^p = 29300$  кДж/кг.
4. Удельный расход условного топлива на теплофикационную выработку электроэнергии  $b_{э.м} = 0,158$  кг/(кВт·ч).
5. Удельный расход условного топлива на конденсационную выработку электроэнергии  $b_{э.к} = 0,423$  кг/(кВт·ч).
6. Цена условного топлива  $C_m = 3800$  руб./т.
7. Число часов работы стационарной снегоплавильной установки ЧЧР = 500 ч.
8. КПД парового котла  $\eta_{нк} = 0,92$ .

Экономичность новых технологий утилизации снега на ТЭЦ вычисляется по следующим формулам.

Экономия условного топлива, т у.т./ч

$$\Delta B = v_{mф} (b_{э.к} - b_{э.м}) G_{ссу} \cdot 10^{-3}. \quad (3.99)$$

Дополнительные затраты топлива на выработку в котле дополнительного расхода пара  $B_{доп}$ , т у.т./ч

$$B_{доп} = \frac{\Delta D_i^1 (h_o - h_{n.в})}{Q_n^p \eta_{нк}}. \quad (3.100)$$

Экономичность технологии, руб.

$$\Delta Э = [\Delta B \pm B_{доп}] \cdot ЧЧР \cdot C_{т}. \quad (3.101)$$

Результаты расчета экономии топлива на ТЭЦ сведены в таблицу 3.3.

**Годовая экономия условного топлива для технологий утилизации снега**

Величина	Технология						
	Использование теплоты основного конденсата после ПНД-1	Использование теплоты основного конденсата после ПНД-2	Использование теплоты основного конденсата после ПНД-3	Использование теплоты конденсата нижнего сетевого подогревателя	Использование теплоты конденсата верхнего сетевого подогревателя	Использование теплоты обратной сетевой воды	Использование теплоты охлаждающей циркуляционной воды
1	2	3	4	5	6	7	8
Количество утилизируемого снега, т/ч	65	65	65	65	65	650	650
Экономия условного топлива, т у.т	225	110	35	210	95	3390	5000
Экономия условного топлива в денежном выражении, руб. без НДС в ценах 2016 г.	855000	418000	133000	798000	361000	882000	19000000

Анализ полученных данных показал, что стационарные снегоплавильные установки, использующие теплоту основного конденсата после ПНД–1 и теплоту конденсата НСП, являются наиболее эффективными среди ССУ производительностью 65 т/ч.

При утилизации снега контактным способом необходимо обеспечивать соответствующую очистку греющего агента перед возвратом его в трубопровод охлаждающей циркуляционной воды. С учетом степени загрязнений и объема греющего агента капитальные затраты на систему водоочистки делают проект нерентабельным.

Таким образом, наиболее энергетически эффективной технологией утилизации значительного количества снега на ТЭЦ является использование теплоты обратной сетевой воды.

Рассчитаем экономическую эффективность для наиболее предпочтительной с точки зрения реализации на УлТЭЦ–1 технологии с использованием теплоты обратной сетевой воды. Расходы на эксплуатацию ССУ составляют 3088,0 тыс. руб./год. Экономия топлива на перевозку снега автотранспортом до площадки УлТЭЦ–1 767823 литров дизельного топлива (28,8 млн. руб.).

Ориентировочные капитальные затраты на сооружение ССУ (в ценах 2016 г.) представлены в таблице 3.4.

Таблица 3.4

**Оценка капитальных затрат на реализацию технологий  
утилизации снега**

<b>№</b>	<b>Наименование</b>	<b>Затраты на реализацию технологии использования теплоты обратной сетевой воды, тыс. руб. без НДС</b>
<b>1</b>	<b>2</b>	<b>4</b>
1	Железобетонный резервуар	31 055,9
2	Подогреватель циркулирующей воды	18 765,6
3	Циркуляционный насос	3 800,0
4	Циркуляционный трубопровод	2 757,2
5	Прочее вспомогательное оборудование	5 000,0
6	Установка и монтаж оборудования	52578,7
<b>7</b>	<b>Итого</b>	<b>113 957,4</b>

Расчет экономической эффективности проекта реализации ССУ на УлТЭЦ–1 выполнен в соответствии с методическими рекомендациями по оценке эффективности инвестиционных проектов [99].

В расчете учитывалась экономия условного топлива на ТЭЦ, экономия дизельного топлива на вывоз снега автотранспортом, капитальные и эксплуатационные затраты на сооружение и обслуживание ССУ. Результаты оценки экономической эффективности представлены в таблице 3.5. Все представленные показатели рассчитаны в ценах 2016 года без НДС.

Таблица 3.5

### Результаты оценки эффективности инвестиций

Показатель	Использование теплоты обратной сетевой воды, (производительность 650 т/ч)
1	3
Экономия условного топлива, млн. руб.	12,89
Экономия топлива на перевозку снега составляет, млн. руб.	28,8
Капитальные затраты, млн. руб.	114,0
Эксплуатационные расходы, млн. руб./год	3,09
Ставка дисконтирования, %	15
Чистая приведенная стоимость, млн. руб.	147,9
Внутренняя норма доходности, %	39,46
Дисконтированный срок окупаемости, лет	4,0

Результаты расчета эффективности инвестиций показывают, что технология использования теплоты обратной сетевой воды для утилизации снега на УлТЭЦ–1 имеет хорошие перспективы для внедрения проекта.

### 3.3. Расчет энергетической эффективности новой технологии применения ТЭЦ в схеме подготовки питьевой воды

Рассмотрим технологию использования теплоэлектроцентралей для подогрева воды системы централизованного холодного водоснабжения применительно к условиям ульяновской ТЭЦ-1. Основной эффект для ТЭЦ будет достигаться за счет увеличения мощности, развиваемой турбоагрегатом на тепловом потреблении за счет пропуска пара во встроенные пучки конденсатора, а также увеличения дополнительной мощности вырабатываемой паром

регенеративных отборов при подогреве увеличенного расхода основного конденсата.

Количество пара для нагрева холодной питьевой воды  $G_{XB}^{сум}$ , пропускаемой через встроенные пучки конденсатора, составляет, кг/с

$$D_{\Pi}^K = \frac{G_{XB}^{сум} \Delta h_{XB}}{\Delta h_{\Pi}}, \quad (3.102)$$

где  $\Delta h_{XB}$  – изменение энтальпии подогреваемой воды на входе и выходе из конденсатора, кДж/кг;  $\Delta h_{\Pi}$  – изменение энтальпии пара в конденсаторе.

Мощность  $N_{Тф.к}$ , кВт, развиваемая турбоагрегатом на тепловом потреблении за счет пропуска дополнительного пара в конденсатор определяется как

$$N_{Тф.к} = D_{\Pi}^K (h_0 - h_k) \eta_{эм}, \quad (3.103)$$

где  $h_0$ ,  $h_k$  – энтальпии острого пара и отработавшего пара турбин, кДж/кг;  $\eta_{эм}$  – электромеханический КПД турбогенератора.

Мощность, развиваемая теплофикационной турбоустановкой на тепловом потреблении за счет регенеративного подогрева основного конденсата, кВт

$$N_{рег.ок} = D_{рег.ок} (h_0 - h_{рег}^э) \eta_{эм}, \quad (3.104)$$

где  $h_0$  – энтальпия свежего пара, кДж/кг;  $h_{рег}^э$  – энтальпия условного эквивалентного регенеративного отбора, кДж/кг;  $\eta_{эм}$  – электромеханический КПД турбогенератора;  $D_{рег.ок}$  – расход пара условного эквивалентного отбора для регенеративного подогрева основного конденсата, кг/с.

$$D_{рег.ок} = \frac{D_{\Pi}^K (h_d - h'_k)}{0,5(h_3 + h_7) - h_d}, \quad (3.105)$$

где  $h_d$  – энтальпия питательной воды после деаэратора, кДж/кг;  $h'_k$  – энтальпия конденсата отработавшего пара, кДж/кг;  $h_3$  – энтальпия пара третьего отбора (пар в деаэратор), кДж/кг;  $h_7$  – энтальпия пара седьмого отбора, кДж/кг.

Следует отметить, что реализация на ТЭЦ новой технологии регулируемого подогрева питьевой воды перед подачей потребителям приведет к снижению расхода подогреваемой для целей ГВС воды, а также расхода подпиточной воды теплосети. Влияние этих факторов на эффективность новой технологии учитывается в приведенных ниже формулах.

Сокращение выработки электроэнергии за счет уменьшения отпуска пара отопительных отборов на сетевые подогреватели, кВт

$$N_{\text{тф.сп}} = D_{\text{сп}}^{\text{п}} (h_0 - h_{\text{сп}}) \eta_{\text{эм}}, \quad (3.106)$$

где  $h_{\text{сп}}$  – средневзвешенная энтальпия отопительных отборов, кДж/кг;  $D_{\text{сп}}^{\text{п}}$  – расход пара отопительных отборов, кг/с.

$$D_{\text{сп}}^{\text{п}} = \frac{\Delta G^{\text{св}} \Delta h^{\text{св}}}{h_{\text{сп}} - h'_{\text{сп}}}, \quad (3.107)$$

где  $\Delta G^{\text{св}}$  – изменение расхода сетевой воды, кг/с;  $\Delta h^{\text{св}}$  – изменение энтальпии сетевой воды, кДж/кг;  $h_{\text{сп}}$  – средневзвешенная энтальпия отопительных отборов, кДж/кг;  $h'_{\text{сп}}$  – средневзвешенная энтальпия конденсата сетевых подогревателей, кДж/кг.

Снижение мощности, развиваемой теплофикационной турбоустановкой на тепловом потреблении, за счет регенеративного подогрева конденсата сетевых подогревателей

$$N_{\text{рег.сп}} = D_{\text{рег.сп}} (h_0 - h_{\text{рег}}^{\text{э}}) \eta_{\text{эм}}, \quad (3.108)$$

где  $D_{\text{рег.сп}}$  – отпуск пара на регенеративный подогрев конденсата сетевых подогревателей, кг/с.

$$D_{\text{рег.сп}} = \frac{D_{\text{сп}}^{\text{п}} (h_{\text{д}} - h'_{\text{сп}})}{0,5(h_3 + h_5) - h_{\text{д}}}, \quad (3.109)$$

где  $h_5$  – энтальпия пара пятого отбора, кДж/кг.

При сокращении расхода сетевой воды, отпускаемой ТЭЦ, соответственно снижается потребность в подпиточной воде. Вызванное этим снижение выработки электроэнергии складывается из

$$N_{\text{тф.под}} = D_{\text{под}}^{\text{п}} (h_0 - h_{\text{сп}}^{\text{под}}) \eta_{\text{эм}}, \quad (3.110)$$

где  $h_{\text{сп}}^{\text{под}}$  – энтальпия пара для подогрева подпиточной воды в конденсаторе, кДж/кг;  $D_{\text{под}}^{\text{п}}$  – расход отпуска пара в конденсатор для подогрева подпиточной воды, кг/с.

$$D_{\text{под}}^{\text{п}} = \frac{\Delta G^{\text{св}} \Delta h^{\text{под}}}{h_{\text{к}} - h'_{\text{к}}}, \quad (3.111)$$

где  $\Delta h^{\text{под}}$  – изменение энтальпии подпиточной воды в конденсаторе, кДж/кг.

Снижение мощности, развиваемой теплофикационной турбоустановкой на тепловом потреблении, за счет отпуска пара в подогреватель химически очищенной воды (ПХОВ)

$$N_{\text{тф.пхов}} = D_{\text{пхов}}^{\text{п}} (h_0 - h_{\text{ср}}^{\text{пхов}}) \eta_{\text{эм}}, \quad (3.112)$$

где  $h_{\text{ср}}^{\text{пхов}}$  – энтальпия пара, направляемого в подогреватель химически очищенной воды, кДж/кг;  $D_{\text{пхов}}^{\text{п}}$  – отпуск пара в подогреватель химически очищенной воды, кг/с.

$$D_{\text{пхов}}^{\text{п}} = \frac{\Delta G^{\text{св}} \Delta h^{\text{пхов}}}{\Delta h^{\text{п.пхов}}}, \quad (3.113)$$

где  $\Delta h^{\text{пхов}}$  – изменение энтальпии питательной воды в ПХОВ, кДж/кг;  $\Delta h^{\text{п.пхов}}$  – изменение энтальпии пара, отбираемого в ПХОВ, кДж/кг.

Мощность, потребляемая насосом холодной воды, кВт

$$N_{\text{сн}}^{\text{хв}} = \frac{G_{\text{хв}}^{\text{сум}} \Delta p_{\text{хв}}}{\eta_{\text{н}}}, \quad (3.114)$$

где  $\Delta p_{\text{хв}}$  – давление, создаваемое насосом холодной воды, МПа;  $\eta_{\text{н}}$  – КПД насоса.

Мощность, потребляемую насосами  $N_{\text{сн}}^{\text{св}}$ , кВт, при пропуске сетевой воды, можно представить как

$$N_{\text{сн}}^{\text{св}} = \frac{\Delta G^{\text{св}} \Delta p_{\text{св}}}{\eta_{\text{н}}}, \quad (3.115)$$

где  $\Delta p_{\text{св}}$  – давление, создаваемое насосом холодной воды, МПа.

Результирующая мощность на тепловом потреблении составит

$$\sum N_{\text{тф}}^{\text{сумм}} = N_{\text{тф.к}} + N_{\text{рег.ок}} + N_{\text{сн}}^{\text{св}} - N_{\text{тф.сп}} - N_{\text{рег.сп}} - N_{\text{сн}}^{\text{хв}} - N_{\text{тф.под}} - N_{\text{тф.пхов}}, \quad (3.116)$$

Для расчета энергетической эффективности новой технологии подогрева питьевой воды на УлТЭЦ–1 используются следующие исходные данные:

1. Расход холодной подогреваемой воды  $G_{\text{хв}}^{\text{сум}} = 1800 \text{ т/ч} = 500 \text{ кг/с}$ .
2. Изменение энтальпии подогреваемой воды на входе и выходе из конденсатора  $\Delta h_{\text{хв}} = 69,1 \text{ кДж/кг}$ .
3. Изменение энтальпии пара в конденсаторе  $\Delta h_{\text{п}} = 2265 \text{ кДж/кг}$ .
4. Энтальпии острого пара  $h_0 = 3480 \text{ кДж/кг}$ .
5. Энтальпия отработавшего пара турбин  $h_{\text{к}} = 2500 \text{ кДж/кг}$ .

6. Энтальпия питательной воды после деаэратора  $h_d = 666$  кДж/кг.
7. Энтальпия конденсата отработавшего пара  $h'_k = 235$  кДж/кг.
8. Энтальпия пара третьего отбора (деаэратор)  $h_3 = 2967$  кДж/кг.
9. Энтальпия пара пятого отбора (ПНД-3)  $h_5 = 2728$  кДж/кг.
10. Энтальпия пара седьмого отбора (ПНД-1)  $h_7 = 2520$  кДж/кг.
11. Изменение энтальпии подпиточной воды в конденсаторе  $\Delta h^{\text{под}} = 50$  кДж/кг.
12. Изменение энтальпии питательной воды в ПХОВ  $\Delta h^{\text{пхов}} = 104,7$  кДж/кг.
13. Изменение энтальпии пара, отбираемого в ПХОВ  $\Delta h^{\text{п.пхов}} = 2591,3$  кДж/кг.
14. Изменение энтальпии сетевой воды  $\Delta h^{\text{св}} = 200$  кДж/кг.
15. Изменение расхода сетевой воды  $\Delta G^{\text{св}} = 373$  т/ч = 103,6 кг/с.
16. Электромеханический КПД турбогенератора  $\eta_{\text{эм}} = 0,98$ .
17. Энтальпия условного эквивалентного регенеративного отбора  $h_{\text{рег}}^{\text{э}} = 2743,5$  кДж/кг.
18. Средневзвешенная энтальпия отопительных отборов  $h_{\text{ср}} = 2565$  кДж/кг.  
Средневзвешенная энтальпия конденсата сетевых подогревателей  $h'_{\text{ср}} = 401,5$  кДж/кг.
19. Энтальпия пара для подогрева подпиточной воды в конденсаторе  $h_{\text{ср}}^{\text{под}} = 2500$  кДж/кг.
20. Энтальпия пара, направляемого в подогреватель химически очищенной воды  $h_{\text{ср}}^{\text{пхов}} = 3010$  кДж/кг.
21. Давление, создаваемое насосом холодной воды  $\Delta p_{\text{хв}} = 0,4$  МПа.
22. Давление, создаваемое насосом сетевой воды  $\Delta p_{\text{св}} = 1,5$  МПа.
23. КПД насоса  $\eta_{\text{н}} = 0,8$ .
24. Число часов работы ЧЧР = 5760 ч.

Рассмотрим результаты расчета энергетической эффективности новой технологии подогрева питьевой воды на ТЭЦ для открытой системы теплоснабжения.

Мощность, кВт, развиваемая турбоагрегатом на тепловом потреблении, за счет пропуска дополнительного пара в конденсатор равна

$$N_{\text{Тф.к}} = D_{\text{п}}^{\text{к}}(h_0 - h_{\text{к}})\eta_{\text{ЭМ}} = \frac{G_{\text{ХВ}}^{\text{СУМ}} \Delta h_{\text{ХВ}}(h_0 - h_{\text{к}})\eta_{\text{ЭМ}}}{\Delta h_{\text{п}}} = \frac{500 \cdot 69,1 \cdot (3480 - 2500) \cdot 0,98}{2265} = 14649,8. \quad (3.117)$$

Мощность, кВт, развиваемая теплофикационной турбоустановкой на тепловом потреблении за счет регенеративного подогрева основного конденсата

$$N_{\text{рег.ок}} = D_{\text{рег.ок}}(h_0 - h_{\text{рег}}^{\text{э}})\eta_{\text{ЭМ}} = \frac{D_{\text{п}}^{\text{к}}(h_{\text{д}} - h'_{\text{к}})(h_0 - h_{\text{рег}}^{\text{э}})\eta_{\text{ЭМ}}}{0,5(h_3 + h_7) - h_{\text{д}}} =$$

$$\frac{G_{\text{ХВ}}^{\text{СУМ}} \Delta h_{\text{ХВ}}(h_{\text{д}} - h'_{\text{к}})(h_0 - h_{\text{рег}}^{\text{э}})\eta_{\text{ЭМ}}}{\Delta h_{\text{п}}(0,5(h_3 + h_7) - h_{\text{д}})} = \frac{500 \cdot 69,1 \cdot (666 - 235) \cdot (3480 - 2743,5) \cdot 0,98}{2265 \cdot (0,5(2967 + 2520) - 666)} = 2284. \quad (3.118)$$

Сокращение выработки электроэнергии, кВт, за счет уменьшения отпуска пара отопительных отборов на сетевые подогреватели

$$N_{\text{Тф.сп}} = D_{\text{сп}}^{\text{п}}(h_0 - h_{\text{сп}})\eta_{\text{ЭМ}} = \frac{\Delta G^{\text{СВ}} \Delta h^{\text{СВ}}(h_0 - h_{\text{сп}})\eta_{\text{ЭМ}}}{h_{\text{сп}} - h'_{\text{сп}}} = \frac{103,6 \cdot 200 \cdot (3480 - 2565) \cdot 0,98}{2565 - 401,5} =$$

$$8579,5. \quad (3.119)$$

Снижение мощности, кВт, развиваемой теплофикационной турбоустановкой на тепловом потреблении, за счет регенеративного подогрева конденсата сетевых подогревателей

$$N_{\text{рег.сп}} = D_{\text{рег.сп}}(h_0 - h_{\text{рег}}^{\text{э}})\eta_{\text{ЭМ}} = \frac{D_{\text{сп}}^{\text{п}}(h_{\text{д}} - h'_{\text{сп}})(h_0 - h_{\text{рег}}^{\text{э}})\eta_{\text{ЭМ}}}{0,5(h_3 + h_5) - h_{\text{д}}} =$$

$$\frac{\Delta G^{\text{СВ}} \Delta h^{\text{СВ}}(h_{\text{д}} - h'_{\text{сп}})(h_0 - h_{\text{рег}}^{\text{э}})\eta_{\text{ЭМ}}}{(h_{\text{сп}} - h'_{\text{сп}})(0,5(h_3 + h_5) - h_{\text{д}})} = \frac{103,6 \cdot 200 \cdot (666 - 401,5) \cdot (3480 - 2743,5) \cdot 0,98}{(2565 - 401,5)(0,5(2967 + 2728) - 666)} = 838,1. \quad (3.120)$$

Снижение выработки электроэнергии, кВт, обусловленное сокращением подпитки теплосети составит

$$N_{\text{Тф.под}} = D_{\text{под}}^{\text{п}}(h_0 - h_{\text{сп}}^{\text{под}})\eta_{\text{ЭМ}} = \frac{\Delta G^{\text{СВ}} \Delta h^{\text{ПОД}}(h_0 - h_{\text{сп}}^{\text{под}})\eta_{\text{ЭМ}}}{h_{\text{к}} - h'_{\text{к}}} = \frac{103,6 \cdot 50 \cdot (3480 - 2500) \cdot 0,98}{2500 - 235} =$$

$$2196,3. \quad (3.121)$$

Снижение мощности, кВт, развиваемой теплофикационной турбоустановкой на тепловом потреблении, за счет сокращения отпуска пара в подогреватель химически очищенной воды (ПХОВ)

$$N_{\text{ТФ.ПХОВ}} = D_{\text{ПХОВ}}^{\text{П}} (h_0 - h_{\text{ср}}^{\text{ПХОВ}}) \eta_{\text{ЭМ}} = \frac{\Delta G^{\text{СВ}} \Delta h^{\text{ПХОВ}} (h_0 - h_{\text{ср}}^{\text{ПХОВ}}) \eta_{\text{ЭМ}}}{\Delta h^{\text{П.ПХОВ}}} =$$

$$\frac{103,6 \cdot 104,7 \cdot (3480 - 3010) \cdot 0,98}{2591,3} = 1928,0. \quad (3.122)$$

Мощность, кВт, потребляемая насосом холодной воды

$$N_{\text{СН}}^{\text{ХВ}} = \frac{G_{\text{ХВ}}^{\text{СУМ}} \Delta p_{\text{ХВ}}}{\eta_{\text{Н}}} = \frac{500 \cdot 0,4}{0,8} = 250. \quad (3.123)$$

Мощность, кВт, потребляемую насосами при пропуске сетевой воды, можно представить как

$$N_{\text{СН}}^{\text{СВ}} = \frac{\Delta G^{\text{СВ}} \Delta p_{\text{СВ}}}{\eta_{\text{Н}}} = \frac{103,6 \cdot 1,5}{0,8} = 194,3. \quad (3.124)$$

Результирующая мощность, кВт, на тепловом потреблении составит

$$\sum N_{\text{ТФ}}^{\text{СУММ}} = N_{\text{ТФ.К}} + N_{\text{рег.ок}} + N_{\text{СН}}^{\text{СВ}} - N_{\text{ТФ.СП}} - N_{\text{рег.СП}} - N_{\text{СН}}^{\text{ХВ}} - N_{\text{ТФ.ПОД}} - N_{\text{ТФ.ПХОВ}} =$$

$$14649,8 + 2284 + 194,3 - 8579,5 - 838,1 - 250 - 2196,3 - 1928,0 = 3336,2. \quad (3.125)$$

Для закрытой схемы теплоснабжения результирующая мощность, кВт, отличается за счет отсутствия подпитки и равняется

$$\sum N_{\text{ТФ}}^{\text{СУММ}} = N_{\text{ТФ.К}} + N_{\text{рег.ок}} + N_{\text{СН}}^{\text{СВ}} - N_{\text{ТФ.СП}} - N_{\text{рег.СП}} - N_{\text{СН}}^{\text{ХВ}} = 14649,8 + 2284 +$$

$$194,3 - 8579,5 - 838,1 - 250 = 7460,5. \quad (3.126)$$

В расчете учитывалось, что предложенная схема эксплуатируется в течение 8 месяцев (кроме летних месяцев и сентября), а среднечасовой расход питьевой воды составляет 1800 т/ч, учтены фактические данные по температурам питьевой воды для различных месяцев года.

Рассчитаем годовую экономию условного топлива.

1. Для открытой системы теплоснабжения экономия условного топлива, т у.т., составит

$$\Delta B = v_{\text{ТФ}} (b_{\text{Э.К}} - b_{\text{Э.Т}}) G_{\text{ХВ}}^{\text{СУМ}} \cdot 10^{-3} \cdot \text{ЧЧР} = \sum N_{\text{ТФ}}^{\text{СУММ}} / G_{\text{ХВ}}^{\text{СУМ}} (b_{\text{Э.К}} - b_{\text{Э.Т}}) G_{\text{ХВ}}^{\text{СУМ}} \cdot 10^{-3} \cdot$$

$$\text{ЧЧР} = \sum N_{\text{ТФ}}^{\text{СУММ}} (b_{\text{Э.К}} - b_{\text{Э.Т}}) \cdot 10^{-3} \cdot \text{ЧЧР} = 3336,2 \cdot (0,423 - 0,158) \cdot 10^{-3} \cdot 5760 =$$

$$5184. \quad (3.127)$$

2. Для закрытой системы теплоснабжения экономия условного топлива, т у.т., составит

$$\Delta B = v_{\text{ТФ}}(b_{\text{Э.К}} - b_{\text{Э.Т}})G_{\text{ХВ}}^{\text{СУМ}} \cdot 10^{-3} \cdot \text{ЧЧР} = \sum N_{\text{ТФ}}^{\text{СУММ}} / G_{\text{ХВ}}^{\text{СУМ}} (b_{\text{Э.К}} - b_{\text{Э.Т}})G_{\text{ХВ}}^{\text{СУМ}} \cdot 10^{-3} \cdot \text{ЧЧР} = \sum N_{\text{ТФ}}^{\text{СУММ}} (b_{\text{Э.К}} - b_{\text{Э.Т}}) \cdot 10^{-3} \cdot \text{ЧЧР} = 7460,5 \cdot (0,423 - 0,158) \cdot 10^{-3} \cdot 5760 = 11387,7. \quad (3.128)$$

Результаты расчета сведены в таблицу 3.6.

Таблица 3.6

**Годовая экономия условного топлива для новой технологии регулируемого подогрева питьевой воды на ТЭЦ**

Величина	Технология подогрева при открытой системе теплоснабжения	Технология подогрева при закрытой системе теплоснабжения
1	2	3
Итоговая выработка электроэнергии на тепловом потреблении, кВт·ч	3336,2	7460,5
Расход холодной воды через конденсатор, т/ч	1800	1800
Величина удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении, кВт·ч/т	1,9	4,1
Годовая экономия условного топлива, т у.т.	5184,0	11387,7

Расчет экономической эффективности проекта организации регулируемого подогрева питьевой воды на ТЭЦ проводился с учетом экономии условного топлива, стоимости монтажных работ и затрат на установку обеззараживания производительностью 2000 м<sup>3</sup>/ч.

Результаты расчета экономической эффективности представлены в таблице 3.7

Таблица 3.7

**Результаты оценки эффективности инвестиций**

Показатель	Технология подогрева при открытой системе теплоснабжения	Технология подогрева при закрытой системе теплоснабжения
1	2	3
Экономия условного топлива, млн. руб., без НДС в ценах 2016 г.	19,7	43,3
Экономия подпиточной воды, млн. руб., без НДС в ценах 2016 г.	30,7	-
Капитальные затраты, млн. руб., без НДС в ценах 2016 г.	25,4	25,4
Срок окупаемости, лет	< 1 года	< 1 года

Таким образом, новая технология регулируемого подогрева питьевой воды на ТЭЦ экономически эффективна, как для открытой, так и для закрытой системы теплоснабжения.

### 3.4. Расчет энергетической эффективности новой технологии использования баков-аккумуляторов подпиточной воды теплосети

Определим суммарную мощность, вырабатываемую турбоустановкой с турбиной типа Т–100–130 на тепловом потреблении при нагреве в конденсаторе исходной подпиточной воды теплосети перед декарбонизацией и вакуумной деаэрацией, для типового режима работы баков-аккумуляторов подпиточной воды теплосети

$$N_{\text{ТФ}} = N_{\text{ТФ.К}} + N_{\text{рег}} + N_{\text{ПХОВ}}, \quad (3.129)$$

где  $N_{\text{ТФ.К}}$  – мощность, вырабатываемая при нагреве исходной подпиточной воды теплосети в конденсаторе паровой турбины, кВт;  $N_{\text{рег}}$  – мощность, вырабатываемая паром регенеративных отборов турбины, кВт;  $N_{\text{ПХОВ}}$  – мощность, вырабатываемая паром производственного отбора при дополнительном подогреве в подогревателе исходной воды (ПХОВ), кВт.

$$N_{\text{ТФ.К}} = D_{\text{К}}(h_{\text{о}} - h_{\text{к}})\eta_{\text{ЭМ}}, \quad (3.130)$$

где  $D_{\text{К}}$ ,  $h_{\text{к}}$  – расход, кг/с, и энтальпия, кДж/кг, пара, поступающего в конденсаторы паровых турбин;  $h_{\text{о}}$  – энтальпия свежего пара, кДж/кг;  $\eta_{\text{ЭМ}}$  – электромеханический КПД турбогенератора.

$$D_{\text{К}} = \frac{G_{\text{исх}}\Delta h_{\text{исх}}^{\text{К}}}{\Delta h_{\text{п}}}, \quad (3.131)$$

где  $G_{\text{исх}}$  – расход исходной воды, подогреваемой в конденсаторе, кг/с;  $\Delta h_{\text{исх}}^{\text{К}}$  – изменение энтальпии исходной воды в конденсаторе, кДж/кг;  $\Delta h_{\text{п}}$  – изменение энтальпии пара в конденсаторе, кДж/кг.

$$N_{\text{рег}} = D_{\text{рег}}(h_{\text{о}} - h_{\text{рег}}^{\text{э}})\eta_{\text{ЭМ}}, \quad (3.132)$$

где  $D_{\text{рег}}$  – расход пара условного эквивалентного отбора для регенеративного подогрева основного конденсата пара, кг/с;  $h_{\text{рег}}^{\text{э}}$  – энтальпия условного

эквивалентного регенеративного отбора, кДж/кг;  $\eta_{эм}$  – электромеханический КПД турбогенератора.

$$D_{рег} = \frac{G_{ок}\Delta h_{ок}}{\Delta h_{рег}}, \quad (3.133)$$

где  $G_{ок} = D_{к}$  – расход основного конденсата, кг/с;  $\Delta h_{ок}$  – изменение энтальпии основного конденсата, кДж/кг;  $\Delta h_{рег}$  – изменение энтальпии пара условного эквивалентного отбора для регенеративного подогрева основного конденсата пара, кДж/кг.

$$N_{пхов} = D_{пхов}(h_o - h_{пхов})\eta_{эм}, \quad (3.134)$$

где  $D_{пхов}$ ,  $h_{пхов}$  – расход, кг/с, и энтальпия, кДж/кг, пара, поступающего в ПХОВ.

$$D_{пхов} = \frac{G_{исх}\Delta h_{исх}^{пхов}}{\Delta h_{пхов}}, \quad (3.135)$$

где  $\Delta h_{исх}^{пхов}$  – изменение энтальпии исходной воды в ПХОВ, кДж/кг;  $\Delta h_{пхов}$  – изменение энтальпии пара в ПХОВ, кДж/кг.

Для нового режима работы баков аккумуляторов подпиточной воды теплосети, предусматривающего подогрев исходной воды в конденсаторе турбины в часы несения станцией максимальной электрической мощности, отпадает необходимость использования ПХОВ для дополнительного подогрева воды перед декарбонизацией и вакуумной деаэрацией. Поэтому в расчете не будет учитываться мощность, вырабатываемая при отборе пара в подогреватель исходной воды

$$N'_{тф} = N'_{тф.к} + N'_{рег}. \quad (3.136)$$

Расчетные формулы для  $N'_{тф.к}$  и  $N'_{рег}$  аналогичны формулам (3.154) и (3.156).

Энергетическая эффективность новой технологии использования баков-аккумуляторов подпиточной воды теплосети определяется увеличением суммарной мощности, вырабатываемой турбоустановкой с турбиной типа Т–100–130 на тепловом потреблении при нагреве исходной подпиточной воды теплосети отработавшим паром.

$$\begin{aligned} \sum N_{\text{тф}} = N'_{\text{тф}} - N_{\text{тф}} = & (D'_k(h_o - h_k)\eta_{\text{эм}} + D'_{\text{рег}}(h_o - h_{\text{рег}}^3)\eta_{\text{эм}}) - (D_k(h_o - \\ & h_k)\eta_{\text{эм}} + D_{\text{рег}}(h_o - h_{\text{рег}}^3)\eta_{\text{эм}} + D_{\text{пхов}}(h_o - h_{\text{пхов}})\eta_{\text{эм}}) = \left( \frac{G'_{\text{исх}} \cdot \Delta h'_{\text{исх}} \cdot \eta_{\text{эм}}}{\Delta h_{\text{п}}} \cdot \left( (h_o - h_k) + \right. \right. \\ & \left. \left. \frac{\Delta h_{\text{ок}}(h_o - h_{\text{рег}}^3)}{\Delta h_{\text{рег}}} \right) \right) - \left( G_{\text{исх}} \cdot \eta_{\text{эм}} \cdot \left( \frac{\Delta h_{\text{исх}}^k \cdot (h_o - h_k)}{\Delta h_{\text{п}}} + \frac{\Delta h_{\text{исх}}^k \cdot \Delta h_{\text{ок}} \cdot (h_o - h_{\text{рег}}^3)}{\Delta h_{\text{п}} \cdot \Delta h_{\text{рег}}} + \frac{\Delta h_{\text{исх}}^{\text{пхов}} \cdot (h_o - h_{\text{пхов}})}{\Delta h_{\text{пхов}}} \right) \right). \end{aligned} \quad (3.137)$$

Расчет энергетической эффективности перехода на новый режим работы баков аккумуляторов подпиточной воды теплосети проведен для реальных условий работы УлТЭЦ-1, характеризующихся нижеприведенными фактическими данными:

1. Расход исходной воды, подогреваемой в конденсаторе до изменения режима  $G_{\text{исх}} = 700 \text{ т/ч} = 194,4 \text{ кг/с}$ .

2. Расход исходной воды, подогреваемой в конденсаторе после изменения режима  $G'_{\text{исх}} = 1200 \text{ т/ч} = 333,3 \text{ кг/с}$ .

3. Изменение энтальпии исходной воды в конденсаторе до изменения режима  $\Delta h_{\text{исх}}^k = 41,87 \text{ кДж/кг}$ .

4. Изменение энтальпии исходной воды в конденсаторе после изменения режима  $\Delta h_{\text{исх}}^{k'} = 104,68 \text{ кДж/кг}$ .

5. Изменение энтальпии основного конденсата  $\Delta h_{\text{ок}} = 431 \text{ кДж/кг}$ .

6. Энтальпия условного эквивалентного регенеративного отбора  $h_{\text{рег}}^3 = 2743,5 \text{ кДж/кг}$ .

7. Изменение энтальпии пара условного эквивалентного отбора для регенеративного подогрева основного конденсата пара  $\Delta h_{\text{рег}} = 2077,5 \text{ кДж/кг}$ .

8. Изменение энтальпии исходной воды в ПХОВ  $\Delta h_{\text{исх}}^{\text{пхов}} = 62,8 \text{ кДж/кг}$ .

9. Энтальпия пара, поступающего в ПХОВ  $h_{\text{пхов}} = 2565 \text{ кДж/кг}$ .

10. Изменение энтальпии пара в ПХОВ  $\Delta h_{\text{пхов}} = 2163,5 \text{ кДж/кг}$ .

11. Число часов работы (электростанция работает в режиме заполнения баков в часы максимального электропотребления в течение 12 часов) ЧЧР = 4380 ч. Остальные исходные данные берутся по аналогии с п.п. 3.2 и 3.3.

Суммарная дополнительная мощность  $\sum N_{тф}$ , кВт, составляет

$$\begin{aligned} \sum N_{тф} = & \left( \frac{G'_{исх} \cdot \Delta h_{исх}^k \cdot \eta_{эм}}{\Delta h_{п}} \cdot \left( (h_o - h_k) + \frac{\Delta h_{ок} (h_o - h_{пер}^э)}{\Delta h_{пер}} \right) \right) - \left( G_{исх} \cdot \eta_{эм} \cdot \left( \frac{\Delta h_{исх}^k \cdot (h_o - h_k)}{\Delta h_{п}} + \right. \right. \\ & \left. \left. \frac{\Delta h_{исх}^k \cdot \Delta h_{ок} \cdot (h_o - h_{пер}^э)}{\Delta h_{п} \cdot \Delta h_{пер}} + \frac{\Delta h_{исх}^{пхов} \cdot (h_o - h_{пхов})}{\Delta h_{пхов}} \right) \right) = \left( \frac{333,3 \cdot 104,68 \cdot 0,98}{2265} \cdot \left( (3480 - 2500) + \right. \right. \\ & \left. \left. \frac{431(3480 - 2743,5)}{2077,5} \right) \right) - \left( 190,5 \cdot 0,98 \cdot \left( \frac{41,87 \cdot (3480 - 2500)}{2265} + \frac{41,87 \cdot 431 \cdot (3480 - 2743,5)}{2265 \cdot 2077,5} + \right. \right. \\ & \left. \left. \frac{62,8 \cdot (3480 - 2565)}{2163,5} \right) \right) = 8056,5. \end{aligned} \quad (3.138)$$

Экономия условного топлива  $\Delta B$ , т у.т., составляет

$$\Delta B = 8056,5 \cdot (0,423 - 0,158) \cdot 4380 \cdot 10^{-3} = 9351,2. \quad (3.139)$$

Таким образом, при работе электростанции в режиме заполнения баков-аккумуляторов в часы максимального электропотребления дополнительная мощность, вырабатываемая турбоустановкой с турбиной типа Т-100-130 на тепловом потреблении, составляет 8,1 МВт, а годовая экономия условного топлива превышает 9300 тонн.

### 3.5. Расчет показателей тепловой экономичности ТЭЦ с использованием программных комплексов для ЭВМ

В современных условиях регулируемых экономических отношений в сфере тепло- и электроэнергетики формирование тарифов напрямую зависит от показателей тепловой экономичности ТЭЦ.

До 1996 г. на ТЭС РАО «ЕЭС России» применялся балансовый («физический») метод расчета расхода топлива на каждый из видов энергии [100], основанный на расчете балансовых уравнений потоков энергии без учета действия второго закона термодинамики. В основе этого метода лежит принцип качественного равенства производимых на ТЭЦ электрической и тепловой энергии. При таком расчете допускается, что количество теплоты, отданной паром в конденсаторе, и такое же количество теплоты, полученной в

энергетическом котле, равноценны. Расчеты основываются на законе сохранения и превращения энергии, т.е. первом законе термодинамики. В соответствии с этим методом вся экономия топлива от теплофикации относится к электрической энергии, а себестоимость производства теплоты соответствовала отпуску ее непосредственно от энергетических котлов. Высокие тарифы на теплоту (зависящие от ее себестоимости) обусловили в 1992–1994 гг. массовое строительство на промышленных предприятиях индивидуальных котельных [80].

Применение «физического» метода в условиях развала системы государственного планирования и бессистемного принятия решений о строительстве котельных вызвало отток потребителей тепла от ТЭЦ и перевод промышленных потребителей на собственные источники теплоснабжения. За период с 1985 по 1995 г. отпуск тепла от ТЭЦ снизился на 164 млн. Гкал, или на 23 %, что вызвало необходимость перехода отрасли на действующий в настоящее время метод раздельного производства энергии [101]. На электростанциях этот метод часто называют «пропорциональным».

Начиная с 1996 г. метод [102] стал применяться в качестве официально признанного в электроэнергетике. В отличие от физического метода распределения затрат топлива, метод раздельного производства энергии учитывает ценность пара из отборов турбин, которые обеспечивают отпуск тепловой энергии по комбинированному циклу. В итоге внедрение метода раздельного производства привело к тому, что значение удельного расхода условного топлива (УРУТ), относимое на отпуск тепла от ТЭС, снизилось в целом по отрасли на 29 кг/Гкал (со 175 до 146 кг/Гкал), а значение УРУТ на отпуск электроэнергии возросло на 34 г/(кВт·ч) – с 312 до 346 г/(кВт·ч) [102].

Недостатками описанных выше методов оценки тепловой экономичности ТЭС в соответствии с РД 34.08.552 является необходимость значительного количества исходных данных и трудоемких вычислений.

Для оценки энергетической эффективности структурных изменений в тепловых схемах ТЭС в научно-исследовательской лаборатории «Теплоэнергетические системы и установки» (НИЛ ТЭСУ) Ульяновского

государственного технического университета разработана методика [88], основанная на использовании такого показателя тепловой экономичности, как удельная выработка электроэнергии на тепловом потреблении (УВЭТП). При расчете показателей энергетической эффективности методом УВЭТП учитывается величина удельной выработки электроэнергии за счет отборов пара турбины и регенеративного подогрева конденсата пара, используемого для подогрева теплоносителей.

Применение методики УВЭТП позволяет быстро и с достаточной для технических расчетов точностью оценить изменение тепловой экономичности ТЭЦ в тоннах условного топлива с использованием минимального количества исходных данных. Однако основным недостатком рассмотренной методики является отсутствие возможности оценки значений удельных расходов условного топлива на отпуск тепловой и электрической энергии, а также основных технико-экономических показателей (ТЭП) ТЭС.

Этот недостаток был исключен в разработанных авторами методиках расчета, которые совмещают метод удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении [103, 104] и методики оценки энергетической эффективности работы ТЭЦ в соответствии с РД 34.08.552–93 «Методические указания по составлению отчета электростанций и акционерного общества энергетики и электрификации о тепловой экономичности оборудования» и РД 34.08.552–95 «Методические указания по составлению отчета электростанции и акционерного общества энергетики и электрификации о тепловой экономичности оборудования».

Разработанные методики расчета позволяют производить расчёты технико-экономических показателей ТЭЦ в соответствии с официально признанными в электроэнергетике методами. Основным преимуществом является возможность быстрой оценки величины выработки электроэнергии на тепловом потреблении при изменении схемы или режима работы ТЭЦ с последующим учетом этой величины при расчете ТЭП в соответствии с РД 34.08.552–93 или РД 34.08.552–95.

Рассмотрим зависимости для расчётов показателей тепловой экономичности ТЭЦ, используемые в разработанной методике расчета для «физического» метода.

Расход электроэнергии на собственные нужды турбин, тыс. кВт·ч

$$\mathcal{E}_T^{\text{сн}} = \mathcal{E}_T^{\text{сн}\%} \mathcal{E}^{\text{изм}} / 100, \quad (3.140)$$

где  $\mathcal{E}_T^{\text{сн}\%}$  – номинальное значение суммарного расхода электроэнергии на собственные нужды турбин, %;  $\mathcal{E}^{\text{изм}}$  – выработка электроэнергии после изменения схемы с учетом дополнительной теплофикационной мощности, тыс. кВт·ч.

Расход электроэнергии на собственные нужды котлов, тыс. кВт·ч

$$\mathcal{E}_K^{\text{сн}} = \mathcal{E}_K^{\text{сн}\%} \mathcal{E}^{\text{изм}} / 100, \quad (3.141)$$

где  $\mathcal{E}_K^{\text{сн}\%}$  – номинальное значение суммарного расхода электроэнергии на собственные нужды котлов, %.

Расход электроэнергии на теплофикационную установку, тыс. кВт·ч

$$\mathcal{E}_{\text{тепл}} = \mathcal{E}_{\text{тепл}}^{\%} \mathcal{E}^{\text{изм}} / 100, \quad (3.142)$$

где  $\mathcal{E}_{\text{тепл}}^{\%}$  – затраты электроэнергии на теплофикационную установку, %.

Отпуск электроэнергии, тыс. кВт·ч

$$\mathcal{E}_{\text{от}} = \mathcal{E}^{\text{изм}} - \mathcal{E}_T^{\text{сн}} - \mathcal{E}_K^{\text{сн}} - \mathcal{E}_{\text{тепл}}. \quad (3.143)$$

Отпуск тепла за счет нагрева в сетевых насосах, Гкал

$$Q_{\text{нас}}^{\text{гв}} = 0,671(\mathcal{E}_{\text{сет}} \mathcal{E}^{\text{изм}} / 100), \quad (3.144)$$

где  $\mathcal{E}_{\text{сет}}$  – расход электроэнергии на сетевые насосы, %.

Доля отпуска тепла за счет нагрева в сетевых насосах, %

$$\alpha_{\text{нас}} = Q_{\text{нас}}^{\text{гв}} / (Q_{\text{от}}^{\text{изм}} - Q_{\text{от}}^{\text{пвк}} - Q_{\text{от}}^{\text{роу}}) 100, \quad (3.145)$$

где  $Q_{\text{от}}^{\text{изм}}$  – отпуск тепловой энергии (по группе) после изменения схемы, Гкал;  $Q_{\text{от}}^{\text{пвк}}$  – отпуск тепла от пиковых водогрейных котлов (ПВК), Гкал;  $Q_{\text{от}}^{\text{роу}}$  – отпуск тепла от РОУ, Гкал.

Доля потерь при отпуске тепла от энергетических котлов, %

$$\alpha_{\text{пот}}^{\text{эк}} = Q_{\text{пот}}^{\text{тр}} / (Q_{\text{от}}^{\text{изм}} - Q_{\text{от}}^{\text{пвк}} - Q_{\text{от}}^{\text{роу}} - Q_{\text{нас}}^{\text{гв}}) 100, \quad (3.146)$$

где  $Q_{\text{ПОТ}}^{\text{ТР}}$  – технологические потери тепла, связанные с его отпуском, от наружного охлаждения трубопроводов, бойлеров и пр. оборудования, Гкал/ч.

Доля отпуска тепла от ПВК, %

$$\alpha_{\text{ПВК}} = 100Q_{\text{ПВК}}^{\text{ПВК}}/Q_{\text{ПВК}}^{\text{ИЗМ}}. \quad (3.147)$$

Отпуск тепла из встроенных пучков (ВП) турбин с собственными нуждами (СН), Гкал

$$Q_{\text{ВП}} = G_{\text{В.П}}(t_{\text{В.П}}^{\text{ВЫХ}} - t_{\text{В.П}}^{\text{ВХ}})/1000,$$

где  $G_{\text{В.П}}$  – расход воды через встроенный пучок (ВП) турбин, т;  $t_{\text{В.П}}^{\text{ВЫХ}}$  – температура воды на выходе из ВП, °С;  $t_{\text{В.П}}^{\text{ВХ}}$  – температура воды на входе в ВП, °С.

Отпуск тепла из отопительного отбора (ТО) турбин с СН, Гкал

$$Q_{\text{ТО}} = G_{\text{С.В}}(t_{\text{С.В}}^{\text{ВЫХ}} - t_{\text{С.В}}^{\text{ВХ}})/1000, \quad (3.148)$$

где  $G_{\text{С.В}}$  – расход сетевой воды через сетевые подогреватели (СП), т;  $t_{\text{С.В}}^{\text{ВЫХ}}$  – температура сетевой воды на выходе из ВП, °С;  $t_{\text{С.В}}^{\text{ВХ}}$  – температура сетевой воды на входе в ВП, °С.

Отпуск тепла из производственного отбора (ПО) с СН, Гкал

$$Q_{\text{П.О}} = D_{\text{П.О}}(h_{\text{П.О}} - 100)/1000, \quad (3.149)$$

где  $D_{\text{П.О}}$  – расход пара производственного отбора, т;  $h_{\text{П.О}}$  – энтальпия пара производственного отбора, ккал/кг.

Номинальное значение КПД нетто группы котлов:

$$\eta_{\text{К(ЭК)}}^{\text{Н}} = (\eta_{\text{К(ЭК)}}^{\text{БР}}(100 - q_{\text{К}}^{\text{СН}})(100 - (\mathcal{E}_{\text{Э}} / \mathcal{E}^{\text{ИЗМ}} 100)))/(K_q(100 - \mathcal{E}_{\text{Т}}^{\text{СН}\%})100), \quad (3.150)$$

где  $\eta_{\text{К(ЭК)}}^{\text{БР}}$  – номинальное значение КПД брутто группы энергетических котлов (прямой баланс), %;  $q_{\text{К}}^{\text{СН}}$  – номинальное значение суммарного расхода тепловой энергии на собственные нужды котла, %;  $\mathcal{E}_{\text{Э}}$  – выработка электроэнергии, тыс. кВт·ч.

Отпуск тепла с турбин (с собственными нуждами), Гкал

$$Q_{\text{Турб}} = (Q_{\text{В.П}} + Q_{\text{Т.О}} + Q_{\text{П.О}}) + (Q_{\text{В.П}}^{\text{ИЗМ}} + Q_{\text{Т.О}}^{\text{ИЗМ}} + Q_{\text{П.О}}^{\text{ИЗМ}} + Q_i^{\text{ИЗМ}}), \quad (3.151)$$

где  $Q_{В.П}^{изм}$  – дополнительный отпуск тепла из ВП турбин с собственными нуждами после изменения схемы, Гкал;  $Q_{Т.О}^{изм}$  – дополнительный отпуск тепла из отопительного отбора (ТО) турбин с собственными нуждами после изменения схемы, Гкал;  $Q_{П.О}^{изм}$  – дополнительный отпуск тепла из производственного отбора (ПО) турбин с собственными нуждами после изменения схемы, Гкал;  $Q_i^{изм}$  – дополнительный отпуск тепла из  $i$ -го отбора турбин с собственными нуждами после изменения схемы, Гкал.

Расход тепла брутто на производство электроэнергии турбиной, Гкал

$$Q_{э} = D_0^{изм}(h_0 - h_{п.в})/1000 - Q_{турб}, \quad (3.152)$$

где  $D_0^{изм}$  – расход острого пара на турбины после изменения схемы, т;  $h_0$  – энтальпия острого пара, ккал/кг;  $h_{п.в}$  – энтальпия питательной воды, ккал/кг.

Удельный расход тепла брутто на производство электроэнергии, ккал/кВт·ч

$$q_T^{бр} = Q_{э} / Q^{изм} 1000. \quad (3.153)$$

Удельный расход тепла нетто на производство электроэнергии, ккал/кВт·ч

$$q_T^{нт} = q_T^{бр} (100 + q_T^{сн}) / (100 - \mathcal{E}_T^{сн\%}), \quad (3.154)$$

где  $q_T^{сн}$  – номинальное значение суммарного расхода тепловой энергии на собственные нужды турбины, %;  $\mathcal{E}_T^{сн\%}$  – номинальное значение суммарного расхода электроэнергии на собственные нужды турбин, %.

Коэффициент отнесения затрат топлива энергетическими котлами на производство электроэнергии

$$K_{э} = (Q_{э} + (q_T^{сн} Q_{турб} / 100)) / (Q_{э} + (q_T^{сн} Q_{турб} / 100) + (Q_{от}^{изм} + Q_{от}^{пвк} + Q_{нас}^{гв})(100 + \alpha_{пот}^{эк}) / 100). \quad (3.155)$$

Номинальное значение расхода электроэнергии на собственные нужды, отнесенного на производство электроэнергии, тыс. кВт·ч

$$\mathcal{E}_{э} = (\mathcal{E}_T^{сн\%} \mathcal{E}^{изм} / 100) + (\mathcal{E}_K^{сн\%} \mathcal{E}^{изм} / 100) K_{э}. \quad (3.156)$$

Расход условного топлива на отпуск электроэнергии, т у.т.

$$B_{э} = b_{э} \mathcal{E}_{о.т} / 1000, \quad (3.157)$$

где  $b_{э}$  – удельный расход топлива на отпуск электроэнергии, г/кВт·ч.

Расход условного топлива на отпуск тепловой энергии, т у.т.

$$B_T = b_T Q_{от}^{изм} / 1000, \quad (3.158)$$

где  $b_T$  – удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии, кг/Гкал.

Общестанционный расход условного топлива, т у.т.

$$B = B_{э} + B_T. \quad (3.159)$$

Удельный расходы топлива на отпуск электроэнергии, г/кВт·ч

$$b_{э} = 100 q_T^{нт} (100 + K_{ст}) / (\eta_{к(эк)}^H \eta_{тп}^7), \quad (3.160)$$

где  $K_{ст}$  – коэффициент стабилизации тепловых процессов;  $\eta_{тп}$  – КПД теплового потока, %.

Промежуточный удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии по энергетическим котлам, кг/Гкал

$$b_T^{п(эк)} = (100 + \alpha_{пот}^{эк}) (100 + K_{ст}) 1000 / (\eta_{к(эк)}^H \eta_{тп}^7) / 100. \quad (3.161)$$

Промежуточный удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии по пиковым водогрейным котлам, кг/Гкал:

При  $Q_{от}^{пвк} = 0$

$$b_T^{п(пвк)} = 0, \quad (3.162)$$

При  $Q_{от}^{пвк} > 0$

$$b_T^{п(пвк)} = (100 + \alpha_{пот}^{пвк}) 1000 / (7 \eta_{к(эк)}^{бр}). \quad (3.163)$$

Увеличение удельного расхода топлива вследствие дополнительных затрат электроэнергии

$$\Delta b_{тэ} = ((\mathcal{E}_{тепл}^{\%} \mathcal{E}^{изм}) / 100 b_{э} / Q_{от}^{изм}). \quad (3.164)$$

Удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии, кг/Гкал

$$b_T = \Delta b_{тэ} + (b_T^{п(эк)} (100 - \alpha_{пвк} - \alpha_{нас}) + b_T^{п(пвк)} \alpha_{пвк}) 0,01. \quad (3.165)$$

Удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии по теплофикационному циклу, г/кВт·ч

$$b_{э.т.} = (B_{э} 895 \mathcal{E}_{тф} / 1000) / ((\mathcal{E}_{от}^{\%} \mathcal{E}_{тф}^{\%} / 100) / 1000 (q_T^{бр} \mathcal{E}^{изм} / 1000)), \quad (3.166)$$

где  $\mathcal{E}_{тф}$  – теплофикационная выработка всего, тыс.кВт·ч.

Удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии по конденсационному циклу, г/кВт·ч

$$b_{\text{э.к.}} = (B_{\text{э}} - b_{\text{э.т.}} \cdot \text{Э}_{\text{от}} \cdot \text{Э}_{\text{тф}}^{\%} / 10^5) / (\text{Э}_{\text{от}} - (\text{Э}_{\text{от}} \cdot \text{Э}_{\text{тф}}^{\%} / 100)) \cdot 1000. \quad (3.167)$$

Для автоматизации расчетов разработанные методики расчета реализованы в виде программных комплексов для ЭВМ:

1. Расчет показателей тепловой экономичности ТЭЦ в соответствии с РД 34.08.552–93 «Методические указания по составлению отчета электростанции и акционерного общества энергетики и электрификации о тепловой экономичности оборудования» [103].

2. Расчет показателей тепловой экономичности ТЭЦ в соответствии с РД 34.08.552–95 «Методические указания по составлению отчета электростанции и акционерного общества энергетики и электрификации о тепловой экономичности оборудования» [104].

Разработанные программы имеют свидетельства о государственной регистрации № 2016662635 и № 2016662634 (Приложение 3).

Алгоритм работы программы «Расчет показателей тепловой экономичности ТЭЦ в соответствии с РД 34.08.552–93» («физический» метод) представлена рисунке 3.2.

Отличительная особенность методики расчета для РД 34.08.552–95 в сравнении с «физическим» методом (РД 34.08.552–93) заключается в необходимости расчета дополнительных показателей, таких как:

- коэффициенты ценности теплоты, отпускаемой из отборов турбин;
- увеличение расхода тепла на производство электроэнергии при условном отсутствии отпуска тепла внешним потребителям из отборов и от конденсаторов турбин;
- коэффициент увеличения расхода топлива котлами при условном отсутствии отпуска тепла внешним потребителям из отборов и от конденсатора турбин;

– коэффициент увеличения расхода тепла на производство электроэнергии при условном отсутствии отпуска тепла внешним потребителям из отборов и от конденсатора турбин;

– коэффициент отнесения затрат топлива энергетическими котлами на производство электроэнергии.

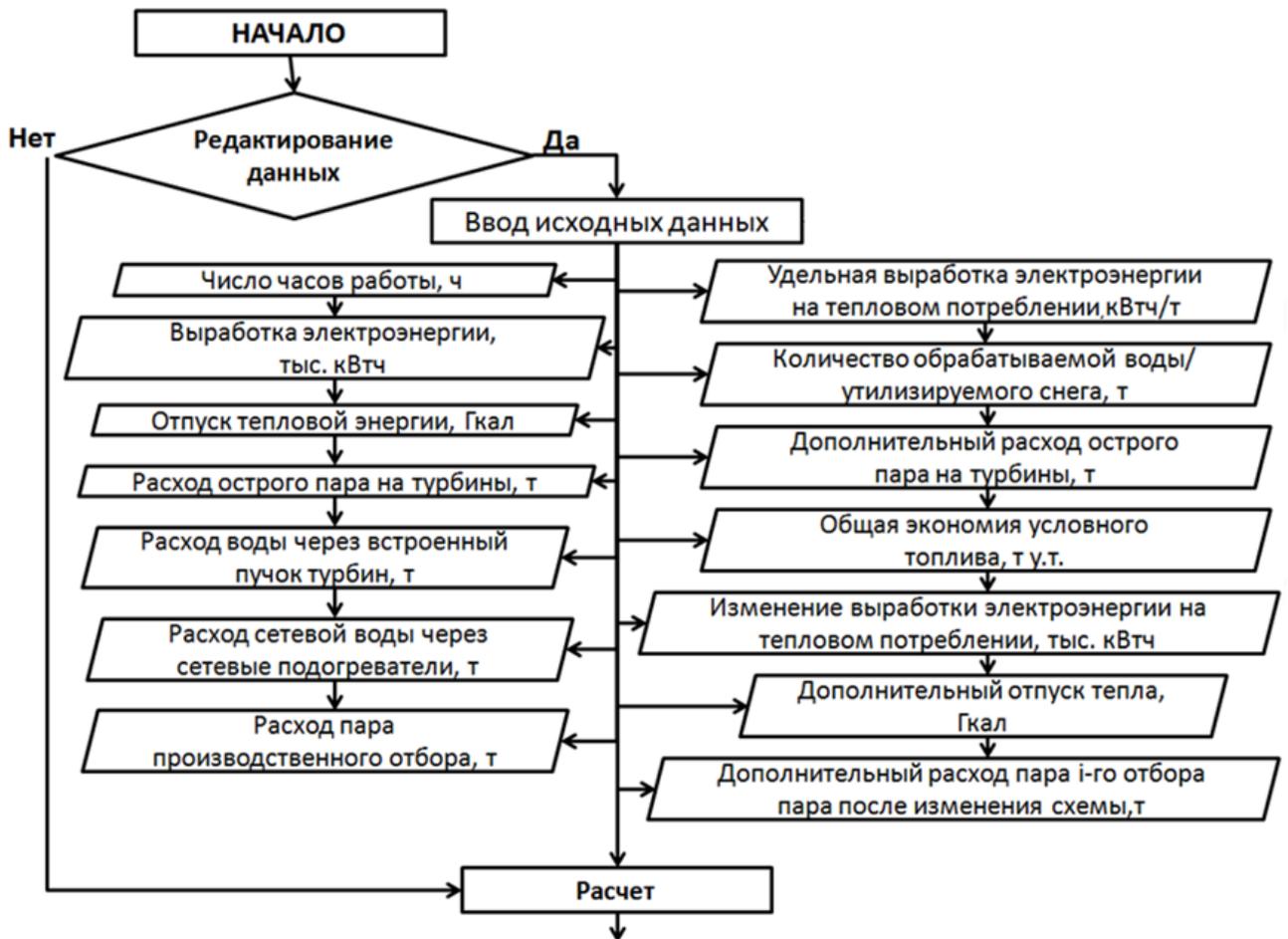
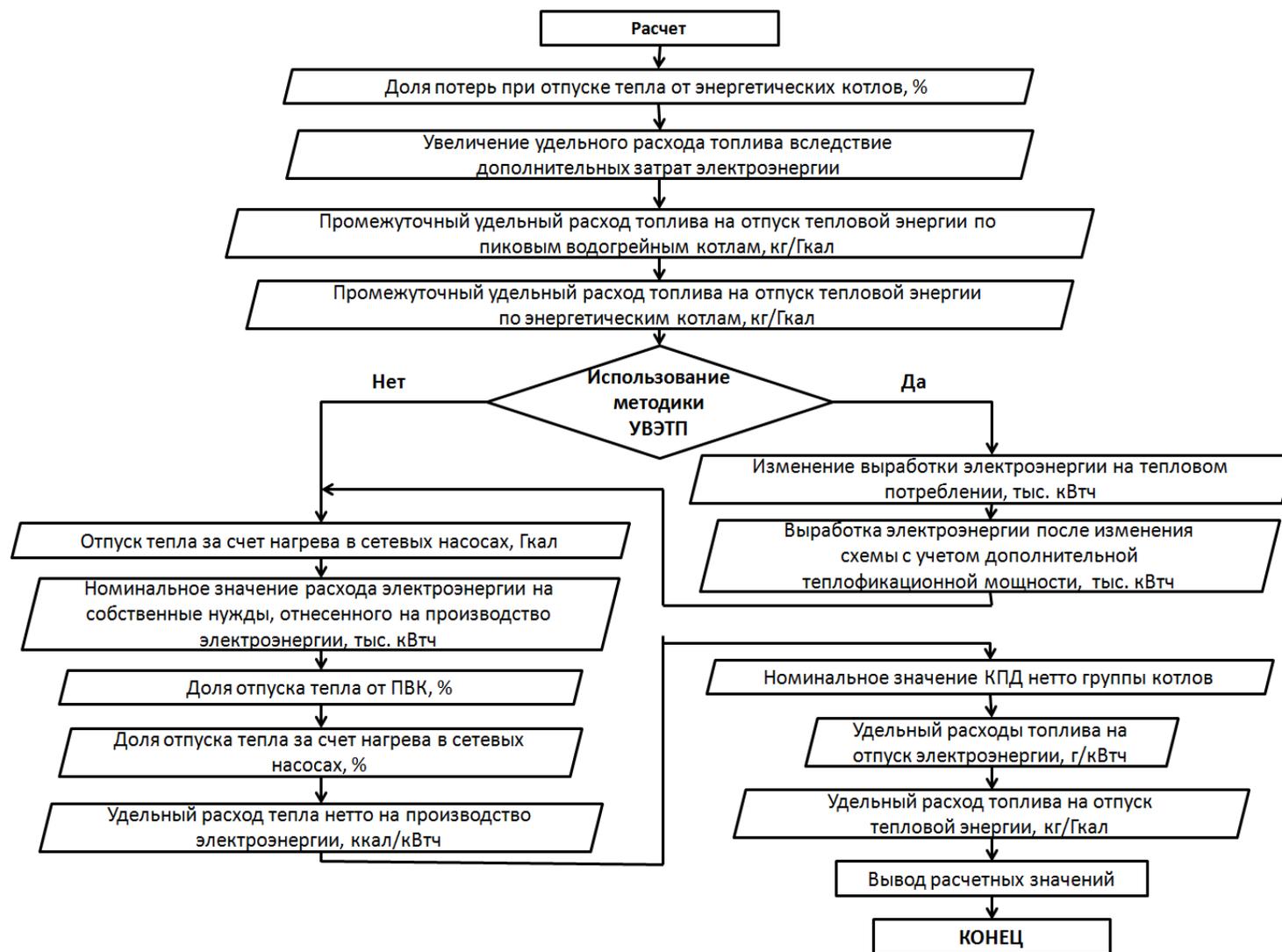


Рисунок 3.2. Алгоритм работы программы «Расчет показателей тепловой экономичности ТЭЦ в соответствии с РД 34.08.552-93»



Продолжение рисунка 3.2. Алгоритм работы программы «Расчет показателей тепловой экономичности ТЭЦ в соответствии с РД 34.08.552–93»

На рисунке 3.3 представлено рабочее окно программного комплекса.

Окно имеет две закладки «Расчет» и «Расчетные зависимости». Первая закладка «Расчет» содержит 5 блоков: исходные данные; параметры УВЭТП; результаты расчета; принципиальная схема энергоблока; панель управления.

Блок «Исходные данные» включает в себя значения параметров работы основного и вспомогательного оборудования ТЭЦ и заполняется на основе данных учета и энергетических характеристик. Исходные данные можно условно поделить на две группы: данные, получаемые по результатам учёта выполняемого на ТЭЦ и данные, рассчитываемые в соответствии с методикой УВЭТП.

Блок «Параметры УВЭТП» включает в себя результаты расчета изменений в тепловой схеме ТЭЦ, выполненных методом удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении.

Блок «Результаты расчета» включает в себя показатели тепловой экономичности ТЭЦ после изменения тепловой схемы/режима работы с учетом результатов расчета методом Удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении.

Блок «принципиальная схема энергоблока» содержит в себе графическое изображение схемы энергоблока, которое открывается в новом окне и имеет возможность масштабироваться и свободно перемещаться.

Вторая закладка «Расчетные зависимости» содержит все значения, получаемые по ходу расчета.

Программные комплексы созданы при помощи Microsoft Visual C# 2010 Express Edition, который является частью продуктовой линейки Visual Studio 2010 Express family – свободного набора инструментов, разработанных компанией Microsoft под операционной системой Windows, работает под операционной системой Windows XP/7 и не требователен к ресурсам компьютера.



В настоящее время расчет показателей тепловой экономичности на ТЭЦ, как правило, выполняется по обеим методикам как в соответствии с РД 34.08.552–93, так и РД 34.08.552–95. Для анализа сопоставимости результатов расчетов показателей тепловой экономичности ТЭЦ, проведенных по методике РД 34.08.552–93, РД 34.08.552–95 и УВЭТП, рассмотрим технологию использования инфраструктуры ТЭЦ для утилизации снега [56]. Исходные данные для расчета приведены в таблице 3.8

Таблица 3.8

### Исходные данные для расчета тепловой экономичности ТЭЦ

Параметр	Размерность	Значение
Выработка электроэнергии	тыс. кВт·ч	1301162
Отпуск тепловой энергии (по группе)	Гкал	2386792
Отпуск тепла от пиковых водогрейных котлов (ПВК)	Гкал	223648
Энтальпия питательной воды	ккал/кг	230
Расход острого пара на турбины	т	6735179
Энтальпия острого пара	ккал/кг	832
Расход воды через встроенный пучок (ВП) турбин	т	5712473
Температура воды на входе в ВП	°С	6,7
Температура воды на выходе из ВП	°С	18,74
Расход сетевой воды через сетевые подогреватели (СП)	т	54602295
Температура сетевой воды на входе в СП	°С	54,60
Температура сетевой воды на выходе из СП	°С	84,9915
Расход пара производственного отбора	т	1218106
Энтальпия пара производственного отбора	ккал/кг	712
Номинальное значение КПД брутто группы энергетических котлов (прямой баланс)	%	92
КПД теплового потока	%	96
Номинальное значение КПД брутто группы пиковых котлов (прямой баланс)	%	90
Технологические потери тепла, связанные с его отпуском, от наружного охлаждения трубопроводов, бойлеров и пр. оборудования	Гкал/ч	10,00
Номинальное значение суммарного расхода электроэнергии на собственные нужды турбин	%	2,66
Номинальное значение суммарного расхода электроэнергии на собственные нужды котлов	%	10,00
Номинальное значение суммарного расхода тепловой энергии на собственные нужды турбины	%	1,18
Номинальное значение суммарного расхода тепловой энергии на собственные нужды котла	%	2,08
Затраты электроэнергии на теплофикационную установку,	%	2,37
Коэффициент, учитывающий тепло дополнительно внесенное в топку котла	-	1,00

Плавление снега происходит в стационарной снегоплавильной установке, теплоносителем для которой является поток обратной сетевой воды. Расход обратной сетевой воды, проходящей через теплообменную установку, составляет 3500 т/ч, количество утилизируемого снега – 650 т/ч. Принятое число часов работы снегоплавильной установки – 500 ч. В расчете учитывалось изменение выработки электроэнергии на тепловом потреблении за счет увеличения расхода пара из отопительного отбора турбины.

Проведенные в соответствии с РД 34.08.552–93 и РД 34.08.552–95 расчеты показали (таблица 3.9), что внедрение на ТЭЦ новой технологии утилизации снега за счет использования обратной сетевой воды позволяет улучшить удельные расходы условного топлива на отпуск электроэнергии более чем на 6 г/кВт·ч, а на отпуск теплоты – на 0,26 кг/Гкал. В абсолютных значениях годовая экономия условного топлива, относимая на отпуск электроэнергии, составляет 3369 тонн и 620 тонн – относимая на отпуск теплоты.

Таблица 3.9

**Результаты расчета УРУТ по РД 34.08.552-93 и РД 34.08.552-95**

Параметр	До изменения схемы		После изменения схемы	
	РД 34.08.552-93	РД 34.08.552-95	РД 34.08.552-93	РД 34.08.552-95
Удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии, кг/Гкал	178,55	144,11	178,29	143,85
Удельный расходы топлива на отпуск электроэнергии, г/кВт·ч	217,98	292,34	211,96	286,33

Расчет экономии условного топлива для новой технологии утилизации снега на ТЭЦ за счет обратной сетевой воды, проведенный по методике УВЭТП, показал, что годовое снижение расхода условного топлива на отпуск электроэнергии составляет 3392 тонны.

Отклонение результатов расчета экономии условного топлива рассмотренными методами составляет 0,7%. Сходимость результатов расчета

экономии топлива также подтверждается и для других вариантов оптимизации тепловых схем и режимов работы ТЭЦ.

Таким образом, полученные результаты позволяют сделать вывод, что расчеты абсолютных значений экономии условного топлива, проведенные по методике РД 34.08.552–93, РД 34.08.552–93 и УВЭТП, дают сопоставимый результат.

Использование разработанных программных комплексов позволяет оценить тепловую экономичность ТЭЦ двумя методами с минимальными затратами времени на выполнение расчетов. Особенностью разработанных программ является возможность выполнения верификации расчетных математических моделей для существующего режима работы ТЭЦ (до внесения изменений в тепловую схему или режим работы). Последующие расчеты для новых тепловых схем или режимов работы выполняются с использованием верифицированной математической модели, что позволяет получить достоверные значения изменения показателей экономичности ТЭЦ.

Следует отметить, что в настоящее время разработанные программные комплексы используются в филиале «Ульяновский» ПАО «Т Плюс» при ежемесячных и ежесуточных расчетах показателей тепловой экономичности оборудования в рамках подготовки ценовых заявок для оптового рынка электроэнергии и мощности, а также для оценки влияния структурных и режимных изменений в схемах ТЭЦ на ТЭП.

### ВЫВОДЫ ПО ГЛАВЕ 3

1. Выполнена оценка технико-экономических показателей ТЭЦ при реализации новых технологий для утилизации вывозимого с городских улиц снега. Установлено, что наиболее эффективной технологией является использование теплоты обратной сетевой воды, позволяющей экономить более 3000 тонн условного топлива в год для стационарной снегоплавильной установки производительностью 650 т/ч. Дисконтированный срок окупаемости не превышает 4 лет

2. Проведенный расчет энергетической эффективности технологии применения городских ТЭЦ в схеме подготовки питьевой воды системы централизованного холодного водоснабжения на примере г. Ульяновска показал, что увеличение мощности, развиваемой турбоагрегатом на тепловом потреблении за счет отработавшего пара, превышает 3,3 МВт в расчете на энергоблок с турбиной Т-100-130.

3. Расчет энергетической эффективности нового режима работы баков-аккумуляторов подпиточной воды теплосети показал, что для фактического режима работы Ульяновской ТЭЦ-1 годовая экономия условного топлива превышает 9300 тонн.

4. Разработаны методики расчета технико-экономических показателей ТЭЦ при изменении тепловых схем и режимов работы оборудования, совмещающие в себе метод удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении и нормативную методику расчета показателей тепловой экономичности энергетического оборудования электростанций в соответствии с РД 34.08.552-93 и РД 34.08.552-95. Предложенные методики расчета и разработанные на их основе программные комплексы позволяют проводить расчет при изменении тепловых схем и режимов работы оборудования с приемлемой точностью при уменьшении объема необходимых для расчета исходных данных в сравнении с нормативной методикой.

## ГЛАВА 4. ИССЛЕДОВАНИЕ ПРИМЕНИМОСТИ НОВОГО РЕЖИМА ИСПОЛЬЗОВАНИЯ БАКОВ-АККУМУЛЯТОРОВ ПОДПИТОЧНОЙ ВОДЫ ТЕПЛОСЕТИ

### 4.1. Задачи исследования

Разработанный энергоэффективный режим работы водоподготовительной установки (ВПУ) приготовления подпиточной воды теплосети с заполнением баков-аккумуляторов в часы максимального электропотребления, предусматривает изменение существующего режима работы, при котором в ночное время, когда расход подпиточной воды теплосети минимален, происходит интенсивное заполнение баков-аккумуляторов деаэрированной подпиточной водой за счет увеличения производительности водоподготовительной установки [9, 105]. При новом режиме работы водоподготовительной установки приготовления подпиточной воды теплосети в часы максимального электропотребления при максимальном пропуске пара в конденсаторы паровых турбин подпиточную воду теплосети аккумулируют в существующих баках-аккумуляторах за счет увеличения пропуски исходной подпиточной воды теплосети через встроенный пучок конденсатора паровой турбины, а в часы пониженных электрических нагрузок накопленную в баках-аккумуляторах подпиточную воду теплосети направляют в обратный трубопровод теплосети перед сетевыми подогревателями с одновременным уменьшением пропуски исходной подпиточной воды теплосети через встроенный пучок конденсатора паровой турбины [54]. Применение нового режима работы позволяет сохранить полезную емкость баков-аккумуляторов подпиточной воды теплосети для дальнейшего их заполнения в часы несения станцией максимальной электрической мощности. Основным преимуществом нового режима является увеличение выработки электроэнергии на тепловом потреблении при максимальном пропуске пара в конденсаторы паровых турбин в часы максимального электропотребления.

Осуществление данного режима стало возможным из-за значительного снижения расхода подпиточной воды на ТЭЦ, которое обусловлено введением у большинства потребителей тепловой энергии коммерческого учета теплоносителя в системах отопления и ГВС, а также снижением количества новых подключений к уже существующим централизованным теплоисточникам из-за использования децентрализованных источников теплоты.

Исследование промышленной применимости нового режима работы водоподготовительной установки с заполнением баков-аккумуляторов в часы максимального электропотребления проводилось в 2016 году для реальных условий Ульяновской ТЭЦ-1. Выбор УлТЭЦ-1 для исследования нового режима обусловлен тем, что на станции наблюдается описанное выше снижение расхода подпиточной воды. Количество воды для восполнения потерь из открытой системы теплоснабжения снизилось с 3000 м<sup>3</sup>/ч до 700–1000 м<sup>3</sup>/ч [106].

В настоящее время в условиях оптового рынка электроэнергии и мощности к электрическим станциям, которые входят в состав генерирующих компаний, предъявляются строгие требования по несению заданной электрической нагрузки. За отклонения от диспетчерского графика предусмотрены штрафы, а изменения режимов работы генерирующего оборудования должны в обязательном порядке согласовываться с системным оператором [71].

Для предотвращения влияния исследования на режим работы ТЭЦ использовался метод пассивного эксперимента. Пассивный эксперимент подразумевает под собой измерение исследуемых параметров и режимов без воздействий на изучаемый объект во время нормального функционирования технологического объекта, а значит, позволяет избежать возможного недоотпуска тепловой и электрической энергии [107, 108].

В ходе исследования фиксировалось изменение трех параметров работы ТЭЦ. В качестве измеряемых параметров были выбраны величина генерируемой ТЭЦ электроэнергии и расход подпиточной воды теплосети, а также температуры исходной подпиточной воды теплосети на входе и выходе из встроенного пучка турбины.

## 4.2. Описание установки подпитки теплосети Ульяновской ТЭЦ-1

Установка подготовки подпиточной воды теплосети Ульяновской ТЭЦ-1 состоит из установок подпитки теплосети № 1 и № 2, а также станции подпитки теплосети (рисунок 4.1).

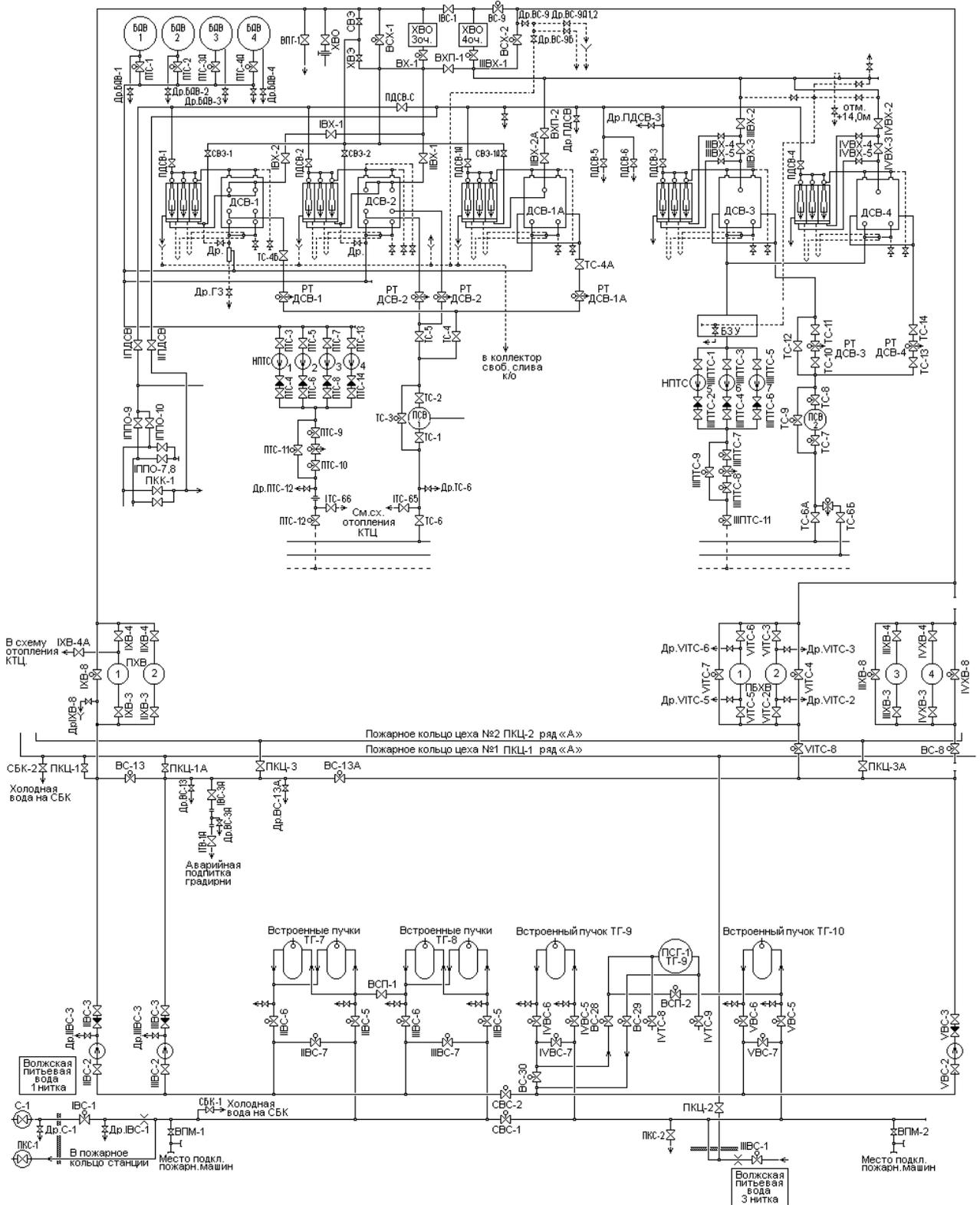


Рисунок 4.1. Схема подпитки теплосети УЛТЭЦ-1

В состав установки подготовки подпиточной воды теплосети входят:

- встроенные в конденсаторы турбин ТГ–7, 8, 9, 10 трубные пучки;
- насосы «сырой» воды НСВ–2, 3, 5 типа ДЗ200–75 (20НДС);
- подогреватели сырой воды ПХОВ № 1, 2, ПХОВ № 3, 4 (ПХОВ–1 типа ПСВ–315–14–23, ПХОВ–2 типа ПСВ–315–3–23, ПХОВ–3,4 типа ПСВ–500–14–23), предназначенные для подогрева исходной подпиточной воды теплосети.

В состав установки подпитки теплосети № 1 входят:

- вакуумные деаэраторы ДСВ № 1, 1А, 2 (ДСВ–1, 2 типа ДВ–800, ДСВ–1А типа ДВ–800М), предназначенные для удаления из подпиточной воды теплосети кислорода и свободной углекислоты;

- подогреватель сетевой воды ПСВ № 1 (типа ПСВ–315–14–23), предназначенный для подогрева сетевой воды, подаваемой на ДСВ № 1, 1А, 2 в качестве греющей среды;

- баки-аккумуляторы подпиточной воды теплосети № 1, 2, 3, 4 объемом 3000 м<sup>3</sup> каждый ( $\Sigma V = 12000 \text{ м}^3$ ), предназначенные для создания запаса воды для компенсации суточной неравномерности потребления горячей воды в открытой системе теплоснабжения г. Ульяновска;

- насосы подпитки теплосети НПТС № 1, 2, 3, 4 (НПТС–1, 2, 3 типа 300Д–90; НПТС–4 типа ДЗ200–75);

- регулятор подпитки теплосети № 1 (РП ТС № 1);

- трубопроводы и запорная арматура;

- контрольно-измерительные приборы.

В состав установки подпитки теплосети № 2 входят:

- вакуумные деаэраторы ДСВ № 3, 4 (типа ДВ–800М), предназначенные для удаления из подпиточной воды теплосети кислорода и свободной углекислоты;

- подогреватель сетевой воды ПСВ № 2 (типа ПСВ–315–14–23), предназначенный для подогрева сетевой воды, подаваемой на ДСВ № 3, 4 в качестве греющей среды;

- бак замера уровня (БЗУ), для обеспечения устойчивой работы насосов подпитки теплосети НПТС 5, 6, 7;

- насосы подпитки теплосети НПТС № 5, 6, 7 (типа Д800–57);
- регулятор подпитки теплосети № 2 (РП ТС № 2);
- трубопроводы и запорная арматура;
- контрольно-измерительные приборы.

В состав станции подпитки теплосети (СПТС) входят:

– баки-аккумуляторы подпиточной воды теплосети № 5, 6, 7 объемом 5000 м<sup>3</sup> каждый ( $\Sigma V = 15000 \text{ м}^3$ ), предназначенные для создания запаса воды для компенсации суточной неравномерности потребления горячей воды в открытой системе теплоснабжения г. Ульяновска;

- насосы баков-аккумуляторов НБА № 1, 2, 3, 4 (типа СД800–32), предназначенные для разрядки баков-аккумуляторов № 5, 6, 7;
- регулятор «разрядки» «Р–Р» баков-аккумуляторов № 5, 6, 7;
- регулятор «зарядки» «Р–З» баков-аккумуляторов № 5, 6, 7;
- трубопроводы и запорная арматура;
- контрольно-измерительные приборы.

Принцип работы подготовки подпиточной воды теплосети Ульяновской ТЭЦ–1

Исходная вода питьевого качества для подпитки теплосети подается с водоканала по 2-м трубопроводам (по 1 и 3 ниткам) в общий подающий коллектор, имеющий секционную задвижку СВС–1. Из общего коллектора исходная вода подается на встроенные трубные пучки конденсаторов турбин ТГ–7, 8, 9, 10, где происходит предварительный нагрев воды, которая, пройдя встроенные пучки, собирается в общий сборный коллектор, имеющий секционную задвижку СВС–2. Из общего сборного коллектора исходная вода поступает на всас насосов «сырой» воды НСВ–2, 3, 5 и затем – в напорный коллектор НСВ, имеющий секционные задвижки ВС–13, 13А. С напорного коллектора НСВ исходная вода поступает в ПХОВ–1, 2 и ПХОВ–3, 4, где происходит дополнительный подогрев исходной воды до температуры 30–40 °С. Далее подогретая до требуемой температуры исходная вода направляется в химический цех (ХВО) по 2-м трубопроводам (3 и 4 очередь).

В химическом цехе (ХВО) исходная вода поступает в декорбанизатор, где вводится ингибитор отложений минеральных солей. Из химического цеха подпиточная вода теплосети по 2-м трубопроводам (3 и 4 очередь) поступает в КТЦ на вакуумные деаэраторы ДСВ–1, 1А, 2, 3, 4, где происходит удаление коррозионно-агрессивных газов (кислорода и свободной углекислоты).

Пройдя деаэрацию в ДСВ–1, 1А, 2, подпиточная вода теплосети поступает на всас подпиточных насосов НПТС–1, 2, 3, 4 или в баки-аккумуляторы № 1, 2, 3, 4, в зависимости от расхода подпиточной воды, и далее через регулятор подпитки теплосети РП ТС № 1 – направляется в обратный трубопровод теплосети.

Пройдя деаэрацию в ДСВ–3, 4, подпиточная вода теплосети поступает в бак замера уровня (БЗУ). Из БЗУ подпиточная вода поступает на всас подпиточных насосов НПТС–5, 6, 7 и далее через регулятор подпитки теплосети РП ТС № 2 в обратный трубопровод теплосети.

При увеличении расхода подпитки теплосети в пиковые часы для поддержания давления в обратной магистрали в работу включается станция подпитки теплосети (СПТС). В соответствии с типовой схемой заполнение баков - аккумуляторов № 5, 6, 7 осуществляется в ночное время за счет открытия регулятора «зарядки» «Р–З». Для опорожнения баков-аккумуляторов № 5, 6, 7 в пиковые часы в работу включаются насосы НБА № 1, 2, 3, 4. Для регулирования расхода воды используется регулятор «разрядки» «Р–Р» баков-аккумуляторов № 5, 6, 7.

### **4.3. Результаты исследования**

В результате исследования получены значения фактических величин генерируемой ТЭЦ электроэнергии и расхода подпиточной воды теплосети, изменяющиеся во времени по часам суток, дням недели и периодам года (рисунок 4.2–4.4).

Полученные данные позволяют определить часы несения станцией максимальной электрической нагрузки, а также «пики» максимального расхода подпиточной воды теплосети. Так, рост выработки электроэнергии, как правило,

начинается в 8 часов утра и продолжается в среднем 11–12 часов, а увеличение расхода подпиточной воды теплосети происходит в 5 часов утра, при этом максимальное водопотребление фиксируется с 19–21 часов вечера. Анализ полученных данных показывает, что характер изменения среднечасовых значений электрической мощности и расхода подпиточной воды теплосети сохраняется в течение года как в отопительный, так и в неотопительный период.

Основным критерием промышленной применимости нового режима работы ВПУ с заполнением баков-аккумуляторов в часы максимального электропотребления является возможность своевременной разрядки аккумуляторных баков.

Существующий режим работы ВПУ подготовки подпиточной воды теплосети осуществляется следующим образом: исходная вода направляется последовательно во встроенный пучок конденсатора турбины, подогреватель исходной воды (ПХОВ) и вакуумный деаэрактор.

Как правило, при заполнении баков-аккумуляторов в ночное время ТЭЦ несет минимальную электрическую мощность, соответственно с минимальными пропусками пара в конденсаторы турбин, что не позволяет обеспечить требуемый нагрев исходной воды (30–40 °С) во встроенных пучках. Поэтому для дополнительного подогрева исходной воды используют ПХОВ.

Средний расход исходной воды составляет:

- неотопительный –  $G = 689$  т/ч,  $t_{\text{вх}} = 20,3$  °С,  $t_{\text{вых}} = 29,5$  °С;
- переходный –  $G = 780$  т/ч,  $t_{\text{вх}} = 6,6$  °С,  $t_{\text{вых}} = 15,0$  °С;
- отопительный –  $G = 683$  т/ч,  $t_{\text{вх}} = 1,0$  °С,  $t_{\text{вых}} = 12,7$  °С.

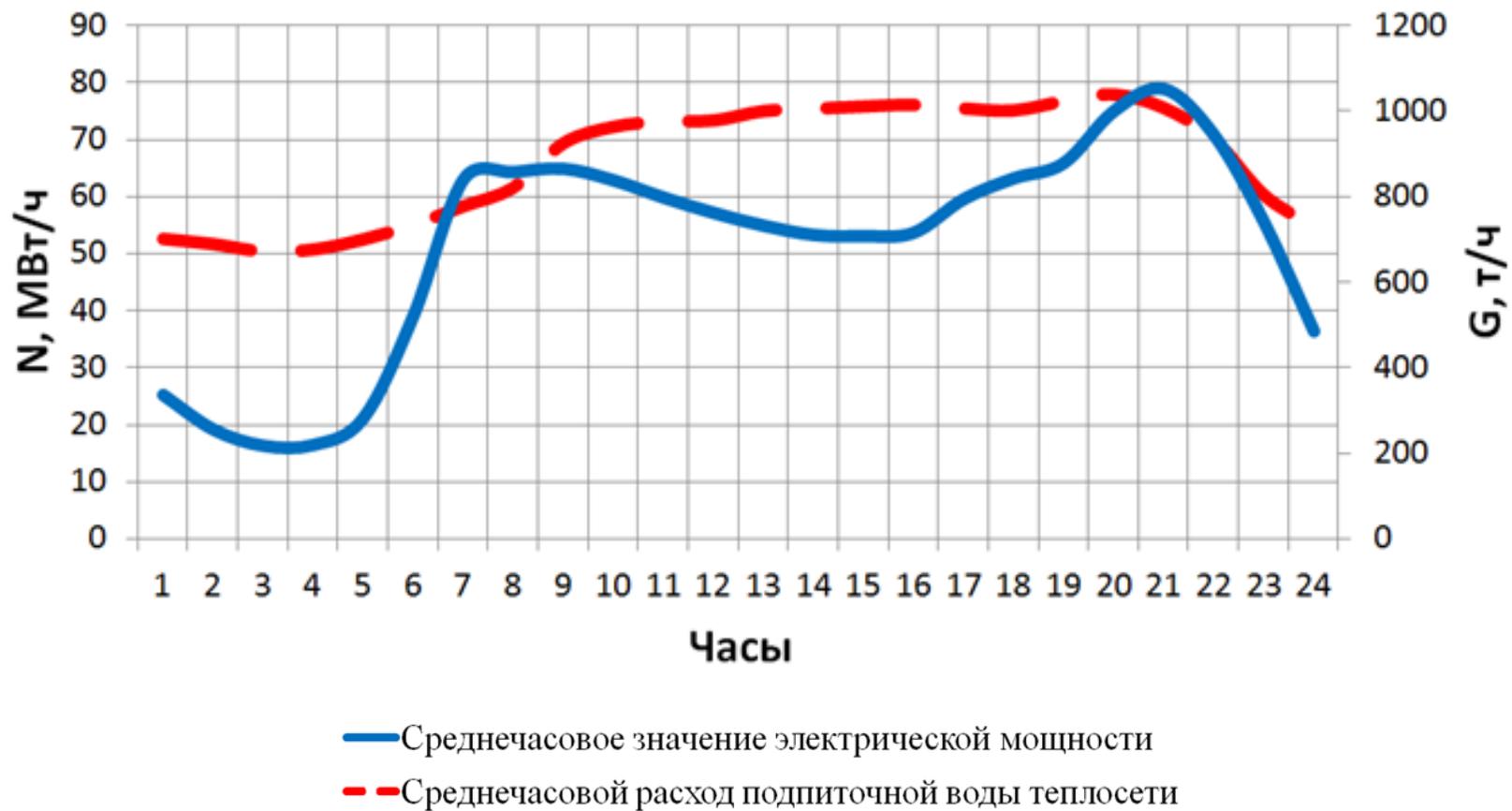


Рисунок 4.2. График зависимости выработки электроэнергии и подпитки теплосети в неотапительный период

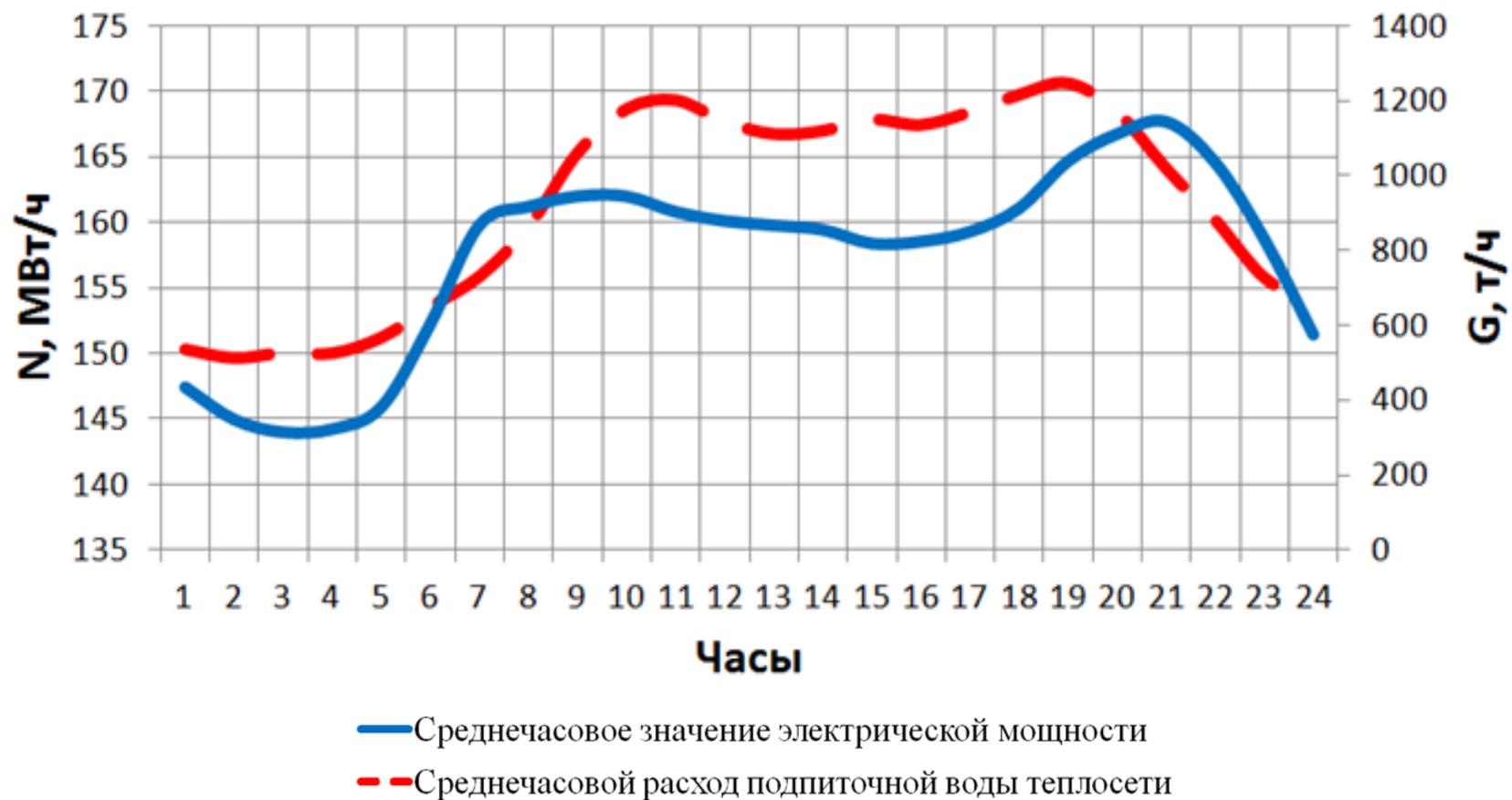


Рисунок 4.3. График зависимости выработки электроэнергии и подпитки теплосети в переходный период



Рисунок 4.4. График зависимости выработки электроэнергии и подпитки теплосети в отопительный период

Предлагаемый режим работы основан на увеличении расхода исходной воды в часы несения станцией максимальной электрической мощности (максимального пропуска пара в конденсаторы турбин). Таким образом, обеспечивается требуемый подогрев исходной воды во встроенном пучке конденсатора турбины без использования ПХОВ с последующей ее деаэрацией и аккумулярованием в баках.

На основе полученных данных смоделированы новые энергоэффективные режимы использования баков-аккумуляторов подпиточной воды теплосети УлТЭЦ–1 для характерных периодов года: отопительного, переходного и неотопительного (рисунок 4.5–4.7).

На рисунке 4.5 представлен предложенный суточный график использования баков-аккумуляторов подпиточной воды теплосети для неотопительного периода с указанием зон заполнения и разрядки АБ. Из графика видно, что процесс заполнения происходит в течение 12 часов в зоне 2, объем подпиточной воды, аккумулярованной на станции за это время, составляет около 4000 м<sup>3</sup>. В зонах № 1 и № 3, которые приходятся на часы несения станцией минимальной электрической нагрузки, происходит снижение расхода исходной подпиточной воды теплосети с одновременным опорожнением баков-аккумуляторов.

Аналогичным образом реализуется новая технология энергоэффективного использования баков-аккумуляторов в переходном и отопительном периодах (рисунок 4.6 и 4.7).

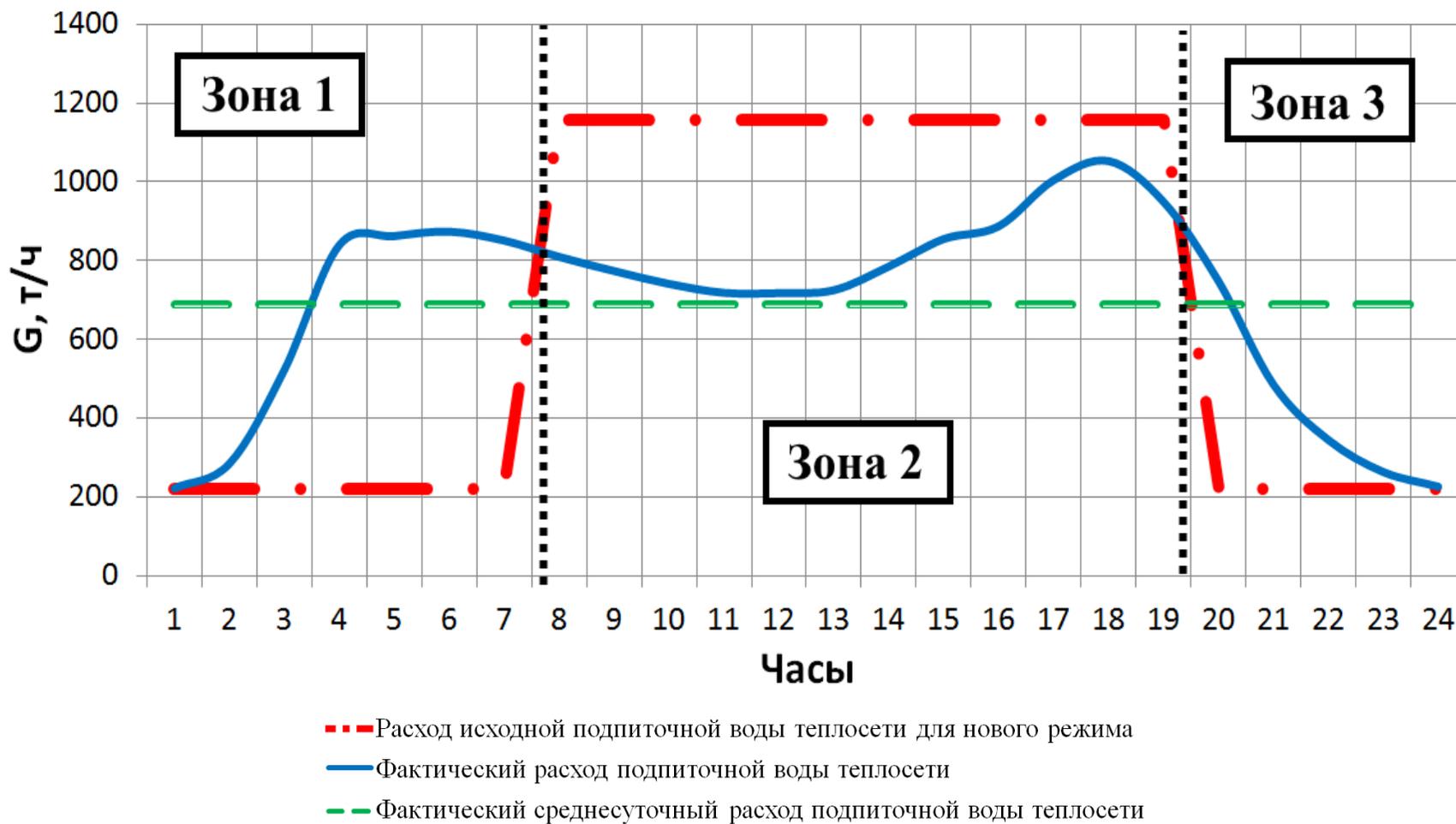


Рисунок 4.5. Новый суточный график использования баков-аккумуляторов в неотапливаемый период

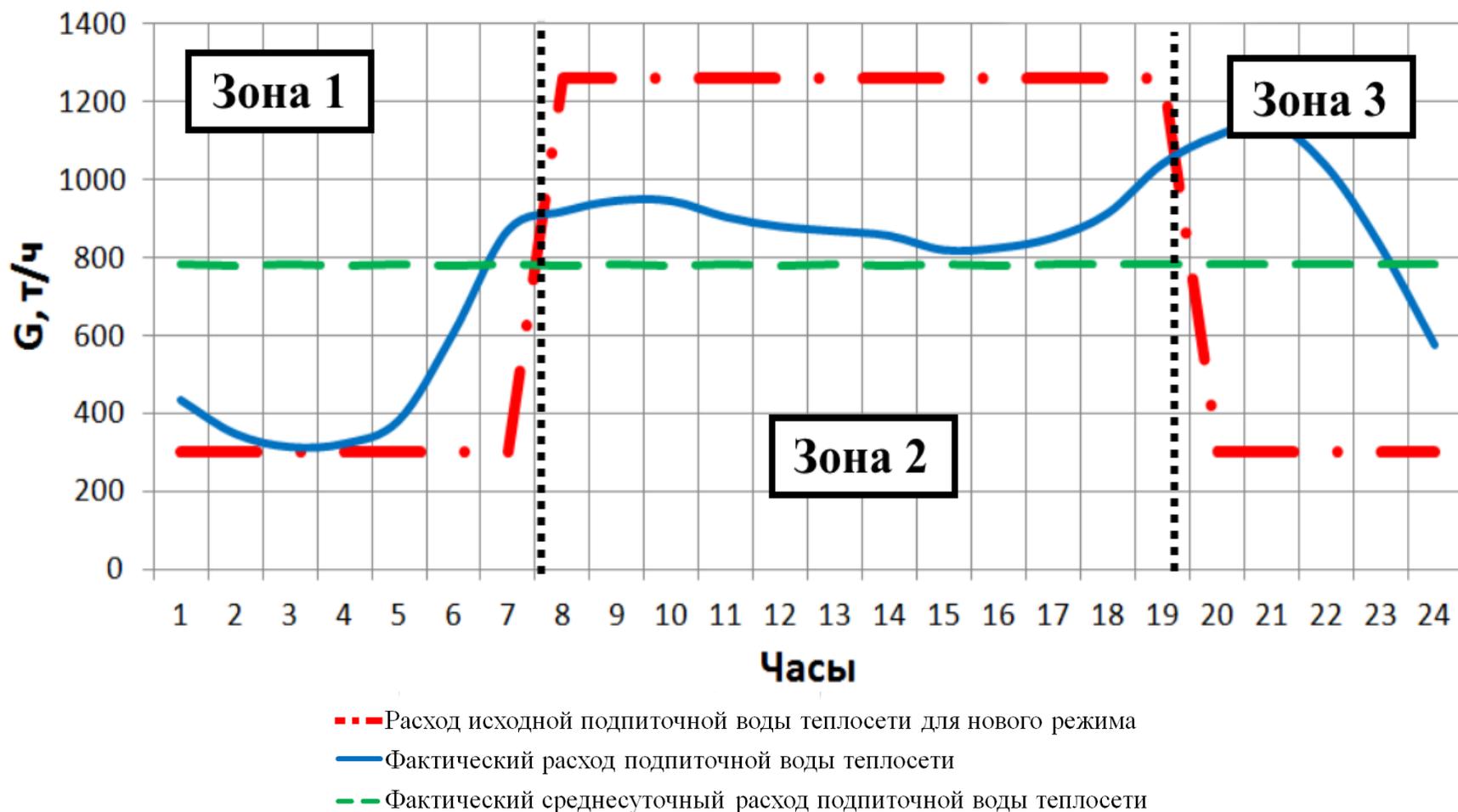


Рисунок 4.6. Новый суточный график использования баков-аккумуляторов в переходный период

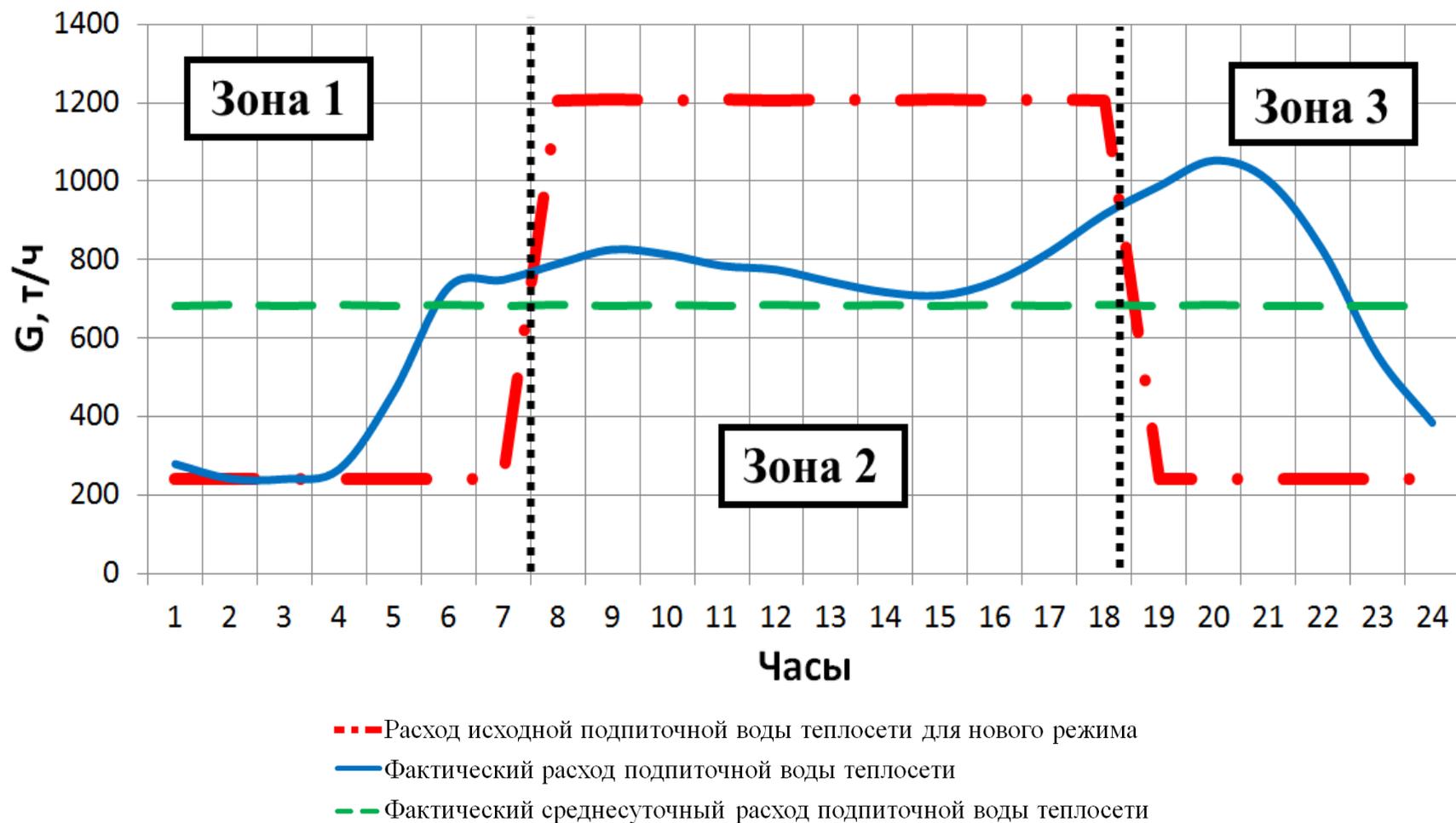


Рисунок 4.7. Новый суточный график использования баков-аккумуляторов в отопительный период

Информация по расходам и объемам накопленной подпиточной воды теплосети для нового режима использования баков-аккумуляторов сведена в таблицу 4.1.

Таблица 4.1.

**Сводная информация по новому режиму использования баков-аккумуляторов**

Параметр	Период		
	Отопительный	Переходный	Неотопительный
Средний расход исходной воды, т/ч	689	780	683
Продолжительность заполнения баков-аккумуляторов, ч	12	12	11
Расход исходной воды в часы максимальной электрической нагрузки, т/ч	1158	1261	1207
Расход исходной воды в часы минимальной электрической нагрузки, т/ч	220	300	240
Объем накопленной воды, м <sup>3</sup>	3882	4365	4651
Объем воды, использованной для подпитки, м <sup>3</sup>	3882	4365	4651

Из таблицы 4.1 видно, что разрядка баков-аккумуляторов до минимальных значений осуществима в условиях эксплуатации промышленно-отопительных ТЭЦ при заполнении баков-аккумуляторов в течение 11-12 часов. Таким образом, применительно к реальным условиям работы УлТЭЦ-1 переход на новый режим работы ВПУ с заполнением баков-аккумуляторов в часы максимального электропотребления позволяет наиболее полно использовать преимущества теплофикации за счет максимально возможного использования отработавшего пара турбин для подогрева исходной подпиточной воды теплосети.

Таким образом, проведенное исследование режимов работы Ульяновской ТЭЦ-1 подтверждает практическую применимость новой технологии энергоэффективного использования баков-аккумуляторов подпиточной воды теплосети в открытых системах теплоснабжения.

## **ВЫВОДЫ ПО ГЛАВЕ 4**

1. В результате проведенного исследования режимов работы Ульяновской ТЭЦ-1 доказана эффективность промышленного применения новой технологии энергоэффективного использования баков-аккумуляторов подпиточной воды теплосети в открытых системах теплоснабжения.

2. На основе полученных данных смоделированы новые режимы заполнения и разрядки баков-аккумуляторов подпиточной воды теплосети, позволяющие максимально использовать отработавший пар турбин для подогрева исходной подпиточной воды теплосети.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Установлено, что на городских теплоэлектроцентралях имеются значительные резервы для повышения эффективности, связанные с использованием энергетического потенциала ТЭЦ в городской инженерной инфраструктуре.

2. Предложен и обоснован комплекс новых технологических решений, обеспечивающих повышение эффективности ТЭЦ за счет использования их энергетического потенциала в городской инженерной инфраструктуре:

– технологии использования ТЭЦ для утилизации вывозимого с городских улиц снега в снегоплавильных установках за счет применения низкопотенциальных источников теплоты: основного конденсата турбины; конденсата сетевых подогревателей турбины; обратной сетевой воды и циркуляционной воды после конденсатора;

– технология применения городских ТЭЦ в схеме подготовки питьевой воды системы централизованного холодного водоснабжения;

– технология энергоэффективного использования баков-аккумуляторов подпиточной воды теплосети в открытых системах теплоснабжения.

3. В результате проведенного исследования режимов работы Ульяновской ТЭЦ–1 доказана эффективность промышленного применения новой технологии энергоэффективного использования баков-аккумуляторов подпиточной воды теплосети в открытых системах теплоснабжения. На основе полученных данных смоделированы новые режимы заполнения и разрядки баков-аккумуляторов подпиточной воды теплосети, позволяющие максимально использовать отработавший пар турбин для подогрева исходной подпиточной воды теплосети.

4. Разработаны методики расчета технико-экономических показателей ТЭЦ при изменении тепловых схем и режимов работы оборудования, совмещающие в себе метод удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении и нормативную методику расчета показателей тепловой экономичности энергетического оборудования электростанций в соответствии с РД 34.08.552–93 и РД 34.08.552–95. Предложенные методики расчета и разработанные на их

основе программные комплексы позволяют проводить расчет технико-экономических показателей ТЭЦ при изменении тепловых схем и режимов работы оборудования с приемлемой точностью при уменьшении объема необходимых для расчета исходных данных в сравнении с нормативной методикой, а также производить быструю оценку влияния величины выработки электроэнергии на тепловом потреблении при изменении схемы или режима работы ТЭЦ на тепловую экономичность при расчете ТЭП в соответствии с РД 34.08.552–93 и РД 34.08.552–95.

5. Выполнена оценка технико-экономических показателей ТЭЦ при реализации новых технологий для утилизации вывозимого с городских улиц снега. Установлено, что наиболее эффективной технологией является использование теплоты обратной сетевой воды, позволяющей экономить более 3000 тонн условного топлива в год для стационарной снегоплавильной установки производительностью 650 т/ч. Дисконтированный срок окупаемости не превышает 4 лет.

6. В результате расчета энергетической эффективности технологии применения городских ТЭЦ в схеме подготовки питьевой воды системы централизованного холодного водоснабжения на примере г. Ульяновска выявлено, что увеличение мощности, развиваемой турбоагрегатом на тепловом потреблении, превышает 3,3 МВт в расчете на энергоблок с турбиной типа Т–100–130.

7. Проведенный для Ульяновской ТЭЦ–1 расчет тепловой экономичности показал, что годовая экономия условного топлива при реализации предложенной технологии энергоэффективного использования баков-аккумуляторов превышает 9300 тонн.

**СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ**

1. Министерство энергетики Российской Федерации [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://minenergo.gov.ru/node/1161>. – Заглавие с экрана. – (Дата обращения: 10.01.2018).
2. Текущее состояние отрасли теплоснабжения [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://minenergo.gov.ru/system/download-pdf/4759/60329>. – Заглавие с экрана. – (Дата обращения: 10.01.2018).
3. Замалеев, М.М. Возможности оптимизации эксплуатационных режимов работы ТЭЦ / М.М. Замалеев, А.А. Салихов // Сб. науч. трудов науч.-исслед. лаборатории «Теплоэнергетические системы и установки» УлГТУ «Теплоэнергетика и теплоснабжение». Выпуск 7. – Ульяновск: УлГТУ, 2010. – 149 с.
4. Замалеев, М.М. Повышение эффективности теплофикации на ТЭЦ / М.М. Замалеев, В.И. Шарапов // Сантехника, отопление, кондиционирование. – 2011. – № 3. – С. 46-48.
5. Замалеев, М.М. О возможностях увеличения теплофикационной выработки электроэнергии на ТЭЦ / М.М. Замалеев, В.И. Шарапов // «Новости теплоснабжения». – 2010. – № 05 (117). – С. 45–49.
6. Андрющенко, А.И. Термодинамические расчеты оптимальных параметров тепловых электростанций / А.И. Андрющенко. – М.: Высшая школа, 1963. – 275 с.
7. Андрющенко, А.И. Теплофикационные установки и их использование / А.И. Андрющенко, Р.З. Аминов, Ю.М. Хлебалин. – М.: Высшая школа, 1989. – 256 с.
8. Бродянский, В.М. Эксергетический метод и перспективы его развития / В.М. Бродянский // Теплоэнергетика. – 1988. – №2. – С. 14–17.
9. Соколов, Е.Я. Теплофикация и тепловые сети / Е.Я. Соколов. – М.: Энергоиздат, 1982. – 360 с.
10. Соколов, Е.Я. Эксергетический метод расчета показателей тепловой экономичности ТЭЦ / Е.Я. Соколов, В.А. Мартынов // Теплоэнергетика. – 1985. – №1. – С. 49–52.

11. Очков, В.Ф. Сохранение и развитие тепловых электростанции или п-генерация / В.Ф. Очков // Энергосбережение и водоподготовка. – 2017. – №1.

12. Клименко, А.В. Особенности комбинированного производства электроэнергии, тепла и холода на базе парогазовой установки / А.В. Клименко, В.С. Агабабов // Теплоэнергетика. – 2015. – № 3. – С. 11–15.

13. Клименко, А.В. Возможность производства холода и дополнительной электроэнергии на тепловой электростанции / А.В. Клименко, В.С. Агабабов // Теплоэнергетика. – 2017. – № 6. – С. 30–37.

14. Клименко, А.В. Схемы тригенерационных установок для централизованного энергоснабжения / А.В. Клименко, В.С. Агабабов // Теплоэнергетика. – 2016. – № 6. – С. 36–43.

15. Агабабов, В.С. О применении детандер-генераторных агрегатов в газовой промышленности / В.С. Агабабов // Энергосбережение и энергосберегающие технологии в энергетике газовой промышленности. – 2001. – № 2. – С. 50–53.

16. Патент 2399781. Способ комбинированного производства электроэнергии, тепла и холода / А.И. Баженов, Е.В. Михеева, Ю.М. Хлебалин // Бюллетень изобретений. – 2010. – № 26.

17. Патент 2369808. Тригенерационная газотурбинная установка / Ф.А. Гайсин, А.Т. Манташов // Бюллетень изобретений. – 2010. – № 28.

18. Клименко, В.В. Оценка потребления электроэнергии на кондиционирование в Москве в условиях ожидаемых изменений климата / В.В. Клименко, А.Г. Терешин, Т.Н. Андрейченко и др. // Энергосбережение и водоподготовка. – 2011. – № 1. – С. 2–6.

19. Патент 46565. Установка для получения электроэнергии, теплоты и холода / В.С. Агабабов, А.Ю. Архарова, Н.В. Малафеева // Открытия. Изобретения. – 2005. – № 16.

20. Патент 2530971. Тригенерационная установка с использованием парогазового цикла для производства электроэнергии и парокомпрессионного теплонасосного цикла для производства тепла и холода / В.С. Агабабов, Ю.О. Байдакова, А.В. Клименко и др. // Открытия. Изобретения. – 2014. – № 29.

21. Патент 2150641. Способ работы детандерной установки и устройство для его осуществления / В.С. Агабабов // Бюллетень изобретений. – 2000. – № 16.

22. Патент 158931. Бестопливная установка для централизованного комбинированного электро- и хладоснабжения / В.С. Агабабов, Ю.О. Байдакова, А.В. Клименко и др. // Бюллетень изобретений. – 2015. – № 18.

23. Пупырев, Е.И. Новые технологии утилизации московского снега / Е.И. Пупырев, В.Е. Корецкий // Чистый город. – 2007. – № 4. – С. 33–34.

24. Пупырев, Е. И. Комплексная модернизация объектов жизнеобеспечения современного мегаполиса / Е. И. Пупырев. – М.: Изд-во «Академия коммунального хозяйства им К. Д. Памфилова», 2013. – 344 с.

25. Корецкий, В. Е. Утилизация снега в Москве / В. Е. Корецкий, Е.И. Пупырев // Экология и промышленность России. – 2001. – №7. – С. 16–18.

26. Корецкий, В.Е. Методы утилизации снега, вывозимого с магистралей города / В.Е. Корецкий // Тез. доклада на 3-ем Международном конгрессе по управлению отходами ВЕЙСТЕК. М., 2003. – С. 321–322.

27. Корецкий, В.Е. Методы утилизации снега, вывозимого с магистралей города / В.Е. Корецкий // Чистый город. – 2004. – № 1(25). – С. 14–16.

28. Корецкий, В.Е. Опыт проектирования снегосплавного пункта на канализационном коллекторе г. Уфы / В.Е. Корецкий, А.С. Шеломков, А.С. Романовская и др. // Водоснабжение и санитарная техника. – 2004. – № 4(2) . – С. 48–51.

29. Корецкий, В.Е. Система промышленной утилизации снега, вывозимого с магистралей города / В.Е. Корецкий // Химическое и нефтегазовое машиностроение. – 2004. – № 10. – С. 36–37.

30. Корецкий, В.Е. Геоэкологические проблемы северных мегаполисов и крупных городов / В.Е. Корецкий // Вестник МГСУ. – 2007. – №3. – С. 19–23.

31. Систер, В. Г. Инженерно-экологическая защита водной системы северного мегаполиса в зимний период / В.Г. Систер, В.Е. Корецкий. – М.: Изд-во МГУЭИ, 2004. – 159 с.

32. Корецкий, В.Е. Варианты развития мощностей системы снегоудаления Москвы / В.Е. Корецкий // Экология и промышленность России. – 2005. – № 4. – С.8–10.
33. Тувальбаев, Б.Г. Утилизация снего-ледовой массы – одна из перспективных муниципальных задач, решаемых городской ТЭЦ / Б.Г. Тувальбаев, В.И. Моисеев // Энергосбережение и водоподготовка. – 2014. – № 1. – С. 8–13.
34. Тувальбаев, Б.Г. Отдалённые перспективы использования ТЭС / Тувальбаев Б.Г. // Энергосбережение и водоподготовка. – 2010. – №4. – С. 2–5.
35. Тувальбаев, Б.Г. Насущные проблемы развития энергетики мегаполисов / Б.Г. Тувальбаев, Ю.В. Скобцов // Известия Академии промышленной экологии. – 2005. – №4. – С. 22–28.
36. Тувальбаев, Б.Г. Городская ТЭЦ – новая структурная производственно-генерирующая составляющая городского энергетического хозяйства / Тувальбаев Б.Г., В.И. Моисеев // Энергосбережение и водоподготовка. – 2012. – №2(76). – С. 2–7.
37. Патент 129945. Стационарная снегоплавильная установка циркуляционного типа / Б.Г. Тувальбаев // Бюллетень изобретений. – 2013. – №12.
38. Храменков, С.В. Системы удаления снега с использованием городской канализации / С.В. Храменков, А.Н. Пахомов, М.В. Богомоллов и др. // Водоснабжение и санитарная техника. – 2008. – № 10. – С.19–30.
39. Ухин, Д.В. Утилизация снежно-ледяных масс с дорожных покрытий с использованием низкопотенциальных источников теплоты : дис. ... канд. тех. наук: 05.23.11 / Ухин Дмитрий Владимирович. – Воронеж, 2010. – 151 с.
40. Справочная энциклопедия дорожника (СЭД). Том VIII. Охрана окружающей среды при строительстве и ремонте автомобильных дорог / под ред. В.П. Подольского. – М.: Информавтодор, 2008. – 503 с.
41. Корецкий, В.Е. Геоэкологические основы теории и практики инженерной защиты водной системы северного мегаполиса в зимний период: : дис. ... д-ра тех. наук: 25.00.36 / Корецкий Владимир Евгеньевич. – М., 2007. – 292 с.

42. Никифорова, Е.М. Экологические последствия применения противогололедных реагентов для почв Восточного округа Москвы / Е.М. Никифорова, Н.Е. Кошелева, Т.С. Хайбрахманов // Вестник Московского университета. Серия 5: География. – 2016. – № 3. – С. 40–49.

43. ОДМ 218.3.031-2013 «Методические рекомендации по охране окружающей среды при строительстве, ремонте и содержании автомобильных дорог» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://meganorm.ru/Index2/1/4293778/4293778879.htm>. – Заглавие с экрана. – (Дата обращения: 15.01.2018).

44. О подготовке к зиме 2011–2012 гг. Распоряжение Правительства г. Москвы от 22 марта 2011 г. № 200-ПП [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.garant.ru/hotlaw/moscow/314969/>. – Заглавие с экрана. – (Дата обращения: 15.01.2018).

45. Откуда теплом повеяло? Коммунальщики приспособляются к холодным зимам и мокрому снегу // Российская газета. – 2011. – №5385(9). – 20.01.2011.

46. Распоряжение Департамента экономической политики и развития г. Москвы от 29 декабря 2010 г. N 95-р. Об утверждении Методики расчета ставок нормативных условно-постоянных расходов по эксплуатации мобильных снегоплавильных установок, в том числе с учетом работы в нетипичных погодных условиях зимнего периода, а также предельной расценки на плавление снега [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.norm-load.ru/SNiP/Data1/60/60144/index.htm>. – Заглавие с экрана. – (Дата обращения: 23.10.2017).

47. Мобильные снегоплавильные установки «Тотем» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.vtk-prom.ru/catalog/snegoplavilnye-ustanovki/>. – Заглавие с экрана. – (Дата обращения: 19.02.2018).

48. Борьба со снегом: почему у зарубежных городов получается лучше, чем у Москвы [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.forbes.ru/mneniya/idei/235335-borba-so-snegom-pochemu-u-zarubezhnyh->

gorodov-poluchaetsya-luchshe-chem-u-moskvу. – Заглавие с экрана. – (Дата обращения: 10.01.2018).

49. Росводоканал [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [http://www.rosvodokanal.ru/customer/water\\_supply/](http://www.rosvodokanal.ru/customer/water_supply/). – Заглавие с экрана. – (Дата обращения: 15.01.2018).

50. Очистка воды на водопроводных станциях [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.elite-water.ru/stati/kachestvo-ochistki-vody-na-vodoprovodnyh-stancijah>. – Заглавие с экрана. – (Дата обращения: 10.01.2018).

51. Халтурина, Т.И. Водоотводящие системы промышленных предприятий: конспект лекций / Т.И. Халтурина, О.В. Чурбакова. – Красноярск: СФУ, 2008. – 261с.

52. Информация об установленных тарифах [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://tarif.ekonom73.ru/info-tarif.html>. – Заглавие с экрана. – (Дата обращения: 3.03.2018).

53. Федеральный закон от 23 ноября 2009 г. №261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» // Российская газета. – 2009. – №5050. – 27.11.2009.

54. Губин, И.В. Расчет энергетической и экономической эффективности новых технологий утилизации снега на ТЭЦ / Губин И.В. // В сборнике: Теплоэнергетика и теплоснабжение. Сборник научных трудов научно-исследовательской лаборатории «Теплоэнергетические системы и установки» УлГТУ. Вып. 12. Ульяновск: 2016. С. 130-138.

55. Замалеев, М.М. Технико-экономическое обоснование новых технологий утилизации снега на ТЭЦ / М.М. Замалеев, В.И. Шарапов, И.В. Губин и др. // Известия высших учебных заведений. – 2016. – №11-12. – С. 3-9.

56. Замалеев, М.М. Использование энергетического потенциала ТЭЦ для нужд коммунального хозяйства / М.М. Замалеев, В.И. Шарапов, И.В. Губин и др. // Труды Академэнерго. – 2016. – № 2. – С. 37–48.

57. Губин, И.В. О возможности использования ТЭЦ для утилизации снега на примере г. Ульяновска / И.В. Губин, М.М. Замалеев // Энергосбережение в городском хозяйстве, энергетике, промышленности: Седьмая Международная научно-техническая конференция (г. Ульяновск, 21–22 апреля 2017 г.): сборник научных трудов. Т. 1. – Ульяновск: УлГТУ, 2017. – 329 с.

58. Замалеев, М.М. Проблема утилизации снега в крупных городах / М.М. Замалеев, И.В. Губин, В.И. Шарапов // В сборнике: Теплоэнергетика и теплоснабжение. Сборник научных трудов научно-исследовательской лаборатории «Теплоэнергетические системы и установки» УлГТУ. Вып. 11. Ульяновск: 2015. С. 141-151.

59. Патент 165883. Тепловая электрическая станция / М.М. Замалеев, В.И. Шарапов, И.В. Губин и др. // Бюллетень изобретений. – 2016. – №31.

60. Патент 165483. Стационарная снегоплавильная установка на базе ТЭЦ / М.М. Замалеев, В.И. Шарапов, И.В. Губин и др. // Бюллетень изобретений. – 2016. – №29.

61. Замалеев, М.М. Применение ТЭЦ в схеме подготовки питьевой воды системы централизованного холодного водоснабжения / М.М. Замалеев, В.И. Шарапов, И.В. Губин и др. // Энергосбережение и водоподготовка. – 2016. – № 5. – С. 46–50.

62. Замалеев, М.М. Энергоэффективные решения совместного использования городской инфраструктуры централизованного тепло- и водоснабжения / М.М. Замалеев, И.В. Губин // Энергосбережение в городском хозяйстве, энергетике, промышленности: Седьмая Международная научно-техническая конференция (г. Ульяновск, 21–22 апреля 2017 г.): сборник научных трудов. Т. 1. – Ульяновск: УлГТУ, 2017. – 329 с.

63. Замалеев, М.М. О возможностях организации полезного использования теплоты отработавшего пара турбин ТЭС / М.М. Замалеев, А.А. Салихов, В.И. Шарапов // Энергосбережение в городском хозяйстве, энергетике, промышленности: сборник научных трудов Шестой Международной научно-

технической конференции, г. Ульяновск, 21–22 апреля 2013 г. – Ульяновск: УлГТУ, 2013. – 428 с.

64. Патент 165933. Система водоснабжения / М.М. Замалеев, В.И. Шарапов, И.В. Губин и др. // Бюллетень изобретений. – 2016. №31.

65. Большая энциклопедия нефти и газа [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.ngpedia.ru/id087755p1.html>. – Заглавие с экрана. – (Дата обращения: 12.11.2017).

66. Свод правил: СП 32.13330.2012. Канализация. Наружные сети и сооружения : Взамен СНиП 2.04.03–85.– М.: Росэкострой, 2012. – 92 с.

67. Принципиальная схема ТЭЦ [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://ссpowerplant.ru/principialnaya-sхема-tec/>. – Заглавие с экрана. – (Дата обращения: 19.12.2017).

68. Губин, И.В. Повышения тепловой экономичности ТЭЦ при оптимизации работы баков-аккумуляторов подпиточной воды теплосети / И.В. Губин // Молодежный инновационный форум Пятый Международный Россия, г. Ульяновск, 1416 сентября 2016 года): сборник аннотаций проектов / сост. Е. А. Глухова, Ю. Е. Чамчиян. – Ульяновск: УлГТУ, 2016. – 658 с.

69. Губин, И.В. Об эффективном использовании баков-аккумуляторов подпиточной воды теплосети для повышения тепловой экономичности ТЭЦ / Губин И.В. // В сборнике: Теплоэнергетика и теплоснабжение. Сборник научных трудов научно-исследовательской лаборатории «Теплоэнергетические системы и установки» УлГТУ. Вып. 12. Ульяновск: 2016. С. 123-129.

70. Патент 164974. Тепловая электрическая станция / М.М. Замалеев, В.И. Шарапов, И.В. Губин и др. // Бюллетень изобретений. – 2016. – №27.

71. Шарапов, В.И. Повышение эффективности систем регенерации турбин ТЭЦ / В.И. Шарапов, М.М. Замалеев. – Ульян. гос. техн. ун-т. – Ульяновск: УлГТУ, 2009. – 289 с.

72. Замалеев, М.М. Повышение эффективности систем регенерации теплофикационных паровых турбин : дис. ... канд. тех. наук: 05.14.14 / Замалеев Мансур Масхутович. – Иваново, 2008. – 202 с.

73. Макарова, Е.В. Совершенствование технологий противокоррозионной обработки питательной воды ТЭЦ : дис. ... канд. тех. наук: 05.14.14 / Макарова Елена Владимировна. – Ульяновск, 2004. – 173 с.

74. Рыжкин, В. Я. Тепловые электрические станции / В.Я. Рыжкин. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 328 с.

75. Теплотехнический справочник . Т. 1 / [Галактионов, В.В.], [Пикус, В.Ю.], [Горбунова, Н.И.] и др.; под общ. ред. В.Н. Юренева. – Изд. 2-е, перераб. – М.: Энергия, 1975. – 744с.

76. Шарапов, В.И. Оценка тепловой экономичности технологических изменений в работе ТЭЦ / В.И. Шарапов // Теплоэнергетика и теплоснабжение. Сборник научных трудов научно-исследовательской лаборатории «Теплоэнергетические системы и установки». – 2015. – №11. – С. 30.

77. Nuorkivi A. Allocation of Fuel Energy and Emissions to Heat and Power in CHP // EnergyAN Consulting. September, 2010. P. 2–22.

78. Gochenour C., Silvennoinen A., Antila H., Pulkkinen R. Regulation of heat and electricity produced in combined heat-and-power plants. World Bank Technical Paper. October, 2003. 130 p.

79. Коростелева, Т.С. Разработка процедур распределения затрат при формировании себестоимости энергии на ТЭЦ в рыночных условиях хозяйствования : автореф. дис. ...канд. экон. наук (08.00.05) / Коростелева Татьяна Сергеевна. – Самара, 2005. – 24 с.

80. Буров, В.Д. Тепловые электрические станции: учебник для вузов / В.Д. Буров, Е.В. Дорохов, Д.П. Елизаров и др. – М.: Издательский дом МЭИ, 2009. – 466 с.

81. Матвеев, А.С. Тепловые и атомные электрические станции / А.С. Матвеев. – Томск. Изд-во ТПУ, 2009 . – 190 с.

82. Стерман, Л.С. Тепловые и атомные электростанции / Л.С. Стерман, В.М. Лавыгин, С.Г. Тишин. – М.: Издательство МЭИ, 2004. – 424 с.

83. Щепетильников, М.И. Анализ тепловых схем ТЭЦ / М.И. Щепетильников, А.Г. Ильченко // Межвуз. науч.-техн. сборник «Теплоэнергетика

электрических станций и промышленных установок». – Томск: Томск. политехн. ин-т.1977. – С. 93–97.

84. Буланин, В.А. Метод анализа энергобаланса паротурбинной установки / В.А. Буланин, Е.Д. Родимкин // Электрические станции. – 1978. – №11. – С. 35–38

85. Андрющенко, А.И. Методика расчета энергетической эффективности технологических процессов. Методические указания к изучению курса «Методы термодинамического анализа установок и систем» / А.И. Андрющенко. – Саратов: Изд-во СарГТУ, 1989. – 31 с.

86. Гохштейн, Д.П. Современные методы термодинамического анализа энергетических установок / Д.П. Гохштейн. – М.: Энергия, 1969. – 368 с.

87. Гохштейн, Д.П. Энтропийный метод расчета энергетических потерь / Д.П. Гохштейн. – М. – Л.: ГЭИ, 1963. – 325 с.

88. Шарапов, В.И. Методика оценки энергетической эффективности структурных изменений в тепловых схемах ТЭС / В.И. Шарапов // Труды Академэнерго. – 2015. – № 2. – С. 27–37.

89. Шарапов, В. И. О тепловой экономичности схем подогрева подпиточной воды / В.И. Шарапов // Электрические станции. – 1988. – № 7. – С. 36–39.

90. Рубинштейн, Я.М. Расчет влияния изменений в тепловой схеме на экономичность электростанций / Я.М. Рубинштейн, М.И. Щепетильников. – М.: Энергия, 1969. – 259 с.

91. Щепетильников, М.И. Влияние режимных факторов на коэффициенты ценности тепла / М.И. Щепетильников // Электрические станции. – 1977. – №3. – С. 41–44.

92. Гельтман, А.Э. Расчет коэффициентов изменения мощности теплофикационных турбин / А.Э. Гельтман, Н.И. Шапиро // Теплоэнергетика. – 1975. – №4. – С. 39–42.

93. Кузнецов, А.М. Метод расчета выработки электроэнергии на тепловом потреблении / А.М. Кузнецов // Электрические станции. – 1970. – № 8. – С. 31–33.

94. Мошкарин, А.В. Методы анализа тепловой экономичности и способы проектирования энергетических объектов тепловых электростанций : дис. ... д-ра.

техн. наук: 05.14.14 / Мошкарин Андрей Васильевич. – Иваново: ИГЭУ, 1995. – 410 с.

95. Шарапов, В.И. Сравнение экономичности ТЭЦ с атмосферными и вакуумными деаэраторами / В.И. Шарапов // Электрические станции. – 1979. – № 4. – С. 30–33.

96. Шапиро, Г.А. Повышение экономичности ТЭЦ / Г.А. Шапиро. – М.: Энергоиздат, 1981. – 200 с.

97. Бененсон, Е.И. Теплофикационные паровые турбины / Е.И. Бененсон, Л.С. Иоффе. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 272 с.

98. Мошкарин, А.В. Испарительные установки тепловых электростанций / А.В. Мошкарин, Р.Ш. Бускунов. – М.: Энергоатомиздат, 1994. – 272 с.

99. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов и их отбору для финансирования : утв. М-вом экономики Рос. Федерации, М-вом финансов Рос. Федерации и Гос-м комитетом Рос. Федерации по строительной, архитектурной и жилищной политике 21.06.99. – 235 с.

100. Методические указания по составлению отчета электростанции и акционерного общества энергетики и электрификации о тепловой экономичности оборудования : РД 34.08.552–93. – М.: СПО ОРГРЭС, 1993.

101. Методические указания по составлению отчета электростанции и акционерного общества энергетики и электрификации о тепловой экономичности оборудования : РД 34.08.552–95. – М.: ОРГРЭС, 1995.

102. Калмыков, М.В. О возможных подходах к методологии распределения затрат сжигаемого топлива на отпуск электрической и тепловой энергии / М.В. Калмыков // Энергетик. – 2010. – № 6. – С. 13–15.

103. Свид. 2016662635 Российская Федерация. Свидетельство об официальной регистрации программы для ЭВМ. Расчет показателей тепловой экономичности ТЭЦ в соответствии с РД 34.08.552-93 / М.М. Замалеев, В.И. Шарапов, И.В. Губин, В.А. Павлов, И.В. Япаров; заявл. 22.09.16; опубл. 16.11.16, Реестр программ для ЭВМ.

104. Свид. 2016662634 Российская Федерация. Свидетельство об официальной регистрации программы для ЭВМ. Расчет показателей тепловой экономичности ТЭЦ в соответствии с РД 34.08.552-95 / М.М. Замалеев, В.И. Шарапов, И.В. Губин, В.А. Павлов, И.В. Япаров; заявл. 22.09.16; опубл. 16.11.16, Реестр программ для ЭВМ.

105 Замалеев, М.М. Совершенствование тепловых схем энергоблоков повышенной эффективности / М.М. Замалеев // Теплоэнергетика и теплоснабжение: Сборник научных трудов научно-исследовательской лаборатории «Теплоэнергетические системы и установки» УлГТУ. Выпуск 6. – Ульяновск: УлГТУ, 2009. – 161 с.

106. Замалеев, М.М. Разработка энергоэффективных технологий использования регенеративных отборов пара турбин ТЭЦ / М.М. Замалеев // Теплоэнергетика и теплоснабжение: Сборник научных трудов научно-исследовательской лаборатории «Теплоэнергетические системы и установки» УлГТУ. Выпуск 6. – Ульяновск: УлГТУ, 2009. – 161 с.

107. Винарский, М.С. Планирование эксперимента в технологических исследованиях / М.С. Винарский, М.В. Лурье. – Киев: Техника, 1975. – 185 с.

108. Хартман, К. Планирование эксперимента в исследовании технологических процессов / К. Хартман, Э. Лецкий, В. Шефер. – М.: Мир, 1977. – 552 с.

## **ПРИЛОЖЕНИЯ**

**ПРИЛОЖЕНИЕ 1**

**Документ, подтверждающий  
использование результатов  
диссертационной работы**

### СПРАВКА

**об использовании результатов диссертационной работы аспиранта  
ФГБОУ ВО «Ульяновский государственный технический университет»  
Губина Игоря Викторовича**

Настоящая справка подтверждает, что материалы диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук Губина Игоря Викторовича приняты к внедрению в практическую деятельность в Ульяновском филиале ПАО «Т Плюс»:

- технология в соответствии с патентом РФ №165883 с использованием охлаждающей воды перед градирней ТЭЦ в качестве греющего агента для стационарной снегоплавильной установки на базе ТЭЦ;

- технология в соответствии с патентом РФ №165483 с использованием обратной сетевой воды в качестве греющего агента для стационарной снегоплавильной установки на базе ТЭЦ;

- технология в соответствии с патентом РФ №164974, предусматривающая рациональное использование баков-аккумуляторов подпиточной воды теплосети для повышения тепловой экономичности ТЭЦ.

Предложенные технологии, дающие реальный экономический эффект, подтвержденный технико-экономическими расчетами, приняты к внедрению на предприятиях Ульяновского филиала ПАО «Т Плюс» в рамках программы оптимизации теплового узла.

**Приложения:**

1. Патент 165883. Тепловая электрическая станция / М.М. Замалеев, В.И. Шарапов, И.В. Губин и др. // Бюллетень изобретений. – 2016. - №31.
2. Патент 165483. Тепловая электрическая станция / М.М. Замалеев, В.И. Шарапов, И.В. Губин и др. // Бюллетень изобретений. – 2016. - №29.
3. Патент 164974. Тепловая электрическая станция / М.М. Замалеев, В.И. Шарапов, И.В. Губин и др. // Бюллетень изобретений. – 2016. – №27.

Заместитель главного инженера филиала  
«Ульяновский» ПАО «Т Плюс»



В.Н. Захаров

«15» декабря 2016 года

**ПРИЛОЖЕНИЕ 2**

**Документ, подтверждающий  
практическую реализацию  
результатов работы**

### Акт внедрения

Настоящий Акт свидетельствует, что методика расчета технико-экономических показателей (ТЭП) при изменении тепловых схем и режимов работы оборудования ТЭЦ, реализованная в виде программных продуктов «Расчет показателей тепловой экономичности ТЭЦ в соответствии с РД 34.08.552-93» (свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ №2016662635) и «Расчет показателей тепловой экономичности ТЭЦ в соответствии с РД 34.08.552-95» (свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ №2016662634), разработанная Замалеевым Мансуром Масхутовичем и Губиным Игорем Викторовичем, внедрена в рабочий процесс Ульяновских ТЭЦ.

Расчетные математические модели и разработанные на их основе программы совмещают в себе метод удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении и методику оценки энергетической эффективности работы ТЭЦ в соответствии с РД 34.08.552-93 и РД 34.08.552-95 «Методические указания по составлению отчета электростанции и акционерного общества энергетики и электрификации о тепловой экономичности оборудования» и предназначены для расчета фактических значений показателей тепловой экономичности при изменении тепловых схем и режимов работы оборудования ТЭЦ «физическим» и «пропорциональным» методами.

Программное обеспечение используется на Ульяновских ТЭЦ при ежемесячных и ежесуточных расчетах показателей тепловой экономичности оборудования в рамках подготовки ценовых заявок для оптового рынка электроэнергии и мощности, а также для оценки влияния структурных и режимных изменений в схемах ТЭЦ на ТЭП.

В ходе эксплуатации программ подтверждено, что они обладают всеми заявленными возможностями.

Главный инженер филиала  
«Ульяновский» ПАО «Т Плюс», к.т.н.

  
М.Р. Феткулов



« 12 » 12 2017 года

**ПРИЛОЖЕНИЕ 3**

**Свидетельства о государственной регистрации  
программы для ЭВМ**

## РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



## СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2016662635

**Расчет показателей тепловой экономичности ТЭЦ в соответствии с РД 34.08.552-93**

Правообладатель: *Общество с ограниченной ответственностью «Научно-технический центр «Лидер» (ООО НТЦ «Лидер») (RU)*

Авторы: *Замалеев Мансур Масхутович (RU), Шарапов Владимир Иванович (RU), Губин Игорь Викторович (RU), Павлов Владимир Андреевич (RU), Япаров Ильяс Вадимович (RU)*

Заявка № 2016619961

Дата поступления 22 сентября 2016 г.

Дата государственной регистрации

в Реестре программ для ЭВМ 16 ноября 2016 г.



Руководитель Федеральной службы  
по интеллектуальной собственности

Г.П. Ивлиев

## РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



## СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2016662634

**Расчет показателей тепловой экономичности ТЭЦ в соответствии с РД 34.08.552-95**

Правообладатель: *Общество с ограниченной ответственностью «Научно-технический центр «Лидер» (ООО НТЦ «Лидер») (RU)*

Авторы: *Замалеев Мансур Масхутович (RU), Шарапов Владимир Иванович (RU), Губин Игорь Викторович (RU), Павлов Владимир Андреевич (RU), Япаров Ильяс Вадимович (RU)*

Заявка № **2016619960**

Дата поступления **22 сентября 2016 г.**

Дата государственной регистрации

в Реестре программ для ЭВМ **16 ноября 2016 г.**

*Руководитель Федеральной службы по интеллектуальной собственности*

*Г.П. Ивлиев*

