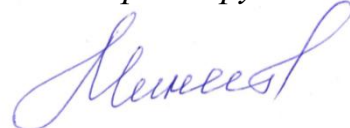


Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего образования  
«Ивановский государственный энергетический университет  
имени В.И. Ленина»

*На правах рукописи*



**МИНЕЕВ Павел Алексеевич**

**ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ  
ТУРБОУСТАНОВОК ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ  
С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ИСКУССТВЕННЫХ  
НЕЙРОННЫХ СЕТЕЙ**

Специальность: 2.4.5 – Энергетические системы и комплексы  
(технические науки)

**ДИССЕРТАЦИЯ**

на соискание ученой степени кандидата технических наук

Научный руководитель:

доктор технических наук, доцент  
Горбунов Владимир Александрович

## Реферат

Диссертация 157 стр., 50 рис., 11 табл., 174 библ.

Электрическая станция, турбоустановка, паровая турбина, системы турбоустановки, энергетическая эффективность, нейросетевое моделирование.

**Объектом исследования** являются турбоустановки и вспомогательные системы турбоустановок электрических станций.

**Цель диссертационной работы** заключается в повышении энергетической эффективности эксплуатации действующих ТУ ЭС за счет оптимизации их режима работы с использованием искусственных НС.

В рамках исследования был осуществлен детальный аналитический обзор, в ходе которого были тщательно изучены и проанализированы различные методы и подходы, направленные на повышение энергетической эффективности работы турбинного оборудования. В этом контексте особое внимание было уделено изучению перспективных технологий, которые могут оказать значительное влияние на улучшение показателей эффективности энергосистем. На основе проведенного анализа и использования передовых научных методик было предложено инновационное научно-обоснованное технологическое решение, которое предполагает комплексную оптимизацию режимов работы турбоустановки с использованием искусственных нейронных сетей. Разработаны алгоритм создания нейросетевых моделей и оптимизационный алгоритм турбоустановки. Алгоритмы реализованы в виде единого программного комплекса. Проведено исследование возможностей системы управления турбоустановки и на его основе определены группы варьируемых параметров. Алгоритмы проверены на данных промышленного эксперимента, проведенного на турбоустановке К-1000-60/3000. При решении задачи оптимизации работы турбоустановки по удельному расходу тепла среднее значение прироста выручки рассмотренной электрической станции за 2022 год могло бы составить около 73,9 млн. руб.

# ОСНОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ, ИНДЕКСЫ И СОКРАЩЕНИЯ

## Обозначения величин

- $\mathcal{E}$  – выработка электрической энергии, МВт·ч;  
 $N$  – электрическая мощность, МВт;  
 $\tau$  – время работы, ч;  
 $G$  – расход, т/ч;  
 $T$  – продолжительность, ч;  
 $\bar{B}$  – средняя глубина выгорания ядерного горючего, МВт (т) · сутки/ $m$  U;  
 $\eta$  – коэффициент полезного действия нетто АЭС;  
 $x_n$  – содержание  $U^{235}$  в обогащенном уране;  
 $C_0$  – содержание  $U^{235}$  в природном уране;  
 $y$  – содержание  $U^{235}$  в отвальном уране обогатительного производства;  
 $Q$  – теплота, МВт;  
 $d_{\mathcal{E}}$  – удельный расход теплоносителя на выработку эл. энергии, кг/(кВт·ч);  
 $d_T$  – удельный расход теплоносителя на выработку теп. энергии, кг/(кВт·ч);  
 $q_{\mathcal{E}}$  – удельный расход тепла на выработку эл. энергии, кДж/(кВт·ч);  
 $q_T$  – удельный расход тепла на выработку теп. энергии, кДж/(кВт·ч);  
 $b_{\mathcal{E}}$  – удельный расход условного топлива на выработку эл. энергии, кДж/(кВт·ч);  
 $h$  – удельная энтальпия пара, кДж/кг;  
 $\eta$  – коэффициент полезного действия;  
 $a$  – средняя глубина выгорания ядерного горючего, МВт (т) сутки/ $m$  U;  
 $B_{\text{ят}}$  – топливная загрузка, тU;  
 $\mathcal{E}_{\text{отп}}$  – количество электрической энергии, отпущенной АЭС, МВт·ч.  
 $\mu$  – коэффициент использования установленной мощности (КИУМ);  
 $n$  – кампания топлива в активной зоне реактора, год;  
 $Q_{\text{н.у.}}^p$  – теплота сгорания условного топлива (29,3 МДж/кг);  
 $ct$  – удельная энтальпия воды, кДж/кг;  
 $Y$  – значение целевой функции.

**Индексы**

|          |                                                        |
|----------|--------------------------------------------------------|
| к        | — топливная кампания;                                  |
| мгнов    | — мгновенный;                                          |
| н        | — насыщение;                                           |
| нап      | — напор насоса;                                        |
| нсс      | — насос слива сепарата;                                |
| об       | — основной бойлер;                                     |
| ок       | — основной конденсат;                                  |
| отп      | — отпуск (тепловой или электрической энергии);         |
| оу       | — охладитель уплотнений;                               |
| п        | — природный уран;                                      |
| пб       | — пиковый бойлер;                                      |
| пв       | — питательная вода;                                    |
| пвд      | — подогреватель высокого давления;                     |
| пг       | — парогенератор;                                       |
| пнд      | — подогреватель низкого давления;                      |
| полн     | — полный;                                              |
| пп       | — промежуточный перегрев;                              |
| пр       | — продувка;                                            |
| р        | — реактор;                                             |
| расчет   | — расчетное значение;                                  |
| с        | — сепарат;                                             |
| теп      | — тепловая;                                            |
| топл     | — топливо;                                             |
| упл      | — система уплотнений;                                  |
| уст      | — установленная;                                       |
| цвд, цнд | — цилиндры высокого и низкого давления соответственно; |
| э, эл    | — электрическая;                                       |
| эж       | — эжекторная установка;                                |
| 0        | — начальный/исходный;                                  |
| <i>i</i> | — внутренняя.                                          |

### Сокращения

- АСР – автоматическая система регулирования;
- АСУ – автоматическая система управления;
- АЭС – атомная электрическая станция;
- ИГЭУ – Ивановский государственный энергетический университет;
- КИУМ – коэффициент использования установленной мощности;
- КМ – компьютерная модель;
- КПД – коэффициент полезного действия;
- КЭН – конденсатный электронасос;
- КЭС – конденсационная электрическая станция;
- МУТ – механизм управления турбиной;
- НС – искусственная нейронная сеть, нейросетевые (про технологии или модель);
- ПГУ – парогазовая установка;
- ПНД – подогреватель низкого давления;
- ПО – программное обеспечение;
- ПТУ – паротурбинная установка;
- РУ – регулятор уровня;
- СРК – стопорно-регулирующий клапан;
- ТУ – турбоустановка;
- ТЭС – тепловая электрическая станция;
- ТЭП – технико-экономические показатели;
- УРП – удельный расход пара;
- УРТ – удельный расход тепла;
- УРУТ – удельный расход условного топлива;
- ЭС – электрическая станция;
- BFSG – алгоритм Бройдена-Флетчера-Гольдбафа-Шенно;
- CLR – общезыковая исполняющая среда;
- MLP – многослойный персептрон.

## ОГЛАВЛЕНИЕ

|                                                                                                                                                     |           |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| <b>ВВЕДЕНИЕ.....</b>                                                                                                                                | <b>8</b>  |
| <b>ГЛАВА 1. ОБЗОР И АНАЛИЗ СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ ПРОБЛЕМ<br/>В ОБЛАСТИ ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ<br/>ТУРБОУСТАНОВОК .....</b>         | <b>14</b> |
| 1.1. Анализ современных методов повышения энергетической эффективности<br>турбоустановок.....                                                       | 14        |
| 1.1.1. Повышение энергетической эффективности турбины и вспомогательных<br>систем .....                                                             | 15        |
| 1.1.2. Подходы к рационализации режимов работы турбоустановок .....                                                                                 | 20        |
| 1.2. Повышение энергетической эффективности турбоустановок путем<br>оптимизации их режима работы.....                                               | 24        |
| 1.2.1. Традиционные методы оптимизации работы оборудования<br>электрических станций.....                                                            | 27        |
| 1.2.2. Перспективные методы оптимизации работы оборудования<br>электрических станций.....                                                           | 29        |
| 1.3. Обзор существующих искусственных нейронных сетей.....                                                                                          | 32        |
| 1.4. Выводы по первой главе.....                                                                                                                    | 37        |
| 1.5. Постановка целей и задач исследования .....                                                                                                    | 41        |
| <b>ГЛАВА 2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЦЕЛЕВЫХ ФУНКЦИЙ И ВХОДНЫХ ДАННЫХ<br/>ДЛЯ НЕЙРОННЫХ СЕТЕЙ ТУРБОУСТАНОВОК. ПРОВЕДЕНИЕ<br/>ПРОМЫШЛЕННОГО ЭКСПЕРИМЕНТА.....</b> | <b>41</b> |
| 2.1. Определение критериев повышения энергетической эффективности<br>турбоустановок электрических станций.....                                      | 42        |
| 2.2. Разработка аналитической модели турбоустановки К-1000-60/3000 .....                                                                            | 47        |
| 2.3. Определение необходимого набора измеряемых входных параметров.<br>Проведение промышленного эксперимента.....                                   | 53        |
| 2.4. Оценка погрешности измерений .....                                                                                                             | 57        |
| 2.5. Выводы по второй главе.....                                                                                                                    | 60        |
| <b>ГЛАВА 3. РАЗРАБОТКА НЕЙРОСЕТЕВОЙ МОДЕЛИ<br/>ТУРБОУСТАНОВКИ .....</b>                                                                             | <b>61</b> |
| 3.1. Анализ влияния параметров на целевые функции .....                                                                                             | 61        |
| 3.1.1. Факторный анализ.....                                                                                                                        | 61        |

|                                                                                                                                                  |            |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------|
| 3.1.2. Кластерный анализ.....                                                                                                                    | 63         |
| 3.1.3. Анализ результатов факторного и кластерного анализа.....                                                                                  | 65         |
| 3.2.Разработка алгоритма создания искусственных нейронных сетей турбоустановок. Разработка и валидация нейронной сети.....                       | 65         |
| 3.3.Разработка программного комплекса.....                                                                                                       | 73         |
| 3.4.Выводы по третьей главе.....                                                                                                                 | 81         |
| <b>ГЛАВА 4. РЕШЕНИЕ ЗАДАЧИ ОПТИМИЗАЦИИ РЕЖИМА РАБОТЫ ТУРБОУСТАНОВКИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ИСКУССТВЕННЫХ НЕЙРОННЫХ СЕТЕЙ .....</b>                     | <b>82</b>  |
| 4.1.Оценка возможностей системы регулирования турбоустановки. Предварительный анализ режимов работы турбоустановки при оптимизации .....         | 82         |
| 4.1.1.Предварительный анализ влияния уровней конденсата греющего пара в подогревателях системы регенерации на режим работы турбоустановки ....   | 87         |
| 4.1.2.Предварительный анализ влияния расхода греющего пара на промежуточный пароперегреватель на режим работы турбоустановки.....                | 91         |
| 4.1.3.Предварительный анализ влияния расхода циркуляционной воды в конденсатор на режим работы турбоустановки.....                               | 93         |
| 4.2.Оптимизация режима работы турбоустановки .....                                                                                               | 97         |
| 4.3.Выводы по четвертой главе. Оценка эффективности использования, разработанных алгоритмов оптимизации.....                                     | 108        |
| <b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....</b>                                                                                                                          | <b>111</b> |
| <b>СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ .....</b>                                                                                                                   | <b>113</b> |
| <b>ОСНОВНЫЕ ПУБЛИКАЦИИ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ .....</b>                                                                                             | <b>129</b> |
| <b>ПРИЛОЖЕНИЯ .....</b>                                                                                                                          | <b>133</b> |
| <b>ПРИЛОЖЕНИЕ 1. Свидетельства о государственной регистрации программ для ЭВМ, разработанных по тематике диссертационного исследования .....</b> | <b>134</b> |
| <b>ПРИЛОЖЕНИЕ 2. Документы, подтверждающие практическую реализацию диссертационной работы.....</b>                                               | <b>137</b> |
| <b>ПРИЛОЖЕНИЕ 3. Параметры, фиксируемые при проведении промышленного эксперимента .....</b>                                                      | <b>140</b> |
| <b>ПРИЛОЖЕНИЕ 4. Результаты разработки аналитической модели .....</b>                                                                            | <b>143</b> |

## ВВЕДЕНИЕ

### **Актуальность темы исследования.**

Турбоустановки (ТУ) на электрических станциях (ЭС) относятся к основному оборудованию, обеспечивающему процесс производства электрической энергии. В связи с этим эффективность их работы оказывает значительное влияние на эффективность работы ЭС как системы в целом. Оценка и повышение энергетической эффективности работы оборудования ЭС необходимы в соответствии с государственными требованиями и с целью рационализации использования топлива на ЭС.

При этом большинство характеристик работы ТУ на ЭС записываются и накапливаются в виде больших массивов данных. На основе этих данных возможно проведение анализа режима работы ТУ ЭС: оценка энергетической эффективности эксплуатации оборудования и отклонений в функционировании систем.

На сегодняшний день, на ЭС большие данные обрабатываются в основном с использованием графического представления, а алгоритмы оптимизации могут отсутствовать, либо обладают низкой точностью вследствие использования упрощенных методик расчета целевых функций, либо требуют достаточно больших вычислительных мощностей, что делает невозможным их использование в режиме реального времени при эксплуатации – параллельно с работой систем записи характеристик работы ТУ. Искусственные нейросетевые (НС) технологии являются одним из эффективных способов обработки больших данных. Их апробация на ЭС показала рост энергетической эффективности при оптимизации таких систем, как вакуумная система и система регенерации ТУ. При этом скорость обработки данных с использованием НС моделей разрешает применение оптимизационных алгоритмов в режиме реального времени. Точность НС моделей при вычислении критериев эффективности также достаточно высока и приближена к точности приборов учета.

Вследствие представленной оценки, актуальной задачей является анализ возможности применения НС моделей в целях оценки эффективности работы ТУ

и разработка оптимальных режимов работы ТУ с использованием НС моделей.

### **Степень разработанности темы диссертации.**

Вопросами повышения энергетической эффективности различных систем ТУ ЭС более 150 лет назад стали активно заниматься, как в России, так и за рубежом. Существенный вклад внесли такие ученые, как Костюк А.Г., Трухний А.Д., Ольховский Г.Г., Юрин В.Е., Валамин А.Е., Киндра В.О., Хоменок Л.А., Калбалиев Р.Ф., Голдин А.С. и многие другие ученые.

Задачи моделирования ТУ ЭС, в том числе с использованием современного программного обеспечения, с целью исследования их эффективности продолжают решать в научных школах Ивановского государственного энергетического университета имени В.И. Ленина, Казанского государственного энергетического университета, НИУ МЭИ, Саратовского научного центра РАН, Нижегородского государственного технического университета имени Р.А. Алексеева, Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого и ряда других вузов и научных организаций.

До настоящего времени задачами оптимизации режима работы находящихся в эксплуатации ТУ ЭС занимались только с точки зрения традиционных оптимизационных алгоритмов. Основу для их применения заложили такие ученые СССР, как Веников В.А., Кржижановский Г.М. и Горштейн В.М. При этом существуют новые способы оптимизации действующих ТУ ЭС – методы машинного обучения, а именно НС моделирование. На сегодняшний день НС модели показали прирост эффективности вспомогательных систем ЭС в отдельности, в связи с тем, что они позволяют обрабатывать данные промышленного эксперимента с большей точностью. Однако вопросы, связанные с ростом эффективности основного оборудования, а именно ТУ ЭС в целом, малоизучены – требуется проведение исследований в данном направлении.

**Цель диссертационной работы** заключается в повышении энергетической эффективности эксплуатации действующих ТУ ЭС за счет оптимизации их режима работы с использованием искусственных НС.

Для достижения поставленной цели в диссертационной работе решаются следующие **задачи**:

1. Анализ и подбор целевых функций для оптимизации режима работы ТУ ЭС, находящихся в эксплуатации.
2. Разработка аналитической модели ТУ, позволяющей производить расчет основных расходов пара и воды и целевых функций, для целей обучения НС моделей.
3. Разработка алгоритма, необходимого для создания НС моделей ТУ ЭС, с использованием методов кластерного и факторного анализа. Апробация и программная реализация алгоритма разработки НС моделей с использованием данных промышленного эксперимента, проведенного на ТУ К-1000-60/3000.
4. Разработка алгоритма повышения эффективности ТУ с использованием НС моделей ТУ. Апробация и программная реализация алгоритма повышения эффективности с использованием данных промышленного эксперимента, проведенного на ТУ К-1000-60/3000.
5. Оценка эффективности использования разработанных алгоритмов на примере ТУ К-1000-60/3000.

**Научная новизна работы** состоит в следующем:

1. Разработана модель расчета показателей тепловой экономичности ТУ ЭС с использованием искусственных НС и методов кластерного и факторного анализа, отличающаяся высоким уровнем точности расчета, допускающей возможность применения алгоритмов решения задачи повышения эффективности работы ТУ в режиме реального времени при эксплуатации
2. Определены группы параметров для систем, характеризующих ТУ, оказывающих влияние на режим работы ТУ и регулируемых в режиме реального времени при эксплуатации ТУ. Проведена оценка их значимости посредством предварительного анализа режима работы ТУ.
3. Разработан алгоритм решения задачи оптимизации работы ТУ на ос-

нове модели расчета показателей тепловой экономичности ТУ с использованием искусственных НС, позволяющий определять направление повышения эффективности работы оборудования.

**Теоретическая значимость** работы обусловлена следующим. **Доказана** целесообразность использования удельного расхода пара (УРП), удельного расхода тепла (УРТ), удельного расхода условного топлива (УРУТ) в качестве основных показателей (целевых функций), отражающих энергетическую эффективность работы ТУ ЭС, при разработке НС моделей. **Исследовано** влияние уровней конденсата греющего пара в подогревателях системы регенерации ТУ, расхода греющего пара на промежуточный пароперегреватель ТУ, расхода циркуляционной (охлаждающей) воды в конденсатор ТУ на УРТ. **Изложены** результаты обработки и анализа данных промышленных экспериментальных исследований ТУ, результаты разработки НС модели и алгоритма решения задачи повышения эффективности ТУ. **Обоснована** целесообразность применения НС технологий к моделированию ТУ, обеспечивающего постановку и решение задачи повышения эффективности оборудования.

#### **Практическая значимость работы:**

1. Разработанный программный комплекс, позволяющий производить расчет значений целевых функций, параметров и расходов пара и воды, основанный на искусственных НС и теоретических моделях, защищенный свидетельством о государственной регистрации программ для ЭВМ («Программа для определения показателей эффективности паротурбинной установки К-1000-60/3000», св-во о гос. регистрации № 2025665520).

2. Разработанные и реализованные в виде программного комплекса математические модели повышения эффективности ТУ: поиска оптимальных значений целевых функций при изменении значений варьируемых параметров в допустимых пределах. Свидетельство о государственной регистрации программ для ЭВМ («Программа для оптимизации паротурбинной установки К-1000-60/3000», св-во о гос. регистрации № 2025665520).

**Методология и методы исследования.** В диссертационной работе использованы методология и методы НС моделирования, балансовых расчетов технологических схем энергоустановок, оптимизации, обработки и анализа экспериментальных данных, расчета процессов теплообмена и технико-экономических показателей ТУ ЭС.

**Степень достоверности результатов проведенных исследований.** Достоверность подтверждается использованием апробированных методов математического моделирования ТУ, согласованностью результатов работы с данными, опубликованными в работах других авторов для предельных случаев, применением установленных в нормативных документах методов обработки результатов экспериментального исследования, совпадением данных численного моделирования с использованием НС технологий и результатов экспериментального исследования.

**Положения, выносимые на защиту:**

1. Алгоритм разработки НС моделей ТУ.
2. НС модель ТУ на примере К-1000-60/3000.
3. Алгоритм решения задачи повышения эффективности ТУ, разработанный с использованием НС моделей, на примере К-1000-60/3000.
4. Результирующие параметры работы ТУ К-1000-60/3000, полученные в ходе практического использования разработанных программных модулей оптимизации ТУ.

**Реализация результатов работы.** Программный комплекс «Оптимизация работы ТУ К-1000-60/300» принят к рассмотрению в Филиале АО «Концерн Росэнергоатом» «Калининская атомная станция», а также внедрен в учебный процесс на кафедрах «Тепловые электрические станции», «Атомные электрические станции» ИГЭУ при подготовке обучающихся по направлению «Теплоэнергетика и теплотехника» (13.03.01 и 13.04.01) и специалистов по направлению «Атомные станции: проектирование, эксплуатация и инжиниринг» (14.05.02).

**Личный вклад автора** заключается в анализе и поиске оптимальных параметров, используемых в качестве целевых функций для оптимизации работы ТУ; в разработке аналитической модели ТУ К-1000-60/3000, алгоритма создания НС моделей ТУ, НС моделей по поиску целевых функций и значений расходов пара, алгоритмов решения задачи повышения эффективности ТУ, программного комплекса «Оптимизация работы турбоустановки»; в сборе, обработке и анализе экспериментальных данных; в подготовке публикаций по тематике диссертационной работы.

**Апробация работы.** Основные положения и результаты диссертационной работы опубликованы и обсуждались на 9 конференциях, в том числе: VIII Международной научно-практической конференции «Актуальные проблемы и пути развития энергетики, техники и техно-логий» (г. Балаково, 2022); XXII и XXIII Международных научно-технических конференциях «Состояние и перспективы развития электро- и теплотехнологии» (г. Иваново, 2023, 2025); XVII, XVIII, XIX Международных научно-технических конференциях студентов, аспирантов и молодых ученых «Энергия» (г. Иваново, 2022, 2023, 2024); XIII Семинаре вузов по теплофизике и энергетике (г. Нижний Новгород, 2023); XXX, XXXI Международных научно-технических конференциях студентов и аспирантов «Радиоэлектроника, электротехника и энергетика» (г. Москва, 2024, 2025).

**Публикации.** Материалы диссертации отражены в 26 опубликованных работах, в том числе в 4 статьях в рецензируемых научных изданиях, рекомендованных ВАК Минобрнауки РФ, 1 статье, индексируемой в международной базе Scopus, 1 статье в других изданиях, 18 тезисах и полных текстах докладов конференций, получено 2 свидетельства о государственной регистрации программ для ЭВМ.

**Структура и объём диссертации.** Диссертация состоит из введения, четырех глав, заключения по работе, списка использованных источников из 174 наименований. Текст диссертации изложен на 157 страницах машинописного текста, содержит 50 рисунков, 11 таблиц и 4 приложения.

# **Глава 1. ОБЗОР И АНАЛИЗ СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ ПРОБЛЕМ В ОБЛАСТИ ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТУРБОУСТАНОВОК**

## **1.1. Анализ современных методов повышения энергетической эффективности турбоустановок**

Задачей анализа и поиска путей повышения энергетической эффективности ТУ тепловых и атомных электрических станций активно занимаются исследователи-теплоэнергетики. Данный факт связан с достаточно низкими значениями коэффициента полезного действия (КПД) современных ЭС [1].

Увеличение значения КПД способствует снижению расхода топлива на ЭС. При этом мировые запасы топлива, как традиционного (уголь, природный газ, нефть), так и ядерного (природный уран), стремятся к своему исчерпанию [2, 3], а тенденция повышения эффективности использования топлива ежегодно растет [4].

Данные аспекты отслеживаются главным образом в Федеральных документах. В комплексной государственной программе РФ «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности» к основным стратегическим приоритетам относится замена существующих устаревших энергоблоков с низкими показателями энергетической эффективности современными ЭС и теплоэлектроцентралями [5]. В планах строительства РФ отмечается не только замена существующего оборудования более новым, но и увеличение совокупной мощности ЭС, так как, даже в минимальном прогнозе, происходит рост потребления и экспорта электрической энергии [6]. Вопросы повышения эффективности существующих и строящихся ЭС также рассматриваются в Федеральном Законе «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности» [7].

Методы повышения эффективности ТУ глобально могут быть классифицированы в зависимости от:

1. Типа рассматриваемого оборудования (основное – турбина, вспомогательные системы), их конструкции и схем включения;
2. Подходов к рационализации режимов работы ТУ и степени автоматизации расчетных и аналитических алгоритмов.

#### **1.1.1. Повышение энергетической эффективности турбины и вспомогательных систем**

Паровые ТУ для различных типов ЭС (ТЭЦ, КЭС, работающих на традиционном виде топлива, или АТЭЦ, АЭС, работающих на основе энергии деления ядерного топлива) не имеют принципиальных отличий, относятся к основному оборудованию и включают в себя непосредственно турбину (проточную часть) и дополнительные системы:

1. Система маслоснабжения;
2. Вакуумная система;
3. Система регенерации;
4. Система концевых уплотнений;
5. Прочие системы, переменные для различных типов ЭС и входящего в них оборудования (например, система ТПН).

**Система маслоснабжения** ТУ используется для подачи, фильтрации, охлаждения и регенерации масла, которое используется для смазки подшипников турбины и гидравлического привода в системе регулирования турбины. Основная задача системы заключается в обеспечении надежной работы турбины за счет поддержания оптимальных условий смазки и охлаждения [8].

Основные работы при повышении эффективности работы системы маслоснабжения связаны с улучшением качества очистки и оптимизации процессов охлаждения масла [9, 10].

**Вакуумная система** необходима для обеспечения необходимого для процесса расширения пара теплоперепада посредством поддержания вакуума

и включает в себя конденсатор и вспомогательные системы [11]. К обвязке и вспомогательным системам относятся: выхлопной патрубок турбины, эжекторную установку, систему циркуляционной воды и конденсаторопроводы до конденсатных электронасосов (КЭН) первого подъема.

При оптимизации работы вакуумной системы большое внимание уделяется повышению площади теплообмена и совершенствованию конструкции градирен [12, 13], оценке возможности регулирования вакуума в конденсаторе посредством изменения расхода циркуляционной воды при регулировании, в частности, частотой вращения или углом поворота лопаток циркуляционных насосов [14, 15]. Со стороны циркуляционной воды также производится разработка методов поиска и устранения присосов в паровое пространство конденсатора [16].

Конструкция выхлопного патрубка турбины также оказывает большое влияние на эффективность работы данной системы. Вследствие этого ведутся разработки по снижению потерь с выходной скоростью в выхлопном патрубке турбины [17, 18].

**Система регенерации** на ЭС является одной из самых больших и металлоёмких и включает в себя: трубопроводы питательной воды и основного конденсата, насосное оборудование, паропроводы отборов турбины, теплообменное оборудование (подогреватели низкого и высокого давлений, деаэрационная установка).

Большим направлением повышения эффективности системы является интенсификация процесса теплообмена в подогревателях высокого и низкого давления. Так, вопросом интенсификации теплообмена в пристенном слое теплообменных аппаратов занимаются в Воронежском государственном университете [19]: в данной работе исследовано влияние образования вихрей Тейлора-Гертлера с помощью применения специальной конструкции канала, в котором проходит рабочее тело, на интенсивность теплообмена. Сравнение про-

изводилось с традиционными каналами гладкой формы. В итоге использование специальных каналов с лунками с целью образования вихрей привело к увеличению коэффициента теплопередачи на 28%.

Ученые Азербайджанской государственной нефтяной академии отмечают, что главным критерием при интенсификации теплообмена за счет изменения конфигурации канала является превалирование экономического эффекта от увеличения коэффициента теплопередачи над увеличением гидравлических потерь, которые однозначно возникают в данном случае [20]. Использование формы каналов, предложенных в [20], позволяет повысить эффективность работы теплообменного оборудования в переходных режимах до 70%.

В ходе авторского исследования теплообменного оборудования энергоблоков одной из АЭС России определено, что вследствие ряда причин установленные теплообменные аппараты системы регенерации не обеспечивают необходимые запроектированные параметры рабочего тела [169]. В связи с этим открываются значительные перспективы к проведению исследований в направлениях повышения эффективности эксплуатации и надежности работы теплообменников.

Относительно **системы концевых уплотнений** современные динамические и статические уплотнения снижают утечки пара, повышая КПД турбины. Совершенствование системы уплотнений позволяет добиться уменьшения утечек на 3-5 % [21].

Ряд ученых и крупных энергетических предприятий занимается поиском оптимальной конструкции ТУ и органов регулирования и поддержания требуемой системным оператором электрической нагрузки. Так в Уральском энергетическом институте предлагают способ соплового парораспределения с минимальным дросселированием пара за счет неравномерного распределения количества сопел для каждого сегмента по законами  $Z_{\min}$ ,  $Z_{\min}$ ,  $2^1 \cdot Z_{\min}$ ,  $2^2 \cdot Z_{\min}$ ,  $2^3 \cdot Z_{\min} \dots Z_{\text{пос}}$  или  $Z_{\min}$ ,  $Z_{\min}$ ,  $2 \cdot Z_{\min}$ ,  $3 \cdot Z_{\min}$ ,  $5 \cdot Z_{\min}$ ,  $\dots Z_{\text{пос}}$  [22];

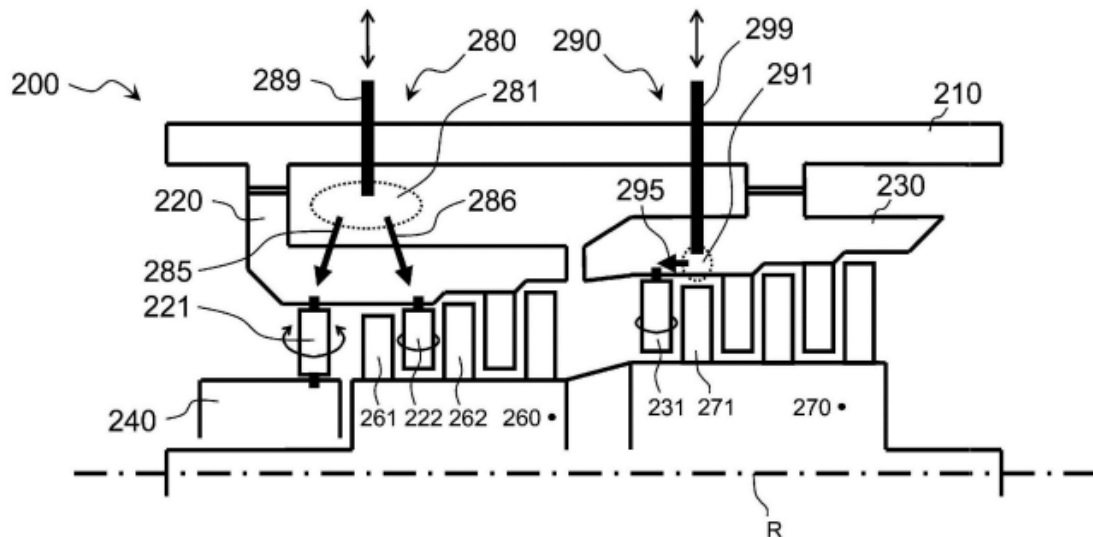


Рисунок 1. Конструкция паровой турбины компании Nuovo Pignone [23]

предприятие Nuovo Pignone – конструкцию паровой турбины с поворотными лопатками статора с целью регулирования потока пара в переменных режимах работы ТУ (Рисунок 1) [23]; ЗАО «УТЗ» - дополнительный регулирующий отсек в цилиндре паровой турбины для повышения эффективности в переходных режимах, как способ модернизации и конструирования ТУ (Рисунок 2) [24];

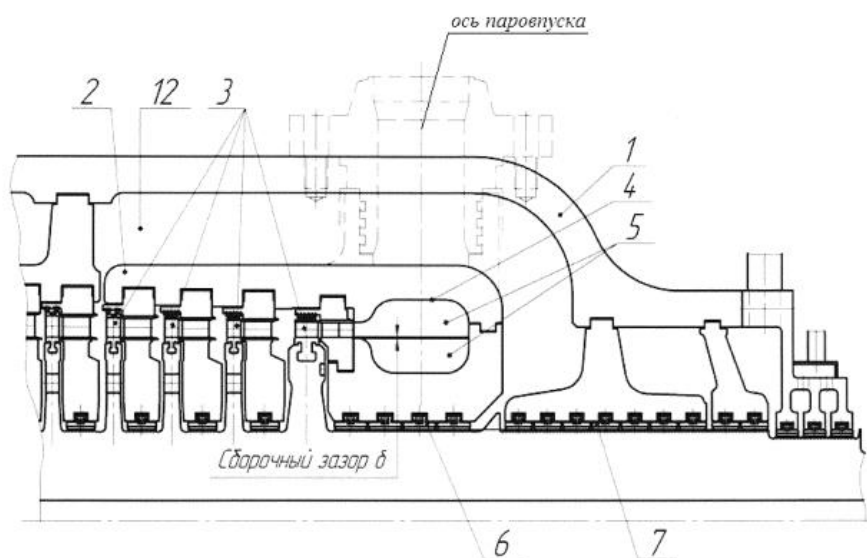


Рисунок 2. Продольный разрез части цилиндра высокого давления с регулирующим отсеком ЗАО «УТЗ» [24]

сложную многокамерную конструкцию двухпоточного цилиндра среднего давления паровой турбины представляют в ОАО «НПО ЦКТИ» (Рисунок 3)

[25]. Отдельно следует выделить крупнейшие предприятия, занимающиеся совершенствованием конструктивных характеристик турбинного оборудования, у которых суммарное количество тематических патентов в период с 1998 года по 2012 год по данным [26] составляет более 200 единиц: АО «Ленинградский металлический завод» (127 патентов), ОАО «Калужский турбинный завод» (24 патента), ЗАО «Уральский турбинный завод» (23 патента), ОАО «Силовые машины» (43 патента).

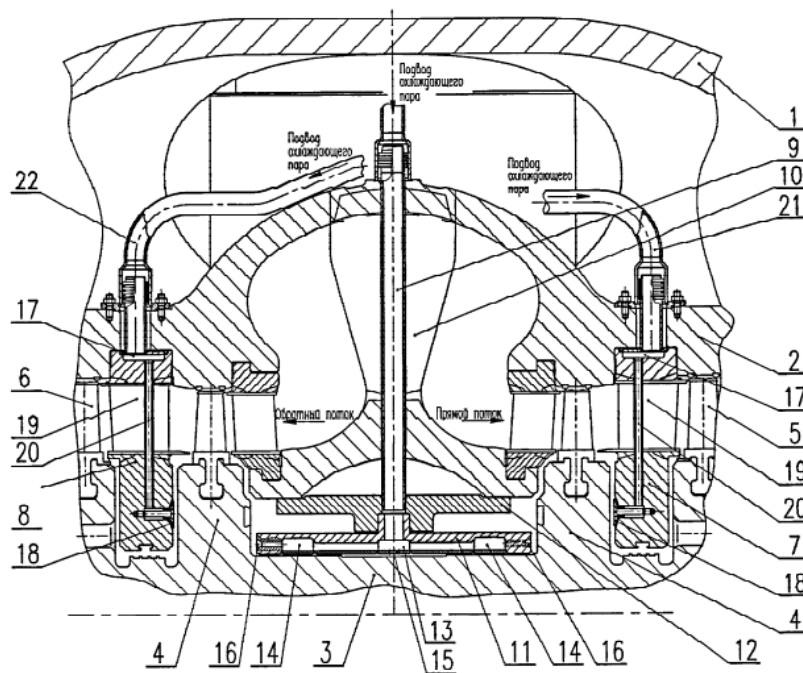


Рисунок 3. Продольный разрез двухпоточного цилиндра среднего давления паровой турбины ОАО «НПО ЦКТИ» [25]

Вопросами резервирования собственных нужд на АЭС на основе паровых турбин малой мощности с целью повышения эффективности и надежности цикла производства электрической энергии [27-29] занимаются в «Саратовском государственном техническом университете имени Гагарина Ю.А.» ученые Р.З. Аминов, В.Е. Юрин и др.

Большой вклад в развитие газотурбинных установок внес Г.Г. Ольховский от создания новой конструкции газотурбинной установки в 1966 году [30] до разработки способа уменьшения мощности маневренной энергетической газотурбинной установки в 2014 году [31].

### 1.1.2. Подходы к рационализации режимов работы турбоустановок

Анализ методов расчёта показателей энергетической эффективности на ЭС предполагает рассмотрение различных показателей и подходов. Данные показатели также носят названия целевых функций. Целевая функция – определенная функция или величина, экстремальное значение (оптимум) которой необходимо найти в ходе оптимизационной задачи [32].

К основным методам поиска и расчёта целевых функций энергетической эффективности относятся:

1. Оценка эффективности системы с использованием коэффициента полезного действия (КПД). Базовая характеристика КПД:

- Основной и самый распространённый показатель;
- Рассчитывается как отношение полезной полученной энергии (электрической или тепловой) к затраченной энергии топлива;
- Используется как базовая функция для оптимизации большинства процессов на ЭС [33].

2. Эксергетический анализ:

- Учитывает не только количество, но и качество энергии;
- Позволяет выявлять места потерь эксергии и оптимизировать процессы с учетом термодинамических ограничений [34].

3. Тепловой баланс и коэффициент тепловой эффективности:

- Анализ потоков тепла по элементам установки;
- Помогает определить эффективность использования тепла и выявить возможности для его полезного использования [35, 36].

4. Многоцелевой оптимизационный анализ [37-39]:

- Включает несколько целевых функций, например, минимизацию затрат топлива и выбросов, максимизацию отпуска электроэнергии:

5. Использование программного моделирования позволяет применять комплексные модели для расчёта и оптимизации целевых функций с учётом

реальных данных и динамики процессов [40]. Данными вопросами активно занимаются в ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ» и ФГБОУ ВО «ИГЭУ им. В.И. Ленина» ученые В.О Киндра при оптимизации конструкции и типа турбин [41-43], С.И. Шувалов оптимизации циклов и процессов на ТЭС[44].

6. В настоящее время также широкое распространение находят методы моделирования ТУ с использованием методов вычислительной гидродинамики (computational fluid dynamic – CFD). Над разработкой методов CFD с представлением применения различных разностных схем для решения задач гидродинамики ученые активно работали в конце 20 века [45, 46]. В современной интерпретации методы CFD используются в программных пакетах для расчета полей температур, давлений, скоростей и др. Данные программные продукты относятся к САЕ-системам (Computer-aided engineering) и предназначены для автоматизации алгоритма расчета. Основные из них: Ansys [47] (Fluid для статичных механизмов – трубопроводы, теплообменное оборудование ТУ, статор ТУ, CFX – для вращающихся механизмов – проточная часть ТУ, насосное оборудование), Comsol Multiphysics [48], Логос [49].

САЕ-системы могут быть использованы для анализа текущего состояния систем ТУ. Оценкой тепловоздушного режима в корпусах ЭС с использованием пакета Ansys занимаются на кафедры Теоретических основ теплотехники ИГЭУ [50]; на базе «НИУ «МЭИ» разрабатывают модели концевых уплотнений [51] и проточной части паровых турбин[52]; в НГТУ им. Р.Е. Алексеева – оценкой механических характеристик ТУ при нагружении [53]. Кроме анализа текущего состояния, такие программные продукты используются для оценки гидродинамических и температурных характеристик вновь проектируемых элементов ТУ или ТУ в целом. Стоит отметить, что САЕ системы активно используется в проектных институтах, таких как АО «Силовые машины», как для оценки эффективности и надежности ТУ, находящихся в эксплуатации, так и для проектируемых вновь ТУ [54-57].

7. Следующим методом анализа работы, поиска путей повышения эффективности и надежности оборудования ТУ является вероятностная оценка,

основанная на статической обработке большого объема экспериментальных данных [58-61]. С точки зрения надежности Л.В. Ефремов выделяет характеристики оценки: вероятность безотказной работы, вероятность отказа, интенсивность отказов, наработка на отказ [62].

8. Кроме методов оптимизации ТУ посредством усовершенствования их конструкции существует множество средств оптимизации находящихся в эксплуатации ТУ. В Саратовском научном центре РАН к.т.н. Егоров А.Н. разработал программный комплекс, позволяющий производить оценку эффективности тихоходных паровых турбин с влажным паром [63]; ученые из НИУ МЭИ – программу для определения оптимального распределения нагрузки между блоками ПГУ [64]; на кафедре паровых и газовых турбин ИГЭУ под руководством к.т.н. Виноградова А.Л. также активно занимаются разработкой компьютерных тренажеров ТУ ТЭС и АЭС, математические модели которых могут быть использованы для оценки энергетической эффективности оборудования [65-67]. Ученые Саратовского научного центра РАН исследуют вопросы распределения электрических нагрузок между агрегатами в условиях постоянного роста мощностей АЭС [68, 69].

Особое внимание уделяется повышению эффективности с использованием НС и глубокого обучения, поскольку этот подход может обеспечить до 10% прироста мощности [70], тогда как традиционные оптимизационные алгоритмы дают прирост 1-2% [71]. Наиболее ясная интерпретация термина «глубокое обучение» представлено в работе Я. Гудфеллоу, согласно которой «глубокое обучение – это частный случай машинного обучения, позволяющий достичь большей эффективности и гибкости за счет представления мира в виде иерархии вложенных концепций, в которой каждая концепция определяется в терминах более простых концепций, а более абстрактные представления вычисляются в терминах менее абстрактных» [72], а также отличия от других типов машинного обучения представлены на рисунке 4.

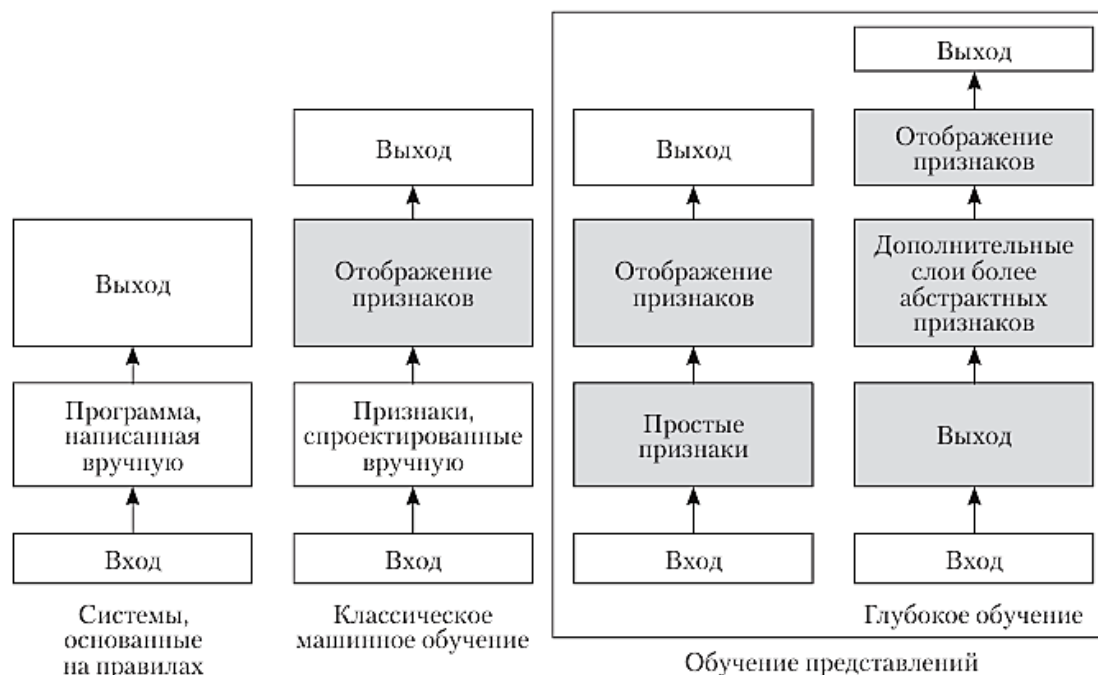


Рисунок 4. Характеристика различных типов машинного обучения [72]

9. При анализе зарубежной литературы также выявлены некоторые современные методы повышения эффективности паровых ТУ сосредоточены на оптимизации ключевых компонентов и систем. К основным из них можно отнести:

9.1. Модернизация ротора и лопаток. Использование новых термостойких и износостойких сплавов позволяет повысить рабочие температуры и увеличить срок службы. Например, технологии напыления износозащитных покрытий фирмы Mitsubishi Heavy Industries способствуют снижению эрозии и коррозии [73].

9.2. Применение автоматизированных систем управления. Системы на базе Siemens Energy Turbine Control System обеспечивают оптимальный режим эксплуатации, адаптируя параметры под изменяющиеся нагрузки и режимы [74].

9.3. Модернизация системы смазки и охлаждения. Современные системы смазки ABB улучшают теплоотвод и снижают трение, что увеличивает надежность и эффективность работы подшипников [75].

9.4. Мониторинг состояния. Применение комплексных систем вибродиагностики и температурного контроля Baker Hughes позволяет своевременно выявлять дефекты и предотвращать аварии [76].

9.5. Модернизация вспомогательных систем. Оптимизация конденсаторов и систем подачи пара улучшает тепловой баланс турбинной установки и повышает общий КПД [77].

## **1.2. Повышение энергетической эффективности турбоустановок путем оптимизации их режима работы**

Целью оптимизации является повышение энергетической эффективности оборудования, как вновь проектируемых [78], так и находящихся в эксплуатации ЭС [79]. Оптимизация существующих энергоблоков заключается в поиске оптимального режима работы ЭС. Оптимальный режим работы, в свою очередь, характеризуется минимальной себестоимостью вырабатываемой электрической энергии. Основной составляющей себестоимости на любой ЭС является такая переменная часть издержек, как расходы на топливо (природный газ, мазут, уголь для традиционных ЭС и ядерное топливо для АЭС). В свою очередь, на АЭС количество топлива фиксировано – его снижение сложно реализуемо в настоящее время. Таким образом, ключевые задачи оптимизации – снижение расхода топлива для ЭС с традиционным видом топлива и увеличение выработки электроэнергии на АЭС.

В общем случае в процессе оптимизации ТУ ЭС необходимо решить ряд задач:

1. Первой задачей при проведении оптимизации является определение значений технико-экономических показателей (ТЭП) ТУ ЭС с достаточной степенью точности. В связи с тем, что на современных ЭС определение ТЭП в режиме реального времени осуществляется преимущественно с использованием уравнений теплового и материального баланса оборудования (теплообменников, парогенераторов, котлов, реакторов и т.д.), погрешность расчета

становится достаточно большой, так как большое количество внешних факторов (например, инерционность оборудования) не учитываются.

2. Второй задачей является определение направления (уменьшение, увеличение, поиск оптимума) и способов (поиск варьируемых параметров) изменения ТЭП при проведении оптимизации.

3. Третья задача состоит в выборе оптимизационного алгоритма, создании кода программы для проведения оптимизации и собственно оптимизации.

В настоящее время существует большое количество оптимизационных алгоритмов, позволяющих найти оптимальное значение целевой функции. К основным из них относятся:

1. Генетический алгоритм [80] – применение которого отражается в работах по оптимизации теплотехнического оборудования [81] и энергосистем в целом [82];

2. Метод динамического моделирования – используемый, например, в методиках оптимизации проведения промышленного эксперимента в энергетике [83];

3. Метод Беллмана – может быть применен в задач оптимизации работы конкретного оборудования, ЭС или энергосистемы [84].

В исследованиях главным является вопрос принятия решений о изменении режима работы оборудования ТУ ЭС при большом количестве влияющих факторов.

Первоначально следует рассмотреть направление, связанное с парадигмой принятия решений. Согласно Р.Л. Кини [85] парадигма включает в себя:

1. Предварительный анализ, основанный на размышлении, который мог бы быть использован для решения актуальной задачи, если бы решения принимал человек самостоятельно без использования вычислительных ресурсов.

2. Структурный анализ, в котором лицо, принимающее решение, (ЛПР) анализирует, что оно может предпринять из ряда вариантов. В настоящем исследовании задачи ЛПР, связанные с анализом, должен выполнять программный комплекс.

Повышение КПД ТУ посредством режимных изменений подразумевает оптимизацию работы отдельных систем или ТУ в целом. Согласно [86] оптимизация является процессом, при котором происходит перебор вариантов режимов работы оборудования с использованием различных алгоритмов (методов) с целью определения оптимального («хорошего» или наиболее экономически-обоснованного) режима работы. При этом данные методы осуществляются применительно к математической модели рассматриваемой системы. В данном случае невозможно отрицать важность работы автоматической системы управления (АСУ) на ЭС, так как, в большинстве случаев, для нее и только посредством нее возможно проведение оптимизационных мероприятий, как для проектируемых вновь ЭС посредством разработки и отладки АСУ, так и для находящихся в эксплуатации ЭС путем настройки систем АСУ в случае необходимости.

Проверка необходимости настройки АСУ является достаточно сложной задачей, которая может быть осуществлена, в первую очередь, персоналом ЭС, проводящим технико-экономические расчеты [87] (данная необходимость может быть обнаружена, например, в случае резкого увеличения эксплуатационных расходов ЭС), и только потом с использованием алгоритмов оптимизации. Однако, при достаточном уровне исследовательского интереса в направлении повышения энергетической эффективности оборудования ЭС, находящихся в эксплуатации, могут быть разработаны новые оптимизационные методы, позволяющие увеличить КПД и вследствие этого снизить эксплуатационные расходы до существенно больших уровней.

Таким образом, в настоящем разделе планируется представить обзор традиционных и новых методов оптимизации тепломеханического оборудования ЭС.

### **1.2.1. Традиционные методы оптимизации работы оборудования электрических станций**

Веников В.А. отмечал, «В развитие теории и практики оптимизации режимов энергетических систем большой вклад внесли советские ученые» [86, с.9]. В связи с этим, целесообразно в первую очередь рассмотреть их труды, поскольку масштабная электрификация берет свое начало в 20 веке с утверждения плана ГОЭЛРО 22.12.1920 г. [90].

Одним из первых людей в СССР, подчеркивающих важность грамотного распределения расходов является советский ученый Кржижановский Г.М. Он отмечал, «... Все промышленное строительство надо собирать в определенные узлы и рассчитывать, как комбинировать различные производства, ..., чтобы суммарная работоспособность (энергетика) таких предприятий была максимальной» [91, с. 279]. Он также внес неоценимый вклад в развитие электроэнергетики СССР, работая в качестве председателя Госплана и директора ГОЭЛРО.

В работах Горштейна В.М. [92-94] подробно рассматриваются вопросы оптимального распределения нагрузок, как между ЭС, так и между отдельными агрегатами одной ЭС, а также методы расчеты оптимального режима и характеристик ЭС. Результатирующим трудом является монография «Методы оптимизации режимов энергосистем», опубликованная в соавторстве с Мирошниченко Б.П. и Пономаревым А.В., включающая в себя все аспекты оптимизации: от выбора целевой функции до механизмов регулирования.

Оптимизация установившегося режима работы энергосистемы согласно теории Веникова В.А. [96] включает в себя:

- «1) оптимальное распределение активной и реактивной мощностей между генерирующими источниками. ...;
- 2) оптимальный выбор включенных в работу агрегатов ...;
- 3) оптимальное назначение оперативного резерва мощности в энергосистеме;

- 4) выбор оптимальной схемы энергосистемы;
- 5) оптимальное регулирование частоты и напряжений».[96 ,с.65]

При этом «в ряде случаев рассматривается распределение мощностей не между станциями, а между отдельными агрегатами».[96 ,с.66]

Кроме того, в работе Веника В.А. и Горушкина В.И. представлено полное математическое описание методов оптимизации [96]:

- 1) прямой метод оптимизации,
- 2) итерационный метод Лагранжа,
- 3) градиентный метод.

Также необходимо отметить заслуги в направлении разработки методик анализа режимов работы и оптимизации электроэнергетических систем таких ученых СССР, как Золотарев Т.Л., работающий преимущественно над методиками расчета гидроэнергетических систем [97], Маркович И.М. – над оптимизацией энергетических систем СССР [98], Щербачев О.В. – над вопросами применения вычислительных машин в электроэнергетике и математическим моделированием элементов электроэнергетических систем [99] и др.

По результатам исследования традиционные методы оптимизации паротурбинного оборудования можно разделить на несколько ключевых направлений, нацеленных на повышение эффективности, надежности и экономичности работы турбин:

1. Аналитическое моделирование и расчет: использование уравнений и моделей для определения оптимальных режимов работы турбины, таких как оптимальный угол выхода лопаток, параметры пара и режимы нагрузки [100].
2. Теплотехнический анализ: анализ тепловых потерь и теплообмена в различных частях паровой турбины для минимизации потерь энергии и улучшения КПД [101].
3. Геометрическая оптимизация: корректировка формы и размеров лопаток, камеры сгорания и других элементов для улучшения аэродинамики и снижения сопротивления [102].

4. Балансировка и динамическое регулирование: оптимизация вращающихся масс и систем управления для уменьшения вибраций и повышения стабильности работы [103].

5. Регулирование параметров пара: оптимальное управление давлением, температурой и расходом пара для обеспечения максимальной мощности и минимальных потерь [104].

6. Использование методов многокритериальной оптимизации: применение классических методов математической оптимизации для учета нескольких критериев – КПД, надежность, стоимость и т.д.

### **1.2.2. Перспективные методы оптимизации работы оборудования электрических станций**

Перспективные методы включают в себя возможности применения традиционных алгоритмов при использовании больших вычислительных мощностей: например, в работе Е.П. Грабчака представлен подробный алгоритм разработки программной платформы [105], которая сможет не только производить сбор и оптимизацию работы ЭС в ЕЭС России в рамках энергосистемы, но и давать рекомендации каждой конкретной ЭС, – а также методы, использующие машинное обучение (НС моделирование), которые следует рассмотреть более подробно.

НС технологии активно внедряются как в бытовую, так и в промышленную составляющую жизни с момента изобретения Ф. Розенблаттом в 1958-ом году однослойного перцептрона до изобретения в 2007-ом году алгоритмов глубокого обучения многослойных НС Джеффри Хинтоном [106].

В трудах исследователей Национального Харьковского университета [107, 108] представлен обзор проблем и перспектив применения искусственных НС (до момента изобретения глубокого обучения), возникающих, как при регулировании нагрузки энергосистемы, так и при регулировании режима работы станции штатными системами автоматического управления.

Активное применение НС нашли в работах исследователей Пермского национального исследовательского политехнического университета. НС технологии используются для предсказания требуемых значений температур теплоносителя на выходе из котельных на основе температур теплоносителя у потребителей тепловой энергии и температура наружного воздуха с целью соблюдения требований утвержденного температурного графика. Среднее значение относительной ошибки составило около 2,1%, а среднее значение ошибки в натуральном выражении 0,35 град [109]. В том числе, НС модели рассматриваются для настройки регуляторов газотурбинных установок малой мощности: данные модели отличаются быстроедействием и достаточной точностью для требуемых задач [110].

Современные системы мониторинга паровых турбин все чаще применяют НС — мощные инструменты искусственного интеллекта, которые позволяют повысить точность диагностики и предсказания технического состояния оборудования [111].

К основным особенностям и преимуществам использования НС в системах мониторинга паровых турбин:

1. Обработка больших объемов данных:

Паровые турбины оснащаются множеством датчиков, фиксирующих вибрацию, температуру, давление, скорость вращения и другие параметры. НС способны эффективно анализировать сложные многомерные данные, выявляя скрытые закономерности, неочевидные при классическом анализе.

2. Предиктивная диагностика и прогнозирование отказов:

Обученные на исторических данных НС прогнозируют возникновение сбоев и дефектов, что позволяет перейти от реактивного к проактивному обслуживанию и снизить внеплановые простои.

3. Классификация и локализация неисправностей:

НС могут выделять типы повреждений (например, износ подшипников, дисбаланс, дефекты лопаток) и определять точное место проблемы, что облегчает и ускоряет ремонтные работы.

#### 4. Адаптивность и непрерывное обучение:

Системы на базе НС способны адаптироваться к изменениям в работе турбины и обновлять модель на основе новых данных, повышая точность диагностики со временем.

Примерами архитектур и подходов служат: свёрточные НС (CNN) применяются для анализа вибрационных и акустических сигналов, извлекая важные признаки из временных рядов; рекуррентные НС (RNN), особенно их модификации LSTM и GRU, эффективны в анализе последовательностей данных и предсказании событий во времени; гибридные модели [112], например, сочетающие CNN и LSTM, позволяют одновременно извлекать пространственные и временные признаки.

Наибольший интерес представляют гибридные модели, которые могут включать в себя, как различные НС модели, так и одновременное использование НС и других математических моделей для достижения целей поставленных в исследовании. Широкое использование гибридные модели получили для прогнозирования временных рядов [113], а также в задачах диагностики [114].

НС могут быть использованы не только в предиктивных целях, но и для анализа эффективности работы оборудования и последующей его настройки для получения оптимальных значений технико-экономических показателей (ТЭП) [70]. Так на базе кафедры Атомных электрических станций Ивановского государственного энергетического университета (ИГЭУ) производится разработка программных продуктов с использованием НС, которые позволяют путем настройки органов управления получить увеличение ТЭП в таких системах Калининской АЭС с реакторами типа ВВЭР-1000, как:

- система ТПН (включая такие элементы, как трубопроводы питательной воды от деаэраторов 7 атмосфер до группы подогревателей высокого давления, бустерные насосы, ТПН, приводные турбины, трубопроводы отбора пара на приводные турбины, трубопроводы слива конденсата приводной турбины) [153];

- вакуумная система (конденсатор, циркуляционные водоводы, циркуляционные насосы, эжекторная установка, конденсатопроводы до конденсатных электронасосов первого подъема) [115];

- система регенерации (трубопроводы и подогреватели основного конденсата, трубопроводы и подогреватели питательной воды, деаэраторы 7 атмосфер, установка и трубопроводы сепараторов-пароперегревателей) [116].

### 1.3. Обзор существующих искусственных нейронных сетей

НС модели глобально можно классифицировать по нескольким критериям: 1) тип обучения, 2) структура, 3) алгоритм обучения, 4) функция обучения.

**В зависимости от типа обучения** НМ модели бывают: «с учителем» или «без учителя».

Обучение «с учителем» подразумевает сравнение полученных выходных сигналов (целевых функций, в рассматриваемом случае) НС с заранее известными данными, то есть в исходной матрице должны быть подготовлены столбцы с рассчитанными целевыми функциями.

Обучение «без учителя» предполагает получение истинных значений выходных сигналов. То есть количество выходных сигналов и их величины определяет НС самостоятельно в процессе обучения. Главным недостатком такого типа обучения являются большие затраты времени на обучение. При этом отдельной задачей является идентификация выходных сигналов, особенно при использовании больших выборок с множеством входных параметров.

В настоящее время существует **множество структур НС** [117], которые используются для решения большого числа задач:

1. Фундаментальной формой НС является простой однослойный персептрон (рисунок 5), созданный в 1957 году Фрэнком Розенбладом. В основе работы персептрона лежит принцип работы человеческого мозга: входные сигналы (сенсорные/рецепторные сигналы – слой S) направляются в ассоциатив-

ный отдел (слой А), где определяются взаимосвязи между сенсорными сигналами и происходит их обработка, что приводит к формированию ряда выходных сигналов или реакций (слой реагирующих элементов R). При этом в однослойном персептроне, как правило, каждый элемент слоя S связан с одним элементом слоя А.

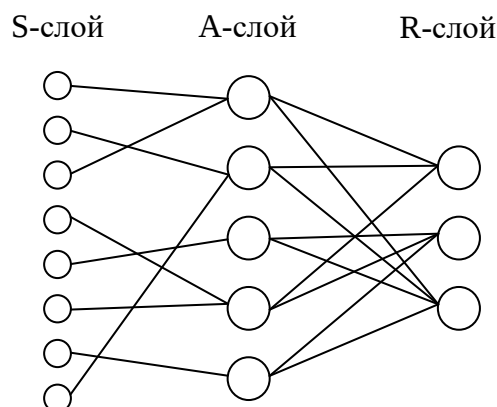


Рисунок 5. Структура однослойного персептрона

2. Более сложной формой персептрона является многослойный персептрон или MLP (рисунок 6). Различают два вида многослойного персептрона: по Розенбладу – достаточно лишь иметь более одного А слоя, и по Румельхарту – кроме увеличения количества слоев S-A связи могут обучаться наравне с А-R связями и обучение производится по алгоритму обратного распространения ошибки.

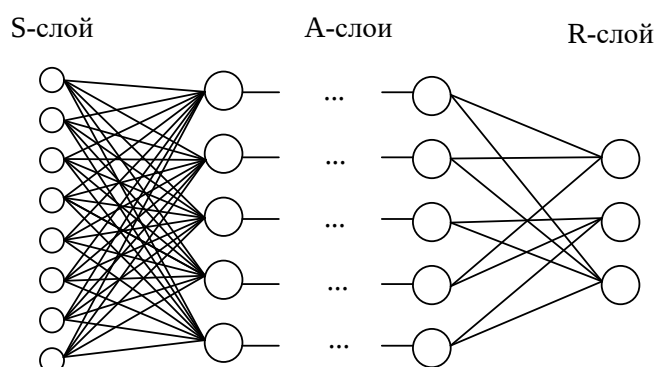


Рисунок 6. Структура многослойного персептрона

3. НС с радиальными базисными функциями (RBF) относятся к НС с прямой связью (рисунок 7) и применяются, как правило, для задач аппроксимации. Сети с RBF в отличие от многослойного персептрона имеют один скрытый слой, который содержит большее число элементов, чем подается на вход,

при этом основной принцип заключается в кластеризации входных сигналов. Основное преимущество заключается в том, что достаточно простая структура позволяет достаточно быстро обучить НС.

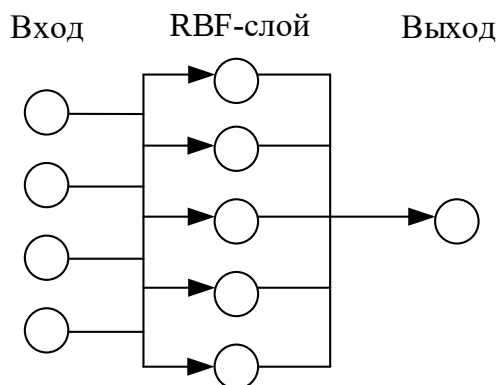


Рисунок 7. Структура НС с RBF

4. Большое разнообразие НС структур появилось с 1980 по 1990 годы: сверточные НС для работы с последовательностями (временными рядами или текстом), рекуррентные – для распознавания объектов и сегментации изображений, глубокие НС – для распознавания речи и анализа изображений, и автокодировщики – для уменьшения размерности данных.

5. Последней главной структурой, разработанной в 2014 году для воспроизведения фото и видео, являются генеративные сети, которые продолжают развиваться и совершенствоваться и в настоящее время.

Существует несколько **алгоритмов обучения**. Алгоритмы обратного распространения ошибки, используемые в MLP, обучения НС модели наиболее наглядно представлен в исследовании А.В. Скороходова [118]. Общим этапом при обучении во всех алгоритмах является поиск вектора весовых коэффициентов, различия возникают на этапе определения величины корректировки этого вектора в процессе обучения, а именно при определении направления поиска минимума ошибки.

На вход НС подается вектор  $\mathbf{X} = (X_1, X_2, X_3, \dots, X_{82})$ , где  $X_i$  – данные приборов учета. В процессе обучения вычисляются значения нейронов всех слоев, затем определяется функция ошибки:

$$\mathbf{E}(\mathbf{W}) = \frac{1}{2} \sum_{k=1}^L (y_k - d_k)^2, \quad (1)$$

где  $\mathbf{y} = [y_1, y_2, \dots, y_L]^T$  – вектор значений выходных сигналов НС,  $\mathbf{d} = [d_1, d_2, \dots, d_L]^T$  – «обучающий» вектор,  $L$  – размерность обучающей выборки.

После предъявления каждого вектора «обучающей» выборки происходит корректировка весовых коэффициентов нейронов каждого слоя по следующей формуле:

$$\mathbf{W}(l+1) = \mathbf{W}(l) + \Delta \mathbf{W}(l), \quad (2)$$

где  $\Delta \mathbf{W}(l) = \eta(l) \mathbf{p}(\mathbf{W})$  – величина корректировки,  $\eta(l)$  – коэффициент обучения на  $l$  шаге, а  $\mathbf{p}(\mathbf{W})$  – направление поиска минимума  $\mathbf{E}(\mathbf{W})$  в многомерном пространстве  $\mathbf{W}$ .

В алгоритме переменной метрики или Бройдена-Флетчера-Гольдбафа-Шенно (BFGS) направление поиска минимума определяется выражением:

$$\mathbf{p}(\mathbf{W}) = -[\mathbf{H}(\mathbf{W})]^{-1} \nabla \mathbf{E}(\mathbf{W}), \quad (3)$$

где  $\mathbf{H}(\mathbf{W})$  – матрица Гессе, которая всегда должна приобретать положительное значение, но это невозможно, вследствие этого вместо нее используется ее приближенное значение  $\mathbf{G}(\mathbf{W})$  [119].

Метод градиентного спуска (Gradient descent) является основным для многослойного персептрона. В нем определяется минимум, находящийся ближе всего к начальной точке [118].

Метод сопряженных градиентов (Conjugate gradient) подразумевает определение вектора направления поиска минимума следующим образом:

$$\mathbf{p}(\mathbf{W}(l)) = \nabla \mathbf{E}(\mathbf{W}(l)) + \beta(l-1) \mathbf{p}(\mathbf{W}(l-1)), \quad (4)$$

где  $\beta(l-1)$  – коэффициент сопряжения, обеспечивающих накопление информации о предыдущем направлении поиска минимума.

Также НС модели отличаются используемой **функцией активации**. Функция гиперболического тангенса (рисунок 8) на выходе принимает значения из диапазона  $[-1; 1]$ , а выходное значение  $j$ -ого нейрона определяется следующим образом [120]:

$$y_j = th(S_j) = \frac{e^{S_j} - e^{-S_j}}{e^{S_j} + e^{-S_j}} = \frac{2}{1 + e^{-2S_j}} - 1, \quad (5)$$

где  $S_j = \sum \mathbf{W}_j \mathbf{y}_{j-1} - \mathbf{T}_j$  – взвешенная сумма  $j$ -ого нейтрона,  $\mathbf{y}_{j-1}$  – выходное значение  $(j - 1)$  нейтрона,  $\mathbf{W}_j$  и  $\mathbf{T}_j$  – весовой коэффициент и порог  $j$ -ого нейтрона.

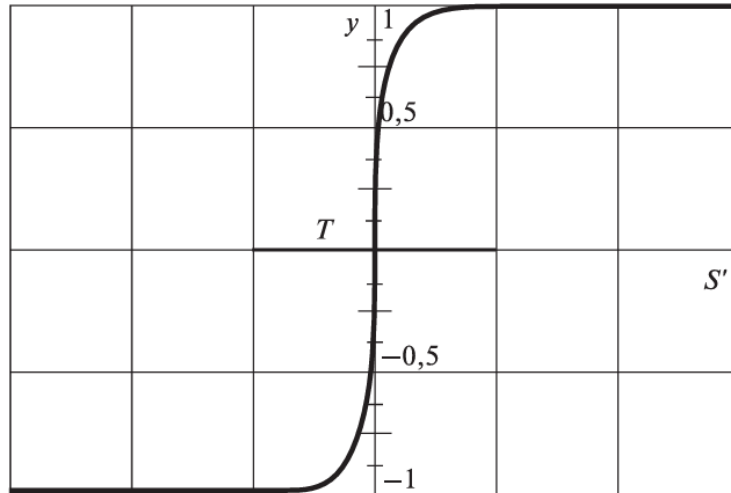


Рисунок 8. Функция активации – гиперболический тангенс [120]

Выходное значение  $j$ -ого нейрона для сигмоидной или логистической функции (рисунок 9) [120]:

$$\mathbf{y}_j = \mathbf{F}(S_j) = \frac{2}{1 + e^{-S_j}}. \quad (6)$$

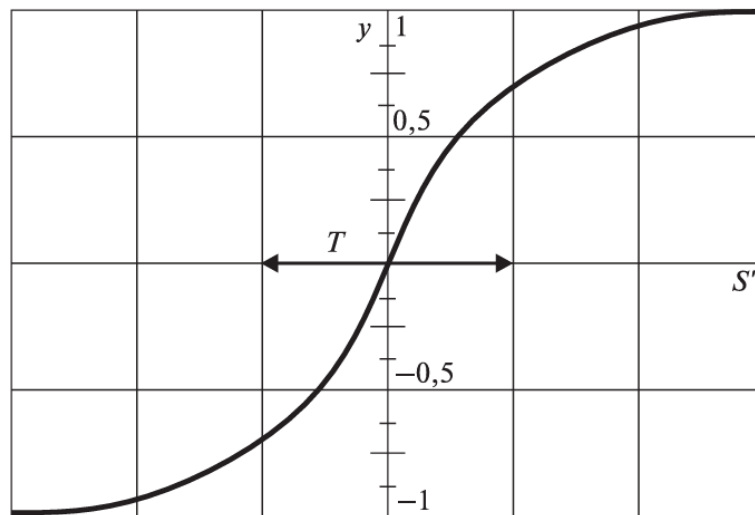


Рисунок 9. Функция активации – сигмоидная функция [120]

Основное отличие экспоненциальной функции активации (рисунок 10) от представленных ранее заключается в том, что она может принимать значения из диапазона  $(-\infty; +\infty)$ , определяется следующим образом [121]:

$$\mathbf{y}_j = \mathbf{F}(S_j) = e^{S_j}. \quad (7)$$

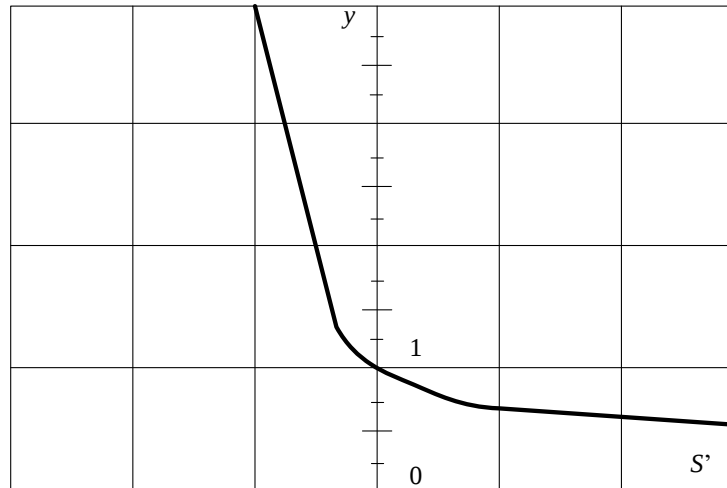


Рисунок 10. Функция активации – экспоненциальная функция

#### 1.4. Выводы по первой главе

Классификация существующих направлений повышения энергетической эффективности и оптимизации ТУ ЭС представлена на рисунке 11. Анализ современного состояния и перспектив оптимизации паротурбинного оборудования показывает, что традиционные методы – такие как аналитическое моделирование, теплотехнический анализ, геометрическая оптимизация и регулирование параметров пара, – остаются основой повышения эффективности и надежности турбин. Вместе с тем НС модели и машинное обучение открывает новые возможности для значительного повышения эффективности работы оборудования за счет улучшенной диагностики, предиктивного обслуживания и адаптивного управления рабочими режимами.

Введение НС моделей также способно обеспечить дублирование расчета ТЭП, при этом НС могут работать с достаточной точностью при неполном наборе исходных данных определяя целевые показатели по косвенным характеристикам, также НС модели не требуют больших вычислительных мощностей для проведения расчета. Данные аспекты могут повысить надежность вычислений, что является особенно важной задачей при эксплуатации энергоблоков АЭС [122].

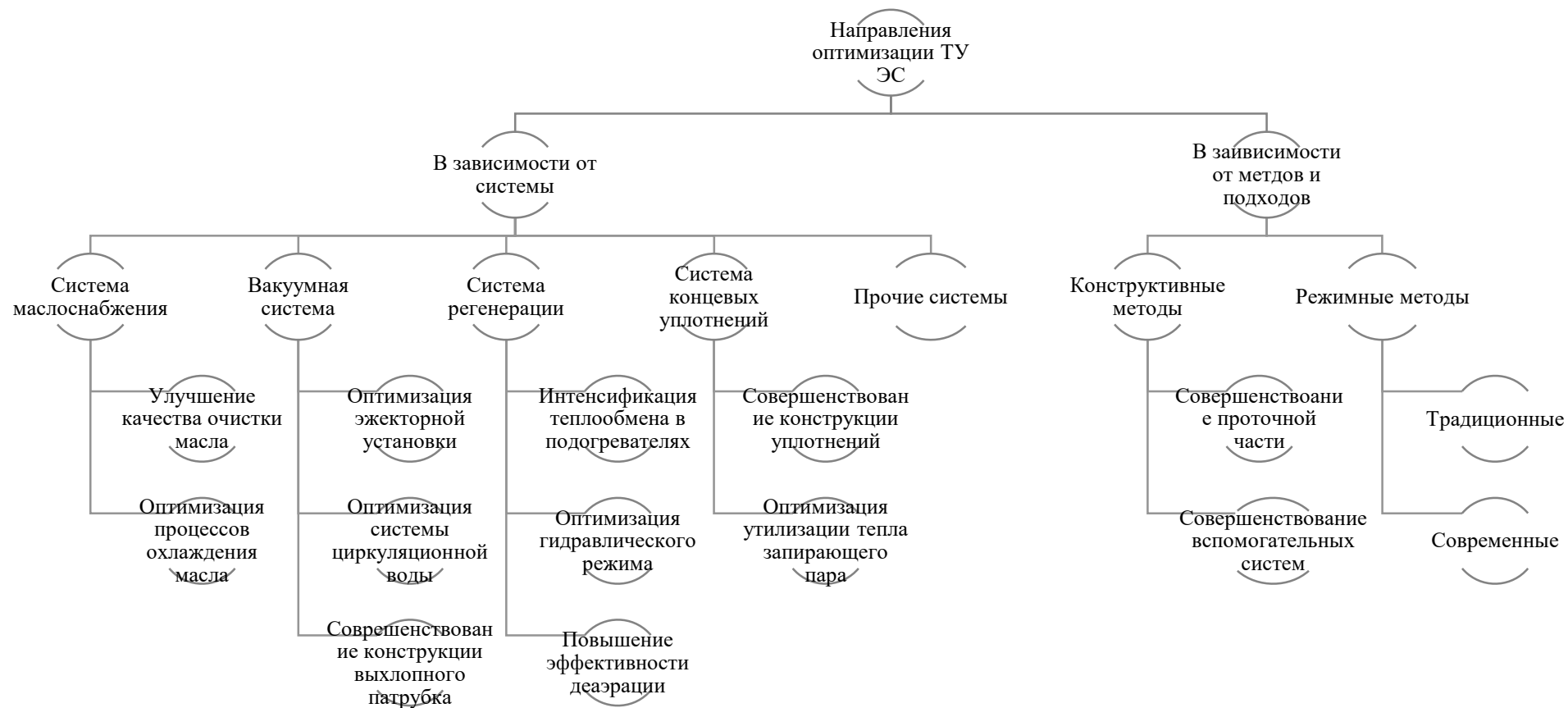


Рисунок 11. Существующие направления оптимизации ТУ ЭС

Расчет ТЭП производится на основе простейших балансовых уравнений [123, с. 174], что приводит к низкой точности расчета. Для повышения точности необходимо сведение всех балансовых уравнений энергоблока с использованием, например, итерационного расчета, что требует относительно больших вычислительных ресурсов при работе в режиме реального времени и, как следствие, наращивание вычислительных мощностей при том, что объем аппаратуры итак достаточно велик – более 800 шкафов на энергоблок 1000 МВт [123, с. 175]. НС модели позволяют производить расчет ТЭП с минимальным использованием вычислительных ресурсов с максимальной точностью за счет работы на базе данных более точного аналитического моделирования процессов ТУ ЭС. При этом ограничения по времени расчета аналитической модели отсутствуют, а вычислительный алгоритм может быть достаточно сложным, учитывающим большое количество внешних факторов, так как в НС модели используется не сама аналитическая модель, а исключительно ее выходные данные.

Применение НС в системах мониторинга позволяет обрабатывать большие объемы данных, прогнозировать отказы и классифицировать неисправности с высокой точностью, что способствует снижению внеплановых простоев и увеличению срока службы оборудования. Особенно перспективно использование гибридных моделей, сочетающих пространственные и временные признаки, а также интеграция таких систем в программные комплексы, направленные на оптимизацию технических и экономических показателей работы ТУ.

Таким образом, совмещение классических оптимизационных методик с современными технологиями искусственного интеллекта обеспечивает комплексный подход к повышению энергетической эффективности и надежности ТУ, что соответствует стратегическим задачам отечественной энергетики.

В результате анализа можно сделать следующие выводы:

1. Современные исследования демонстрируют растущий интерес к применению НС для повышения эффективности работы ТУ и систем ЭС. НС обеспечивают высокую точность прогнозирования режимов, состояния оборудования и диагностики неисправностей.

2. Преимущества НС моделей включают способность обрабатывать большие объемы данных с множеством параметров, предсказывать отказы и локализовать неисправности, а также адаптироваться к изменениям в работе оборудования.

3. За рубежом и в России успешно внедряются платформы и программные продукты с элементами машинного обучения, что способствует оптимизации технического обслуживания и повышения технико-экономических показателей ЭС.

4. Примеры применения НС в России — прогнозирование рабочих параметров котлов, настройка регуляторов газотурбинных установок и оптимизация работы систем Калининской АЭС — свидетельствуют о практической значимости данного направления.

5. Использование современных архитектур НС (CNN, RNN, гибридные модели) позволяет комплексно анализировать как пространственные, так и временные характеристики данных, что улучшает качество диагностики и управления.

### 1.5. Постановка целей и задач исследования

Проведенный аналитический обзор опубликованных данных показал, что требуют совершенствования методы оптимизации ТУ ЭС, в том числе с использованием НС моделей. С учетом результатов обзора обосновано направление диссертационного исследования, сформулированы цель и задачи диссертационной работы.

**Цель диссертационной работы** заключается в повышении энергетической эффективности эксплуатации действующих ТУ ЭС за счет оптимизации их режима работы с использованием искусственных НС.

Для достижения поставленной цели в диссертационной работе решаются следующие **задачи**:

1. Анализ и подбор целевых функций для оптимизации режима работы ТУ ЭС, находящихся в эксплуатации.

2. Разработка аналитической модели ТУ, позволяющей производить расчет основных расходов пара и воды и целевых функций, для целей обучения НС моделей.

3. Разработка алгоритма, необходимого для создания НС моделей ТУ ЭС, с использованием методов кластерного и факторного анализа. Апробация и программная реализация алгоритма разработки НС моделей с использованием данных промышленного эксперимента, проведенного на ТУ К-1000-60/3000.

4. Разработка алгоритма повышения эффективности ТУ с использованием НС моделей ТУ. Апробация и программная реализация алгоритма повышения эффективности с использованием данных промышленного эксперимента, проведенного на ТУ К-1000-60/3000.

5. Оценка эффективности использования разработанных алгоритмов на примере ТУ К-1000-60/3000.

## Глава 2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЦЕЛЕВЫХ ФУНКЦИЙ И ВХОДНЫХ ДАННЫХ ДЛЯ НЕЙРОННЫХ СЕТЕЙ ТУРБОУСТАНОВОК. ПРОВЕДЕНИЕ ПРОМЫШЛЕННОГО ЭКСПЕРИМЕНТА

### 2.1. Определение критериев повышения энергетической эффективности турбоустановок электрических станций

В настоящее время главными показателями работы ТУЭС являются коэффициент использования установленной мощности (КИУМ), удельный расход условного ядерного горючего (УРУЯГ) для АЭС и удельный расход условного топлива (УРУТ) для КЭС.

КИУМ [124, с.4] показывает насколько мощности той или иной станции были задействованы в определенный временной промежуток, является относительной величиной и находится, как правило, в диапазоне от 0 до 1. В отчетности традиционно данный показатель представлен и рассчитывается ежемесячно и ежегодно. КИУМ, в большинстве случаев, используется для анализа режима отпуска электроэнергии, и косвенно отражает надежность работы оборудования: так при работе на полной мощности КИУМ будет составлять 1, сниженной нагрузке или простое оборудования от 0 до 1. Расчет КИУМ осуществляется следующим образом:

$$\text{КИУМ} = \frac{\mathcal{E}_{\text{год/мес}}}{N_{\text{уст}} \tau_{\text{год/мес}}}, \quad (8)$$

где  $\mathcal{E}_{\text{год/мес}}$  – выработка электроэнергии станцией/блоком за год или месяц, МВт-ч;

$N_{\text{уст}}$  – заявленная установленная электрическая мощность станции/блока, МВт;

$\tau_{\text{год/мес}}$  – время работы станции/блока в определенном периоде (год/месяц), ч.

Удельный расход условного ядерного горючего – это «отношение количества природного урана, израсходованного на изготовление урана рабочего обогащения для данной топливной загрузки, к количеству выработанной этой

топливной загрузкой электроэнергии» [125, с.61]. Использование УРУЯГ обусловлено необходимостью оценки энергетической эффективности оборудования АЭС или блока АЭС в целом: как турбинной, так и реакторной установки. В простейшем виде расчетная формула для определения УРУЯГ представляет собой отношение количества природного урана  $G_{\text{п}}$ , использованного на изготовление урана рабочего обогащения, к установленной электрической мощности нетто  $N_{\text{уст}}$  с кампанией  $T_{\text{к}}$  [125]:

$$\text{УРУЯГ} = \frac{G_{\text{п}}}{N_{\text{уст}} T_{\text{к}}}. \quad (9)$$

В условиях станции представленная формула используется в следующем виде:

$$\text{УРУЯГ} = \frac{1}{\bar{B}\eta} \left( \frac{x_{\text{н}} - y}{C_0 - y} \right), \quad (10)$$

где  $\bar{B}$  – средняя глубина выгорания ядерного горючего, МВт (т)  $\times$  сутки/ $m$  U;

$\eta$  – коэффициент полезного действия нетто АЭС;

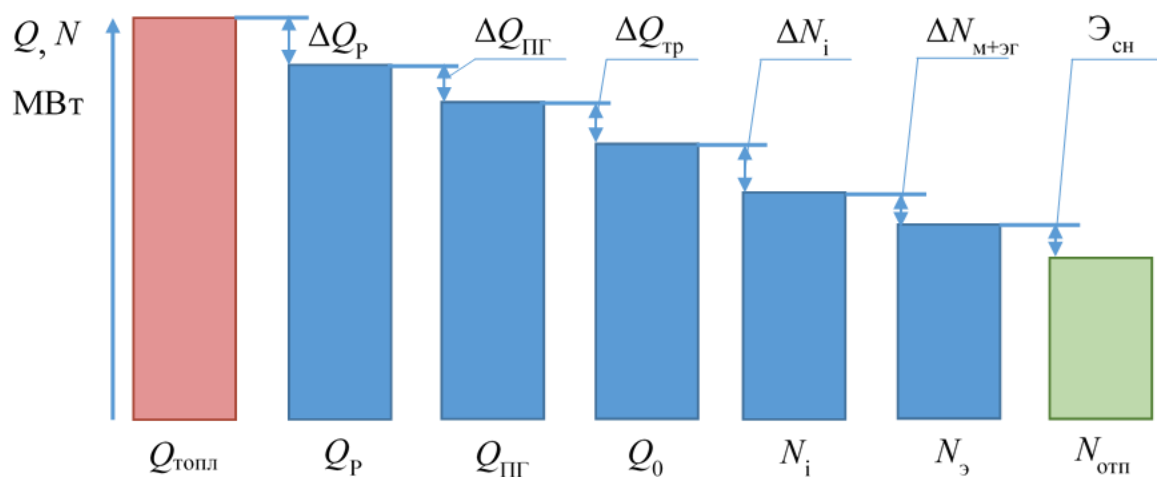
$x_{\text{н}}$  – содержание  $U^{235}$  в обогащенном уране;

$C_0$  – содержание  $U^{235}$  в природном уране;

$y$  – содержание  $U^{235}$  в отвальном уране обогатительного производства.

Для определения УРУЯГ требуется большое количество исходных данных, доступ к которым по тем или иным причинам затруднен, поэтому, несмотря на достаточно полную оценку эффективности работы станции или блока в целом, применение его в целях оценки энергетической эффективности второго контура (ТУ в частности) в режиме реального времени является нецелесообразным.

Для определения основных показателей работы станции удобно воспользоваться диаграммой потоков энергии. На рисунке 12 представлена диаграмма потоков энергии для двухконтурной АЭС с реактором типа ВВЭР, разработанная в соответствии с рекомендациями по расчету показателей тепловой экономичности ЭС [126]. Данная диаграмма имеет множество вариаций для различных типов ЭС. Например, для КЭС наименование столбца  $Q_{\text{р}}$  изменится на  $Q_{\text{ка}}$  (теплота, переданная теплоносителю в котельном агрегате), столбец  $Q_{\text{пг}}$  будет отсутствовать, остальное останется без изменений.



$Q_{\text{топл}}$  – теплота топлива, загруженного в реакторную установку;

$Q_p$  – теплота, переданная теплоносителю первого контура в реакторе;

$Q_{\text{пг}}$  – теплота, переданная теплоносителю второго контура в парогенераторе;

$Q_0$  – теплота, подведенная к паровой турбине;

$N_i$  – внутренняя мощность турбоустановки;

$N_{\text{э}}$  – электрическая мощность турбоустановки на клеммах электрогенератора;

$N_{\text{отп}}$  – электрическая мощность турбоустановки с учетом затрат электроэнергии на собственные нужды станции

Рисунок 12. Диаграмма потоков энергии для АЭС

По диаграмме потоков энергии можно определить любой КПД (например, внутренний относительный КПД турбины определяется отношением внутренней мощности ТУ  $N_i$  к теплоте, подведенной к паровой турбине,  $Q_0$  и т.д.), также она дает наглядное представление о потерях мощности на всех этапах производства тепла, что позволяет отслеживать влияние любых изменений на общую эффективность работы оборудования.

Для каждой единицы оборудования или системы можно выявить критерии повышения энергетической эффективности, аналогичные УРУЯГ. В ранних исследованиях, проведенных на кафедре Атомных электрических станций ИГЭУ, такие критерии определены для вакуумной системы (экономический вакуум), системы регенерации [116] (коэффициент использования тепла отбо-

рами турбины), система ТПН [150] (удельный расход тепла на приводную турбину). В рамках исследования наибольший интерес представляет ТУ и второй контур АЭС с реактором типа ВВЭР в целом.

Принцип работы второго контура АЭС аналогичен принципу работы ТУ КЭС. На КЭС основной целевой функцией (или критерием повышения энергетической эффективности) является УРУТ. На АЭС внедрение такого показателя является достаточно сложной задачей, поскольку отсутствует прямой расход (сжигание) органического топлива, а единственным способом получения энергии является реакция деления ядер урана для АЭС с реакторами типа ВВЭР-1000, и эффективность эксплуатации определяется топливной компанией. Ближайшей характеристикой к УРУТ для оборудования второго контура является удельный расход теплоносителя-пара (УРП) на паровую турбину, который может использоваться и на КЭС. Данный показатель определяет, какое количество пара требуется для выработки одного кВт·ч электроэнергии. УРП учитывает работу оборудования второго контура АЭС как системы в целом. Выражение для определения УРП, кг/(кВт·ч):

$$d_э = (D_0 + D_{пп}) / N_э - d_т, \quad (11)$$

где  $D_0$  – расход пара на ТУ, т/ч;

$D_{пп}$  – расход пара промежуточного перегрева, т/ч;

$d_т$  – удельный расход теплоносителя на выработку тепловой энергии, кг/(кВт·ч).

Схожим с УРП является показатель – удельный расход тепла (УРТ), отражающий, какое количество тепла необходимо для выработки одного кВт·ч электроэнергии, кДж/(кВт·ч):

$$q_э = D_{пг} \cdot (h_0 - h_{пв}) / N_э - q_т, \quad (12)$$

где  $D_{пг}$  – расход пара из парогенератора, т/ч;

$h_0$  и  $h_{пв}$  – энтальпии свежего пара и питательной воды соответственно, кДж/кг;

$q_т$  – удельный расход тепла на выработку тепловой энергии, кДж/[кВт·ч].

Абсолютный электрический КПД брутто также может быть использован в качестве целевой функции:

$$\eta_{\text{абс}}^{\text{э}} = 3600 \cdot N_{\text{э}} / [D_{\text{пт}} \cdot (h_0 - h_{\text{пв}})]. \quad (13)$$

В качестве еще одного показателя, характеризующего энергетическую эффективность ТУ АЭС, является полный удельный расход условного топлива (УРУТ) на отпуск электрической энергии, определяемый по формуле [151]:

$$b_{\text{э}}^{\text{полн}} = \frac{a \cdot B_{\text{ят}} \cdot 24 \cdot 3600}{\Xi_{\text{отп}} \cdot \mu \cdot n \cdot Q_{\text{н.у.}}^{\text{р}}}, \quad (14)$$

где  $a$  – средняя глубина выгорания ядерного горючего, МВт (т) сутки/ $m$  U;

$B_{\text{ят}}$  – топливная загрузка, тU;

$\Xi_{\text{отп}}$  – количество электрической энергии, отпущенной АЭС, МВт·ч.

$\mu$  – коэффициент использования установленной мощности (КИУМ);

$n$  – кампания топлива в активной зоне реактора, год;

$Q_{\text{н.у.}}^{\text{р}}$  – теплота сгорания условного топлива (29,3 МДж/кг).

Значение полного УРУТ на выработку электроэнергии аккумулирует в себе все возможные системы ЭС, включая ТУ. Главным недостатком его использования является невозможность определения его мгновенных значений, так как определение величины средней глубины выгорания доступно только при перегрузке топлива.

При известном значении КПД для оценки энергетической эффективности можно воспользоваться упрощенной формулой для мгновенного УРУТ:

$$b_{\text{э}}^{\text{мгнов}} = \frac{122,8}{\eta_{\text{абс}}^{\text{э}}}. \quad (15)$$

Необходимо также принимать во внимание, что УРП, УРТ и абсолютный электрический КПД брутто не учитывают расход электроэнергии на собственные нужды ЭС. В связи с этим, совместно с ними в качестве целевых функций могут быть использованы такие измеряемые показатели, как: расход электроэнергии на собственные нужды ЭС, расход свежего пара на ТУ и величину отпускаемой электрической энергии. Кроме этого, при дальнейшей раз-

работке автоматизированных алгоритмов расчета и оптимизации режима работы АЭС требуется дополнительно рассчитывать величины, включенные в диаграмму потоков энергии (рисунок 12).

В завершении анализа существующих критериев энергетической эффективности ТУ АЭС можно определить, что для достижения наибольшей эффективности требуется максимизация выработки электроэнергии и электрического КПД брутто одновременно с удельных расходов, таких как УРП, УРТ и мгновенного УРУТ (далее УРУТ). При этом в условиях АЭС возможно получение мгновенных значений представленных величин, вследствие чего можно определить их в качестве целевых функций и использовать при оптимизации работы ЭС в дальнейшем.

## **2.2. Разработка аналитической модели турбоустановки К-1000-60/3000**

Часть параметров ТУ ЭС, необходимых для определения целевых функций, не могут быть измерены напрямую. В частности, на АЭС с реакторами типа ВВЭР напрямую не измеряются расходы влажного пара, поскольку точность определения с использованием традиционных дифференциальных манометров слишком низкая [127], а использование сверхточных современных расходомеров экономически нецелесообразно по причине их большой стоимости при установке на трубопроводах с условным диаметром равным 200 и выше.

Однако определение данных расходов представляет особый интерес для условий рассматриваемых задач для определения численных значений целевых функций с целью использования при обучении НС.

Вследствие того, что переходные режимы в исследовании не рассматриваются, и принимается, что каждая точка измерений является дискретной, то с достаточной степенью точностью (погрешность теплового расчета не превышает 0,5 %) расходы пара можно определить с использованием традиционных методик, основывающихся на уравнениях теплового и материального балансов.

В таблице 1 приложения 4 представлены основные уравнения ТУ К-1000-60/3000 для определения необходимых для обучения НС моделей и использования в оптимизационных алгоритмах расчетных величин. Уравнения планируется интегрировать в программный комплекс в целях проверки результатов НС моделирования.

В целях графической интерпретации используемых в ходе составления уравнений величин в таблице 1 приложения 4 используются фрагменты принципиальной тепловой схемы, представленной на рисунке 18, с нанесением соответствующих обозначений.

Для проверки, представленной в таблице 1 приложения 4 методики, предусмотрено проведение поверочного теплового расчета ТУ К-1000-60/3000 4 энергоблока Калининской АЭС. В качестве исходных данных используются измеряемые в ходе эксплуатации значения приборов учета из «Информационно-вычислительных систем» (по результатам эксперимента).

Для поверочного расчета выбран ряд дискретных режимов из условия максимального охвата всего диапазона нагрузок паротурбинной установки в период эксплуатации с 2021 по 2022 год (916 МВт, 1065 МВт, 1075 МВт). Выбор определенного момента времени для проведения теплового расчета также произведен на основе того, чтобы паротурбинная установка работала в постоянном режиме с неизменной электрической нагрузкой (с диапазоном варьирования  $\pm 0,5\%$ ) как минимум сутки до этого момента времени.

Обозначения приборов учета и данные измерений представлены в таблице 2 приложения 4. Расчет производился с использованием справочника «Термодинамические свойства воды и водяного пара», С.Л. Ривкин, А.А. Александров [128].

В таблицах 3-5 приложения 4 представлены результаты расчета параметров пара и воды. Результаты расчета мощности и основных расходов пара и воды представлены в таблицах 6-11 приложения 4.

В целях дальнейшей разработки НС моделей для определения каждого расхода пара из отборов турбины построены схемы параметров, оказывающих наибольшее влияние на расходы (рисунки 13-16).

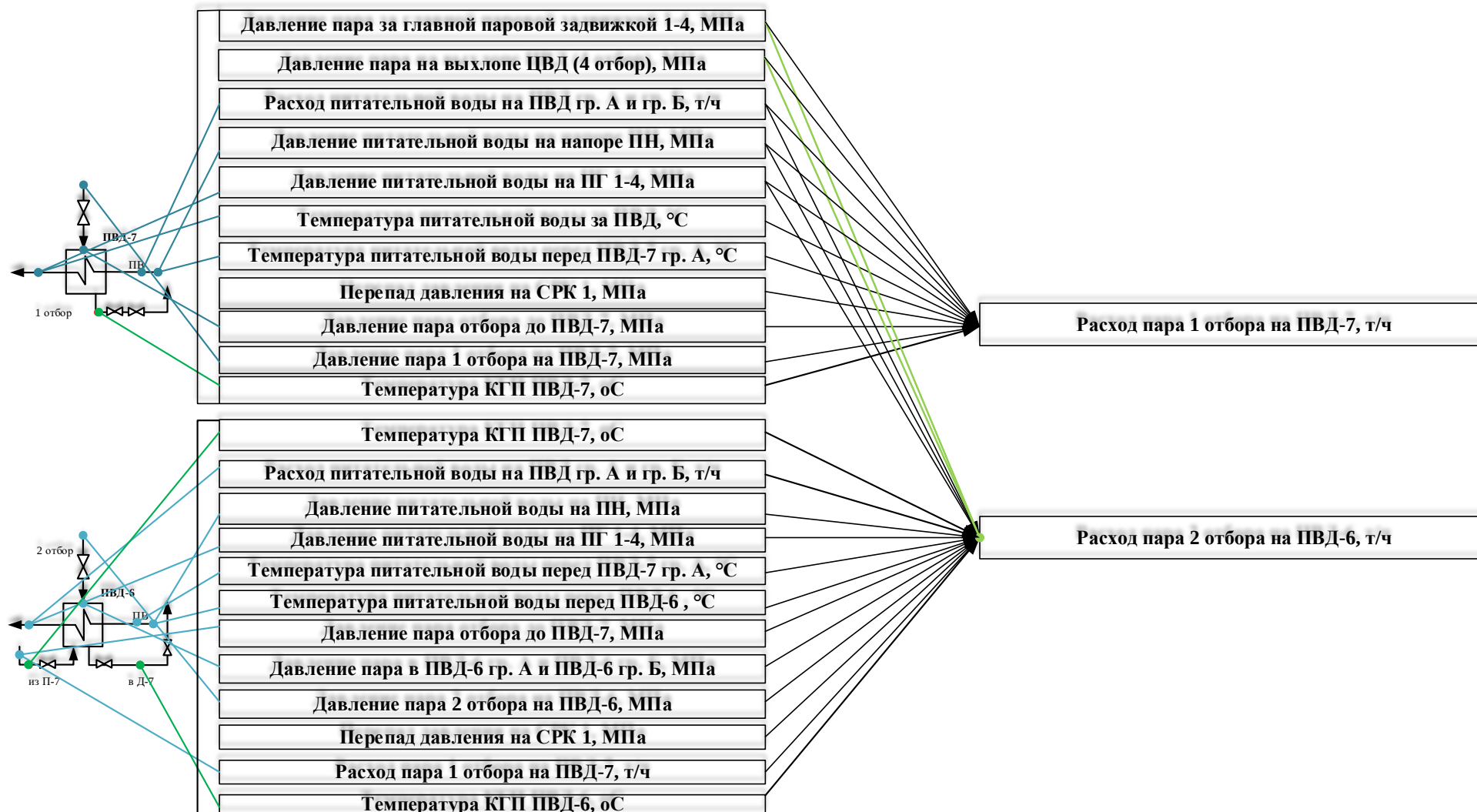


Рисунок 13. Параметры, влияющие на расходы пара 1-2 отборов ТУ

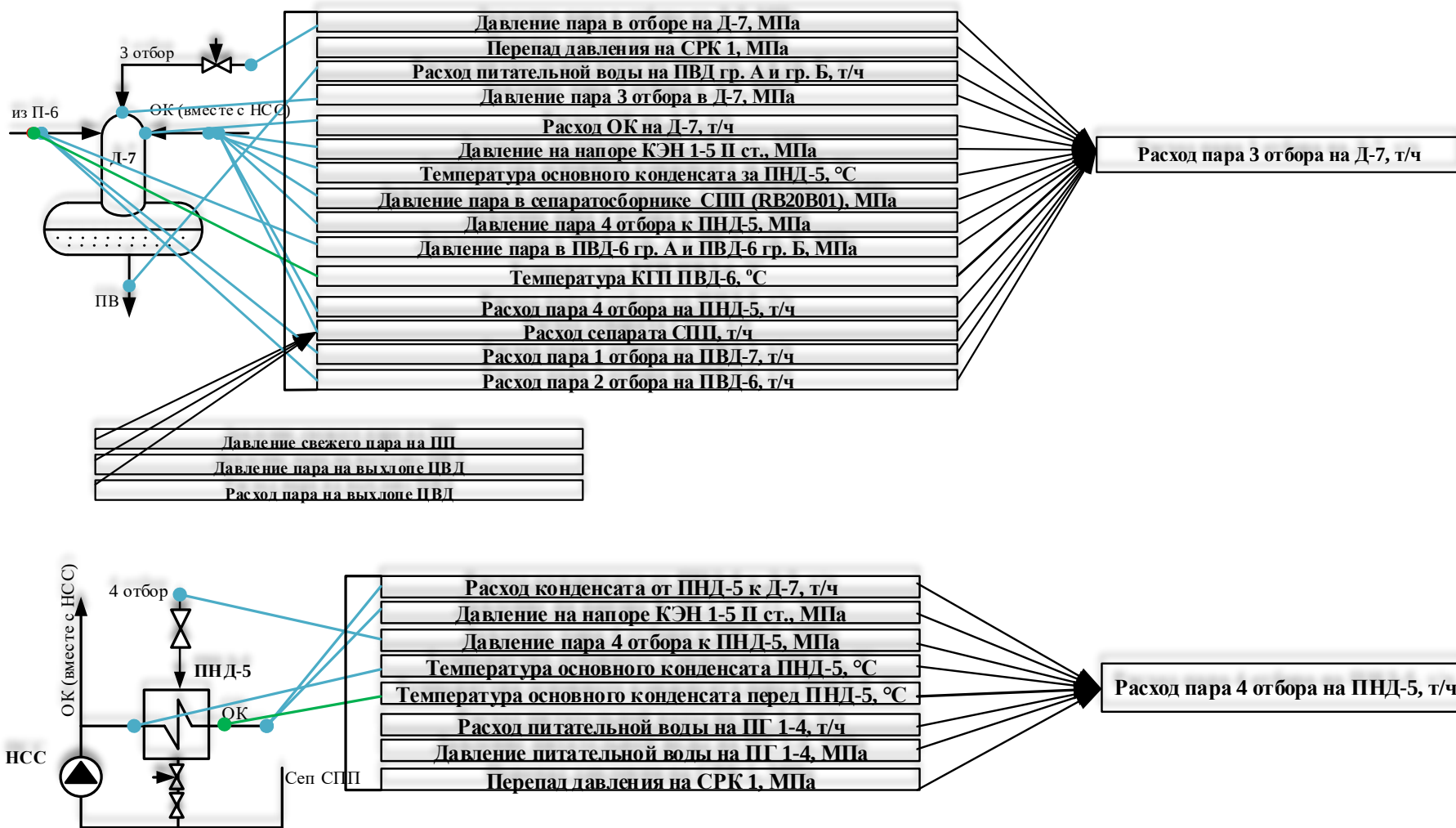


Рисунок 14. Параметры, влияющие на расходы пара 3-4 отборов ТУ

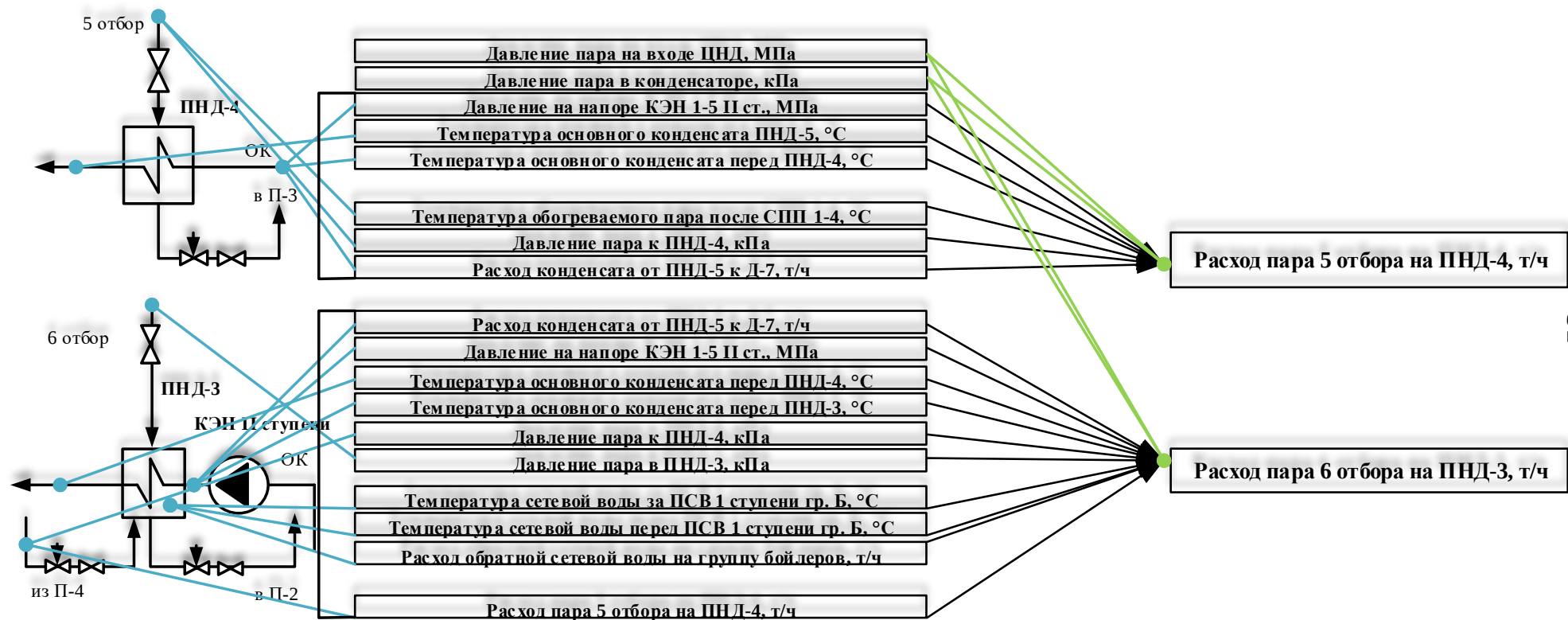


Рисунок 15. Параметры, влияющие на расходы пара 5-6 отборов ТУ

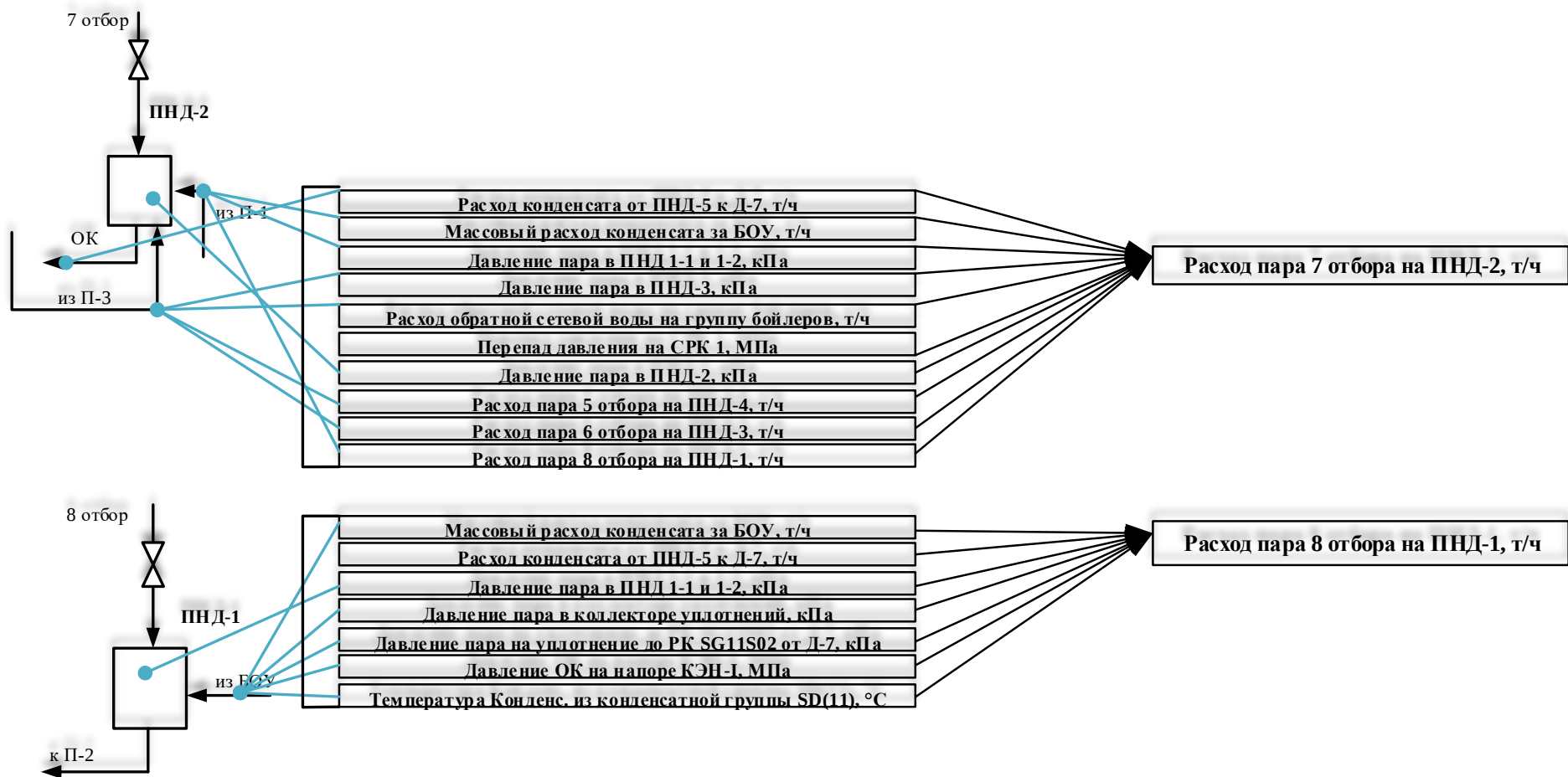


Рисунок 16. Параметры, влияющие на расходы пара 7-8 отборов ТУ

### **2.3. Определение необходимого набора измеряемых входных параметров. Проведение промышленного эксперимента**

В качестве объекта исследования выбрана ТУ АЭС в связи с тем, что такой вид ТУ представляет наибольший интерес для цели научных исследований вследствие в сравнении с ТУ КЭС наличия дополнительного оборудования (в частности, сепаратора-пароперегревателя или СПП), а также более сложными процессами, связанными с повышенной влажностью рабочей среды (пара). Четвертый энергоблок изготовлен согласно проекту № 320, введен в эксплуатацию 25.12.2015 г. В качестве основного оборудования используются реактор ВВЭР-1000 и быстроходная паровая турбины К-1000-60/3000[129].

20 июня 2019 года Ростехнадзором было выдано разрешение на эксплуатацию на повышенном уровне мощности (104% от номинального) 4 энергоблока [130]. Таким образом, максимальная электрическая мощность данных энергоблока, на сегодняшний день, достигает 1075 МВт.

В первую очередь, определенный набор измеряемых параметров необходим для определения целевых функций. Во вторую очередь, часть параметров может оказывать косвенное влияние на целевые функции. Целью настоящего раздела является определение необходимого набора измеряемых параметров, показания приборов учета для которых будут зафиксированы при проведении промышленного эксперимента.

Для определения КИУМ, как справочной характеристики, необходимы такие данные, как: выработка электрической энергии (может быть определена с использованием показаний приборов, измеряющих мощность), установленная мощность энергоблока, а также число часов работы энергоблока. Следует отметить, что КИУМ может быть рассчитан исключительно с использованием данных приборов учета, тогда как для расчета УРТ, УРП, КПД и УРУТ требуется вычисление промежуточных величин.

Для УРТ, УРП, КПД и УРУТ дополнительно необходимы: расход пара на ТУ, температура или степень сухости и давление свежего пара (для определения энтальпии свежего пара), расходы пара в теплофикационные отборы, параметры пара и конденсата теплофикационных отборов, параметры пара и воды в системе регенерации, базовые значения которых для 4 энергоблока Калининской АЭС (при отпуске электрической энергии 1012,5 МВт) представлены на принципиальной тепловой схеме на рисунке 18.

Определение расходов пара и воды первично предполагается путем расчета тепловой схемы и сведения балансов по всему второму контуру ЭС. В процессе моделирования планируется использование НС моделей для вычисления каждого расхода пара или воды. Поиск и анализ параметров, оказывающих наибольшее влияние на расходы и, следовательно, на целевые функции, рассматривается в разделе 2.3.

Минимальный набор параметров, необходимый для проведения теплового расчета с целью определения расчетных параметров (расходов пара в отборы) представлен в таблице 1 приложения 4.

В результате промышленного эксперимента из информационно-вычисленных систем получены данные приборов учета за период с 01.01.2022 по 31.12.2022 со средним шагом 10 минут (количество записей – 44500). Список параметров, измеряемых в ходе промышленного эксперимента, представлен в таблице 1 приложения 3. Данные собраны в единую матрицу исходных данных (базу данных) в представлении аналогичном тому, что отражен в таблице 1 приложения 4.

В результате анализа изменения КИУМ (рисунок 17) установлено, что в период с сентября по декабрь 2022 года энергоблок работал на сниженной мощности, которая достигала (без учета данных останова энергоблока) 1020 МВт. Данный факт расширяет диапазоны изменения параметров, что оказывает положительное влияние на дальнейшие теоретические исследования.

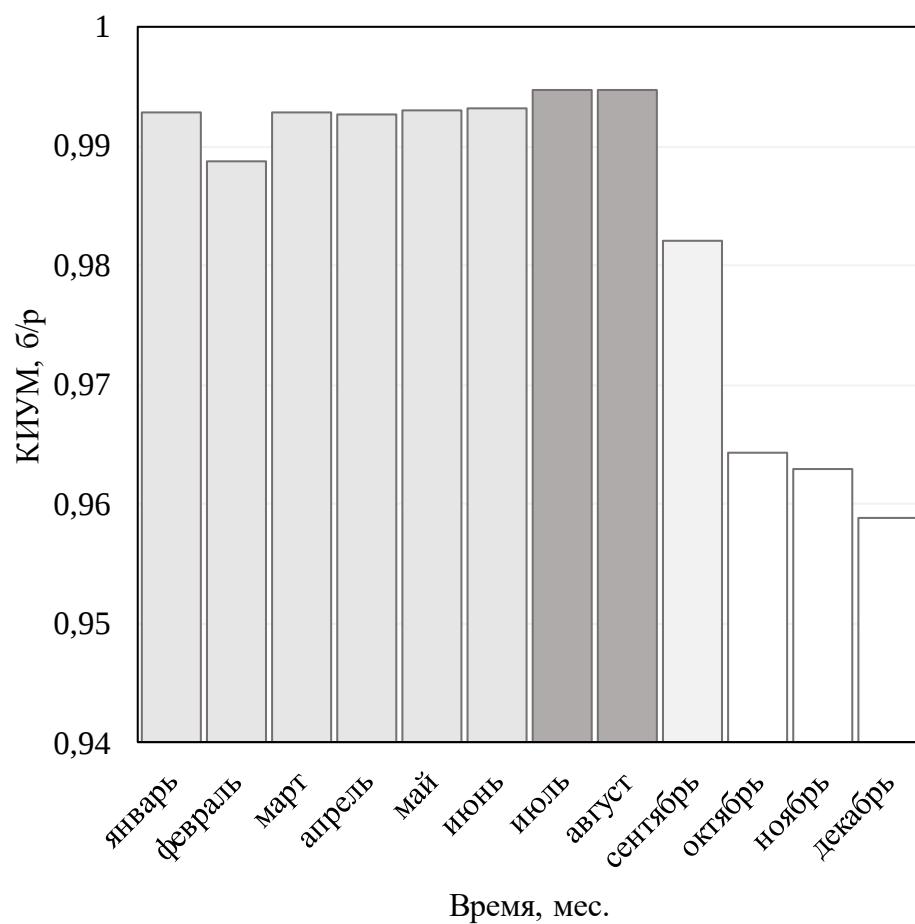


Рисунок 17. Изменение КИУМ 4 энергоблока Калининской АЭС в течение 2022 года



## 2.4. Оценка погрешности измерений

Эффективность и достоверность результатов диагностики, в основе которой лежит обработка данных, получаемых со штатных контрольно-измерительных приборов, зависят от ошибки измерений выходных эксплуатационных параметров, поэтому для каждой точки замера получена информация о типе контрольно-измерительного прибора и относительной погрешности измерения (таблица 1).

Грубые промахи и систематические ошибки из результатов промышленного эксперимента за исследуемый период наблюдения удаляются на этапах статистической обработки полученных значений, построения графической зависимости и сведения балансовых уравнений, представленных в разделе 2.3. Таблица 1. Перечень контрольно-измерительных приборов для замера эксплуатационных параметров работы ТУ энергоблока №4 Калининской АЭС

| Тип датчика       | Параметр измерения         | Абсолютная погрешность измерения | Относительная погрешность измерения |
|-------------------|----------------------------|----------------------------------|-------------------------------------|
| ДМЭ-1,6           | расход (разность давлений) | -                                | 1,5 %                               |
| ДМЭР-2.5          | расход (разность давлений) | -                                | 1,5 %                               |
| ДМЭР-М-0.63       | расход (разность давлений) | -                                | 1,5 %                               |
| ДМЭР-М-1          | расход (разность давлений) | -                                | 1,5 %                               |
| ДМЭР-М-1.6        | расход (разность давлений) | -                                | 1,5 %                               |
| ДМЭР-М-1000       | расход (разность давлений) | -                                | 1,5 %                               |
| ДМЭР-М-2500       | расход (разность давлений) | -                                | 1,5 %                               |
| ДМЭР-М-6300       | расход (разность давлений) | -                                | 1,5 %                               |
| ДМЭР-МИ-0.63      | расход (разность давлений) | -                                | 1,5 %                               |
| ДМЭР-МИ-1         | расход (разность давлений) | -                                | 1,5 %                               |
| ДМЭУ-М            | расход (разность давлений) | -                                | 1,5 %                               |
| ДМЭУ-М-2500       | расход (разность давлений) | -                                | 1,5 %                               |
| ДМЭУ-МИ           | давление                   | 0,015 кг/см <sup>2</sup>         | 1,5 %                               |
| КПУ1-562          | расход                     | 3,75 см                          | 1,5 %                               |
| М-381             | давление                   | 0,15 кг/см <sup>2</sup>          | 1,5 %                               |
| Метран-22-ДД-2440 | расход (разность давлений) | -                                | 0,5 %                               |

Продолжение таблицы 1

| Тип датчика | Параметр измерения | Абсолютная погрешность измерения | Относительная погрешность измерения |
|-------------|--------------------|----------------------------------|-------------------------------------|
| МП4         | давление           | 0,24 кг/см <sup>2</sup>          | 1,5 %                               |
| МП4-У       | давление           | 0,09 кг/см <sup>2</sup>          | 1,5 %                               |
| МП4-УУ2     | давление           | 0,09 кг/см <sup>2</sup>          | 1,5 %                               |
| МПТ-160     | давление           | 0,09 кг/см <sup>2</sup>          | 1,5 %                               |
| МПЭ         | давление           | 0,15 кг/см <sup>2</sup>          | 1,5 %                               |
| МПЭ-М       | давление           | 0,06 кг/см <sup>2</sup>          | 1,5 %                               |
| МПЭ-М-100   | давление           | 1,5 кг/см <sup>2</sup>           | 1,5 %                               |
| МПЭ-М-101   | давление           | 1,5 кг/см <sup>2</sup>           | 1,5 %                               |
| МПЭ-М-16    | давление           | 0,24 кг/см <sup>2</sup>          | 1,5 %                               |
| МПЭ-М-40    | давление           | 0,6 кг/см <sup>2</sup>           | 1,5 %                               |
| МПЭ-М-6     | давление           | 0,09 кг/см <sup>2</sup>          | 1,5 %                               |
| МПЭ-М-60    | давление           | 0,9 кг/см <sup>2</sup>           | 1,5 %                               |
| МПЭ-МИ      | давление           | 0,6 кг/см <sup>2</sup>           | 1,5 %                               |
| МПЭ-МИ-10   | давление           | 0,15 кг/см <sup>2</sup>          | 1,5 %                               |
| МПЭ-МИ-25   | давление           | 0,375 кг/см <sup>2</sup>         | 1,5 %                               |
| МПЭ-МИ-40   | давление           | 0,6 кг/см <sup>2</sup>           | 1,5 %                               |
| МПЭ-МЭ-1.6  | давление           | 0,24 кг/см <sup>2</sup>          | 1,5 %                               |
| МТП-160     | давление           | 0,09 кг/см <sup>2</sup>          | 1,5 %                               |
| МТП-160-25  | давление           | 0,375 кг/см <sup>2</sup>         | 1,5 %                               |
| Сапфир ДА   | давление           | 0,005 кг/см <sup>2</sup>         | 0,5 %                               |
| СПЭ-М-160   | давление           | 0,375 кг/см <sup>2</sup>         | 1,5 %                               |
| ТС-1288     | температура        | 2 °С                             | 1,0 %                               |
| ТСМ-0879    | температура        | 2 °С                             | 2,0 %                               |
| ТСП-0879    | температура        | 3 °С                             | 1,0 %                               |
| ТСП-0880    | температура        | 3 °С                             | 1,0 %                               |
| ТСП-0881    | температура        | 3 °С                             | 1,0 %                               |
| ТСП-0882    | температура        | 3 °С                             | 1,0 %                               |
| ТСП-0883    | температура        | 3 °С                             | 1,0 %                               |
| ТСП-0884    | температура        | 3 °С                             | 1,0 %                               |

Проведено сопоставление расчетов значений целевых функций средствами итерационной аналитической модели и с использованием упрощенных методик расчета, используемых на ТУ на сегодняшний день (рисунок 19).

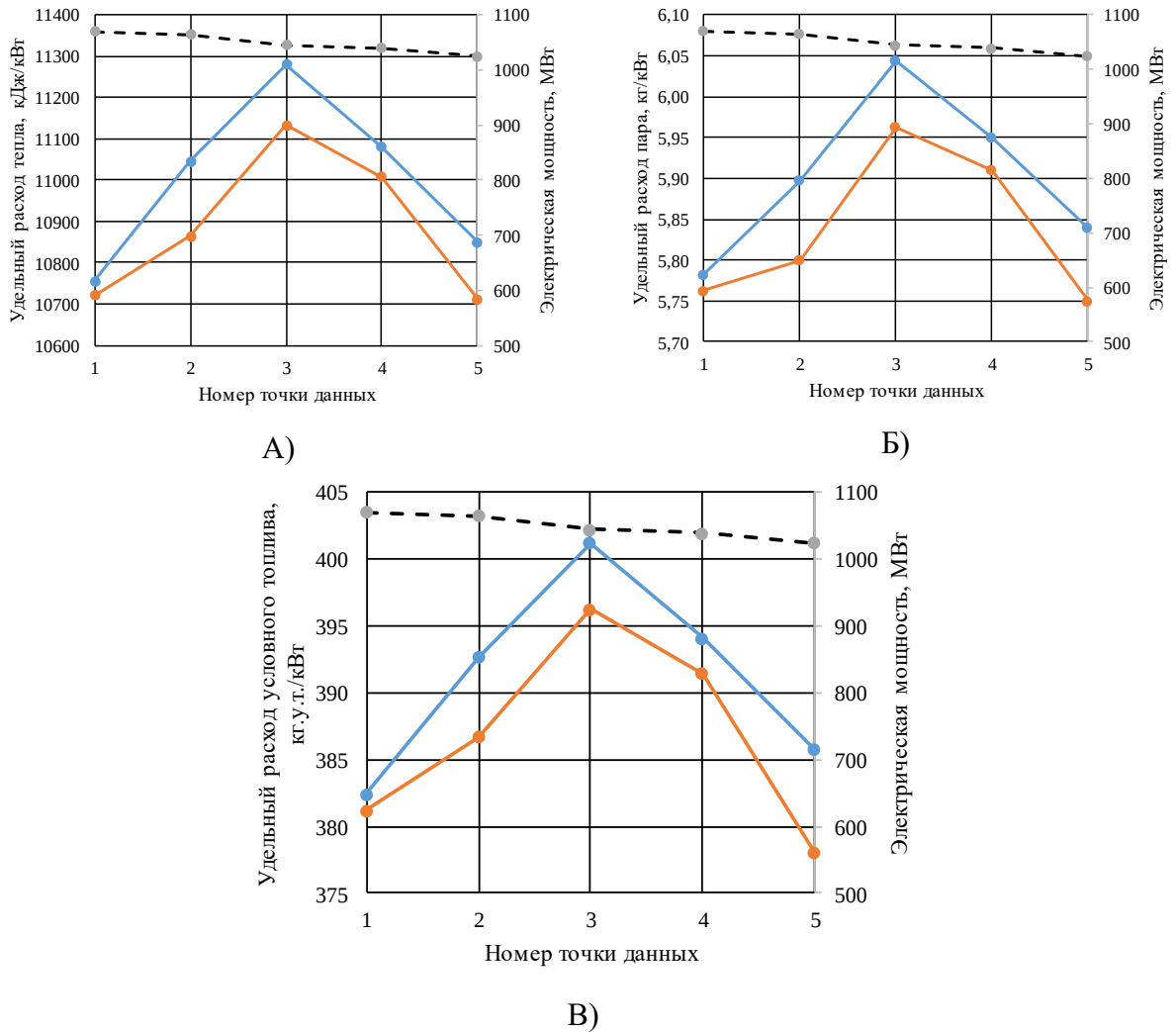


Рисунок 19. Сравнение результатов расчета целевых функций с использованием уравнений, встроенных в АСУ ЭС, — и аналитической модели —

На графиках (рисунок 19) «Номер точки данных» на оси абсцисс обозначает номер режима. Данные, представленные в существующих АСУ ЭС, оказываются менее точными в сравнении с данными аналитической модели, так как существующие АСУ ЭС используют упрощенные формулы расчета показателей. Показания удельных расходов оказываются заниженными в среднем на 1,3%.

## 2.5. Выводы по второй главе

В ходе работы выполнен анализ и подбор целевых функций: УРП, УРТ, УРУТ для расчета средствами аналитической модели и последующего использования в целях обучения НС моделей.

Выбран объект исследования – ТУ К-1000-60/3000. Проведен промышленный эксперимент на 4 энергоблоке Калининской АЭС, результаты которого сформированы в виде баз данных. Также данные базы данных необходимы для использования в дальнейшем для обучения НС моделей.

По итогам промышленного эксперимента и анализа документации ЭС определена точность приборов учета, исключены систематические ошибки и грубые промахи из результатов промышленного эксперимента.

Разработана итерационная аналитическая модель на примере ТУ К-1000-60/3000 для поиска необходимых расходов пара и воды и проведена ее апробация на режимах работы энергоблока при мощности 916, 1065 и 1075 МВт. Выполнен расчет значений целевых функций для 45 тысяч точек промышленного эксперимента.

Материалы главы 2 опубликованы в работах [151, 157, 159-164, 169-172].

## **Глава 3. РАЗРАБОТКА НЕЙРОСЕТЕВОЙ МОДЕЛИ ТУРБОУСТАНОВКИ**

### **3.1. Анализ влияния параметров на целевые функции**

#### **3.1.1. Факторный анализ**

При решении задач, имеющих достаточно большое число данных, нужна многомерность описания. Одним из методов для задания и решения многомерного анализа может служить метод факторного анализ [131].

Факторный анализ — многомерный метод, применяемый для изучения взаимосвязей между значениями переменных [132]. Предполагается, что известные переменные зависят от меньшего количества неизвестных переменных и случайной ошибки.

Факторный анализ в настоящем исследовании необходим для оценки влияния входных параметров друг на друга, определения корреляции между ними, поиска наиболее важных переменных для решения задачи оптимизации работы ТУ и сокращение их числа для увеличения быстродействия разрабатываемых моделей.

В факторном анализе предполагается, что наблюдаемые переменные являются линейной комбинацией некоторых латентных (гипотетических или ненаблюдаемых) факторов. Некоторые из этих факторов допускаются общими для двух и более переменных, а другие - характерными для каждого параметра в отдельности. Характерные факторы - ортогональны друг другу (по крайней мере, в разведочном факторном анализе). Следовательно, характерные факторы не вносят вклад в ковариацию между переменными. Другими словами, только общие факторы, число которых предполагается гораздо меньшим числа наблюдаемых переменных, вносят вклад в ковариацию между ними [133].

Факторный анализ включает в себя достаточно сложно математическую структуру. В исследовании используется метод наименьших квадратов [134].

Решение по методу наименьших квадратов, включая метод минимальных остатков и метод главных факторов с итерациями по общностям.

Таблица 2. Выходные данные факторного анализа

| Параметр                              | Фактор 1     | Фактор 6 | Параметр                                 | Фактор 1     | Фактор 6     |
|---------------------------------------|--------------|----------|------------------------------------------|--------------|--------------|
| Расход пара в конденсаторе            | <b>-0,92</b> | -0,15    | Давление 4 отб.                          | <b>-0,87</b> | 0,06         |
| Расход пара на ПВД-6                  | <b>-0,92</b> | -0,02    | Темп. 4 отб.                             | <b>-0,91</b> | 0,01         |
| Расход пара на ПНД-3                  | <b>0,74</b>  | 0,14     | Давление ПНД-4                           | <b>-0,87</b> | 0,05         |
| Расход пара на ПНД-2                  | <b>0,85</b>  | 0,01     | Давление 5 отб.                          | <b>-0,71</b> | 0,14         |
| Расход пара на ПНД-1                  | <b>0,77</b>  | 0,10     | Давление ПНД-3                           | <b>-0,76</b> | -0,03        |
| Расход на выхлопе ЦВД                 | <b>-0,74</b> | -0,22    | Давление 6 отб.                          | <b>-0,75</b> | 0,02         |
| Расход пара на ТПН                    | <b>-0,71</b> | -0,11    | Давление 8 отб.                          | <b>-0,76</b> | 0,16         |
| Расход основного конденсата через БОУ | <b>-0,77</b> | -0,06    | Давление ПНД-1                           | <b>-0,71</b> | 0,28         |
| Расход основного конденсата за ПНД-1  | <b>-0,87</b> | -0,06    | Расход питательной воды на парогенератор | <b>-0,72</b> | -0,11        |
| Темп. ЦВ на входе                     | <b>-0,88</b> | 0,08     | Давление НСС-1                           | -0,11        | <b>0,78</b>  |
| Темп. ЦВ на выходе                    | <b>-0,89</b> | 0,07     | Давление НСС-1                           | 0,11         | <b>-0,78</b> |
| Темп. пара вых. ЦНД                   | <b>-0,88</b> | 0,02     | Темп. ПНД-1                              | <b>-0,96</b> | 0,04         |
| Давление в конденсаторе               | <b>-0,85</b> | 0,08     | Темп. основного конденсата перед ПНД-3   | <b>-0,78</b> | -0,05        |
| Давление на напоре КЭН-1              | <b>0,85</b>  | -0,05    | Темп. основного конденсата перед ПНД-4   | <b>-0,78</b> | -0,04        |
| Темп. на всасе КЭН-1                  | <b>-0,88</b> | 0,03     | Темп. основного конденсата перед ПНД-5   | <b>-0,87</b> | -0,02        |
| Расход основного конденсата           | <b>-0,86</b> | 0,02     | Темп. основного конденсата перед Д-7     | <b>-0,94</b> | -0,04        |

Продолжение таблицы 2

| Параметр        | Фактор 1     | Фактор 6 | Параметр                       | Фактор 1        | Фактор 6 |
|-----------------|--------------|----------|--------------------------------|-----------------|----------|
| Давление за СПП | <b>-0,86</b> | 0,04     | Положение СРК                  | <b>-0,70843</b> | -0,22    |
| Давление 1 отб. | <b>-0,90</b> | 0,02     | Темп на входе<br>ПВД-6         | <b>-0,91397</b> | -0,01    |
| Давление ПВД-7  | <b>-0,92</b> | 0,02     | Темп. ПВ<br>за ПВД-7           | <b>-0,91881</b> | -0,29    |
| Давление 2 отб. | <b>-0,93</b> | 0,05     | Темп на парогене-<br>ратор     | <b>-0,92412</b> | -0,22    |
| Давление ПВД-6  | <b>-0,93</b> | 0,06     | Давление на паро-<br>генератор | <b>-0,81991</b> | -0,24    |

В таблице 2 представлена часть основных значений ( $>0,7$ ) корреляционной матрицы. Факторный анализ проведен по 12 факторам (фактор – абстрактный критерий, относительно которого производится оценка связи между параметрами). Для 42-ух из 82-ух исходных параметров определена достаточно сильная корреляционная связь по 1-ом фактору, для 2-ух – по 6-ому фактору.

### 3.1.2. Кластерный анализ

Кластерный анализ – «задача разбиения заданной выборки объектов (ситуаций) на подмножества, называемые кластерами, так, чтобы каждый кластер состоял из схожих объектов, а объекты разных кластеров существенно отличались. Задача кластеризации относится к статистической обработке, а также к широкому классу задач обучения без учителя» [135].

Кластерный анализ является количественным инструментом исследования физических процессов, для описания которых необходимо много характеристик.

Кластерный анализ – это многомерная статистическая процедура, выполняющая сбор данных, содержащих информацию о выборке объектов, и затем упорядочивающая объекты в сравнительно однородные группы (Q-кластеризация, или Q-техника, собственно кластерный анализ). Кластер – группа элементов, характеризующихся общим свойством, главная цель кластерного анализа – нахождение групп схожих объектов в выборке [135].

Многомерные статистические методы из широкого спектра вероятностно-статистических моделей позволяют осуществить обоснованный выбор модели, оптимально отражающей исходные статистические данные, характеризующие поведение исследуемой совокупности объектов. Применение данных методов также способствует оценке достоверности и точности выводов, сделанных на основе ограниченного объема статистической информации [136].

Для определения комплексного влияния сопряженных параметров (выявленных в результате факторного анализа) на целевые функции производится кластерный анализ.

Для решения задач исследования следует воспользоваться наиболее распространенным методом К-средних [137].

В результате построено дерево агломеративным методом кластеризации (рисунок 20).

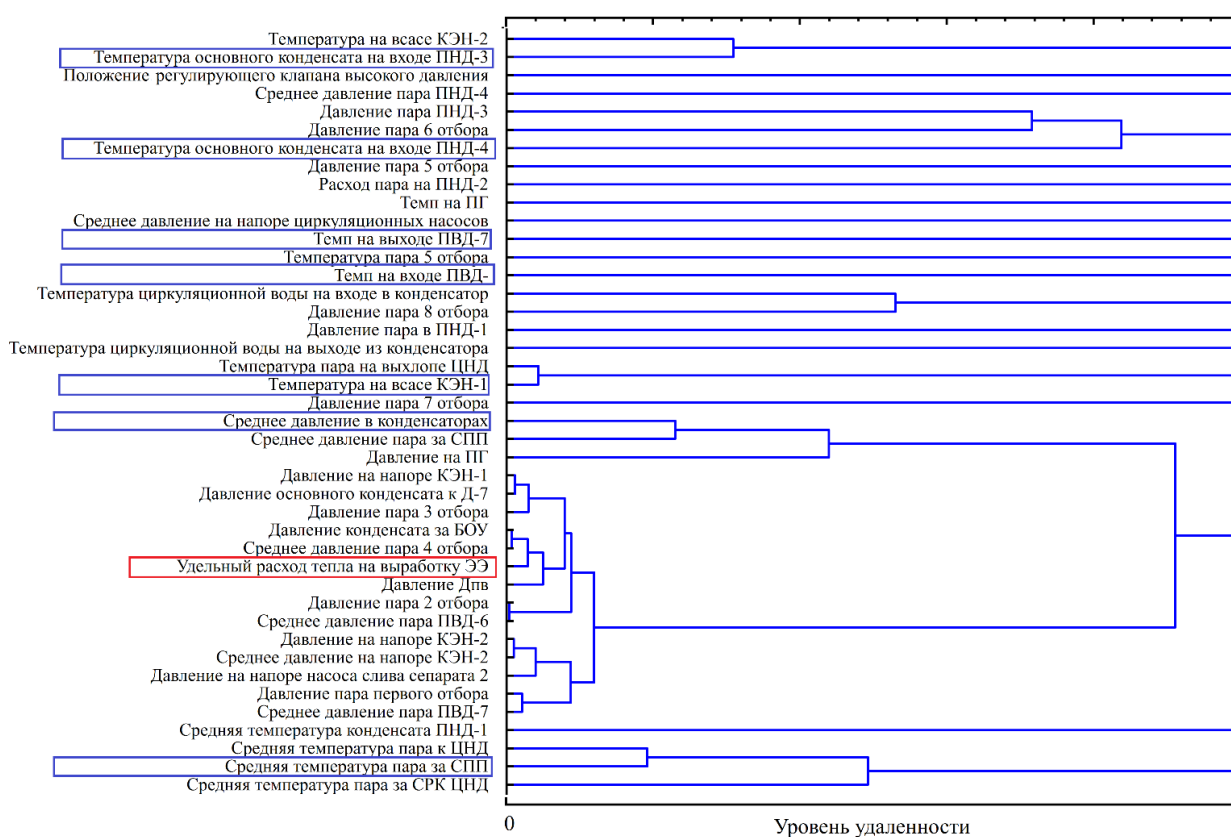


Рисунок 20. Фрагмент диаграммы кластерного анализа

### **3.1.3. Анализ результатов факторного и кластерного анализа**

В целях исследования необходимо произвести обзор результатов факторного и кластерного анализа относительно влияния параметров на целевые функции (УРП, УРТ, КПД и УРУТ).

При выполнении факторного анализа сильная взаимосвязь с любыми другими параметрами выявлена только у параметра «Температуры циркуляционной воды на выходе из конденсатора» по первому фактору (таблица 2). При этом по результатам факторного анализа связь выбранных варьируемых параметров между собой отсутствует, что свидетельствует о корректности их выбора и дальнейшего использования, как при разработке НС модели, так и при выполнении оптимизационных задач.

По результатам кластерного анализа (рисунок 20) формируются кластеры: величин «условно-влияющих» на целевые функции и «условно-невлияющих».

Таким образом, в ходе кластерного и факторного анализа также установлено, что 78 показателей оказывают значительное влияние на УРП, УРТ, КПД и УРУТ.

## **3.2. Разработка алгоритма создания искусственных нейронных сетей турбоустановок. Разработка и валидация нейронной сети**

Разработка НС модели ТУ заключается в создании готового программного продукта с визуальным интерфейсом, интуитивно понятного для использования эксплуатационным и инженерным персоналом турбинного цеха ЭС. Создание такого продукта предполагает выполнение следующих этапов:

- 1) выбор способа обучения и типа НС;
- 2) собственно разработка, валидация и верификация (опционально) НС модели;
- 3) разработка визуальной оболочки программного продукта со встроенной НС и необходимыми алгоритмами обработки данных.

Перед разработкой НС модели следует рассмотреть некоторые аспекты, связанные с ее валидацией и верификацией.

Валидация согласно ГОСТ Р 57700.23–2020 – это «процесс определения соответствия программного обеспечения или компьютерной модели (ПО КМ) реальному миру. Валидация обеспечивает обоснование того, что ПО КМ в заявленной области применения позволяет правильно и с определенной точностью моделировать реальные процессы» [138].

Верификация НС модели представляет собой сопоставление результатов моделирования (в исследовании – значений целевых функций) с аналогичными данными, полученными с использованием детерминированных моделей. Так как создание такой модели для ТУ К-1000-60/3000 в исследовании сложно осуществимо вследствие недостаточности существующих вычислительных мощностей, проведение верификации невозможно. Однако достоверность результатов НС моделирования в общем случае проверена на ТУ ГУБТ-25. Несмотря на завышенные значения мощности детерминированной модели ГУБТ-25 данные НС моделирования с ними согласуются [149].

НС модель изначально строится на экспериментальных данных, которые заведомо максимально приближены к «реальному миру». Вследствие чего, валидация производится непосредственно при обучении на основе данных обучающей выборки. Однако, для полноценной валидации этого зачастую является недостаточным. Поэтому часть данных полной обучающей выборки исключаются из нее, а затем на этом массиве производится полноценная валидации модели.

Необходимо отметить, что для достижения максимальной точности НС моделей для их построения используется профессиональное программное обеспечение, а именно Statistica 10 [139], которая обладает всем необходимым функционалом для решения задач исследования.

В настоящей работе рассматриваются конкретные выходные сигналы (целевые функции), к которым относятся: УРП, УРТ, КПД и УРУТ. При этом

в результате теплового расчета данные показатели определены с достаточной точностью, что делает возможным применение обучения «с учителем».

Для задач исследования, а именно предсказания численных значений целевых функций целесообразно рассмотреть подробнее структуру НС с многослойным персептроном.

При построении НС с многослойным персептроном существует достаточно большое количество тонких настроек, основными из которых являются: выбор функции активации, выбор алгоритма обучения, определение количества слоев и числа эпох для обучения.

С целью выбора одной конкретной структуры (включающей в себя определенный набор тонких настроек) следует провести анализ точности работы выбранных структур на небольшой выборке: в итоге будет выбрана одна структура, которая может быть использована на полной выборке. Выборка включает в себя 1000 значений входных (сигналов приборов учета, раздел 2.2.) и выходных параметров (целевых функций, определенных в разделе 2.1.).

Необходимое количество слоев значительно зависит от диапазона изменения значений обучающей выборки, размерности задачи, а также требуемой скорости и точности обучения. При этом недостаточное число слоев может повлечь за собой большие ошибки в предсказаниях значений целевых функций, а слишком большое – к переобучению НС, что также может привести к ошибке. Поэтому для представленной выборки из 1000 значений для всех НС установлено одинаковое количество слоев – 25 ед. Определение количества слоев полной выборки осуществлено в разделе 2.3.2.

Минимальное число эпох при обучении НС индивидуально для каждого случая и определяется точкой (зона прекращения обучения на рисунке 21), в которой ошибка прекращает изменяться. Продолжение обучения является нецелесообразным, поскольку переобучение, как отмечалось ранее, также может привести к ошибкам при работе НС.

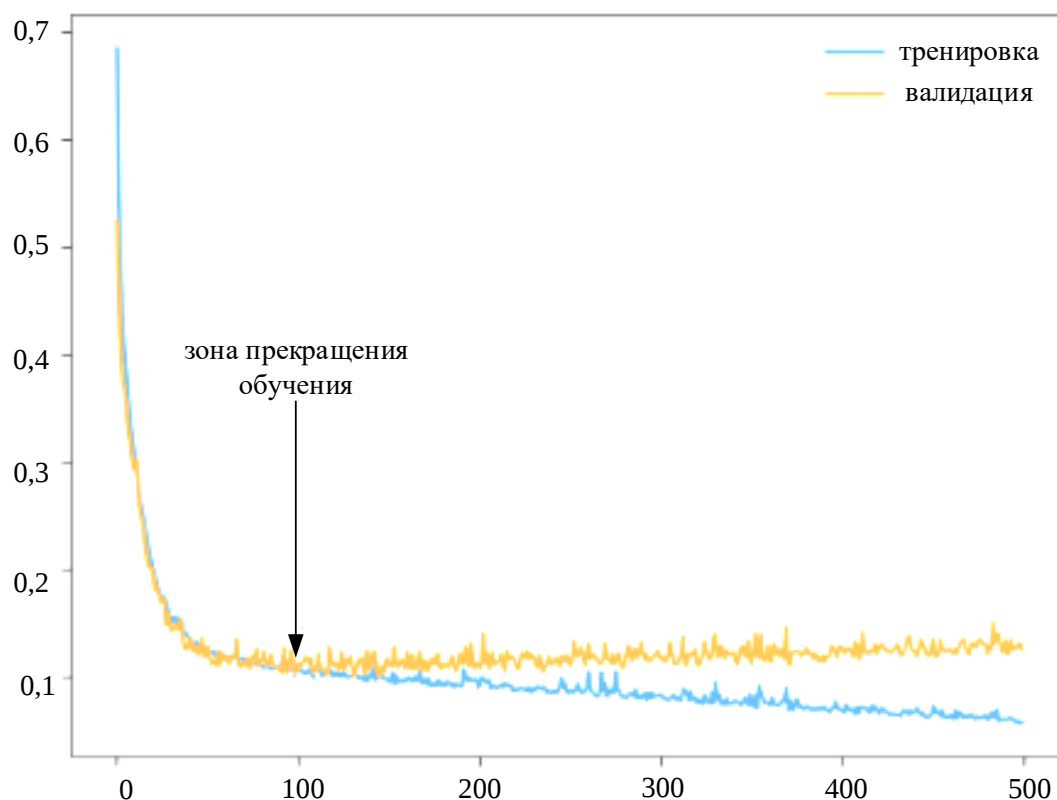


Рисунок 21. График изменения величины ошибки при обучении НС

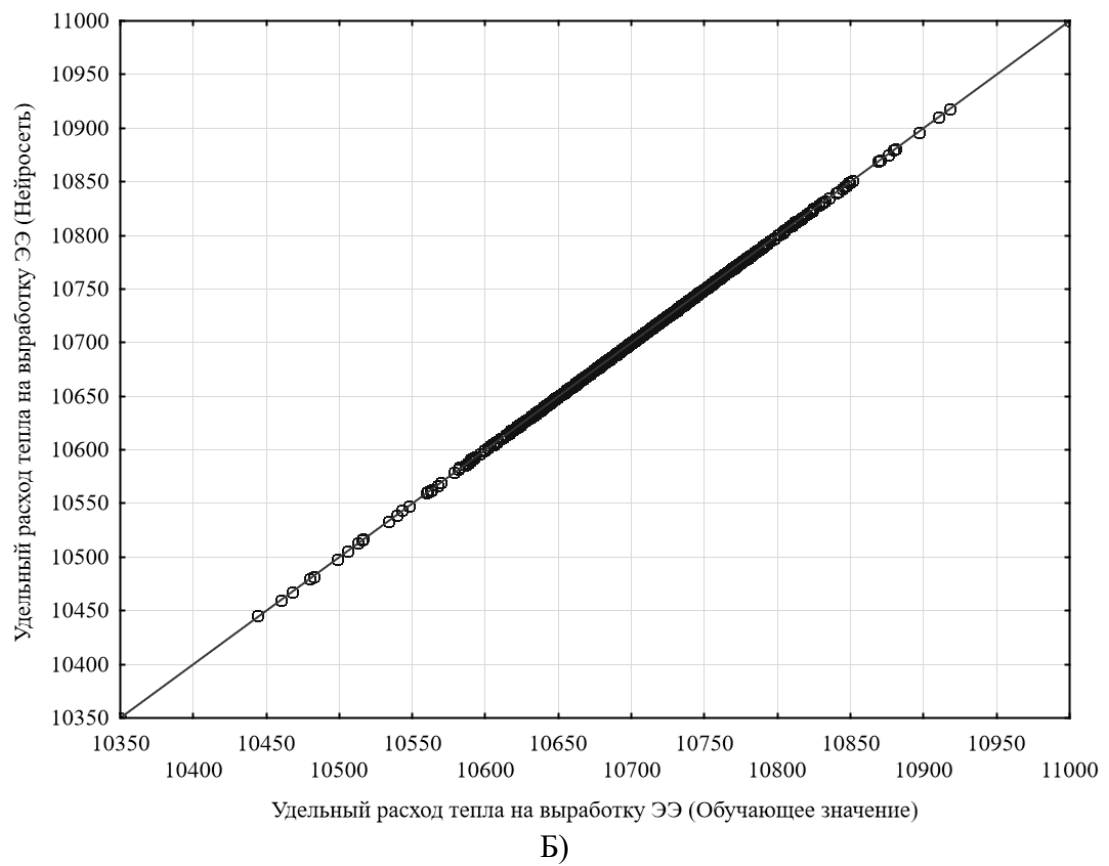
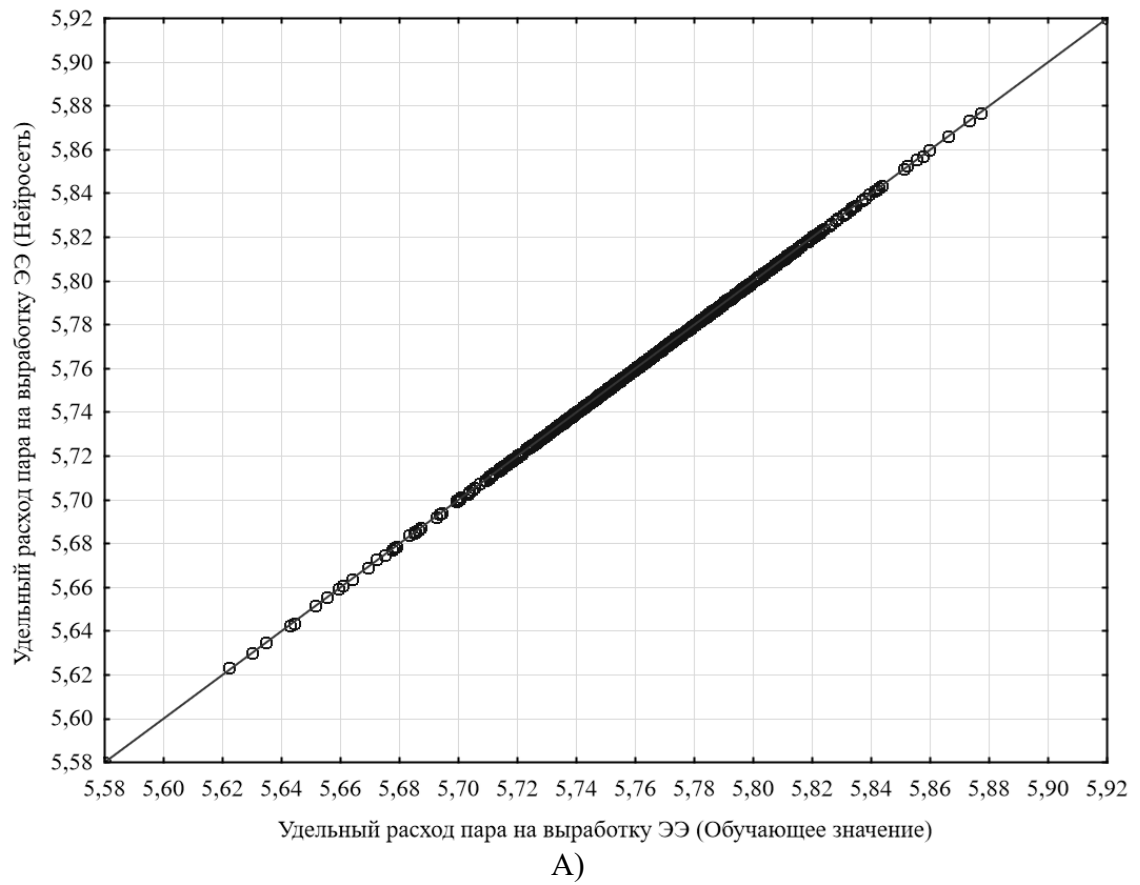
В ходе исследования с целью выбора оптимальной функции активации первоначально построены три НС (п. 1-3 таблица 3) с тангенсальной, логистической и экспоненциальной функциями активации и алгоритмом обучения BFGS. Критерием выбора для дальнейшего анализа является минимизация ошибки при валидации НС. Наименьшее значение ошибки 0,8833% получено в сети с тангенсальной функцией активации, которую целесообразно использовать далее.

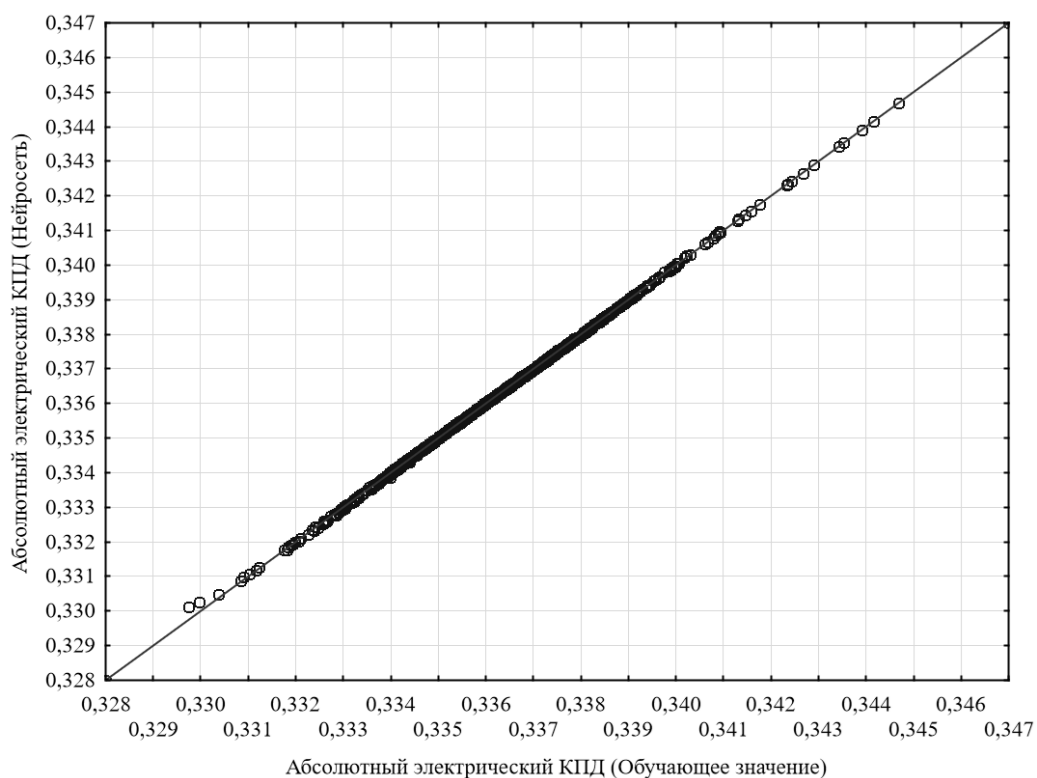
Следующим этапом является экспериментальное определение алгоритма обучения, обеспечивающего максимальную точность НС. Среди рассмотренных алгоритмов (BFGS, Gradient descent и Conjugate gradient п. 1,4,5 в таблице 3) наиболее точным является алгоритм Бройдена-Флетчера-Гольдбафа-Шенно или BFGS, который характеризуется величиной ошибки при валидации 0,883%.

Таблица 3. Сравнение НС моделей (выборка из 1000 значений)

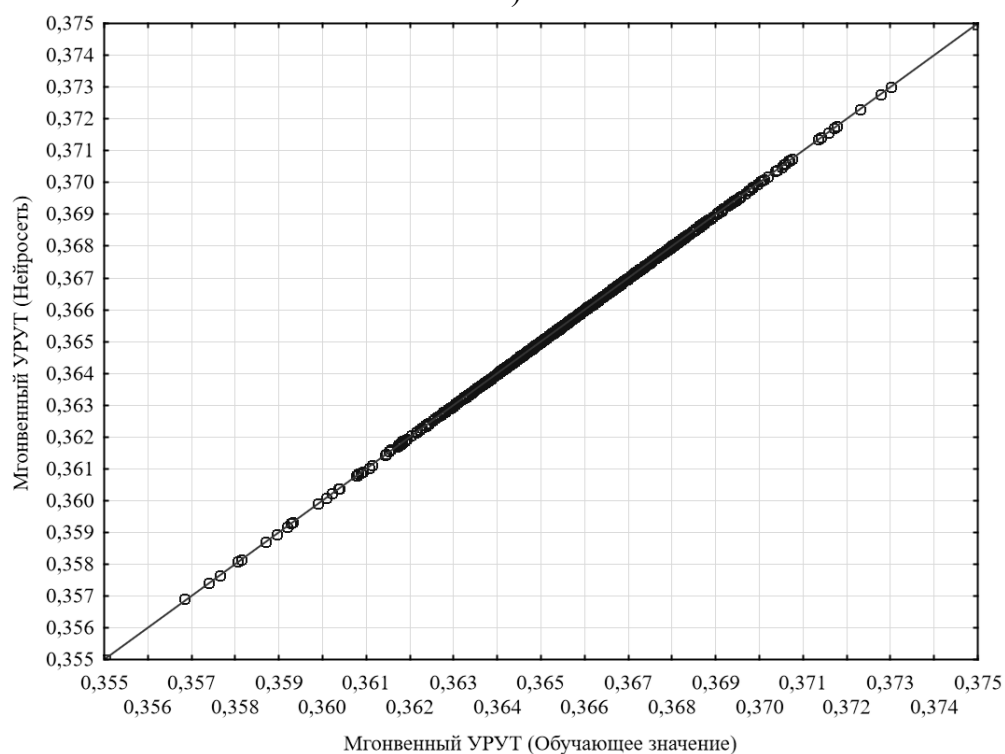
| №<br>п/п | Точность,<br>% | Точность<br>при<br>валидации,<br>% | Ошибка,<br>% | Ошибка<br>при<br>валидации,<br>% | Тип | Алгоритм              | Функция<br>активации  |
|----------|----------------|------------------------------------|--------------|----------------------------------|-----|-----------------------|-----------------------|
| 1        | 99,98          | 99,95                              | 0,933        | 0,883                            | MLP | BFGS                  | Тангенциальная        |
| 2        | 99,97          | 99,85                              | 1,369        | 8,365                            | MLP | BFGS                  | Логистическая         |
| 3        | 99,99          | 99,54                              | 0,319        | 8,409                            | MLP | BFGS                  | Экспоненциаль-<br>ная |
| 4        | 99,84          | 99,80                              | 8,966        | 7,908                            | MLP | Gradient<br>descent   | Тангенциальная        |
| 5        | 99,83          | 99,75                              | 7,648        | 8,530                            | MLP | Conjugate<br>gradient | Тангенциальная        |

На графиках (рисунок 22) представлены зависимости значений целевых функций, полученных в результате работы НС модели №1 (таблица 3), от обучающих значений для представленной выборки из 1000 значений. Графически можно также установить, что предложенная НС с достаточной степенью точности предсказывает значения целевых функций, так как практически все точки (значения полученные в ходе работы НС) располагаются вдоль аппроксимационной прямой за исключением небольшого отклонения в диапазоне от 0,329 до 0,331 при определении абсолютного электрического КПД (рисунок 22.В).





В)



Г)

Рисунок 22. Результирующие графики зависимости значений целевых функций, полученных с использованием НС, от обучающих значений (выборка из 1000 значений)

Разработка НС модели ТУ произведена для энергоблока К-1000-60/3000 Калининской АЭС для полной выборки промышленного эксперимента, произведённого в период с 01.01.2022 по 31.12.2022.

При этом непосредственно создание и обучение НС модели проводилось согласно алгоритму, представленному в разделе 3.2. и с использованием программного комплекса Statistica [139]. Обобщенный алгоритм разработки представлен на рисунке 23.



Рисунок 23. Обобщенный алгоритм разработки НС модели

Точность результирующей НС модели была определена средствами валидации на данных, не участвовавших в обучении (10% массива исходных данных – 5000 значений), и во всех случаях превышает 99% (таблица 4).

Таблица 4. Сравнение НС моделей многослойного персептрона с различным количеством слоев (полная выборка)

| № п/п | Число слоев | Точность | Ошибка при валидации % |       |       |       | Ошибка при валидации, % | Точность при валидации, % |
|-------|-------------|----------|------------------------|-------|-------|-------|-------------------------|---------------------------|
|       |             |          | УРП                    | УРТ   | КПД   | УРУТ  |                         |                           |
| 1     | 20          | 99,998   | 0,128                  | 0,003 | 0,003 | 0,003 | 0,034                   | 99,96                     |
| 2     | 40          | 99,999   | 0,112                  | 0,003 | 0,002 | 0,002 | 0,029                   | 99,97                     |

Также произведено сравнение НС моделей с различным числом слоев (таблица 4) – увеличении числа слоев свыше 20 для условий настоящей задачи нецелесообразно, так как время, затрачиваемое на их обучение, значительно увеличивается, а снижение ошибки в данном случае незначительно.

### 3.3. Разработка программного комплекса

Целью разработки программного комплекса является представление результатов аналитического и НС моделирования в интуитивно понятной для инженерного персонала форме.

В ходе разработки ПК предполагается решение следующих задач:

1. **Сбор требований:** анализ потребностей пользователей и постановка целей проекта. Основная потребность заключается в создании программного продукта, позволяющего быстро и точно определять значения целевых функций на основе данных приборов учета ТУ ЭС. Цель проекта – разработка программного продукта для определения целевых функций с нативным интерфейсом, понятным персоналу ЭС.

2. **Проектирование:** создание архитектуры программы, выбор технологий и инструментов. Программный комплекс реализован на языке программирования C++ с использованием встроенных решений Microsoft Visual Studio Windows Forms с поддержкой CLR [140].

3. **Разработка:** написание кода согласно проекту.

4. **Тестирование:** проверка работоспособности, поиск и исправление ошибок.

5. **Внедрение:** установка и настройка продукта для конечных пользователей.



Рисунок 24. Диалоговое окно программного комплекса (НС модель)

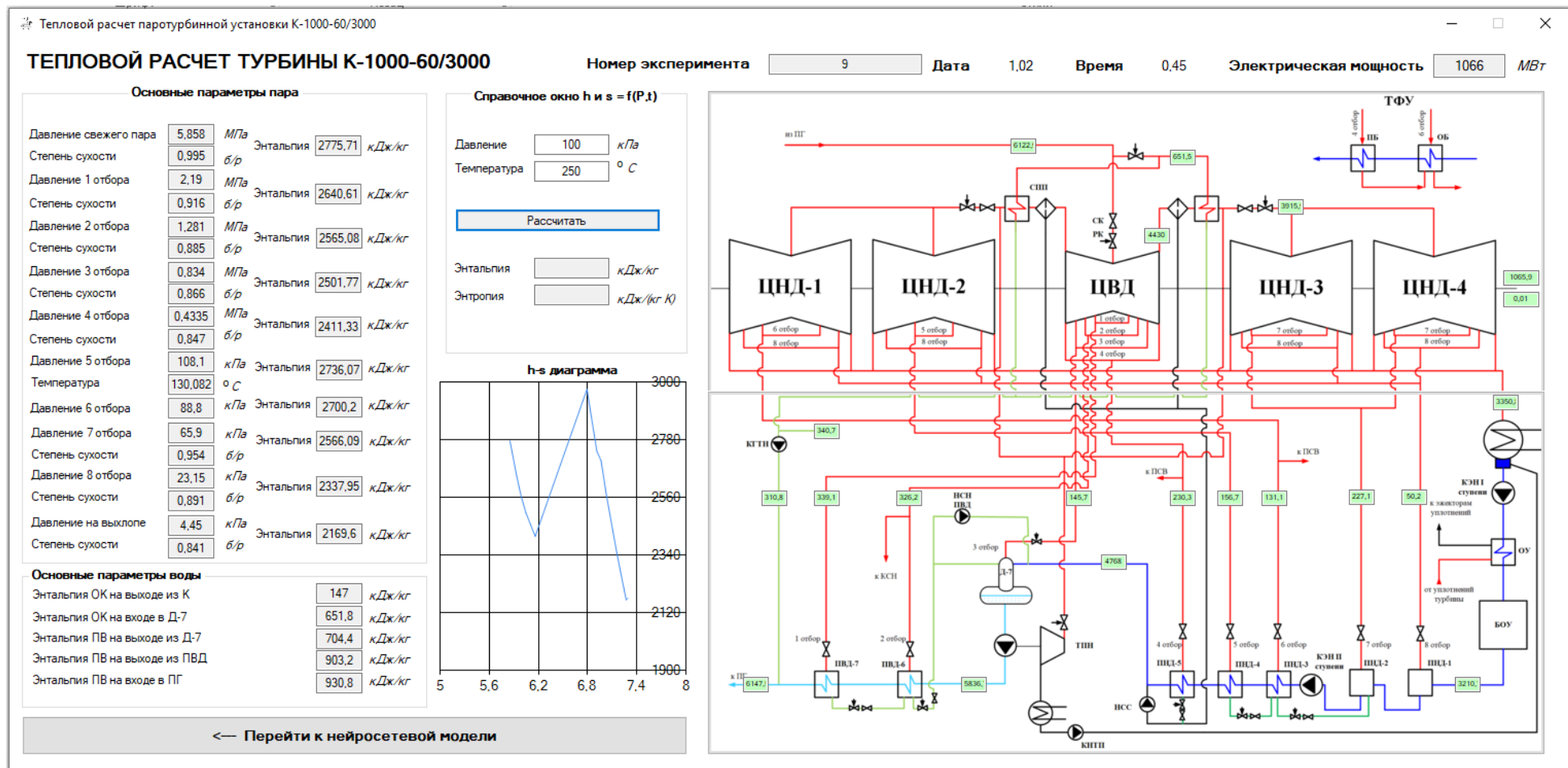


Рисунок 25. Диалоговое окно программного комплекса (тепловой расчет – основная часть)

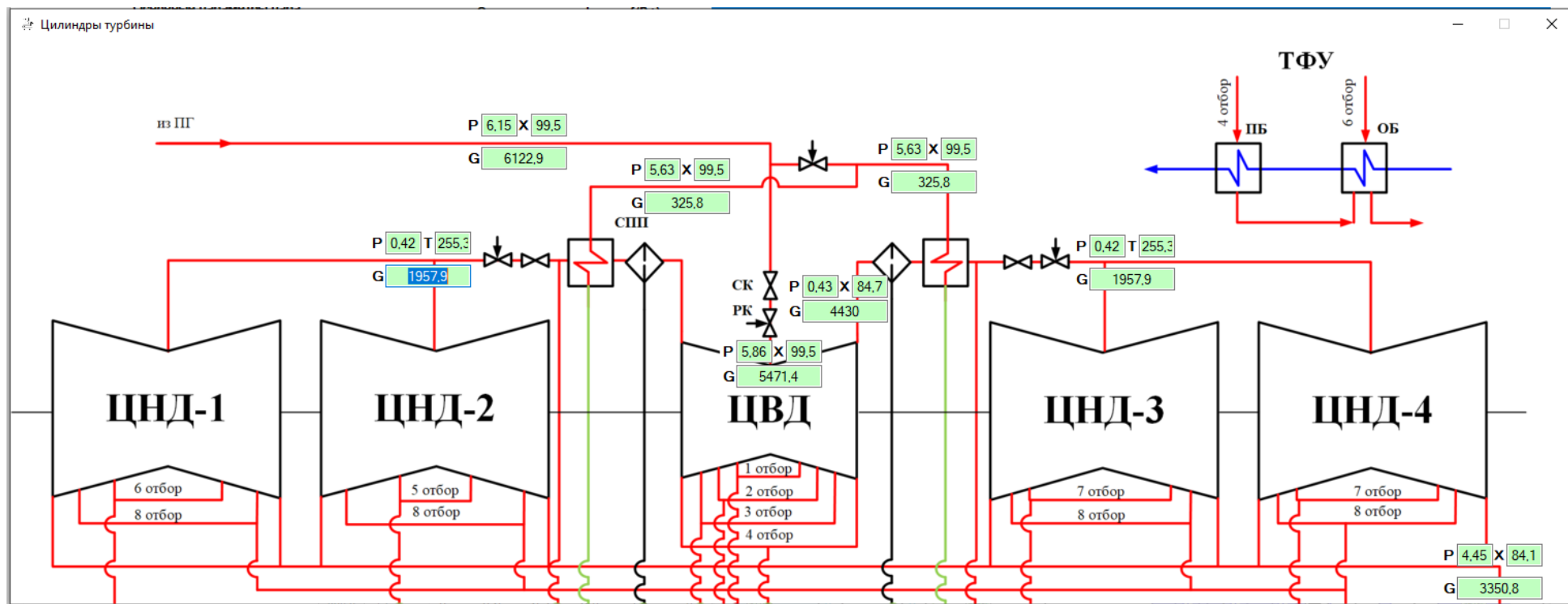


Рисунок 26. Диалоговое окно программного комплекса (тепловой расчет – цилиндры турбины)



Искусственные НС встраиваются в программный комплекс, который обладает возможностью, как автоматической загрузки исходных данных из систем ЭС, так и вводом этих данных вручную. Диалоговое окно программного комплекса представлено на рисунке 24.

После возбуждения кнопки «Запустить работу НС» производится расчет данных целевых функций на основе массива исходных данных (температур, давлений, расходов и др.). При этом, расчет также может быть осуществлен при изменении любого значения варьируемых параметров из диапазона варьирования с целью поиска оптимального значения целевых функций.

После активации кнопки «Отобразить результаты теплового расчета на схеме» происходит инициализация алгоритма определения основных расчетных параметров (расходов, энтальпий и др.) (рисунок 24), при этом расходы пара и воды отображаются на тепловой схеме (рисунки 25-27).

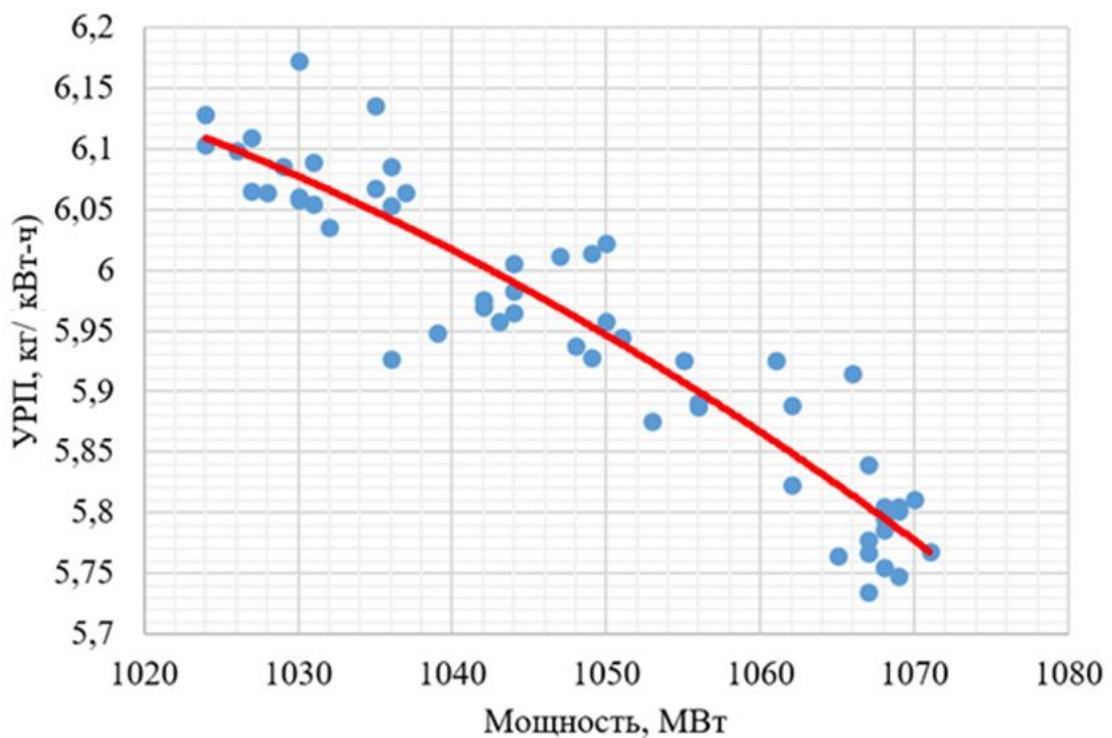


Рисунок 28. Удельный расход пара, кг/(кВт·ч)

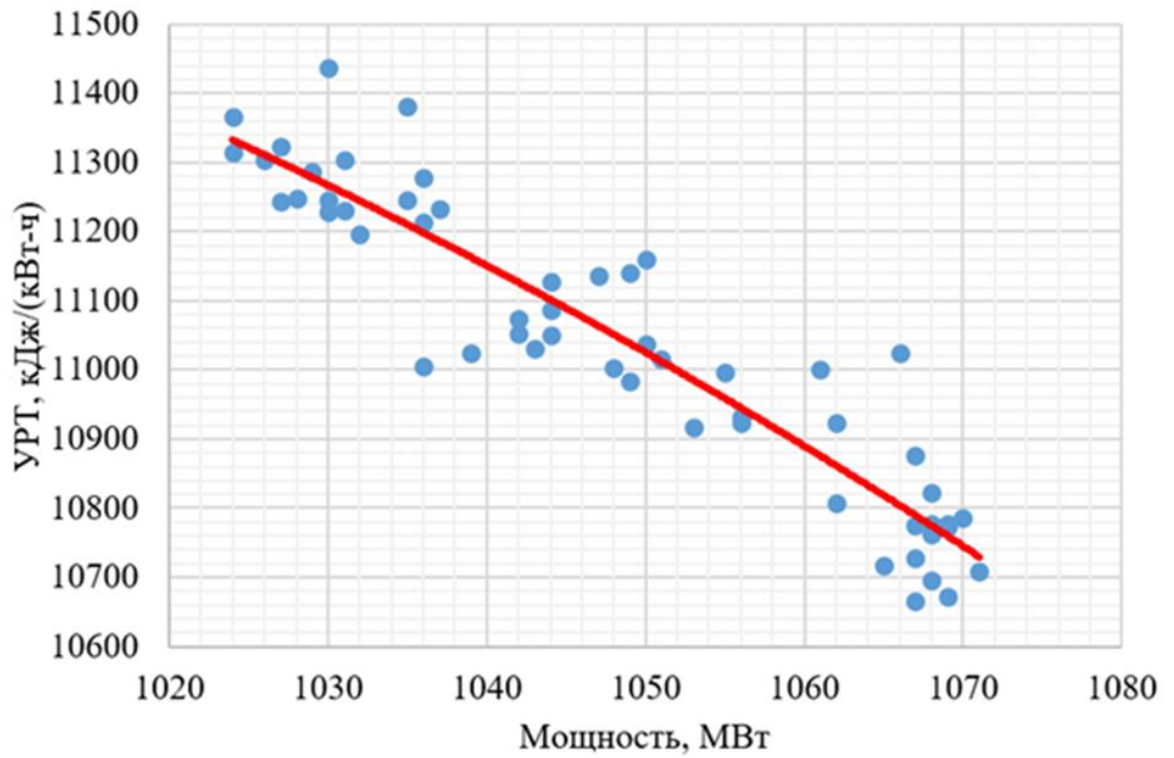


Рисунок 29. Удельный расход тепла, кДж/(кВт·ч)

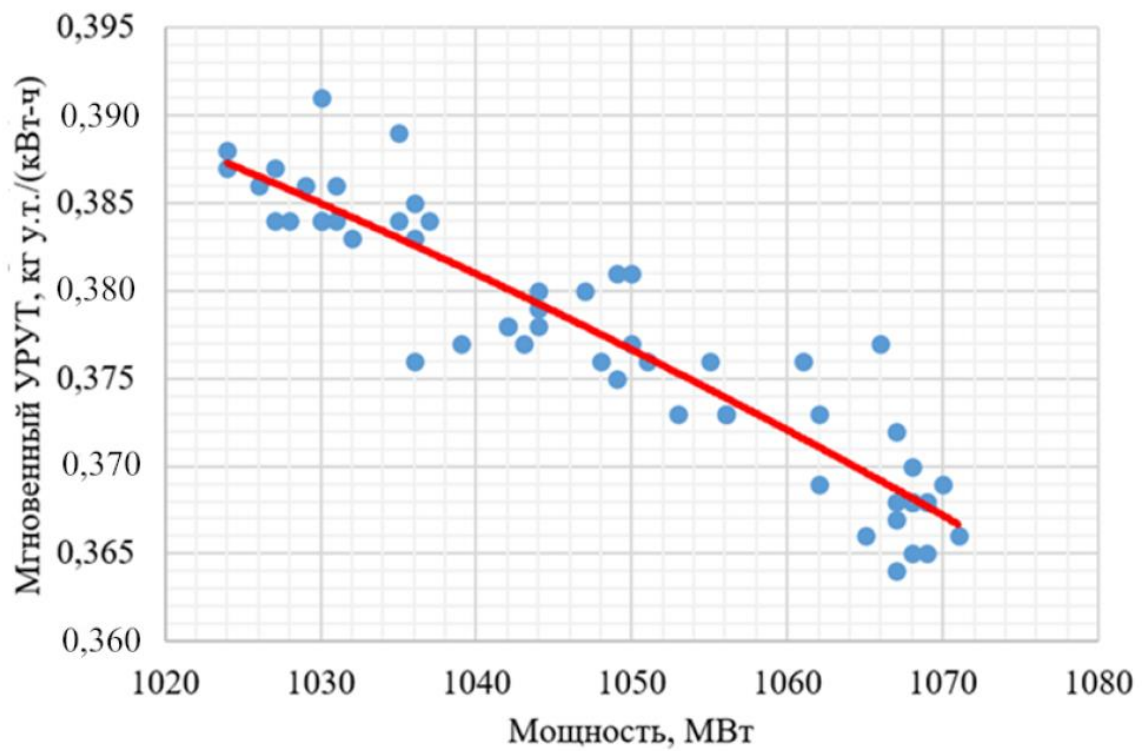


Рисунок 30. Мгновенный удельный расход условного топлива, кг у.т./ (кВт·ч)

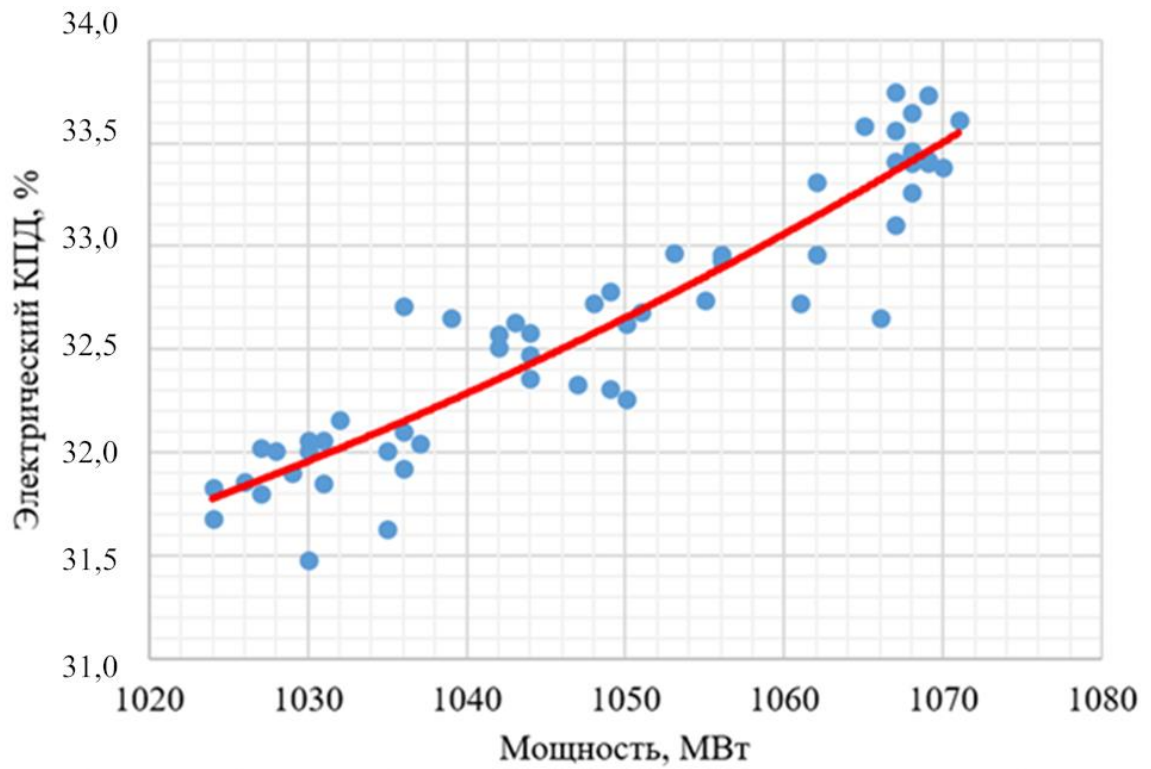


Рисунок 31. Зависимость электрического КПД от электрической мощности

В ходе исследования также были построены зависимости искомых целевых функций от электрической мощности с использованием программного комплекса для диапазона изменения мощности: 1024-1071 МВт (рисунки 28-30).

### 3.4. Выводы по третьей главе

Разработан алгоритм создания НС моделей посредством анализа различных структур искусственных НС.

Разработана высокоточная ( $\pm 0,03\%$  ошибки при валидации на данных, не участвовавших в процессе обучения; суммарная точность, с учетом погрешности приборов учета  $\pm 1,85\%$ ) НС модель на примере ТУ К-1000-60/3000, которая позволяет производить расчет ключевых показателей энергетической эффективности (целевых функций). Одновременно с этим время расчета показателей не превышает 2 мкс, что делает возможным использование модели в алгоритмах оптимизации параллельно со съемом и записью данных приборов учета ЭС.

Разработка программных комплексов с НС моделями позволяет эффективно интегрировать НС в существующие системы управления ЭС. Это способно обеспечить оперативный анализ и корректировку режимов работы, что в свою очередь может привести к снижению затрат на топливо и увеличению выработки электрической энергии. При этом скорость вычислений предоставляет возможность производить вычисления мгновенно, что позволяет использовать предложенные алгоритмы для оптимизации режима работы ТУ путем настройки АСУ.

Материалы главы 3 опубликованы в работах [149, 150, 152-155, 158, 165-168, 173].

## **Глава 4. РЕШЕНИЕ ЗАДАЧИ ОПТИМИЗАЦИИ РЕЖИМА РАБОТЫ ТУРБОУСТАНОВКИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ИСКУССТВЕННЫХ НЕЙРОННЫХ СЕТЕЙ**

### **4.1. Оценка возможностей системы регулирования турбоустановки.**

#### **Предварительный анализ режимов работы турбоустановки при оптимизации**

В теории управления ТУ ЭС является объектом управления, а регуляторы, позволяющие управлять ее работой – субъектами. В состав ТУ входит множество подсистем разных уровней, основные из них: турбина, вакуумная система и система регенерации. Качество регулирования, в свою очередь, зависит от обратной связи, которая осуществляется посредством обработки сигналов датчиков, измеряющих параметры работы систем ТУ. В рамках исследования в целях повышения энергетической эффективности ТУ наибольший интерес представляет область качества обработки сигналов датчиков: предполагается, что большая точность вычисления значений целевых функций позволит повысить качество регулирования в направлении повышения эффективности.

Система реального времени – система, в которой скорость вычисления выше скорости протекающих процессов в ТУ. НС модели способны обеспечить высокую скорость вычисления при поддержании достаточного уровня точности.

Основной задачей АСУ ТУ ЭС является поддержание режима работы ТУ ЭС с заданным уровнем электрической и тепловой мощности. Не менее важной задачей является оптимизация текущего режима работы – поиск и поддержание оптимальных значений ТЭП.

Порядок обработки информации в системах АСУ представлен на рисунке 32 и включает в себя несколько этапов [122]: 1 – получение информации

о состоянии объекта в текущий момент времени, 2 – первичная обработка данных, 3 – возмущение системы, 4- сравнение данных, 5- оценка рассогласования, 6 – оценка вариантов действий системы для достижения цели управления, 7 – решение о выборе варианта решения, 8 – управляющее воздействие, 9 – осуществление воздействия органами управления. В исследовании наибольший интерес представляет шаг 6, так как на этом этапе возможно осуществление обработки данных с использованием разрабатываемых НС моделей и инструментов оптимизации ТУ ЭС.

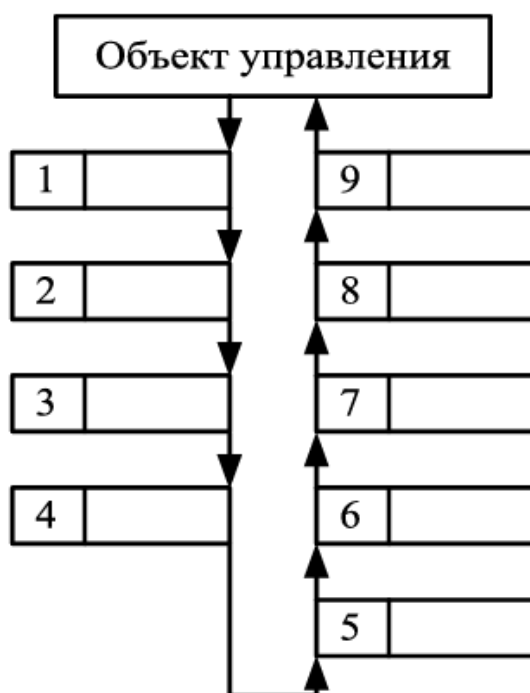


Рисунок 32. Порядок обработки информации в АСУ технологического процесса [122]

В соответствие с правилами технической эксплуатации (ПТЭ)[141] к АСУ предъявляется ряд требований:

- 1) постоянство электрической и тепловой нагрузки;
- 2) устойчивое удержание турбины на холостом ходу с номинальной частотой вращения ротора при номинальных и пусковых параметрах пара;
- 3) обеспечение плавного изменения электрической и тепловой нагрузки путем воздействия на механизм управления турбины (МУТ) и на электрогидравлическую приставку;

4) поддержание частоты вращения ротора турбины ниже уровня настройки срабатывания автомата безопасности при мгновенном сбросе нагрузки до нуля (в том числе при отключении генератора от сети), соответствующей максимальному расходу пара при номинальных параметрах.

Однако, с точки зрения экономической эффективности предприятия, для максимизации прибыли ЭС требуется решение задач оптимизации оборудования ЭС, в том числе и ТУ. Таким образом, целесообразно рассмотреть: 1) поиск путей максимизации производства электрической и тепловой энергии при сохранении/снижении уровня затрат энергии на собственные нужды ЭС, 2) поиск путей снижения уровня затрат энергии на собственные нужды ТУ ЭС при поддержании постоянного уровня производства электрической и тепловой энергии.

С точки зрения регулирования ТУ АСУ в соответствии с [122] можно разделить на ряд основных подсистем:

1) **автоматическая система регулирования (АСР) давления свежего пара**, которая работает совместно с первым контуром через МУТ по интегральному закону;

2) **АСР уровня в конденсаторе ТУ** с использованием регулирующего клапана на линии рециркуляции в качестве органа управления;

3) **АСР уровней в подогревателях системы регенерации ТУ**;

4) **АСР уровня в деаэраторе питательной воды**.

В соответствии с [123, с. 163] АСУ энергоблока АЭС разделяется на функциональные группы, которые состоят из 5 подсистем:

1) первый контур;

2) продувка ПГ;

3) вспомогательные системы второго контура;

4) спецводоочистка;

5) ТУ.

Для задач исследования наибольший интерес представляют 3 и 5 подсистемы.

Следует отметить, что функции оператора ТУ в основном статические: за исключением выбора оборудования все функции сводятся к наблюдению и принятию решений о допущении работы ТУ [123, с. 171]. В связи с этим все задачи регулирования и оптимизации выполняются АСУ ТУ.

Оптимизационные алгоритмы требуют большого времени на их реализацию и расчет. В следствие этого для предварительного анализа возможностей оптимизации и более детального отбора варьируемых параметров целесообразно проведение оптимизации по отдельным варьируемым параметрам, входящим в системы ТУ.

В рамках предварительного анализа рассматривается возможность оптимизации работы ТУ К-1000-60/3000 для целевой функции УРТ при варьировании таких параметров, как:

1. Уровни конденсата греющего пара в подогревателях системы регенерации ТУ;
2. Расход греющего пара на промежуточный пароперегреватель СПП;
3. Расход циркуляционной (охлаждающей) воды в конденсатор ТУ.

Также в разделе рассматривается анализ результатов оптимизации для каждого варьируемого параметра и оценка возможности и способов достижения оптимизированных значений варьируемых величин в условиях реальной эксплуатации. Обобщённая блок-схема алгоритма предварительного анализа представлена на рисунке 33.

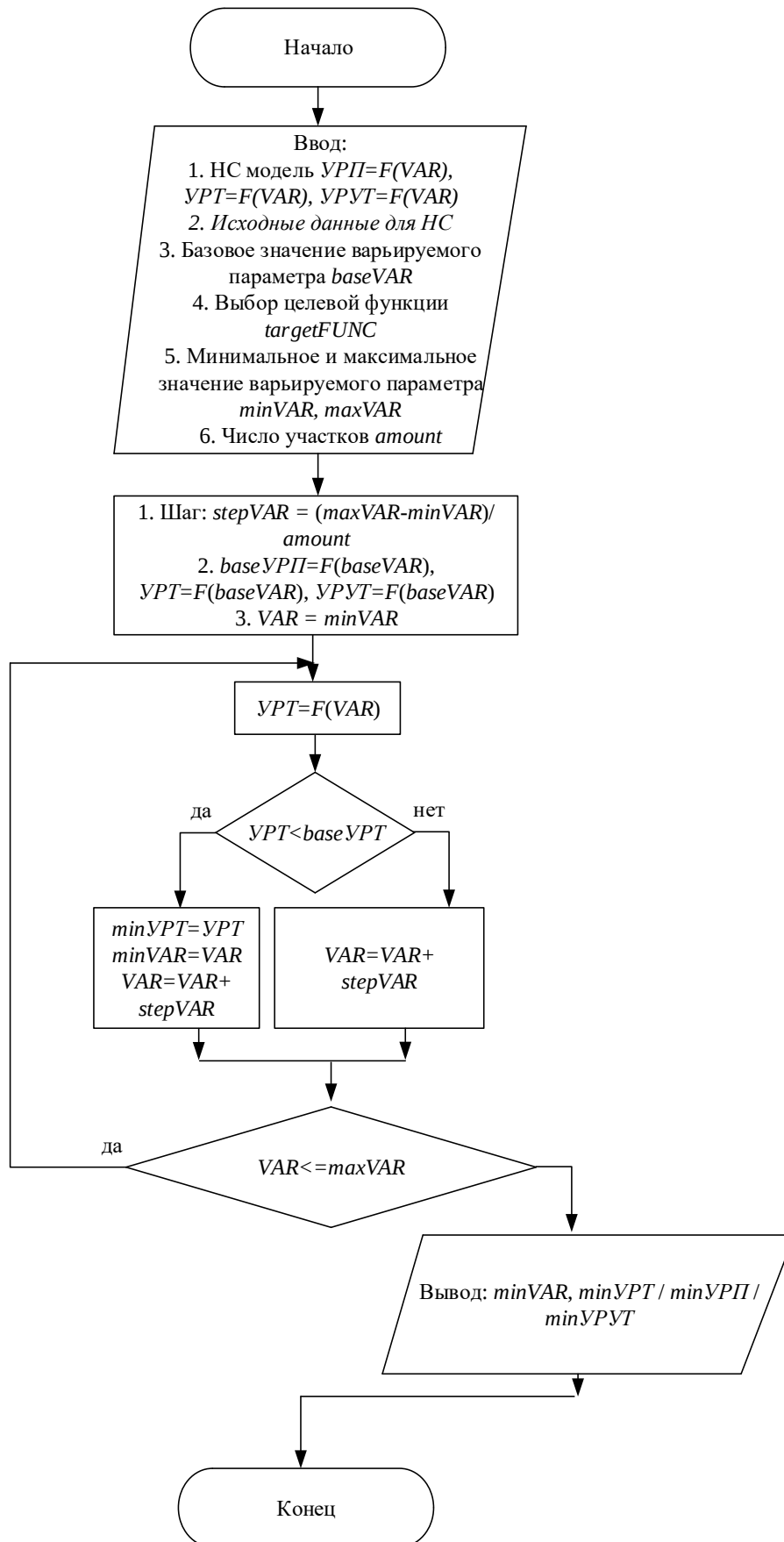


Рисунок 33. Блок-схема алгоритма предварительного анализа

#### **4.1.1. Предварительный анализ влияния уровней конденсата греющего пара в подогревателях системы регенерации на режим работы турбоустановки**

По результатам исследования влияния уровней в теплообменных аппаратах (ТА) [171] можно отследить, что существует связь между уровнем в ТА и эффективностью его работы. С точки зрения повышения энергетической эффективности энергоблока электростанции важным также является место установки каждого рассматриваемого ТА. Проведение процедуры регулирования уровня целесообразно, когда тепло с конденсатом греющего пара из ТА направляется, например, в смешивающие подогреватели системы регенерации или конденсатор, в которых находятся значительно менее потенциальные среды. Вследствие такого слива эффективность работы этих ТА может значительно снижаться: в случае со смешивающими ТА – может пойти меньшее количество пара из отбора, что приведет к увеличению потери в холодном источнике; с конденсатором – может повлечь снижение вакуума.

Поддержание уровня конденсата греющего пара в подогревателях системы регенерации осуществляется средствами АСР. Для каждого ТА установлены верхний и нижний пределы изменения уровня; предполагается изменение уровня в пределах этих границ с целью поиска оптимального значения. При этом уровень в подогревателях системы регенерации является единственной регулируемой величиной в связи с тем, что температура воды за подогревателями является величиной, зависящей от расходов пара в отборы, которые, в свою очередь, зависят от режима работы ТУ, и поэтому не регулируется [142]. При регулировании уровня в ПВД-7,6 и ПНД-5,4,3,2,1 изменяется слив конденсата из соответствующих подогревателей, что является возмущающим воздействием для нижестоящего подогревателя или деаэратора питательной воды в случае с ПВД-6.

На рисунке 34 представлено диалоговое окно программного модуля, разработанного на основе алгоритма предварительного анализа (рисунок 33).

Программный модуль позволяет производить поиск оптимума целевой функции УРТ путем одновременного изменения уровней в подогревателях системы регенерации:

$$\begin{cases} \text{УРТ} = f(G_i, t_{\text{пв}}); \\ G_i = f(H_{\text{ПВД-7}}, H_{\text{ПВД-6}}, H_{\text{ПНД-5}}, H_{\text{ПНД-4}}, H_{\text{ПНД-3}}, H_{\text{ПНД-2}}, H_{\text{ПНД-1}}); \\ t_{\text{пв}} = f(H_{\text{ПВД-7}}, H_{\text{ПВД-6}}, H_{\text{ПНД-5}}, H_{\text{ПНД-4}}, H_{\text{ПНД-3}}, H_{\text{ПНД-2}}, H_{\text{ПНД-1}}), \end{cases} \quad (16)$$

где  $G_i$  – совокупность расходов пара в отборы, на ЦВД, ЦНД и в конденсатор ТУ;

$t_{\text{пв}}$  – температура питательной воды на входе в парогенератор;

$H_{\text{ПВД-7}}, H_{\text{ПВД-6}}, H_{\text{ПНД-5}}, H_{\text{ПНД-4}}, H_{\text{ПНД-3}}, H_{\text{ПНД-2}}, H_{\text{ПНД-1}}$  – уровни конденсата греющего пара в ПВД-7, ПВД-6, ПНД-5, ПНД-4, ПНД-3, ПНД-2 и ПНД-1 соответственно.

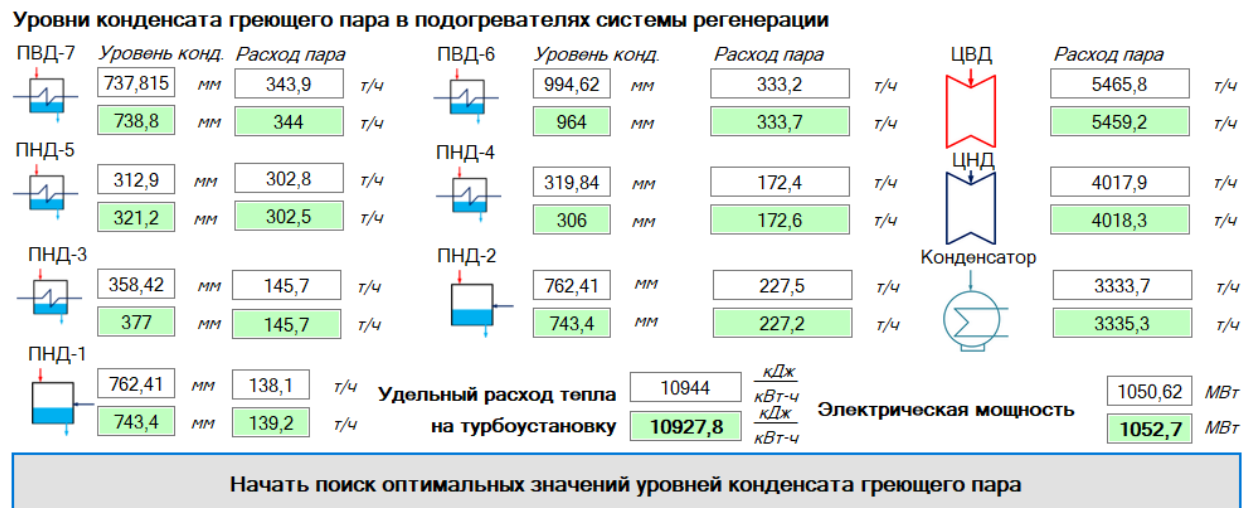


Рисунок 34. Диалоговое окно модуля поиска оптимальных значений уровня в ТА

В ходе расчета определено изменение целевой функции (УРТ), электрической мощности, варьируемых параметров и зависимых от них величин для диапазона изменения электрической мощности 1047-1057 МВт. Результаты расчета представлены в таблице 5.

Таблица 5. Результаты предварительного анализа влияния уровней конденсата греющего пара в подогревателях системы регенерации ТУ

| №  | Наименование параметра      | Размерность                                    | Изменение |        |
|----|-----------------------------|------------------------------------------------|-----------|--------|
| 1  | Удельный расход тепла на ТУ | $\frac{\text{кДж}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}$ | -45,44    | -0,41% |
| 2  | Электрическая мощность      | МВт                                            | 3,0       | 0,29%  |
| 3  | Уровень в ПВД-7             | мм                                             | 16,2      | 2,24%  |
| 4  | Расход пара на ПВД-7        | т/ч                                            | 0,32      | 0,09%  |
| 5  | Уровень в ПВД-6             | мм                                             | 29,0      | 2,91%  |
| 6  | Расход пара на ПВД-6        | т/ч                                            | 0,38      | 0,11%  |
| 7  | Уровень в ПНД-5             | мм                                             | 5,64      | 1,79%  |
| 8  | Расход пара на ПНД-5        | т/ч                                            | 0,51      | 0,15%  |
| 9  | Уровень в ПНД-4             | мм                                             | 9,86      | 3,15%  |
| 10 | Расход пара на ПНД-4        | т/ч                                            | 0,12      | 0,07%  |
| 11 | Уровень в ПНД-3             | мм                                             | 25,9      | 7,33%  |
| 12 | Расход пара на ПНД-3        | т/ч                                            | 0,19      | 0,13%  |
| 13 | Уровень в ПНД-2             | мм                                             | 30,9      | 4,03%  |
| 14 | Расход пара на ПНД-2        | т/ч                                            | 0,41      | 0,18%  |
| 15 | Уровень в ПНД-1             | мм                                             | 25,8      | 3,10%  |
| 16 | Расход пара на ПНД-1        | т/ч                                            | 0,75      | 0,54%  |
| 17 | Расход пара на ЦВД          | т/ч                                            | 3,94      | 0,07%  |
| 18 | Расход пара на ЦНД          | т/ч                                            | 7,25      | 0,20%  |
| 19 | Расход пара в конденсатор   | т/ч                                            | 7,96      | 0,26%  |

Также построены графики изменения целевой функции (УРТ) (рисунок 35) и электрической мощности (рисунок 36) во времени. Номера точки данных соответствуют временному промежутку, где 0 – 20.06.2022 0:00, 923 – 23.06.2022 5:00.

В среднем снижение значения целевой функции (УРТ) при изменении уровней конденсата греющего пара в подогревателях системы регенерации ТУ составило 45,44 кДж/(кВт · ч) или 0,41%. При этом электрическая мощности увеличилась в среднем на 3,0 МВт.

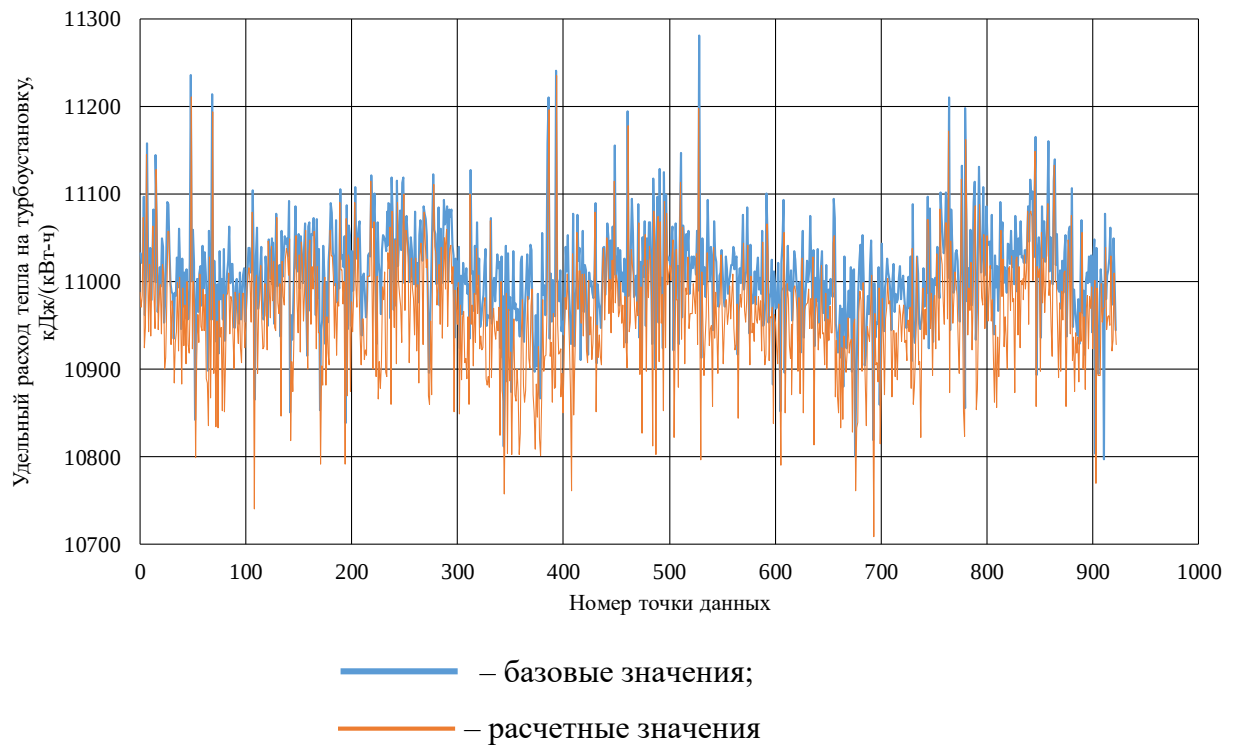


Рисунок 35. Изменение УРТ при изменении уровней конденсата греющего пара в подогревателях системы регенерации ТУ

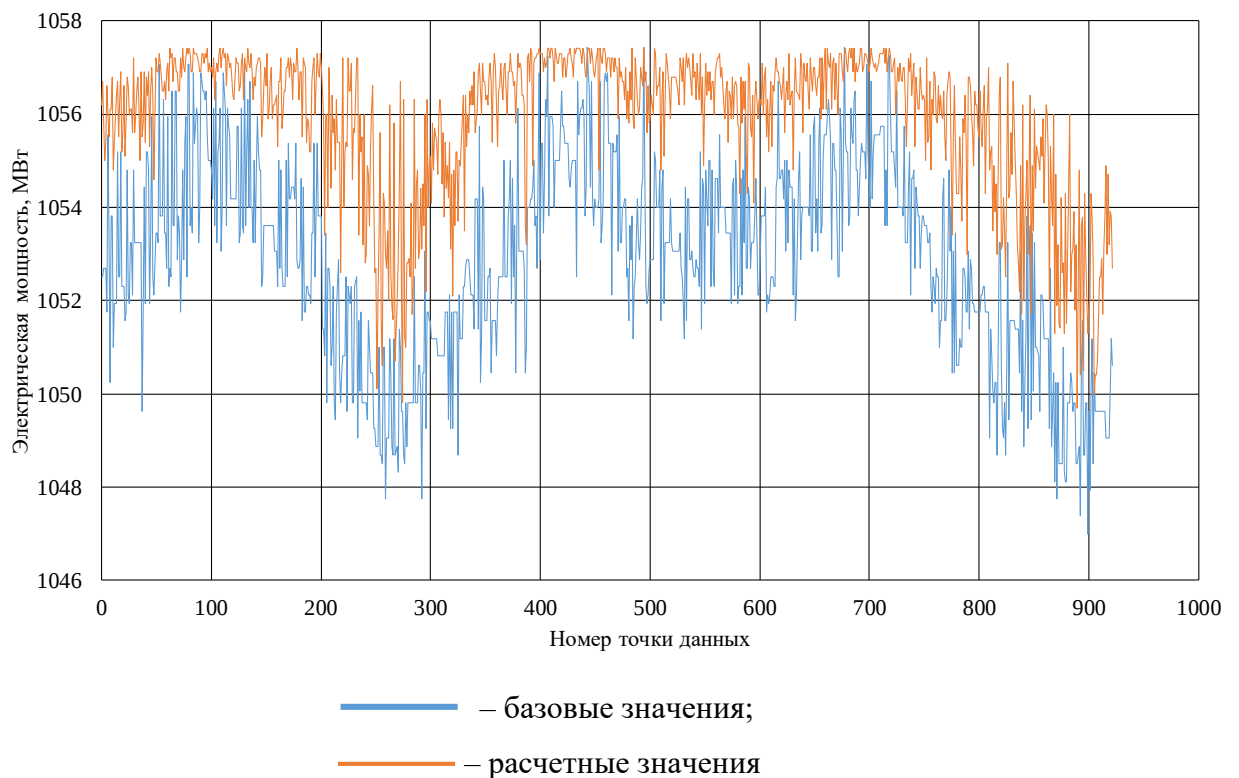


Рисунок 36. Изменение электрической мощности при изменении уровней конденсата греющего пара в подогревателях системы регенерации ТУ

#### 4.1.2. Предварительный анализ влияния расхода греющего пара на промежуточный пароперегреватель на режим работы турбоустановки

Изменение расхода греющего пара на промежуточный пароперегреватель СПП предполагается посредством воздействия на регулирующий клапан на линии подачи греющего пара на промежуточный пароперегреватель СПП (рисунок 18) [143]. Варьирование данного параметра при расчете осуществляется в рабочем диапазоне 600-900 т/ч. При этом влияние расхода греющего пара на режим работы ТУ может быть описано следующим образом:

$$\begin{cases} \text{УРТ} = f(G_i, t_{\text{пе}}); \\ G_i = f(G_{\text{пе}}); \\ t_{\text{пе}} = f(G_{\text{пе}}), \end{cases} \quad (17)$$

где  $t_{\text{пе}}$  – температура пара на выходе из пароперегревателя;

$G_{\text{пе}}$  – расход греющего пара на пароперегреватель СПП.

На рисунке 37 представлено диалоговое окно программного модуля, разработанного на основе алгоритма предварительного анализа (рисунок 33). Программный модуль позволяет производить поиск оптимума целевой функции УРТ путем изменения расхода греющего пара на промежуточный пароперегреватель СПП.

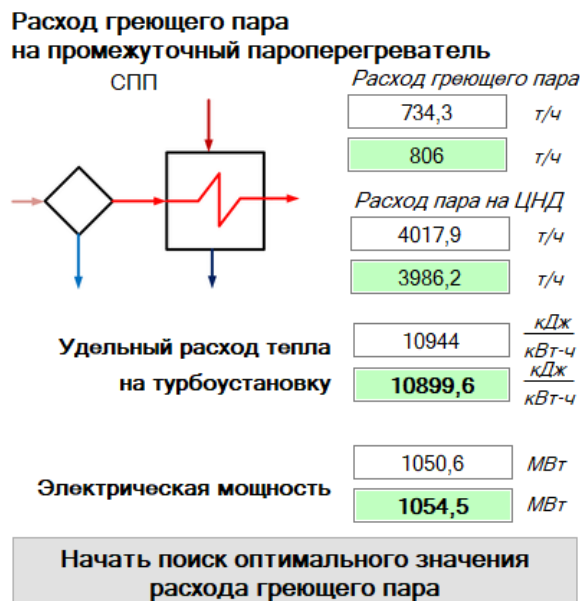


Рисунок 37. Диалоговое окно модуля поиска оптимальных значений расхода греющего пара на промежуточный пароперегреватель

В ходе расчета определено изменение целевой функции (УРТ), электрической мощности, варьируемых параметров и зависимых от них величин для диапазона изменения электрической мощности 1047-1057 МВт. Результаты расчета представлены в таблице 6.

Таблица 6. Результаты предварительного анализа влияния расхода греющего пара на промежуточный пароперегреватель ТУ

| № | Наименование параметра                                      | Размерность                                    | Изменение |        |
|---|-------------------------------------------------------------|------------------------------------------------|-----------|--------|
| 1 | Удельный расход тепла на ТУ                                 | $\frac{\text{кДж}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}$ | -21,89    | -0,20% |
| 2 | Электрическая мощность                                      | МВт                                            | 0,73      | 0,07%  |
| 3 | Расход греющего пара на промежуточный пароперегреватель СПП | т/ч                                            | 54,86     | 7,51%  |
| 4 | Расход пара на ЦНД                                          | т/ч                                            | 208,7     | 6,12%  |

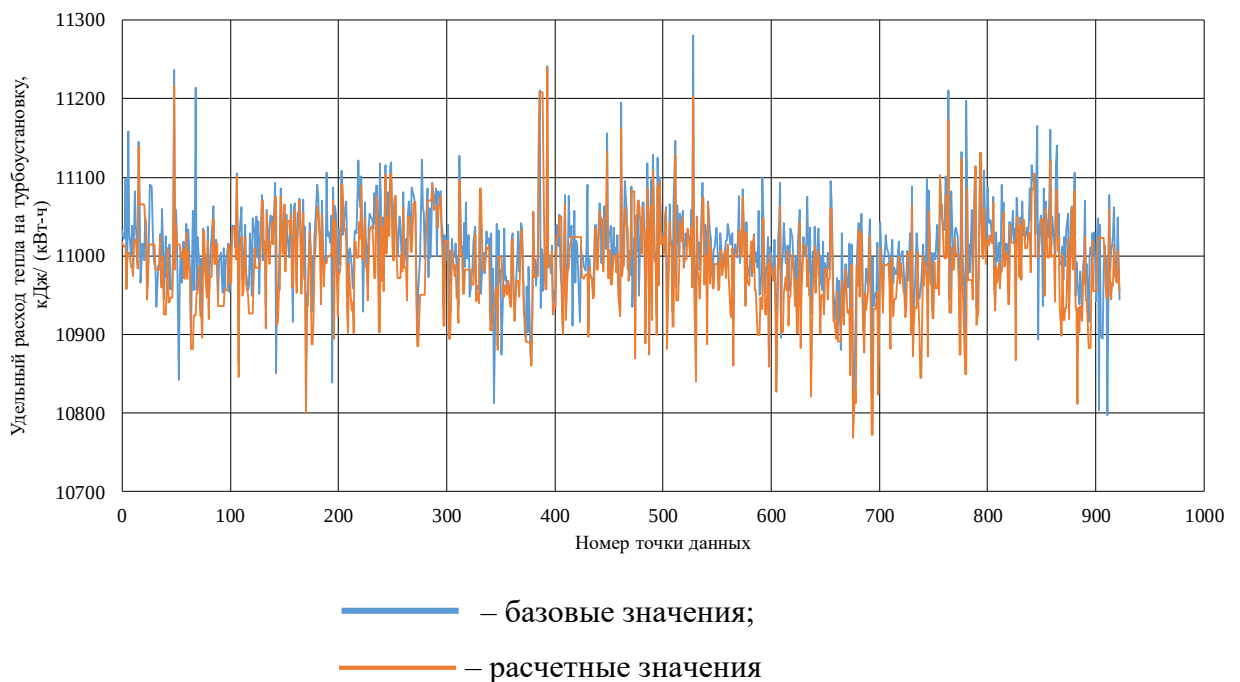


Рисунок 38. Изменение УРТ при изменении расхода греющего пара на промежуточный пароперегреватель ТУ

Также построены графики изменения целевой функции (УРТ) (рисунок 38) и электрической мощности (рисунок 39) во времени. Номера

точки данных соответствуют временному промежутку, где 0 – 20.06.2022 0:00, 923 – 23.06.2022 5:00.

В среднем снижение значения целевой функции (УРТ) при изменении расхода греющего пара на промежуточный пароперегреватель СПП составило 21,89 кДж/(кВт · ч) или 0,20%. При этом электрическая мощности увеличилась в среднем на 0,73 МВт.

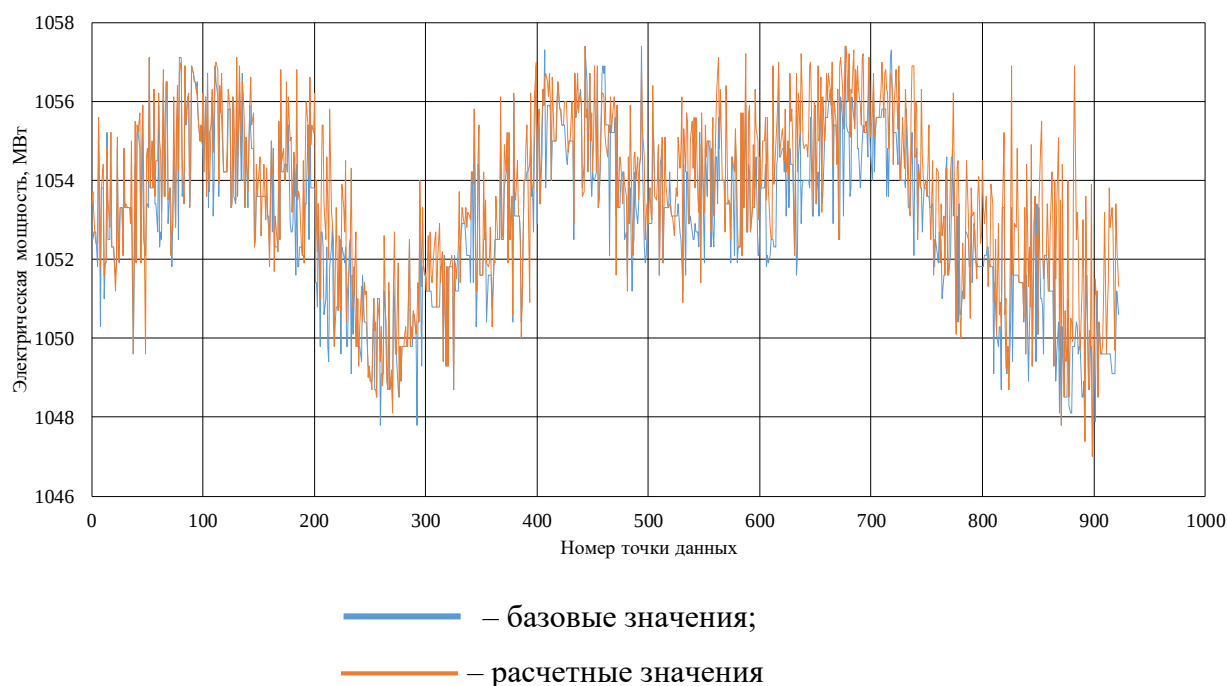


Рисунок 39. Изменение электрической мощности при изменении расхода греющего пара на промежуточный пароперегреватель ТУ

#### 4.1.3. Предварительный анализ влияния расхода циркуляционной воды в конденсатор на режим работы турбоустановки

Регулирование расхода циркуляционной воды осуществляется за счет изменения частоты вращения циркуляционных насосов, установленных на циркуляционных водоводах [144].

При регулировании расхода циркуляционной воды необходимо учитывать изменение затрат электрической энергии на собственные нужды ТУ. В частности, такие как: затраты энергии на привод циркуляционных электронасосов. Поддержание некоторых уровней вакуума в конденсаторе могут быть

экономически нецелесообразно, так как затраты на привод будут слишком высокими. Следовательно, при подготовке алгоритма полной оптимизации работы ТУ требуется наложение ограничений по пороговым значениям прироста расхода электрической энергии на собственные нужды:

$$\sum \Delta N_{\text{сн}} < \Delta N_3, \quad (18)$$

где  $\Delta N_{\text{сн}}$  – изменение расхода электрической энергии на собственные нужды ТУ ЭС,

$\Delta N_3$  – значение прироста мощности, достигаемого за счет изменения варьируемых параметров.

Расход циркуляционной воды оказывает значительное влияние на давление в конденсаторе ТУ и гидравлическое сопротивление конденсатора, и тем самым, на режим работы ТУ в целом:

$$\left\{ \begin{array}{l} \text{УРТ} = f(G_i, p_k); \\ G_{\text{цв}} = f(N_{\text{цн}}); \\ p_k = f(G_{\text{цв}}); \\ G_i = f(p_k), \end{array} \right. \quad (19)$$

где  $G_{\text{цв}}$  – расход циркуляционной воды,

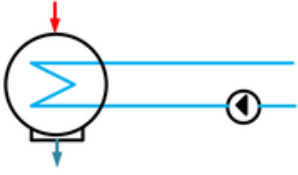
$N_{\text{цн}}$  – расход электрической энергии на приводы циркуляционных электронасосов,

$p_k$  – вакуум в конденсаторе.

На рисунке 40 представлено диалоговое окно программного модуля, разработанного на основе алгоритма предварительного анализа (рисунок 33). Программный модуль позволяет производить поиск оптимума целевой функции УРТ путем изменения расхода циркуляционной воды в конденсатор.

В ходе расчета определено изменение целевой функции (УРТ), электрической мощности, варьируемых параметров и зависимых от них величин для диапазона изменения электрической мощности 1047-1057 МВт. Результаты расчета представлены в таблице 7.

## Расход циркуляционной воды



|                                         |                                       |                                                |                                                  |     |                           |     |
|-----------------------------------------|---------------------------------------|------------------------------------------------|--------------------------------------------------|-----|---------------------------|-----|
|                                         | Расход цирк. воды                     |                                                | Температура цирк. воды на выходе из конденсатора |     | Расход пара в конденсатор |     |
|                                         | 186135,1                              | т/ч                                            | 33,2                                             | °C  | 3333,7                    | т/ч |
|                                         | 189618,1                              | т/ч                                            | 33,1                                             | °C  | 3382,1                    | т/ч |
|                                         | Изменение затрат электроэнергии на СН |                                                |                                                  |     | 0,05                      | МВт |
| Давление в конденсаторе                 | 4,6                                   | кПа                                            | 6,5                                              | кПа |                           |     |
| Удельный расход тепла на турбоустановку | 10944                                 | $\frac{\text{кДж}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}$ |                                                  |     | 1050,6                    | МВт |
|                                         | 11022,1                               | $\frac{\text{кДж}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}$ | Электрическая мощность                           |     | 1053,3                    | МВт |

Начать поиск оптимального значения расхода циркуляционной воды

Рисунок 40. Диалоговое окно модуля поиска оптимальных значений расхода циркуляционной воды в конденсатор ТУ

Таблица 7. Результаты предварительного анализа влияния расхода циркуляционной воды в конденсатор ТУ

| № | Наименование параметра                                    | Размерность                                    | Изменение |        |
|---|-----------------------------------------------------------|------------------------------------------------|-----------|--------|
| 1 | Удельный расход тепла на ТУ                               | $\frac{\text{кДж}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}$ | -41,25    | -0,38% |
| 2 | Электрическая мощность                                    | МВт                                            | 1,99      | 0,19%  |
| 3 | Расход циркуляционной воды                                | т/ч                                            | 1037,5    | 0,62%  |
| 4 | Температура циркуляционной воды на выходе из конденсатора | град                                           | 0,03      | 0,10%  |
| 5 | Расход пара в конденсатор                                 | т/ч                                            | 20,2      | 0,69%  |
| 6 | Давление в конденсаторе                                   | кПа                                            | 1,12      | 19,8%  |
| 7 | Расход электрической энергии на собственные нужды         | МВт                                            | -0,11     | -      |

Также построены графики изменения целевой функции (УРТ) (рисунок 41) и электрической мощности (рисунок 42) во времени. Номера точки данных соответствуют временному промежутку, где 0 – 20.06.2022 0:00, 923 – 23.06.2022 5:00.

В среднем снижение значения целевой функции (УРТ) при изменении расхода греющего пара на промежуточный пароперегреватель СПП составило

41,25 кДж/(кВт · ч) или 0,38%. При этом электрическая мощности увеличилась в среднем на 1,99 МВт, а снижение затрат электрической энергии на собственные нужды ТУ составило 0,11 МВт.

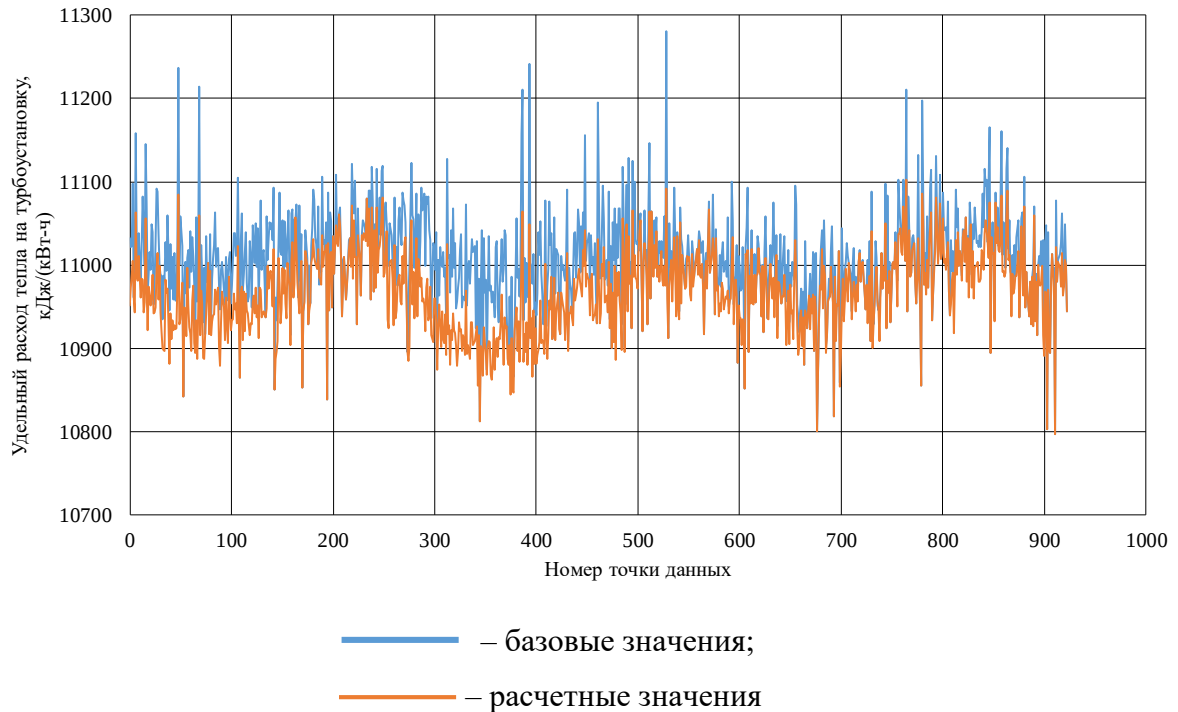


Рисунок 41. Изменение УРТ при изменении расхода циркуляционной воды в конденсатор ТУ

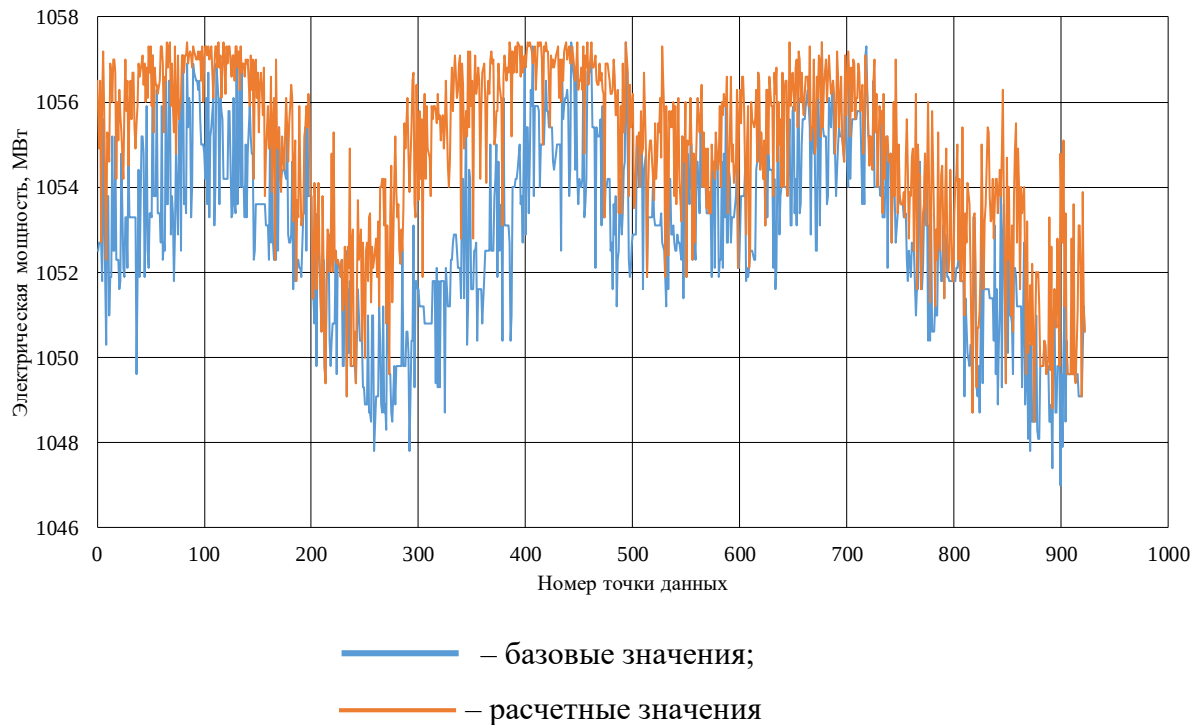


Рисунок 42. Изменение электрической мощности при изменении расхода циркуляционной воды в конденсатор ТУ

## 4.2. Оптимизация режима работы турбоустановки

При оптимизации рассматривается возможность повышения энергетической эффективности работы ТУ К-1000-60/3000 при изменении всех варьируемых параметров, представленных в разделах 4.1.1 – 4.1.3., в допустимых пределах, обусловленных особенностями эксплуатации, одновременно для каждой целевой функции в отдельности.

В разделе представлено проведение оптимизации согласно алгоритму, представленному на рисунке 43 и анализ результатов оптимизации для каждой целевой функции.

На рисунке 43 представлена блок-схема алгоритма оптимизации. В качестве исходных данных используются характеристики работы ТУ аналогичные, как и при проведении предварительного анализа (78 параметров). В алгоритме на каждом шаге для каждого значения варьируемого параметра происходит перебор остальных варьируемых параметров с заданным шагом с фиксацией экстремума (минимального значения для условий решаемой задачи) рассматриваемой в данный момент целевой функции. По завершении работы алгоритма в систему записываются рассчитанные значения всех целевых функций и варьируемых параметров, соответствующие минимальному значению рассматриваемой целевой функции.

Алгоритм также подразумевает пересчет значений, оказывающих наибольшее влияние на целевые функции по результатам кластерного анализа, на каждом шаге при изменении любого из варьируемых параметров в соответствии с выражениями 16 – 19.

Аналогично разделу 4.1, ходе расчета определено изменение целевой функции (УРТ), электрической мощности, варьируемых параметров и зависящих от них величин для диапазона изменения электрической мощности 1047-1057 МВт. Результаты расчета представлены в таблице 8.

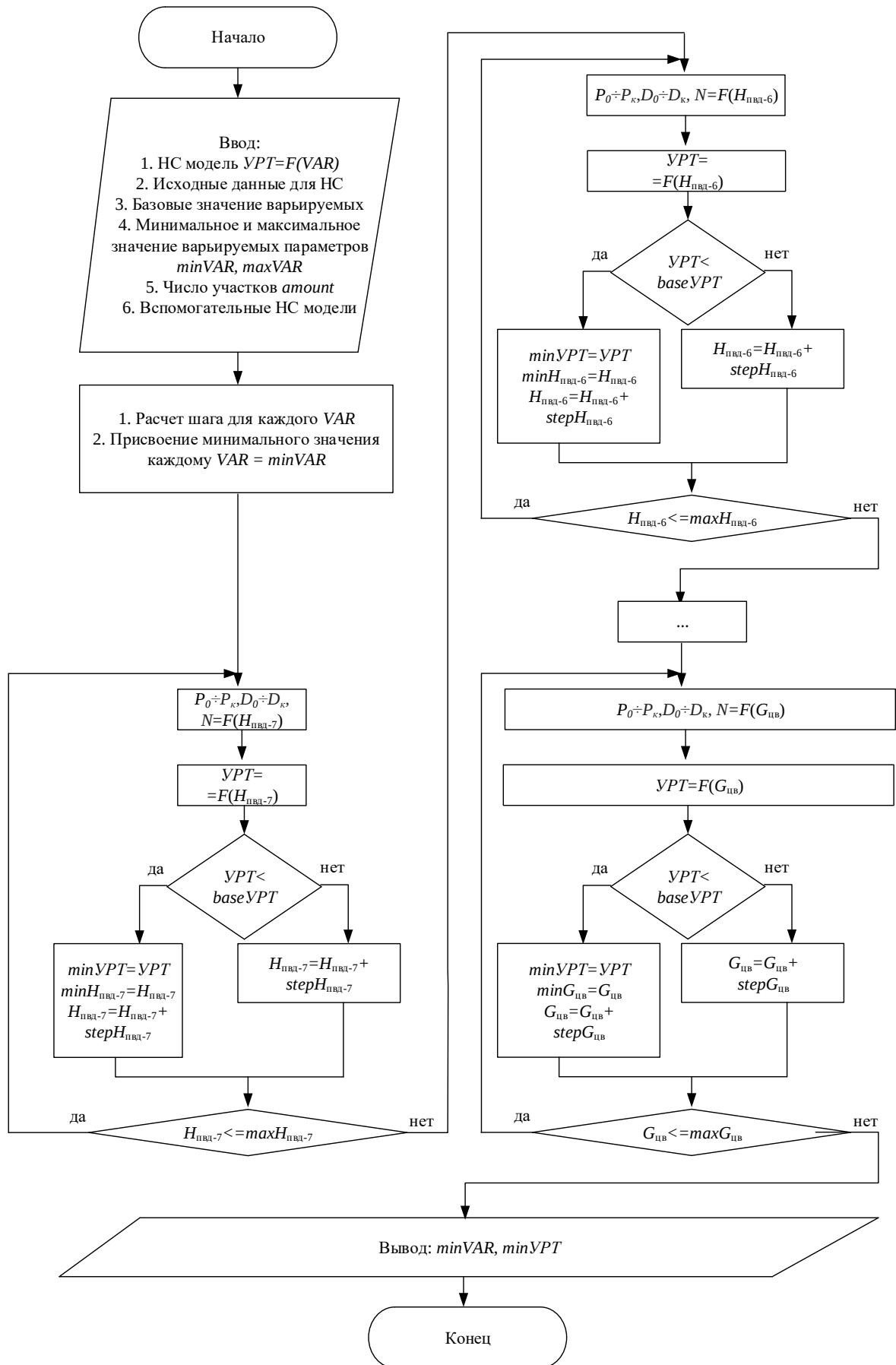


Рисунок 43. Обобщенная блок-схема оптимизации

Таблица 8. Результаты оптимизации режима работы ТУ

| №  | Наименование параметра                                      | Размер-<br>ность                               | Изменение |        |
|----|-------------------------------------------------------------|------------------------------------------------|-----------|--------|
| 1  | Удельный расход тепла на ТУ                                 | $\frac{\text{кДж}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}$ | -69,29    | -0,63% |
| 2  | Электрическая мощность                                      | МВт                                            | 2,96      | 0,29%  |
| 3  | Уровень в ПВД-7                                             | мм                                             | 15,9      | 2,24%  |
| 4  | Расход пара на ПВД-7                                        | т/ч                                            | 4,09      | 1,16%  |
| 5  | Уровень в ПВД-6                                             | мм                                             | 31,2      | 3,10%  |
| 6  | Расход пара на ПВД-6                                        | т/ч                                            | 5,48      | 1,64%  |
| 7  | Уровень в ПНД-5                                             | мм                                             | 6,45      | 2,03%  |
| 8  | Расход пара на ПНД-5                                        | т/ч                                            | 3,24      | 1,32%  |
| 9  | Уровень в ПНД-4                                             | мм                                             | 9,77      | 3,10%  |
| 10 | Расход пара на ПНД-4                                        | т/ч                                            | 0,41      | 0,24%  |
| 11 | Уровень в ПНД-3                                             | мм                                             | 24,8      | 6,86%  |
| 12 | Расход пара на ПНД-3                                        | т/ч                                            | 0,59      | 0,40%  |
| 13 | Уровень в ПНД-2                                             | мм                                             | 28,3      | 3,69%  |
| 14 | Расход пара на ПНД-2                                        | т/ч                                            | 0,62      | 0,27%  |
| 15 | Уровень в ПНД-1                                             | мм                                             | 22,1      | 2,95%  |
| 16 | Расход пара на ПНД-1                                        | т/ч                                            | 2,88      | 2,07%  |
| 17 | Расход пара на ЦВД                                          | т/ч                                            | 84,5      | 1,54%  |
| 18 | Расход пара на ЦНД                                          | т/ч                                            | 26,7      | 0,71%  |
| 19 | Расход пара в конденсатор                                   | т/ч                                            | 32,7      | 1,07%  |
| 20 | Расход греющего пара на промежуточный пароперегреватель СПП | т/ч                                            | 91,4      | 12,0%  |
| 21 | Расход циркуляционной воды                                  | т/ч                                            | 1780,2    | 1,04%  |
| 22 | Температура циркуляционной воды на выходе из конденсатора   | град                                           | 0,06      | 0,17%  |
| 23 | Давление в конденсаторе                                     | кПа                                            | 1,30      | 22,9%  |
| 24 | Расход электрической энергии на собственные нужды           | МВт                                            | -0,21     | -      |

Построены графики изменения целевой функции (УРТ) (рисунок 44) и электрической мощности (рисунок 45) во времени. Номера точки данных соответствуют временному промежутку, где 0 – 20.06.2022 0:00, 923 – 23.06.2022 5:00.

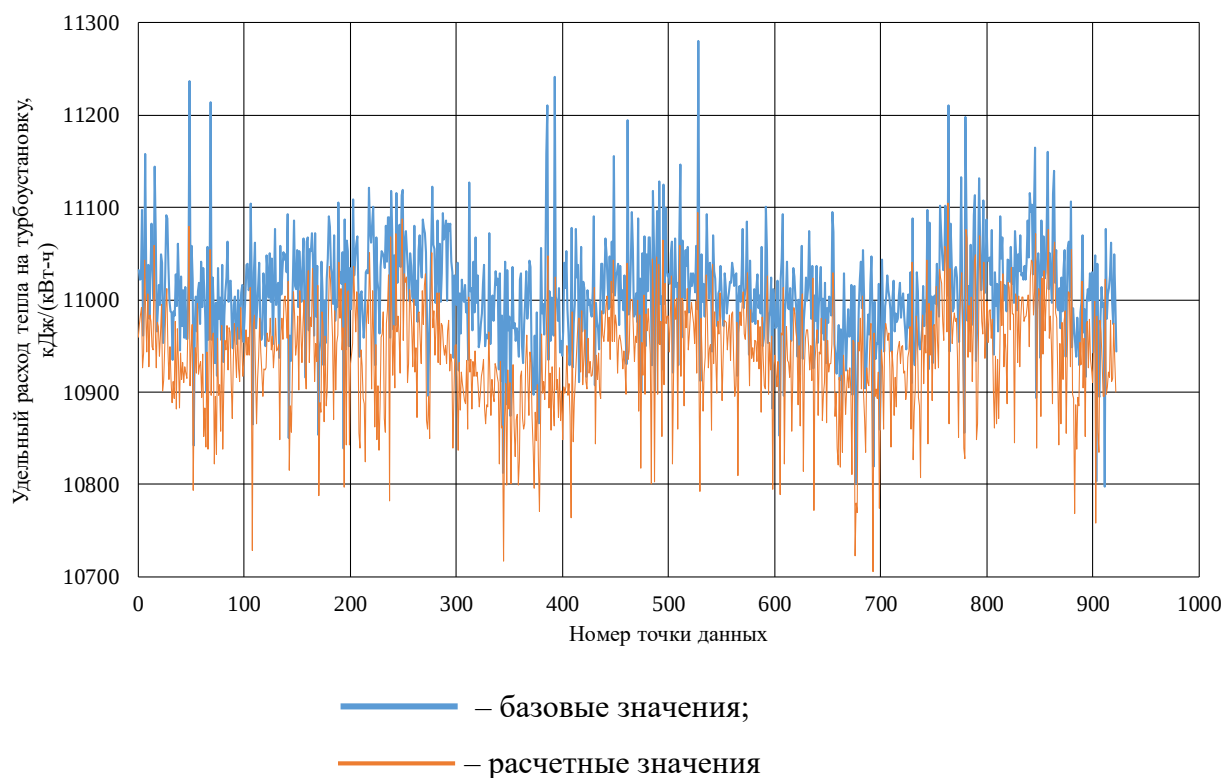


Рисунок 44. Изменение УРТ при оптимизации режима работы ТУ

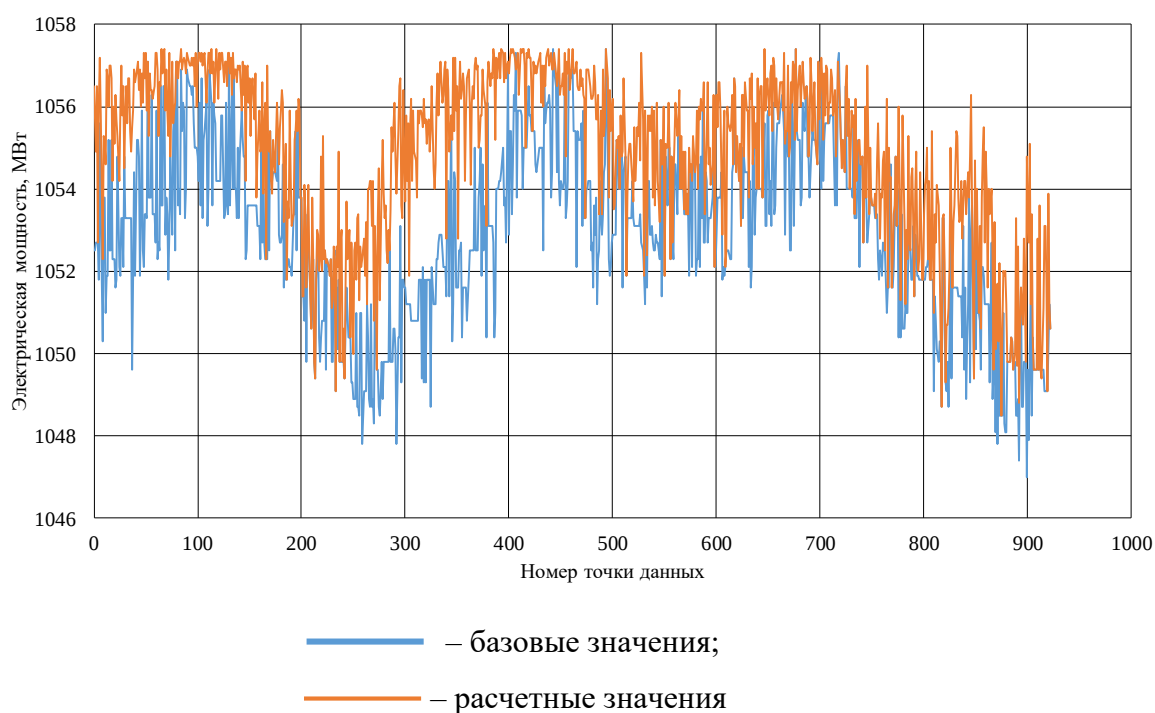


Рисунок 45. Изменение электрической мощности при оптимизации режима работы ТУ

В среднем снижение значения целевой функции (УРТ) при оптимизации режима работы ТУ составило 69,29 кДж/(кВт · ч) или 0,63%. При этом электрическая мощности увеличилась в среднем на 2,96 МВт, а снижение затрат электрической энергии на собственные нужды ТУ составило 0,21 МВт.

Также проведена расширенная оптимизации с учетом параметров, зависящих от режима работы первого контура энергоблока, (таких как расход питательной воды, температура и давление свежего пара, положение стопорно-регулирующего клапана (СРК)) для УРТ для расширенного диапазона времени экспериментальных исследований с 01.01.2022 по 31.12.2022 и построены графики изменения данных целевых функции во времени с представлением их значений до оптимизации и после (рисунок 46), а также зависимости этих показателей от электрической мощности (рисунок 47).

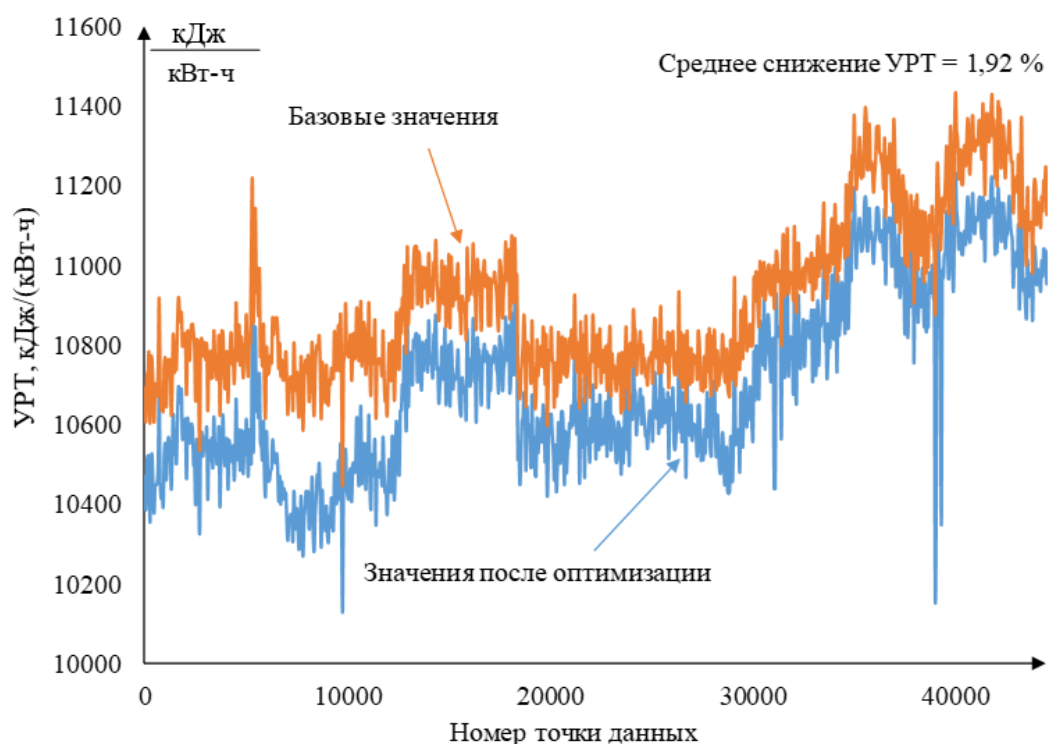


Рисунок 46. Изменение УРТ в ходе расширенной оптимизации

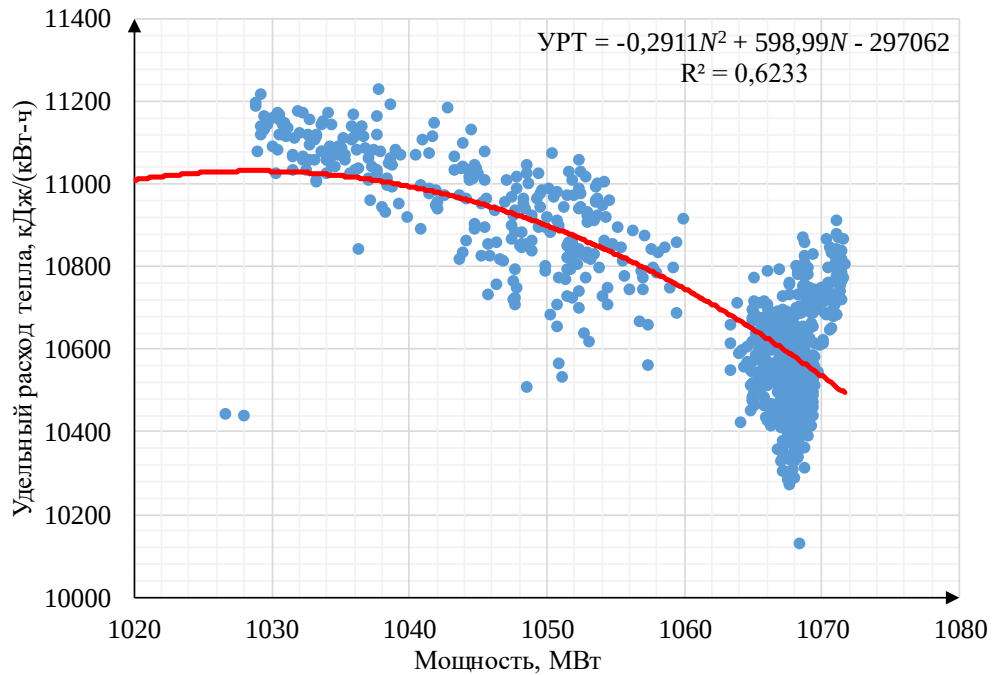


Рисунок 47. Зависимость УРТ от электрической энергии в результате расширенной оптимизации

Для УРТ построена аппроксимационная зависимость от электрической энергии с использованием встроенных средств MS Excel [145]. Для оценки возможности использования зависимости в целях экономически-обоснованной нормы потребления энергии необходимо произвести их проверку на достоверность и адекватность.

Достоверность аппроксимационной зависимости произведена, основываясь на анализе остатков. Согласно гипотезе, представленной в [146], зависимость может считаться достоверной, если вариация ошибок на графике остатков остается постоянной при изменении влияющего фактора (электрической мощности для условий настоящей задачи). При этом остатки для построения графиков были рассчитаны согласно следующему уравнению:

$$\text{Остаток} = Y - Y^*, \quad (20)$$

где  $Y$  – значение целевой функции, определённое в процессе оптимизации с использованием модели;

$Y^*$  – значение целевой функции, определенное с использованием аппроксимационной зависимости.

График остатков представлен на рисунке 48.

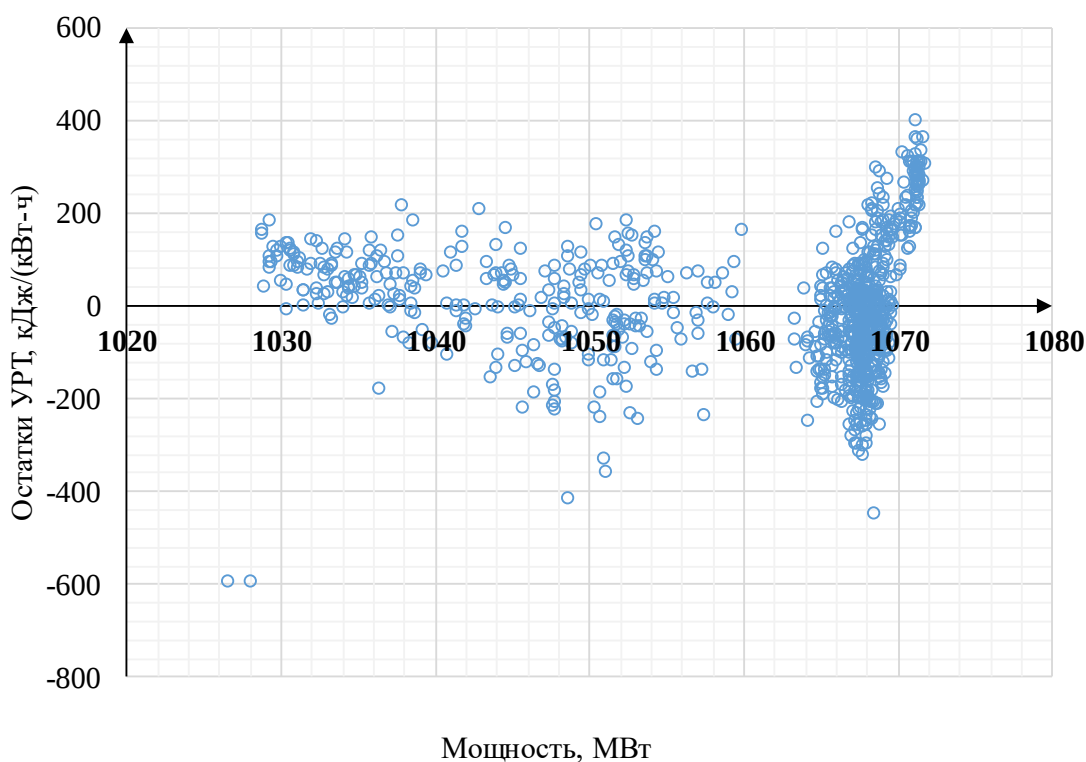


Рисунок 48. Диаграмма остатков при аппроксимации зависимости удельного расхода тепла от мощности

Также для утверждения о достоверности и адекватности зависимости необходимо соблюдение условия:

$$\text{Средняя ошибка} < 10 \%, \quad (21)$$

$$\text{где Средняя ошибка} = \frac{1}{n} \sum \left( \frac{Y - Y^*}{Y} \right) 100\%,$$

$n$  – количество экспериментов.

Результаты оценки адекватности зависимости представлены в таблице 9.

Таблица 9. Результаты оценки адекватности аппроксимационных зависимостей для диапазона изменения электрической мощности 1020-1070 МВт

| Целевая функция | Зависимость                           | Постоянность остатков, (да/нет) | Средняя ошибка, % | Вывод об адекватности |
|-----------------|---------------------------------------|---------------------------------|-------------------|-----------------------|
| УРТ             | $УРТ = -0,2911N^2 + 598,99N - 297062$ | да                              | 0,99              | зависимость адекватна |

В ходе анализа выходных данных аппроксимационной зависимости определено, что максимальная средняя ошибка не превышает 0,99%, что меньше пороговых 10%, также остатки каждой целевой функции варьируются в одинаковых пределах при изменении уровня мощности (максимальный разброс достигается при уровне мощности 1065-1070 МВт, что обусловлено большим временем работы на данном уровне мощности и следовательно большим количеством замеров), что свидетельствует о низкой вероятности их зависимости от каких-либо других параметров на ЭС. Таким образом, данная зависимость может быть признана достоверной, что позволяет использование в качестве **экономически-обоснованной нормы потребления энергии ТУ**.

На рисунке 49 представлено сопоставления аппроксимационных зависимостей для УРП, УРТ и УРУТ.

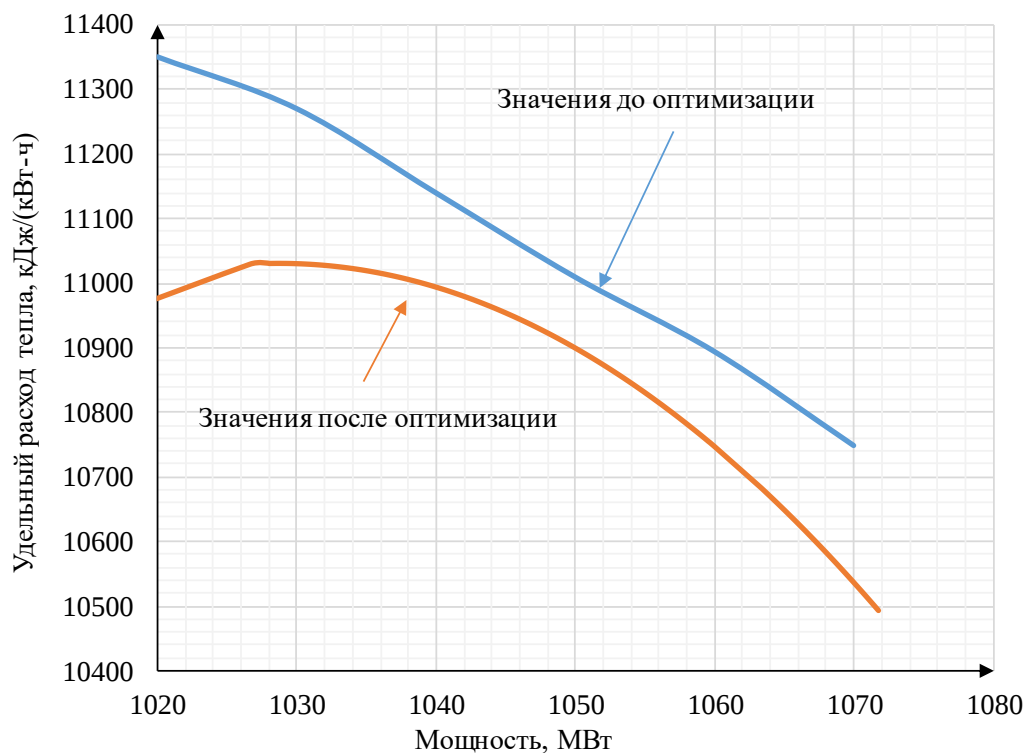


Рисунок 49. Сопоставление аппроксимационных зависимостей УРТ

При расширенной оптимизации наблюдается снижение значений УРТ в среднем на УРТ – 207,4 кДж/(кВт · ч) (1,92%), увеличение электрической мощности в среднем на 1,8 МВт (0,17%) (таблица 10). Средние значения УРТ при

проведении расширенной оптимизации в сравнении с базовыми значениями представлены в таблице 10.

Таблица 10. Изменение ключевых характеристик ТУ при расширенной оптимизации

| N  | Наименование                   | Изменение значения при оптимизации по |
|----|--------------------------------|---------------------------------------|
|    |                                | УРТ                                   |
| 1  | Электрическая мощность         | 0,17%                                 |
| 2  | Расход пара на ЦВД             | -2,7%                                 |
| 3  | Давление пара первого отбора   | -3,36%                                |
| 4  | Расход пара на ПВД-7           | -2,02%                                |
| 5  | Давление пара 2 отбора         | -4,39%                                |
| 6  | Расход пара на ПВД-6           | -2,01%                                |
| 7  | Давление пара 3 отбора         | 7,69%                                 |
| 8  | Расход пара на Д-7             | <b>-16,68%</b>                        |
| 9  | Среднее давление пара 4 отбора | -6,50%                                |
| 10 | Расход пара на ПНД-5           | <b>-19,81%</b>                        |
| 11 | Давление пара 5 отбора         | -5,08%                                |
| 12 | Расход пара на ПНД-4           | 0,34%                                 |
| 13 | Давление пара 6 отбора         | -3,99%                                |
| 14 | Расход пара на ПНД-3           | <b>15,55%</b>                         |
| 15 | Давление пара 7 отбора         | -3,6%                                 |
| 16 | Расход пара на ПНД-2           | -0,35%                                |
| 17 | Давление пара 8 отбора         | -3,66%                                |
| 18 | Расход пара на ПНД-1           | 0,57%                                 |

В таблице 10 большинство показателей изменения значений расходов и давлений пара в отборах ТУ не превышает 5-8%: наибольшие изменения происходят в расходе пара на Д-7, расходе пара на ПНД-5 и расходе пара на ПНД-3. При этом первые два представленные расхода снижаются, тогда как третий увеличивается. Данный факт обусловлен компенсацией изменений расхода основного конденсата, который в свою очередь зависит от расхода пара в конденсатор ТУ.

Также в ходе исследования была произведена разработка надстройки программного комплекса, включающая в себя модули оптимизации режима работы ТУ.

Разработка надстройки для программного комплекса подразумевает собой следование алгоритму, представленному в разделе 3.3. В процессе разработки надстройки была выполнена разработка множества НС моделей для определения электрической мощности, а также основных значений расходов и давлений пара в отборы ТУ.

Результатом разработки надстройки является диалоговое окно с визуальным интерфейсом, кадры которого представлены на рисунке 50.

Надстройка обладает возможностью выбора параметров, по которым возможно проведение оптимизации, а также предлагает вывод графических зависимостей на экран пользователя и запись результатов в текстовый файл в виде матриц варьируемых параметров, целевых функций и параметров, изменившихся в процессе оптимизации.

По результатам расчета в текстовом файле формируется матрица значений варьируемых параметров, целевых функций и изменившихся значений мощности, расходов и давлений, а также реализуется построение графика изменения целевой функции во времени.

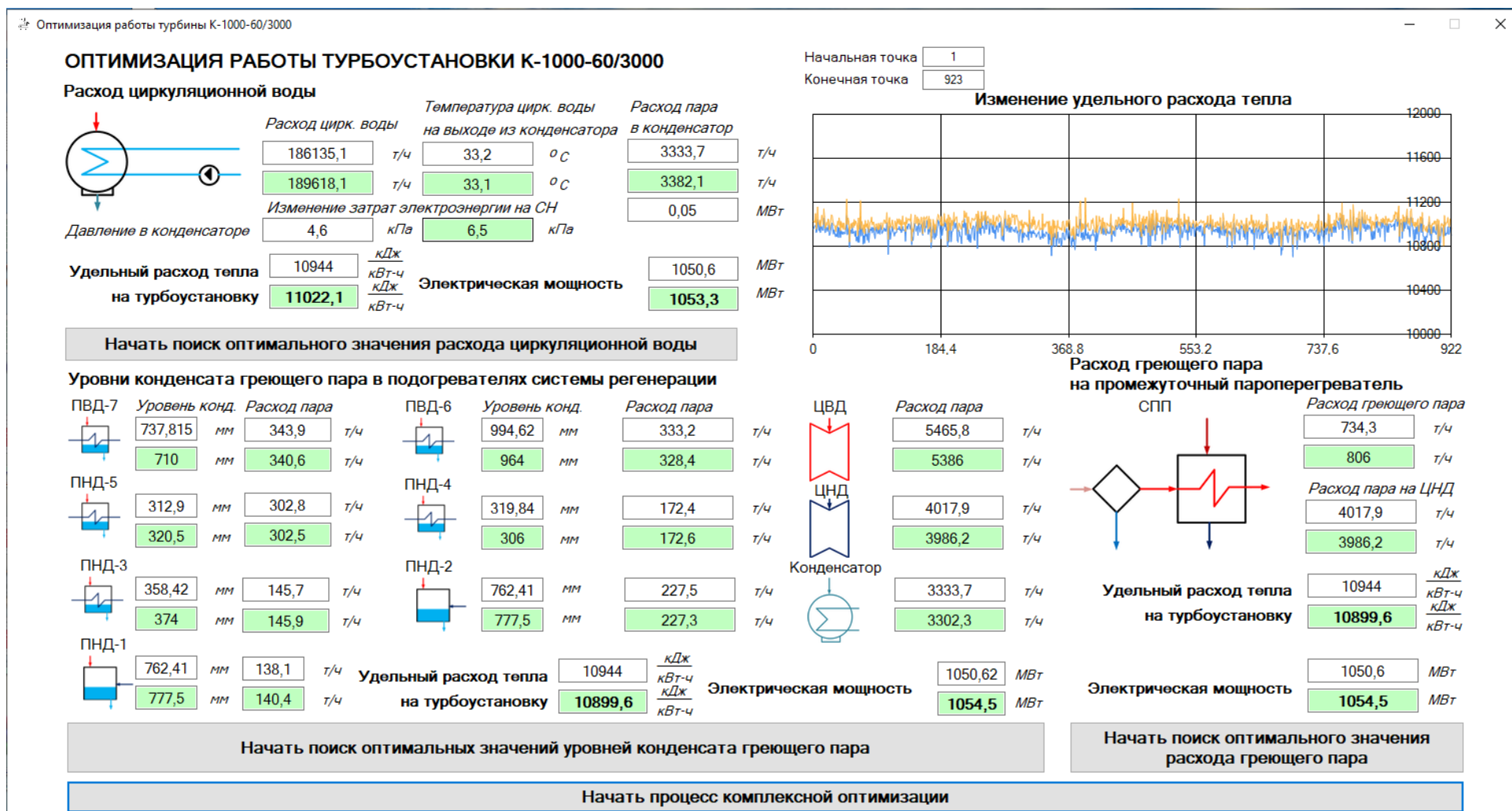


Рисунок 50. Диалоговое окно «Оптимизация работы турбины К-1000-60/3000»

### 4.3. Выводы по четвертой главе.

#### Оценка эффективности использования, разработанных алгоритмов оптимизации

В результате исследования выполнена разработка алгоритмов предварительного анализа и оптимизации режима работы ТУ методом перебора вариантов.

Проведена оптимизация режимов работы ТУ для таких варьируемых параметров, как уровень конденсата греющего пара в подогревателях системы регенерации ТУ, расход греющего пара на промежуточный пароперегреватель СПП ТУ, расход циркуляционной воды в конденсатор ТУ.

В результате предварительного анализа для УРТ удалось достичь его снижения от 0,20% при варьировании расхода греющего пара до 0,41% при изменении расхода циркуляционной воды.

При проведении оптимизации режима работы ТУ снижение значения целевой функции (УРТ) составило  $69,29 \text{ кДж/кВт} \cdot \text{ч}$  или 0,63%. При этом электрическая мощности увеличилась в среднем на 2,96 МВт, а снижение затрат электрической энергии на собственные нужды ТУ составило 0,21 МВт. В ходе расширенной оптимизации также построена аппроксимационная зависимость УРТ от мощности и установлена ее достоверность и адекватность, вследствие чего эта зависимость может быть рекомендована для использования на ЭС в качестве экономически-обусловленной нормы потребления энергии для планирования работы 4 энергоблока Калининской АЭС.

Разработана надстройка для представленного в разделе 3.3. программного комплекса, позволяющая автоматизировать процесс оптимизации, которая может быть использована в качестве программы-советчика персоналу энергоблока при принятии решений по изменению режима работы с целью повышения эффективности процесса производства электрической энергии.

В таблице 11 представлен расчет прогнозных приростов выручки предприятия (Калининской АЭС) за период с 01.01.2022

по 31.12.2022 г. при работе 4 энергоблока с параметрами, рекомендованными по результатам проведения оптимизации. При этом стоимостные факторы принимались в соответствии с [147, 148] в ценах 2024 года. Оценка производилась с использованием показателя УРУТ, который также был рассчитан с использованием НС модели для каждой точки данных «до» и «после» проведения оптимизации.

Таблица 11. Изменение выручки предприятия при различных видах оптимизации

| Наименование показателя                                                | Величина           | Размер.    |
|------------------------------------------------------------------------|--------------------|------------|
| Средняя стоимость кВт·ч электроэнергии для электрической станции [147] | 1,64               | руб./кВт·ч |
| Средняя стоимость тонны условного топлива [148]                        | 16 000             | руб./т у т |
| <b>1. Показатели при оптимизации</b>                                   |                    |            |
| <u>1.1. Анализ по выработке электрической энергии</u>                  |                    |            |
| Дополнительная выработка электроэнергии                                | 27 769 200         | кВт·ч      |
| Выручка                                                                | 42 686 046         | руб.       |
| <u>1.2. Анализ по УРУТ</u>                                             |                    |            |
| Экономия топлива в единицах удельного расхода условного топлива        | 1 953 776          | кг у т     |
| Экономия на топливе                                                    | 31 260 421         | руб.       |
| <u>1.3. ИТОГО</u>                                                      |                    |            |
| Рост выручки предприятия (выручка + экономия на топливе)               | <b>73 946 467</b>  | руб.       |
| <b>2. Показатели при оптимизации расширенной оптимизации</b>           |                    |            |
| <u>2.1. Анализ по выработке электрической энергии</u>                  |                    |            |
| Дополнительная выработка электроэнергии                                | 15 685 414         | кВт·ч      |
| Выручка                                                                | 25 724 079         | руб.       |
| <u>2.2. Анализ по УРУТ</u>                                             |                    |            |
| Экономия топлива в единицах удельного расхода условного топлива        | 5 848 076          | кг у т     |
| Экономия на топливе                                                    | 93 569 220         | руб.       |
| <u>2.3. ИТОГО</u>                                                      |                    |            |
| Рост выручки предприятия (выручка + экономия на топливе)               | <b>119 293 299</b> | руб.       |

Наиболее благоприятным сценарием работы энергоблока является режим с учетом значений параметров, полученных в результате расширенной оптимизации (с учетом параметров, зависящих от режима работы первого контура энергоблока). В данном случае прирост выручки ЭС составляет более

119 млн. руб. за период 2022 года. Однако данный вариант рассматривается исключительно в рамках оценки перспектив разработанной технологии оптимизации, так как требуется дополнительная оценка возможности регулирования расширенного набора параметров. При этом за счет оптимизации УРТ при изменении исключительно рассматриваемых регулируемых параметров второго контура энергоблока прогнозный рост выручки ЭС составляет 74 млн. руб. ежегодно за счет снижения топливных затрат и дополнительной выработке электрической энергии.

Материалы главы 4 опубликованы в работах [156, 174].

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Выполнен анализ и подбор целевых функций для оптимизации режима работы действующих ТУ ЭС с использованием НС моделей. В результате исследования в целях уточнения и дублирования расчетных характеристик АСУ ТУ определены следующие целевые функции: УРП, УРУТ и УРТ. При этом на основе анализа технической литературы в качестве ключевой целевой функции при проведении оптимизации режима работы действующих ТУ определен УРТ.

2. Разработана аналитическая модель ТУ К-1000-60/3000 энергоблока АЭС проекта ВВЭР-1000/320, основанная на уравнениях теплового и материального баланса и позволяющая производить расчет целевых функций. На основе аналитической модели произведен расчет для всех точек промышленного эксперимента, проведенного на ТУ К-1000-60/3000.

3. Разработан алгоритм, необходимый для создания НС моделей ТУ ЭС с использованием методов статического анализа: кластерного и факторного анализа. Выполнена апробация и программная реализация алгоритма создания НС моделей путем разработки НС модели ТУ К-1000-60/3000. Средняя погрешность результатов расчета при валидации не превышает 1%. С учетом погрешности приборов учета, общая погрешность не превышает 3%.

4. Разработан алгоритм повышения эффективности ТУ с использованием НС моделей ТУ. Выполнена апробация и программная реализация алгоритма повышения эффективности с использованием данных промышленного эксперимента, проведенного на ТУ К-1000-60/3000: при проведении расчета наблюдается снижение значений УРТ и затрат электрической энергии на СН ТУ при увеличении выработки электрической энергии.

5. Выполнена оценка эффективности использования разработанных алгоритмов: программные модули НС модели и алгоритма оптимизации ТУ К-1000-60/3000 могут быть рекомендованы к использованию в режиме ре-

альной эксплуатации. Прогнозируемое снижение УРТ за период промышленного эксперимента (2022 год) на ТУ К-1000-60/3000 могло составить в среднем 69,19 кДж / (кВт·ч) (0,63 %), что привело бы к снижению затрат на УРУТ альтернативной электрической станции и экономии денежных средств в размере 31,2 млн. руб., а прирост мощности – 2,96 МВт (0,29 %), что в денежном эквиваленте составляет 25,7 млн. руб.

Представленные в исследовании методики, программные модули в составе программного комплекса рекомендованы к внедрению на 4 энергоблоке Калининской АЭС. Также с использованием методик могут быть разработаны аналогичные программные комплексы для любой ТУ ЭС.

**Рекомендации, перспективы дальнейшей разработки темы исследования диссертационной работы.** Перспективными направлениями являются разработка НС моделей энергоблоков ЭС (объединение моделей систем в единый программный продукт), разработка таких моделей для целей оценки надежности работы ТУ, вспомогательного оборудования и энергоблоков ЭС в целом, а также создание более совершенных алгоритмов оптимизации режимов работы ТУ, например, объединяющих НС модели котельной или реакторной установки и их вспомогательных систем.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Крысанов, В.Н. Общая энергетика / В.Н. Крысанов. – Воронеж: ФГБОУ ВО «Воронежский государственный технический университет», 2016. – 234 с.
2. Рахманкулов, Д.Л. О проблеме истощения мировых запасов нефти / Д.Л. Рахманкулов, С.В. Николаева, Ф.Н. Латыпова и др. // Башкирский химический журнал. – 2008. – №2. – С. 5-35.
3. Ульянин, Ю.А. Перспективы ядерной энергетики в условиях исчерпания традиционных энергетических ресурсов / Ю.А. Ульянин, В.В. Харитонов, Д.Ю. Юршина // Известия вузов. Ядерная энергетика. – 2017 – № 4. – С. 5-16.
4. Жданов, Д.А. Тенденции повышения энергоэффективности: возможности возобновляемой и традиционной энергетики / Д.А. Жданов, К.Т. Молдабаев // Актуальные проблемы экономики и права. – 2020. – №2. – С. 249-265.
5. Постановление правительства Российской Федерации от 9 сентября 2023 г. № 1473 Об утверждении комплексной государственной программы Российской Федерации "Энергосбережение и повышение энергетической эффективности".
6. Распоряжение правительства Российской Федерации от 9 июня 2017 г. № 1209-р «Об утверждении Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики до 2035 года».
7. Российская Федерация. Законы. «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации: Федеральный закон № 261-ФЗ»: [принят Государственной Думой 11 нояб. 2009 г.: одобрен Советом Федерации 18 нояб. 2009 г.].
8. Боровков, В.М. Тепловые схемы ТЭС и АЭС : Моделирование и САПР / В. М. Боровков, О. И. Демидов, С. А. Казаров и др.; Под ред. С. А. Казарова. – СПб.: Энергоатомиздат, 1995. – 390 с.

9. Патент SU 659770 A1. Система централизованного маслоснабжения турбомашин : 2422766 : заявл. 22.11.1976 : опубл. 30.04.1979 / В.Н. Казанский.

10. Пшенистов, Н.А. О чистоте турбинного масла // Известия высших учебных заведений. Машиностроение. – 2024. – №8. – С. 94-103.

11. Костюк, А.Г. Турбины тепловых и атомных электрических станций: учебник для вузов / А.Г. Костюк, В.В. Фролов, А.Е. Булкин, А.Д. Трухний. – М.: Издательство МЭИ, 2001. – 488 с.

12. Зенович Лешкевич Ольпинский, Ю.А. Совершенствование систем технического водоснабжения с градирнями с целью улучшения технико-экономических показателей тепловых электростанций / Ю.А. Зенович Лешкевич Ольпинский, Н.В. Широкоглазова, А.Ю. Зенович Лешкевич Ольпинский // Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. – 2016. – Т.59. – № 3. – С. 235-248.

13. Патент № 2271508С2 Россия. Способ реконструкции градирен : 2004112753/06 : заявл. 26.04.2004 : опубл. 20.10.2005 / Н.В. Барсуков, А.Н. Малкин, Н.Н. Заводов. – 5 с.

14. Легкий, А.Д. Модернизация циркуляционных насосов ТЭЦ путём установки преобразователя частоты / А.Д. Легкий, В.Н. Злобин, А.Н. Сорокин // Международный журнал прикладных фундаментальных исследований. – 2019. – № 10-2. – С. 340-345

15. Борисов, Г.М. Возможности повышения эффективности работы систем циркуляционного водоснабжения ТЭС / Г.М. Борисов, С.В. Скубиенко // Известия высших учебных заведений. Северо-Кавказский регион. Технические науки. – 2004. – № 2. – С. 76-78.

16. Водениктов, А.Д. Повышение эффективности поиска присосов в вакуумную систему с помощью комбинированных методов / А.Д. Водениктов, В.Г. Власенко, Н.Д. Чичирова // Вестник «ИГЭУ». – 2021. – № 3. – С. 13-21.

17. Патент № 2117774С1 Россия. Выхлопной патрубок паровой турбины : 97116795/28: заявл. 17.10.1997 : опубл. 20.08.1998 / ЗАО «ЭНТЭК» – 7 с.

18. Голдин, А.С. Оптимизация конструкций выхлопных патрубков паровых турбин / А.С. Голдин, В.В. Коротков // Машиностроение и компьютерные технологии. – 2014. – С. 86-95.

19. Землянский, Д.Н. Способ интенсификации теплообмена в энергоустановках / Д.Н. Землянский, П.Р. Петличев, В.Ю. Дубанин // Физико-технические проблемы энергетики, экологии и энергоресурсосбережения. – Воронеж, 2021. – С. 35-41.

20. Калбалиев, Р.Ф. Повышение эффективности и экономичности паротурбинных электростанций путем интенсификации теплообмена // Энергетика. Известия высших учебных заведений и энергетических объединений СНГ. – 2005. – С. 68-73.

21. D. Stephen, Development of Brush Seal Technology for Steam Turbine Retrofit Applications. Conference: International Joint Power Generation Conference collocated with TurboExpo 2003. P. 1-8.

22. Патент № 2 565 626 Россия, МПК F01L 35/00 (2006.01). Сопловое парораспределение с минимальным дросселированием пара : 2014106018/06 : заявл. 18.02.2014 : опубл. 27.08.2015 / А.В. Билан. – 6 с.

23. Патент № 2 786 522 Россия, МПК F01D 17/16 (2006.01) F01D 9/04 (2006.01). Паровая турбина с поворотными лопатками статора : 2021128862 : заявл. 03.04.2020 : опубл. 21.12.2022 / Л. Кози, Э.Джусты, А. Паджини, и др. – 28 с.

24. Патент № 2 576 392 Россия, МПК F01D 9/00 (2006.01) F01D 25/26 (2006.01). Цилиндр паровой турбины с регулирующим отсеком : 2014116215/06 : заявл. 22.04.2014 : опубл. 27.10.2015 / А.Е. Валамин, А.Ю. Култышев, Ю.А. Сахнин, и др. – 13 с.

25. Патент № 2 631 962 Россия, МПК F01D 3/02 (2006.01) F01D 5/08 (2006.01) F01D 25/12 (2006.01). Двухпоточный цилиндр среднего давления паровой турбины : 2016143489 : заявл. 03.11.2016 : опубл. 29.09.2017 / Л.А. Хоменок, В.М. Ляпунов, И.В. Зайцев. – 8 с.

26. Патентсервис: официальный сайт. – URL: <https://allpatents.ru/> (дата обращения 05.09.2024).

27. Аминов, Р.З. Оценка надежности системы резервирования собственных нужд АЭС на основе дополнительной паровой турбины малой мощности / Р.З. Аминов, В.Е. Юрин, М.А. Муртазов // Труды Академэнерго. – 2019. – №4. – С. 76-87.

28. Юрин, В.Е. Исследование эффективности штатной работы дополнительной паровой турбины, обеспечивающей резерв собственных нужд АЭС с ВВЭР / В.Е. Юрин, Д.Ю. Кузнецов, Ю.Е. Николаев и др. // Энергетик. – 2025. – №7. – С. 16-20.

29. Аминов, Р.З. Резервирование собственных нужд АЭС на основе дополнительных маломощных паротурбинных установок / Р.З. Аминов, В.Е. Юрин, А.Н. Егоров и др. // Известия Российской Академии Наук. Энергетика. – 2017. – №6. – С.142-150.

30. Патент № 181449 СССР. Газотурбинная установка : 932477/24-6 : заявл. 08.12.1964 : опубл. 15.04.1966 / Г.Г. Ольховский, А.М. Фридрих. – 2 с.

31. Патент № 2 536 458 Россия, МПК F02C (2006.01). Способ уменьшения мощности маневренной энергетической газотурбинной установки ниже регулировочного предела : 2013142210/06 : заявл. 17.09.2013 : опубл. 27.12.2014 / Г.Г. Ольховский, В.П. Трушечкин, И.И. Гладких. – 6 с.

32. Гребенникова, И.В. Методы оптимизации : учебное пособие / И. В. Гребенникова. – Екатеринбург : УрФУ, 2017. – 148 с

33. Цветова, Е.В. Технология производства электроэнергии и теплоты : практикум/ Е.В. Цветова. – Ульяновск: УлГТУ, 2020. – 77 с.

34. Лебедев, В.А. Эксергетический метод оценки энергоэффективности оборудования систем энергообеспечения предприятий минерально-сырьевого комплекса // Записки горного института. – 2016. – Т. 219. – С. 435-443.

35. Горбунович, С.Б. Тепловой баланс главного корпуса ЭС // Новости теплоснабжения. – 2011. – № 3. – С. 13-28.

36. Иванов, А.Н. Теплообменное оборудование промпредприятий: учебное пособие / А.Н. Иванов, В.Н. Белоусов, С.Н. Смородин // ВШТЭ СПбГУПТД. – СПб., 2016 – 184 с.

37. Гонсалес, П. Многофункциональная оптимизация при компенсации реактивной мощности / П. Гонсалес, Р. Марреро, М.С. Балабанов и др. // Известия Томского политехнического университета. – 2018. – № 12. – С. 94-103.

38. Филиппова, Т.А. Оптимизация режимов электростанций и энергосистем : учебник / Т.А. Филиппова, Ю.М. Сидоркин, А.Г. Русина. – 2-е изд. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2016. – 356 с.

39. Костин, В.Н. Оптимизационные задачи электроэнергетики: учебное пособие / В.Н. Костин. – СПб, 2003. – 120 с.

40. Муратаев, И.А. Методы моделирования установившихся режимов для решения задач оптимизации в электроэнергетике: учебное пособие / И.А. Муратаев и др. – Казань: Казан. гос. энерг. ун-т, 2019. – 97 с.

41. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2025615033 Россия, Программа для выбора оптимального типа турбины : заявл. 18.02.2025 : опубл. 28.02.2025 / В.О. Киндра, Д.С. Писарев, М.В. Опарин, М.А. Островский, Н.М. Бонадыков.

42. Жаринов, Д.С. Разработка алгоритма оптимизации конструктивных характеристик турбин / Д.С. Жаринов, М.А. Островский, рук. В.О. Киндра // АЭСиУ МНТК МЭИ 2025. – Москва: НИУ «Московский энергетический институт», 2025. – С. 725.

43. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2023687641 Россия, Программа для расчета и оптимизации параметров тепловой схемы рекомпрессионного цикла Брайтона : заявл. 22.11.2023 : опубл. 18.12.2023 / Н.Д. Рогалев, О.В. Злышко, С.К. Осипов, В.О. Киндра, И.А. Максимов.

44. Шувалов, С.И. Оптимизация технологических процессов: учебное пособие / С.И. Шувалов. – Иваново: ИГЭУ им. В.И. Ленина. – 76 с.

45. Роуч, П. Дж. Вычислительная гидродинамика / Пер. с англ. В. А. Гущина, В. Я. Митницкого; Под ред. П. И. Чушкина. – Москва : Мир, 1980. – 616 с.
46. Лойцянский, Л. Г. Механика жидкости и газа: учебник для студентов вузов, 4-е изд., перераб. и доп. / Л.Г. Лойцянский. – М.: Наука, 1973 – 847 с.
47. Ansys: официальный сайт. – URL: <https://www.ansys.com/> (дата обращения: 10.02.2022).
48. Comsol Multiphysics: официальный сайт. – URL: [https://www.mathworks.com/products/connections/product\\_detail/comsol-multiphysics.html](https://www.mathworks.com/products/connections/product_detail/comsol-multiphysics.html) (дата обращения: 10.02.2022).
49. Логос – программный продукт: официальный сайт. – URL: <https://logos.plm-ural.ru/> (дата обращения: 10.04.2024).
50. Бухмиров, В.В. Геометрическая модель главного корпуса Ивановской ТЭЦ-2 в ППК Ansys / В.В. Бухмиров, Е.Н. Бушуев, И.И. Светушков и др. // Вестник «ИГЭУ». – Иваново, 2024. – №4. – С. 15-21.
51. Никитин, И.А. Экспериментальное исследование расходных характеристик ячеисто-лункового уплотнения для паровых турбин / И.А. Никитин, Б.Н. Петрунин, С.С. Дмитриев // Энергетические системы. – 2023. – № 3. – С. 13-23.
52. Богомолова, Т.В. Исследование течения в кольцевом диффузоре с поперечным оребрением в Ansys Fluent // Материалы конференции «Информатизация инженерного образования». – Москва, 2022. – С. 73-76.
53. Волков, И.А. Оценка ресурсных характеристик деталей энергооборудования при термоциклическом нагружении / И.А. Волков, Л.А. Игумнов, Д.Н. Шишулин и др. // Проблемы прочности и пластичности. – 2023. – №1. – С. 96-119.
54. Градусов, А.Д. Разработка высокоэффективной проточной части цилиндра высокого давления ПТ мощностью 300 МВт с использованием многокритериальной оптимизации / А.Д. Градусов, Н.Е. Иванова, О.А. Кругликова и др. // Турбины и дизели. – 2024. – № 6. – С. 56-60.

55. Moskalenko A.V., Tyukhtyaev A.M., Ivanovskii A.A., Kozachuk S.N., Semakina E.Yu., Chernikov V.A. Results of a computational and experimental study of wet steam flow through the shroud seal of a stage with long blades. Thermal engineering. N 11. P. 931-940.

56. Гаев, В.Д. Сравнительный анализ экономичности проточных частей многоступенчатых паровых турбин / В.Д. Гаев, С.Ю. Евдокимов, А.М. Тяхтяев // Турбины и дизели. – 2023. – № 6. – С. 80-84.

57. Хоменок, Л.А. Исследование влажно-парового потока в последней ступени цнд экспериментальной паровой турбины / Л.А. Хоменок, Л.А. Фельдберг, Н.Ю. Бокучаева, и др. // Надежности и безопасность энергетики. – 2022. – № 3. – С. 175-182.

58. Горелик, А.В. Методы анализа эксплуатационной надежности и безопасности систем железнодорожной автоматики и телемеханики / Горелик А.В., Тарадин Н.А., Нева-ров П.А. // Надежность и качество: труды Международного симпозиума: в 2-х т./ под ред. Н.К. Юркова. – Пенза: Информационноиздательский центр ПензГУ, 2009. – 2 т. – С. 230-234.

59. Gardzilewicz A. The heat and flow diagnostic procedure leading to a steam turbine repair Plan. Proc. 10th Conf. on Steam and Gas Turbines for Power and Cogeneration Plants. Karlovy Vary (Czech. Rep.). 1994. P. 87-93.

60. Острейковский, В. А. Вероятностное прогнозирование работоспособности элементов ЯЭУ / В. А. Острейковский, Н. Л. Сальников.- М.: Энергоатомиздат, 1990.- 416 с.

61. Ящура, А. И. Система технического обслуживания и ремонта энергетического оборудования / А. И. Ящура. – Москва: изд-во НЦ ЭНАС. – 2006. – 504 с.

62. Ефремов, Л. В. Практика вероятностного анализа надежности техники с применением компьютерных технологий / Л.В. Ефремов. – СПб.: Наука, 2008. – 216 с.

63. Программа для ЭВМ № 2019660474 Россия, Модуль расчета эффективности ступени тихоходной влажнопаровой турбины АЭС : 2019619304 : заявл. 25.07.2019 : опубл. 06.08.2019 / А.Н. Егоров.

64. Программа для ЭВМ № 2018666759 Россия, Программа поиска оптимального распределения электрической и тепловой нагрузок между двумя блоками ПГУ-450Т : 2018664274 : заявл. 11.12.2018 : опубл. 20.12.2018 / Э.К.Аракелян, А.А. Косой.

65. Программа для ЭВМ № 2023668448 Россия, Сетевой программный комплекс "Комплексный тренажер паротурбинного энергоблока 330 МВт филиала "Костромской ГРЭС" АЭС "Интер РАО - электрогенерация" : 2023667265 : заявл. 28.08.2023 : опубл. 17.08.2023 / А.Л. Виноградов, А.И. Киселев, В.А. Буданов, Е.Ю. Григорьев.

66. Программа для ЭВМ № 2023668378 Россия, Сетевой программный комплекс "Математическая модель турбоагрегата К-330-23,5-8МР для использования в тренажёрах и проведения исследований" : 2023667266 : заявл. 28.08.2023 : опубл. 17.08.2023 / А.Л. Виноградов, А.И. Киселев, В.А. Буданов, Е.Ю. Григорьев.

67. Программа для ЭВМ № 2024619187 Россия, Сетевой программный комплекс "Математическая модель турбоагрегата К- 850-23,5-1Р филиала "Пермская ГРЭС" АО "Интер РАО - электрогенерация" для использования в тренажёрах и проведения исследований" : 2024617590 : заявл. 10.04.2024 : опубл. 22.04.2024 / А.Л. Виноградов, А.И. Киселев, В.А. Буданов, Е.Ю. Григорьев, А.В. Светушков, А.Н. Бабанов

68. Аминов, Р.З. Проблемы и пути обеспечения неравномерного электропотребления в условиях растущей доли АЭС в энергосистемах / Р.З. Аминов, А.Н. Егоров. – Саратов, 2022. – 271 с.

69. Аминов, Р.З. Комбинирование АЭС с multifunctional энергетическими установками / Р.З. Аминов, В.Е. Юрин, А.Н. Егоров. – Саратов, 2018. – 240 с.

70. Горбунов, В.А. Использование НС технологий для повышения энергетической эффективности теплотехнологических установок / В.А. Горбунов. – Иваново, 2011. – 476 с.

71. V. Mrzljak The influence of various optimization algorithms on nuclear power plant steam turbine exergy efficiency and destruction. Scientific Journal of Maritime Research. 2021. №35. P. 69-86.

72. Гудфеллоу Я., Бенджио И., Курвилль Глубокое обучение / пер. с англ. А. А. Слинкина. – 2-е изд., испр. – М.: ДМК Пресс, 2018. – 652 с.: цв. ил.

73. Olexiy V . Sagalovych, Vacuum-plasma multilayer protective coatings for turbine blades. 2021. 104 p.

74. Ronald Hitzel, Retrofitting Steam Turbines With Modern Control Platforms Product Datasheet. 2023. 16p.

75. Paolo Pennacchi, Advanced technologies for steam turbine bearings, In book: Advances in Steam Turbines for Modern Power Plants. P. 383-448.

76. Raymond, Ray Silas Beebe, Condition monitoring of steam turbines by performance analysis, Journal of Quality in Maintenance Engineering. 2003. 9(2). P. 102-112.

77. S. Gejendhiran, M. Winmugil, B. Manoj Kumar, Optimization and Design Analysis of Steam Turbine Operation and Maintenance : A Review, Energy Engineering Journal, 2021. P. 864-869.

78. Сухоруков, Ю.Г. Критерии оптимизации технических решений АЭС / Ю.Г. Сухоруков, П.А. Кругликов, Ю.В. Смолкин, Е.Н. Кулаков // Атомная энергия. - 2021. - №4. – С. 223-227.

79. Варганова, А.В. Комплексная оптимизация режимов работы промышленных тепловых электростанций / А.В. Варганова, Н.Ф. Джагаров // Электро- и теплоэнергетика. – Москва, 2020. – №4. – С. 11-16.

80. Панченко, Т. В. Генетические алгоритмы: учебно-методическое пособие / под ред. Ю. Ю. Тарасевича. – Астрахань: Издательский дом «Астраханский университет», 2007. – 87 с.

81. Горбунов, В.А. Применение и анализ использования генетического алгоритма оптимизации для снижения расхода топлива на садочные печи/ В.А. Горбунов // Повышение эффективности энергетического оборудования: материалы VII междунар. науч.- практ. конф.– СПб.: СПбПУ, 2012. – С. 745 – 752.

82. Пулатов, Б.М. Использование генетических алгоритмов для оптимизации режимов электроэнергетических систем // International Journal of Advanced Research in Science, Engineering and Technology. – 2019. – № 6. – С. 8037-8039.

83. Козлов, М. В. Информационное проектирование инструментария для динамического когнитивного моделирования в энергетике / М. В. Козлов, А. В. Михеев // Информационные и математические технологии в науке и управлении, 2024. – № 4(36). – С. 146–158.

84. Питолин, В. Е. Применение имитационной модели для оптимизации параметров тепловой электростанции в составе энергосистемы / В. Е. Питолин // Вестник Полоцкого государственного университета, серия С: Фундаментальные науки. – 2013. – №4. – С. 40–45.

85. Кини, Р.Л. Принятие решений при многих критериях: предпочтения и замещения: пер. с англ. / под ред. И.Ф. Шахнова. – Москва: Радио и связь, 1981. – 560 с.

86. Веников, В.А. Оптимизация режимов электростанций и энергосистем / В.А. Веников, В.Г. Журавле, Г.А. Филиппова. – М.: Энергоиздат, 1981 г. – 464 с.

87. Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 4 октября 2022 г. №1070 «Об утверждении Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации и о внесении изменений в приказы Минэнерго России от 13 сентября 2018 г. № 757», от 12 июля 2018 г. № 548.

88. Антрошенко, Ю.К. Автоматизированные системы управления АЭС: учебное пособие / Ю.К. Антрошенко, Е.В. Иванова; Томский политехнический

университет. – Томск: Из-во Томского политехнического университета, 2014. – 81 с.

89. Демченко, В.А. Автоматизация и моделирование технологических процессов АЭС и ТЭС – Одесса: Астропринт, 2001. – 305 с.

90. ГОЭЛРО План / Большая российская энциклопедия: официальный сайт. – URL: [https://old.bigenc.ru/domestic\\_history/text/2374264?ysclid=m96pv82oux412435328](https://old.bigenc.ru/domestic_history/text/2374264?ysclid=m96pv82oux412435328) (дата обращения: 01.02.2025).

91. Кржижановский Глеб Михайлович. Избранное / Под ред. В. Кудрявчикова // Министерство культуры СССР. – Москва, 1957. – 568 с.

92. Горштейн В.М. Руководящие указания по выбору наивыгоднейшего распределения активной нагрузки между тепловыми электростанциями // Информационные материалы ВНИИЭ. – Москва, 1958. – 84 с.

93. Горштейн В.М. Методика расчета наивыгоднейшего распределения нагрузки между агрегатами ТЭЦ // Электрические станции. – Москва, 1962. – №8. – С. 2-7.

94. Горштейн В.М. Методика расчета оптимального режима и характеристик тепловой ЭС // Труды ВНИИЭ. – Москва, 1972. – №40. – С. 31-54.

95. Горштейн, В.М. Методы оптимизации режимов энергосистем / В.М. Горштейн, Б.П. Мирошниченко, А.В. Пономарев и др., под ред. В.М. Горштейна. – М. Энергия, 1981. – 336 с.

96. Веников, В.А. Электрические системы. Электрические расчеты, программирование и оптимизация режимов / В.А. Веников, В.И. Горушкин, И.М. Маркович и др. // Высшая школа. – Москва, 1973. – 320 с.

97. Золотарев. Т.Л. Методико подсчета гидроэнергетических ресурсов // Ком. по участию СССР в междурадных энергетических объединениях. – Москва, 1956. – С.14-15.

98. Маркович, И.М. Оптимизация режимов энергетических систем / Под ред. В. А. Веников // М-во высш. и сред. спец. образования СССР. Моск. орденена Ленина энерг. ин-т. Кафедра электр. систем. – Москва, 1967. – 72 с.

99. Щербачев. О.В. Применение цифровых вычислительных машин в электроэнергетике / О.В. Щербачев, А.Н. Зейлигер, К.П. Кадомская и др. – Ленинград, 1980. – 236 с.
100. Иванов, А.В. Теория и расчет паровых турбин / А.В. Иванов, Б.С. Петров. – М.: Энергоатомиздат, 2015.
101. Смирнов, И.Ю. Оптимизация технологических процессов паротурбинных установок / И.Ю. Смирнов, Т.В. Климова. – СПб.: Питер, 2017.
102. Avevor J., Aikins S., Enyejo L. Optimizing Gas and Steam Turbine Performance Through Predictive Maintenance and Thermal Optimization for Sustainable and Cost-Effective Power Generation. *Journal of Innovative Science and Research Technology*. Vol. 3. 2025. P. 994-1010.
103. Wang Z. Overview of steam turbines and efficiency. *Applied and Computational Engineering*. Vol. 89(1). P. 48-51.
104. Rentschler T., Berkemeier M. B., Fraas S., Tismer A., Raj R., Peitz S., Riedelbauch S. Multi-criteria hydraulic turbine optimization using a genetic algorithm and trust-region postprocessing. *Proceedings in Applied Mathematics and Mechanics*. 2024. P. 1-7.
105. Грабчак, Е.П. Применение информационно-вычислительных технологий для решения задач мониторинга и управления состоянием энергетического оборудования в ЕЭС России / Е.П. Грабчак, Е.Л. Логинов // Экономика. Информаика. – 2021. – №4. – С. 688-696.
106. Горбачевская, Е.Н. История развития НС / Е.Н. Горбачевская, С.С. Краснов // Вестник Волжского университета имени В.Н. Татищева. – Тольятти, 2015. – №1. – С. 2-7.
107. Вороновский, Г.К. Проблемы и перспективы использования искусственных НС в энергетике. Моделирование / Г.К. Вороновский, К.В. Махотило, С.А. Сергеев // Проблемы общей энергетики. – 2006, №14. – С. 50-61
108. Вороновский, Г.К. Проблемы и перспективы использования искусственных НС в энергетике. Управление / Г.К. Вороновский, К.В. Махотило, С.А. Сергеев // Проблемы общей энергетики. – 2007, №16. – С. 54-67.

109. Нетбай, Г.В. Прогнозное управление локальной городской системой теплоснабжения на основе нейросетевого моделирования / Г.В. Нетбай, В.Д. Онисков, В.Ю. Столбов, Р.Р. Каримов // Вестник ЮУрГУ. Серия «Компьютерные технологии, управление, радиоэлектроника». – 2020, №3. – С. 29-38.

110. Ждановский, Е.О. Разработка НС модели газотурбинной ЭС для настройки регуляторов газотурбинной установки // Фундаментальные исследования. Технические науки. – 2016, №12. – С. 479-485.

111. Dhulfiqar M., Firas B., Yazan A., Vibration-based diagnostic of steam turbine faults using extreme learning machine. International journal of science, engineering and technology. 2014. 5 p.

112. Гридина, Н.В. Построение гибридных нейронных сетей с использованием элементов нечеткой логики / Н.В. Гридина, И. А. Евдокимов, В. И. Соколовников // Искусственный интеллект и принятие решений. – 2019. – №2. – С. 91-97.

113. Щелкалин, В.Н. Гибридные модели и методы прогнозирования нестационарных временных рядов // Труды X Международной конференции «Идентификация систем и задачи управления» SICPRO. – Москва, 2015. – С. 1395-1463.

114. Артющков, А.Ю. Применение гибридных нейронных сетей для диагностики / А.Ю. Артющков, В.А. Булатников, А.В. Брежнев // Современные материалы, техника и технологии. – 2015. – № 3. – С. 43-47.

115. Мечтаева, М.Н. Повышение эффективности работы вакуумной системы турбин АЭС / М.Н. Мечтаева, В.А. Горбунов // МНТК «Энергия-2022». – Иваново, 2022. – С. 25.

116. Горбунов, В.А. Перспективы повышения энергетической эффективности работы систем регенеративного подогрева воды / В.А. Горбунов, С.С. Теплякова // Состояние и перспективы развития электро- и теплотехнологии (XXII Бенардосовские чтения). – Иваново, 2023. – с. 131-133.

117. Головки, В. А. Нейросетевые технологии обработки данных : учеб. пособие / В. А. Головки, В. В. Краснопрошин. – Минск : БГУ, 2017. – 263 с.
118. Скороходов, А.В. Сравнительный анализ градиентных методов минимизации в задаче обучения многослойного персептрона / Скороходов А.А., Тунгусова А.В. // Управление, вычислительная техника и информатика. Доклады ТУСУРа. – 2011. – №2. – С. 98-102.
119. Осовский, С. НС для обработки информации / пер. с польск. И.Д. Рудинского. – М.: Финансы и статистика, 2002. – 344 с.
120. Головки, В.А. Нейросетевые технологии обработки данных: учебное пособие / В.А. Головки, В.В. Краснопрошин. – Минск: БГУ, 2017. – 263 с.
121. Шарипбай, А.А. Нейронные сети / А.А. Шарипбай. – Астана, 2018. – 397 с.
122. Атрошенко, Ю.К. Автоматизированные системы управления АЭС: учебное пособие / Ю.К. Атрошенко, Е.В. Иванова. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2014. – 81 с.
123. Демченко, В.А. Автоматизация и моделирование технологических процессов ТЭС и АЭС. – Одесса: Астропринт, 2001. – 305 с.
124. ГОСТ 19431-84. Энергетика и электрификация. Термины и определения. Межгосударственный стандарт: дата введения 01.01.1986 / Государственный комитет СССР по стандартам. – Москва: 1984. – 7 с.
125. Батов, В.В. Показатель удельного расхода ядерного горючего на АЭС / В.В. Батов, Г.С. Зелевинский, Ю.И. Корякин // Атомная энергия. – Том 26. – Вып. 1, 1969 год. – С. 61-62.
126. Григорьева О.К. Теплоэнергетика. Тепловая экономичность паротурбинных энергоблоков: учеб. пособие / О.К. Григорьева, О.В. Боруш. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2016. – 51 с.
127. Беляев, Б.М. Измерения массы влажного насыщенного пара и отдаваемой паром тепловой энергии с применением объёмных расходомеров / Б. М. Беляев, И. М. Шенброт // Измерительная техника. – 2014. – №6. – С. 42–46.

128. Ривкин, С. Л. Термодинамические свойства воды и водяного пара: справочник / С. Л. Ривкин, А. А. Александров. – Москва : Энергоатомиздат, 1984. – 80 с.

129. Росэнергоатом. Росатом. Станции и проекты: официальный сайт. – URL: [https://www.rosenergoatom.ru/stations\\_projects/sayt-kalininskoy-aes/#](https://www.rosenergoatom.ru/stations_projects/sayt-kalininskoy-aes/#) (дата обращения: 05.02.2025).

130. Атомная энергия: официальный сайт. – URL: <https://www.atomic-energy.ru/> (дата обращения: 08.02.2025).

131. Буреева, Н.Н. Многомерный статистический анализ с использованием ППП “STATISTICA”. Учебно-методический материал по программе повышения квалификации «Применение программных средств в научных исследованиях и преподавании математики и механики» / Н.Н. Буреева. – Нижний Новгород, 2007. – 112 с.

132. Ширяева, Н.В. Факторный анализ, его виды и методы / Ширяева Н.В., Мигурина А.П. // Экономика и социум. – Саратов, 2015. – №1. – С. 1310-1313.

133. Бекетнова, Ю. М. Методы факторного анализа в прикладных задачах финансового мониторинга: монография / Ю. М. Бекетнова. – Москва : Русайнс, 2016. – 110 с.

134. Мусатов, М.В. Анализ моделей метода наименьших квадратов и методов получения оценок / М. В. Мусатов, А. А. Львов // Вестник Саратовского государственного технического университета. – 2009. – №43. – С. 137-140.

135. Тарасов, Д.В. Анализ подходов к применению иерархического кластерного анализа в задаче радиомониторинга источников радиоизлучения / Д.В. Тарасов, С.Н. Шиманов // Телеком-муникационные устройства и системы. – 2013. – Т. 3. № 2. – С. 186-187.

136. Кремер, Н. Ш. Теория вероятностей и математическая статистика : учебник и практикум для академического бакалавриата / Н. Ш. Кремер. – 4-е изд., перераб. и доп. – М. : Издательство Юрайт, 2015. – 514 с.

137. Бериков, В.С. Современные тенденции в кластерном анализе / В.С. Бериков, Г.С. Лбов // Всероссийский конкурсный отбор обзорно-аналитических статей по приоритетному направлению «Информационно-телекоммуникационные системы». – 2008. – С. 26.

138. ГОСТ Р 57700.23-2020. Компьютерные модели и моделирование. Валидация. Общие положения : Национальный стандарт Российской Федерации : дата введения 13 ноября 2020 г. / Федеральное государственное унитарное предприятие «Российский федеральный ядерный центр – Всероссийский научно-исследовательский институт экспериментальной физики». – Изд. Официальное. – Москва : Стандартинформ, 2020. – 4 с.

139. StatSoft. Statistica : официальный сайт. – URL: <https://statsoft-statistica.ru/> (дата обращения: 25.01.2025).

140. Microsoft Visual Studio : официальный сайт. – URL: <https://visualstudio.microsoft.com/ru/> (дата обращения 01.02.2025).

141. Правила технической эксплуатации тепловых энергоустановок. – М.: Из-во стандартов, 2003. – 112 с.

142. Береснев, Н.М. Эксплуатация паротурбинных установок АЭС. – Л.: Энергоатомиздат. Ленингр. отд-ние, 1986. – 264 с.

143. Шамароков, А.С. Сепараторы-пароперегреватели нового поколения для паротурбинных установок АЭС с ВВЭР / А.С. Шмароков, В.М. Зорин, С.Б. Пустовалов и др. // Теплоэнергетика. – 2022. – № 9. – С. 66-77.

144. Зенович-Лешкевич-Ольпинский Ю.А. Перспективы установки частотно-регулируемого электропривода на циркуляционных насосах системы технического водоснабжения ТЭЦ / Ю.А. Зенович-Лешкевич-Ольпинский, Н.Б. Карницкий // Вестник Казанского энергетического университета. – 2021. – №4. – С. 14-27.

145. Microsoft Excel: официальный сайт. – URL: <https://www.microsoft.com/ru-ru/microsoft-365/excel?market=ru> (дата обращения 01.02.2025).

146. Левин, Дэвид М., Стефан, Дэвид, Кребиль, Тимоти С., Беренсон, Марк Л. Статистика для менеджеров с использованием Microsoft Excel, 4-е изд. – М.: Издательский дом «Вильямс», 2004. – 1312 с.

147. Комитет по ценам и тарифам Московской области: официальный сайт. – URL: <https://ktc.mosreg.ru/> (Дата обращения: 01.10.2025).

148. Департамент энергоэффективности: официальный сайт. – URL: <https://energoeffect.gov.by/> (Дата обращения: 01.10.2025).

## ОСНОВНЫЕ ПУБЛИКАЦИИ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

### *Научные статьи в периодических изданиях, рекомендуемых ВАК*

149. Нагорная, О.Ю. Разработка модели утилизационной газовой турбины / О.Ю. Нагорная, В.А. Горбунов, А.А. Павлов, **П.А. Минеев** // Вестник ИГЭУ. – Иваново, 2022. – №3. – С.5-12.

150. Горбунов, В.А. Методика оценки влияния эксплуатационных параметров на работу турбопитательного насоса / В.А. Горбунов, С.С. Теплякова, Н.А. Лоншаков, С.Г. Андрианов, М.Н. Мечтаева, **П.А. Минеев** // Вестник ИГЭУ. – Иваново, 2022. – №4. – С.14-23.

151. Андрианов, С.Г. Определение удельного расхода условного топлива для оценки энергетической эффективности Атомных электрических станций / С.Г. Андрианов, В.А. Горбунов, **П.А. Минеев**, М.Н. Мечтаева, С.С. Теплякова // Вестник МЭИ. – Москва, 2025. – №2. – С. 128-135.

152. **Минеев, П.А.** Разработка нейросетевой модели паротурбинной установки АЭС / **П.А. Минеев**, В.А. Горбунов, Н.А. Лоншаков, М.Н. Мечтаева // Надежность и безопасность энергетики. – Москва, 2025. – №2. – С. 84-95.

### *Статьи в изданиях, индексируемых в международной базе цитирования Scopus*

153. Горбунов, В.А. Интеллектуальная система поддержки принятия решений по управлению турбопитательными насосами Калининской АЭС / В.А. Горбунов, Н.А. Лоншаков, С.С. Теплякова, М.Н. Мечтаева, **П.А. Минеев**

// Известия высших учебных заведений. Ядерная энергетика. – Обнинск, 2024. – №3. – С.125-140.

### *Статьи в других изданиях*

154. Теплякова, С.С. Анализ влияния вторичных энергетических ресурсов на эффективность эксплуатации энергоблоков АЭС / С.С. Теплякова, В.А. Горбунов, Н.А. Лоншаков, М.Н. Мечтаева, **П.А. Минеев** // Труды НГТУ им. Р.Е. Алексеева. – НиНо, 2024. – № 3. – С.48-61.

### *Результаты интеллектуальной деятельности*

155. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2025617497 Россия, Программа для определения показателей эффективности паротурбинной установки К-1000-60/3000 : заявл. 13.03.2025 : опубл. 26.03.2025 / **П.А. Минеев**, В.А. Горбунов.

156. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2025665520 Россия, Программа для оптимизации паротурбинной установки К-1000-60/3000 : заявл. 03.06.2025 : опубл. 17.06.2025 / **П.А. Минеев**.

### *Тезисы и полные тексты докладов конференций*

157. **Минеев, П.А.** Анализ эффективности подходов к повышению производительности паровых турбин АЭС / П.А. Минеев, рук. В.А. Горбунов // Энергия-2022: тезис докл. – Иваново, 2022. – С. 27.

158. Нагорная, О.Ю. Верификация детерминированной модели турбины ГУБТ-25 / О.Ю. Нагорная, В.А. Горбунов, **П.А. Минеев** // Актуальные проблемы и пути развития энергетики, техники и технологий: докл. МНПК. – Балаково, 2022. – С.116-121.

159. Мечтаева, М.Н. Исследование взаимного влияния местных сопротивлений на гидравлические характеристики тракта основного конденсата и питательной воды / М.Н. Мечтаева, **П.А. Минеев**, В.А. Горбунов // XXII Бенардосовские чтения: докл. МНТК. – Иваново, 2023. – С.128-130.

160. Горбунов, В.А. Оценка влияния осушки пара за счет тепловой и механической энергии / В.А. Горбунов, **П.А. Минеев**, М.Н. Мечтаева // // XXII Бенардосовские чтения: докл. МНТК. – Иваново, 2023. – С.133-137.

161. Горбунов, В.А. К вопросу учета влияния влажности рабочего тела на процессы, протекающие в турбинах / В.А. Горбунов, **П.А. Минеев**, М.Н. Мечтаева // XXII Бенардосовские чтения: докл. МНТК. – Иваново, 2023. – С.137-140.

162. Мечтаева, М.Н. К вопросу повышения эффективности вакуумной системы паротурбинной установки / М.Н. Мечтаева, **П.А. Минеев**, В.А. Горбунов// XXII Бенардосовские чтения: докл. МНТК. – Иваново, 2023. – С.143-146.

163. **Минеев, П.А.** Разработка автоматизированного расчета турбины с влажным паром / П.А. Минеев, рук. В.А. Горбунов // Энергия-2023: тезис докл. – Иваново, 2023. – С. 33.

164. **Минеев, П.А.** Аспекты динамического теплового расчета ПТУ АЭС на основе экспериментальных данных / П.А. Минеев, рук. С.Г. Андрианов// Энергия-2023: тезис докл. – Иваново, 2023. – С. 34.

165. Горбунов, В.А. Кластерный и факторный анализ в процессе промышленного эксперимента на Калининской АЭС / В.А. Горбунов, С.С. Теплякова, М.Н. Мечтаева, **П.А. Минеев** // XIII семинар вузов по теплофизике и энергетике: тезис докл. – Нижний Новгород, 2023. – С.252-254.

166. Горбунов, В.А. Цифровые двойники тепломеханического оборудования второго контура АЭС / В.А. Горбунов, Н.А. Лоншаков, С.С. Теплякова, М.Н. Мечтаева, **П.А. Минеев** // XIII семинар вузов по теплофизике и энергетике: тезис докл. – Нижний Новгород, 2023. – С.254-256.

167. **Минеев, П.А.** К вопросу о разработке НС модели ПТУ / П.А. Минеев, О.Ю. Нагорная, рук. В.А. Горбунов // Радиоэлектроника, электротехника и энергетика: тезис докл. МНТК. – Москва, 2024. – С.888.

168. **Минеев, П.А.** Анализ возможностей исследования влияния влажности в паровых турбинах АЭС с использованием средств CFD / П.А. Минеев,

рук. В.А. Горбунов // Энергия 2024: тезис. докл. МНТК. – Иваново, 2024. – С.21.

169. **Минеев, П.А.** Способы повышения энергетической эффективности оборудования системы регенерации АЭС с реакторами типа ВВЭР / П.А. Минеев, В.А. Горбунов // Научный аспект. – Т.23. – №5, 2024. – С.3073-3078.

170. **Минеев, П.А.** Определение критериев оптимизации работы второго контура АЭС с реакторами типа ВВЭР / П.А. Минеев, В.А. Горбунов, М.Н. Мечтаева // Международный журнал информационных технологий и энергоэффективности. – Т.9. – №8, 2024. – С.143-148.

171. **Минеев, П.А.** Исследование влияния уровня конденсата в поверхностных подогревателях системы регенерации на эффективность АЭС // АЭСиУ МНТК МЭИ 2025. – Москва: НИУ «Московский энергетический институт», 2025. – С. 842.

172. **Минеев, П.А.** Оценка возможности повышения мощности энергоблока АЭС при работе на мощностном эффекте // АЭСиУ МНТК МЭИ 2025. – Москва: НИУ «Московский энергетический институт», 2025. – С. 843.

173. **Минеев, П.А.** Анализ базовых принципов моделирования турбоустановок с использованием нейросетевых технологий // XXIII Бенардосовские чтения: докл. МНТК. – Иваново, 2025. – С.82-87.

174. **Минеев, П.А.** К вопросу оптимизации работы турбоустановок // XXIII Бенардосовские чтения: докл. МНТК. – Иваново, 2025. – С.87-91.

## **ПРИЛОЖЕНИЯ**

**ПРИЛОЖЕНИЕ 1. Свидетельства о государственной  
регистрации программ для ЭВМ, разработанных по тематике  
диссертационного исследования**

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



## СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

**№ 2025617497**

**«Программа для определения показателей  
эффективности паротурбинной установки К-1000-  
60/3000»**

Правообладатель: **федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина» (RU)**

Авторы: *Минеев Павел Алексеевич (RU), Горбунов Владимир Александрович (RU)*

Заявка № 2025615025

Дата поступления **13 марта 2025 г.**

Дата государственной регистрации

в Реестре программ для ЭВМ **26 марта 2025 г.**

Руководитель Федеральной службы  
по интеллектуальной собственности

**ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДСИМЬЮ**

Сертификат №09678001 от 05.05.2025  
Владелец: Зубов Юрий Сергеевич  
Действителен с 05.05.2024 по 05.05.2026

Ю.С. Зубов



РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



## СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

**№ 2025665520**

**«Программа для оптимизации работы паротурбинной  
установки К-1000-60/3000»**

Правообладатель: **федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования "Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина" (ИВГУ)**

Автор(ы): **Минеев Павел Алексеевич (RU)**



Заявка № 2025664492

Дата поступления **03 июня 2025 г.**

Дата государственной регистрации  
в Реестре программ для ЭВМ **17 июня 2025 г.**

*Руководитель Федеральной службы  
по интеллектуальной собственности*

Сертификат Сервиса Электронной Подписи  
Владимира Зубова Юрия Сергеевича  
Действителен с 01.09.2020 по 01.09.2026

Ю.С. Зубов

**ПРИЛОЖЕНИЕ 2. Документы, подтверждающие  
практическую реализацию диссертационной работы**



УТВЕРЖДАЮ

Проректор по учебной работе ИГЭУ

Гусенков А.В.

«17» июня 2025 г.

## Акт

внедрения в учебный процесс ФГБОУ ВО «Ивановский государственный энергетический университет им. В.И. Ленина» результатов диссертационной работы  
Минеева Павла Алексеевича

В учебном процессе при чтении лекций, проведении практических и лабораторных занятий по дисциплинам «Тепловые и атомные электрические станции», «Атомные электрические станции», «Прикладное моделирование энергетического оборудования» и при выполнении научно-исследовательских работ студентами, обучающимися по направлениям подготовки – «Теплоэнергетика и теплотехника» (13.03.01 и 13.04.01), «Атомные станции: проектирование, эксплуатация и инжиниринг» (14.05.02) используются следующие результаты научных исследований Минеева Павла Алексеевича, включенные в состав его диссертационной работы: программный комплекс, разработанный на базе алгоритма оптимизации гибридной модели, объединяющей аналитическую и нейросетевую модели, и предназначенный для рационализации режимов работы турбоустановки К-1000-60/3000.

Акт составлен на теплоэнергетическом и инженерно-физическом факультетах ФГБОУ ВО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина».

Декан теплоэнергетического факультета ИГЭУ  
к.т.н., доцент

С.Б. Плетников

Декан инженерно-физического факультета ИГЭУ  
к.т.н., доцент

О.А. Кабанов

Заведующий кафедрой  
«Тепловые электрические станции»  
к.т.н., доцент

С.Д. Горшенин

Заведующий кафедрой  
«Атомные электрические станции»  
к.т.н., доцент

А.А. Беляков

УТВЕРЖДАЮ  
Главный инженер филиала  
АО «Концерн Росэнергоатом»  
«Калининская АЭС»



Р.Р. Алыев

2025 г.

### АКТ О ВНЕДРЕНИИ РАБОТЫ

1. **Наименование научной работы:** Повышение эффективности работы турбоустановок электрических станций с использованием нейросетевых технологий.
2. **Автор(ы):** Горбунов Владимир Александрович, Минеев Павел Алексеевич (ФГБОУ ВО «Ивановский государственный энергетический университет им. В.И. Ленина», г. Иваново, ул. Рабфаковская, 34).
3. **Краткая характеристика научной работы:** В рамках работы предполагается повышение эффективности работы турбоустановки К-1000-60/3000 4 энергоблока Калининской АЭС на основе анализа и поиска направления для оптимизации режимов ее эксплуатации путем обработки эксплуатационных параметров, снятых штатными контрольно-измерительными приборами АЭС за длительных промежутков времени.
4. **Степень внедрения:** принята к рассмотрению.
5. **Предполагаемый эффект от использования результатов работы:** Увеличение выработки электрической энергии энергоблоком за счет снижения затрат тепловой и электрической энергии собственных нужд турбоустановки, определение технически обоснованных норм потребления энергии турбоустановки.

И.о. начальника ОИТПЭ

Ю.Г. Тимофеев

**ПРИЛОЖЕНИЕ 3. Параметры, фиксируемые при проведении  
промышленного эксперимента**

Таблица 1. Список параметров, выгружаемых из информационно-вычислительной системы 4 энергоблока Калининской АЭС

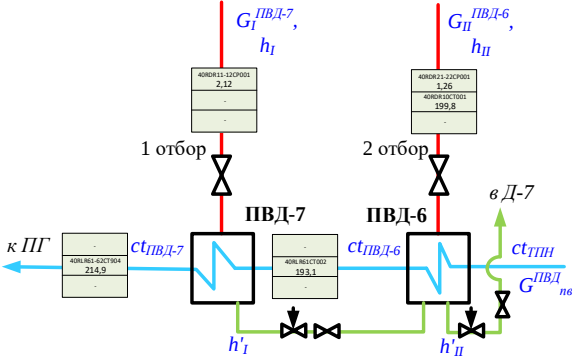
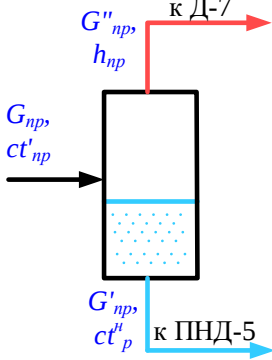
| <b>N</b> | <b>Наименование параметра</b>                             |
|----------|-----------------------------------------------------------|
| 1        | Температура циркуляционной воды на входе в конденсатор    |
| 2        | Температура циркуляционной воды на выходе из конденсатора |
| 3        | Температура пара на выхлопе ЦНД                           |
| 4        | Среднее давление в конденсаторах                          |
| 5        | Среднее давление на напоре циркуляционных насосов         |
| 6        | Давление на напоре КЭН-1                                  |
| 7        | Температура на всасе КЭН-1                                |
| 8        | Расход конденсата за БОУ                                  |
| 9        | Давление конденсата за БОУ                                |
| 10       | Температура на всасе КЭН-2                                |
| 11       | Давление на напоре КЭН-2                                  |
| 12       | Положение регулятора уровня 1 ПНД-2                       |
| 13       | Положение регулятора уровня 2 ПНД-2                       |
| 14       | Расход конденсата от ПНД-5 к Д-7                          |
| 15       | Средняя температура пара к ЦНД                            |
| 16       | Среднее давление пара за СПП                              |
| 17       | Средняя температура пара за СПП                           |
| 18       | Средняя температура пара за СРК ЦНД                       |
| 19       | Расход воды на напоре насоса слива сепарата               |
| 20       | Давление пара первого отбора                              |
| 21       | Среднее давление пара ПВД-7                               |
| 22       | Давление пара 2 отбора                                    |
| 23       | Среднее давление пара ПВД-6                               |
| 24       | Давление пара 3 отбора                                    |
| 25       | Среднее давление пара 4 отбора                            |
| 26       | Температура пара 4 отбора                                 |
| 27       | Среднее давление пара ПНД-4                               |
| 28       | Давление пара 5 отбора                                    |
| 29       | Температура пара 5 отбора                                 |
| 30       | Давление пара ПНД-3                                       |
| 31       | Давление пара 6 отбора                                    |
| 32       | Давление пара ПСВ (от 6 отбора)                           |
| 33       | Давление пара 7 отбора                                    |
| 34       | Давление пара 8 отбора                                    |
| 35       | Давление пара в ПНД-1                                     |
| 36       | Средний расход питательной воды ТПН                       |
| 37       | Средний расход питательной воды на ПГ                     |
| 38       | Давление на напоре насоса слива сепарата 1                |
| 39       | Давление на напоре насоса слива сепарата 2                |
| 40       | Средняя температура конденсата ПНД-1                      |
| 41       | Среднее давление на напоре КЭН-2                          |

Продолжение таблицы 1

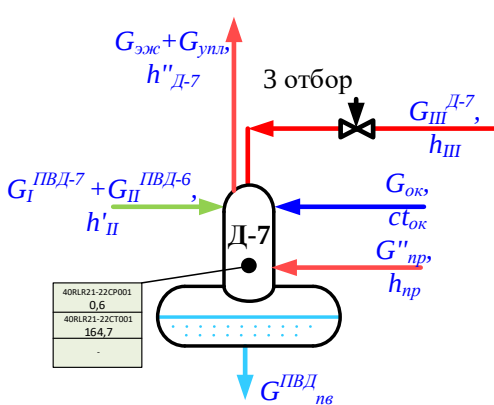
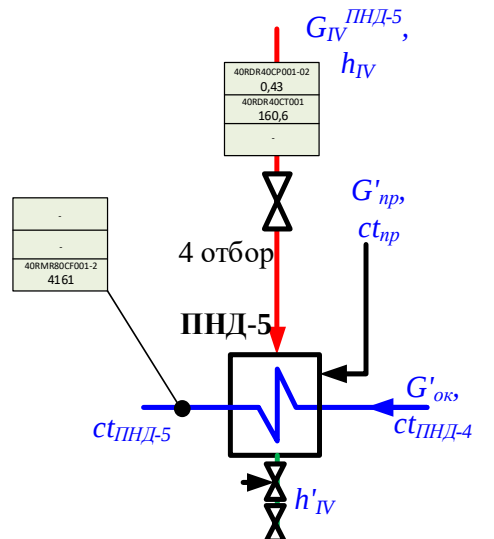
| <b>N</b> | <b>Наименование параметра</b>                                |
|----------|--------------------------------------------------------------|
| 42       | Давление основного конденсата к Д-7                          |
| 43       | Температура основного конденсата на входе ПНД-3              |
| 44       | Температура основного конденсата на входе ПНД-4              |
| 45       | Температура основного конденсата на входе ПНД-5              |
| 46       | Температура основного конденсата к Д-7                       |
| 47       | Давление пара на выхлопе ЦВД                                 |
| 48       | Температура пара на входе в ЦВД                              |
| 49       | Положение сервомотра регулирующего клапана высокого давления |
| 50       | Темп на входе ПВД-6                                          |
| 51       | Темп на входе ПВД-                                           |
| 52       | Темп на выходе ПВД-7                                         |
| 53       | Темп на ПГ                                                   |
| 54       | Давление на ПГ                                               |
| 55       | Температура в коллекторе уплотнений                          |
| 56       | Частота ЦН 1                                                 |
| 57       | Частота ЦН2                                                  |
| 58       | Частота ЦН 2                                                 |
| 59       | Частота ЦН 3                                                 |

**ПРИЛОЖЕНИЕ 4. Результаты разработки  
аналитической модели**

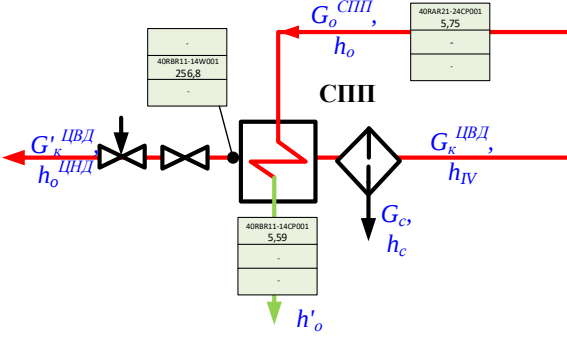
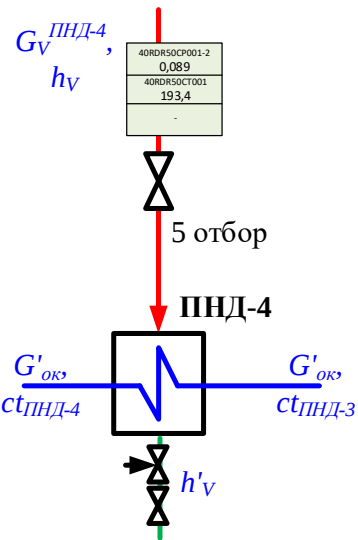
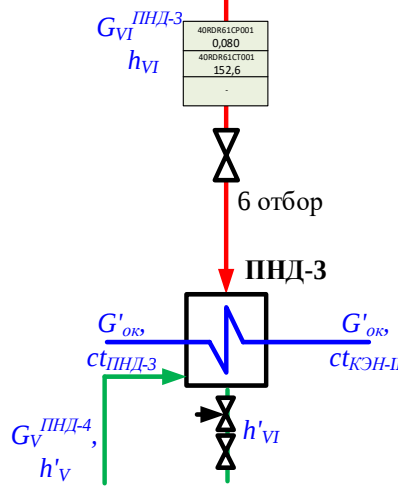
Таблица 1. Определение расчетных величин

| Принципиальная схема                                                                                                   | Определение расчетных величин                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                    |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
|  <p>Схема включения ПВД-7 и ПВД-6</p> | <p>Уравнение теплового баланса ПВД-7:</p> $G_I^{ПВД-7} (h_I - h'_I) \eta = G_{ПВ}^{ПВД} (ct_{ПВД-7} - ct_{ПВД-6})$ <p>Расход пара I отбора на ПВД-7:</p> $G_I^{ПВД-7} = \frac{G_{ПВ}^{ПВД} (ct_{ПВД-7} - ct_{ПВД-6})}{(h_I - h'_I) \eta}$ <p>Уравнение теплового баланса ПВД-6:</p> $G_{II}^{ПВД-6} (h_{II} - h'_{II}) \eta + G_I^{ПВД-7} (h'_I - h'_{II}) = G_{ПВ}^{ПВД} (ct_{ПВД-6} - ct_{ТПН})$ <p>Расход пара II отбора на ПВД-6:</p> $G_{II}^{ПВД-6} = \frac{G_{ПВ}^{ПВД} (ct_{ПВД-6} - ct_{ТПН})}{(h_{II} - h'_{II}) \eta} - \frac{G_I^{ПВД-7} (h'_I - h'_{II})}{(h_{II} - h'_{II}) \eta}$ |
|  <p>Схема включения РНП</p>         | <p>Уравнение материального баланса РНП:</p> $G_{пр} = G'_{пр} + G''_{пр}$ <p>Уравнение теплового баланса РНП:</p> $G_{пр} \cdot ct_{пр}^H \cdot 0,98 = G'_{пр} \cdot ct_p^H + G''_{пр} \cdot h_{пр}$ <p>Расходы пара и воды РНП определяются путем решения системы линейных уравнений:</p> $\begin{cases} G_{пр} = G'_{пр} + G''_{пр}, \\ G_{пр} \cdot ct_{пр}^H \cdot 0,98 = G'_{пр} \cdot ct_p^H + G''_{пр} \cdot h_{пр} \end{cases}$                                                                                                                                                          |

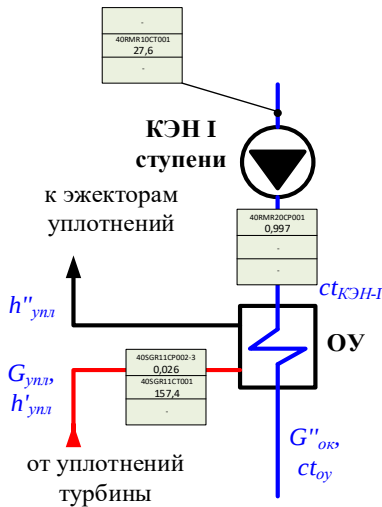
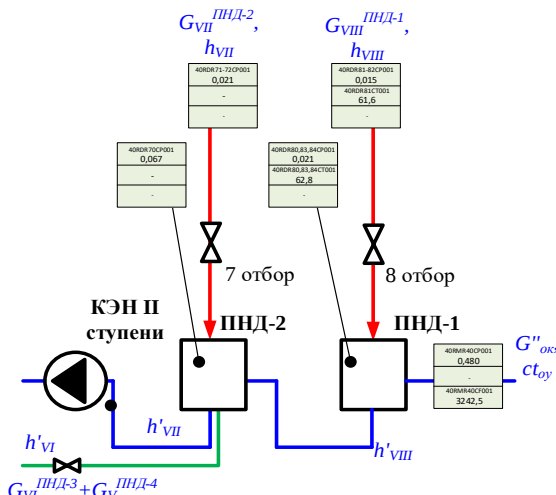
Продолжение таблицы 1

| Принципиальная схема                                                                                                                         | Определение расчетных величин                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                            |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
|  <p style="text-align: center;">Схема включения Д-7</p>     | <p>Уравнение теплового баланса Д-7:</p> $G_{ок}ct_{ок} + G_{III}^{Д-7}h_{III}\eta + (G_I^{ПВД-7} + G_{II}^{ПВД-6})h'_{II} + G''_{пр}h''_{пр} = (G_{эж} + G_{упл})h''_{Д-7} + G_{пв}h'_{Д-7}.$ <p>Расход пара III отбора на Д-7:</p> $G_{III}^{Д-7} = ((G_{эж} + G_{упл})h''_{Д-7} + G_{пв}h'_{Д-7} - (G_I^{ПВД-7} + G_{II}^{ПВД-6})h'_{II} - G_{ок}ct_{ок} - G''_{пр}h''_{пр})/\eta h_{III}.$ <p>Уравнение материального баланса Д-7:</p> $G_{ок} + G_{III}^{Д-7} + G_I^{ПВД-7} + G_{II}^{ПВД-6} + G''_{пр} = G_{эж} + G_{упл} + G_{пв}$ |
|  <p style="text-align: center;">Схема включения ПНД-5</p> | <p>Уравнение теплового баланса ПНД-5:</p> $G_{IV}^{ПНД-5}(h_{IV} - h'_{IV})\eta = G'_{ок}(ct_{ПНД-5} - ct_{ПНД-4})$ <p>Расход пара IV отбора на ПНД-5:</p> $G_{IV}^{ПНД-5} = \frac{G'_{ок}(ct_{ПНД-5} - ct_{ПНД-4})}{(h_{IV} - h'_{IV})\eta}$                                                                                                                                                                                                                                                                                            |

Продолжение таблицы 1

| Принципиальная схема                                                                                             | Определение расчетных величин                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                      |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
|  <p>Схема включения СПП</p>     | <p>Расход сепарата СПП:</p> $G_c = G_{\text{нап}}^{\text{НСС}} - G_{IV}^{\text{ПНД-5}}$ <p>Уравнение теплового баланса ПП:</p> $G_o^{\text{СПП}}(h_o - h'_o)\eta = G'_{\text{к}}^{\text{ЦВД}}(h_o^{\text{ЦНД}} - h_{IVc})$ <p>Расход пара после сепаратора:</p> $G'_{\text{к}}^{\text{ЦВД}} = \frac{G_o^{\text{СПП}}(h_o - h'_o)\eta}{(h_o^{\text{ЦНД}} - h_{IVc})}$ <p>Расход пара до сепаратора:</p> $G_{\text{к}}^{\text{ЦВД}} = G'_{\text{к}}^{\text{ЦВД}} + G_c \text{ Т/ч.}$ |
|  <p>Схема включения ПНД-4</p>  | <p>Уравнение теплового баланса ПНД-4:</p> $G_V^{\text{ПНД-4}}(h_V - h'_V)\eta = G'_{\text{ок}}(ct_{\text{ПНД-4}} - ct_{\text{ПНД-3}})$ <p>Расход пара V отбора на ПНД-4:</p> $G_V^{\text{ПНД-4}} = \frac{G'_{\text{ок}}(ct_{\text{ПНД-4}} - ct_{\text{ПНД-3}})}{(h_V - h'_V)\eta}$                                                                                                                                                                                                 |
|  <p>Схема включения ПНД-3</p> | <p>Уравнение теплового баланса ПНД-3:</p> $G_{VI}^{\text{ПНД-3}}(h_{VI} - h'_{VI})\eta + G_V^{\text{ПНД-4}} \times (h'_V - h'_{VI}) = G'_{\text{ок}}(ct_{\text{ПНД-3}} - ct_{\text{КЭН-II}})$ <p>Расход пара VI отбора на ПНД-3:</p> $G_{VI}^{\text{ПНД-3}} = \frac{G'_{\text{ок}}(ct_{\text{ПНД-3}} - ct_{\text{КЭН-II}})}{(h_{VI} - h'_{VI})\eta} - \frac{G_V^{\text{ПНД-4}}(h'_V - h'_{VI})}{(h_{VI} - h'_{VI})\eta}$                                                           |

Продолжение таблицы 1

| Принципиальная схема                                                                                                           | Определение расчетных величин                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                   |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
|  <p>Схема включения охладителя уплотнений</p> | <p>Уравнение теплового баланса ОУ:</p> $G_{\text{упл}}(h'_{\text{упл}} - h''_{\text{упл}})\eta = G''_{\text{ок}}(ct_{\text{оу}} - ct_{\text{КЭН-I}})$ <p>Энтальпия основного конденсата за ОУ:</p> $ct_{\text{оу}} = \frac{G_{\text{упл}}(h'_{\text{упл}} - h''_{\text{упл}})\eta + G''_{\text{ок}}ct_{\text{КЭН-I}}}{G''_{\text{ок}}}$                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                         |
|  <p>Схема включения ПНД-1,2</p>             | <p>Уравнение теплового баланса ПНД-1:</p> $\eta G_{\text{VIII}}^{\text{ПНД-I}} h_{\text{VIII}} + G''_{\text{ок}} ct_{\text{оу}} = (G''_{\text{ок}} + G_{\text{VIII}}^{\text{ПНД-I}} \eta) h'_{\text{VIII}}$ <p>Расход пара VIII отбора на ПНД-1:</p> $G_{\text{VIII}}^{\text{ПНД-I}} = \frac{G''_{\text{ок}}(h'_{\text{VIII}} - ct_{\text{оу}})}{(h_{\text{VIII}} - h'_{\text{VIII}})\eta}$ <p>Уравнение теплового баланса ПНД-2:</p> $G_{\text{VII}}^{\text{ПНД-2}} h_{\text{VII}} \eta + G_{\text{VIII}}^{\text{ПНД-I}} h'_{\text{VIII}} + (G_{\text{VI}}^{\text{ПНД-3}} + G_{\text{V}}^{\text{ПНД-4}}) h'_{\text{VI}} = G'_{\text{ок}} h'_{\text{VII}}$ <p>Расход пара VII отбора на ПНД-2:</p> $G_{\text{VII}}^{\text{ПНД-2}} = \frac{G'_{\text{ок}} h'_{\text{VII}} - G_{\text{VIII}}^{\text{ПНД-I}} h'_{\text{VIII}} - (G_{\text{VI}}^{\text{ПНД-3}} + G_{\text{V}}^{\text{ПНД-4}}) h'_{\text{VI}}}{\eta h_{\text{VII}}}$ |

Продолжение таблицы 1

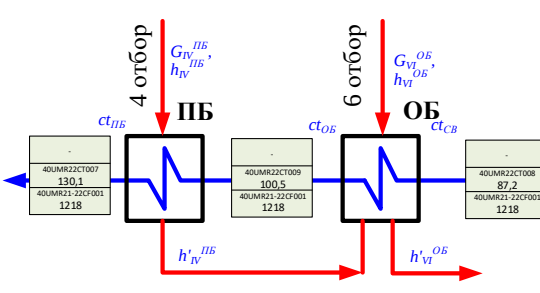
| Принципиальная схема                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                       | Определение расчетных величин                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                          |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
|  <p>Схема включения пикового и основного бойлеров (ПБ, ОБ)</p>                                                                                                                                                                                                                                            | <p>Уравнение теплового баланса ПБ:</p> $G_{IV}^{ПБ} (h_{IV}^{ПБ} - h'_{IV}^{ПБ}) \eta = G_{СВ} (ct_{ПБ} - ct_{ОБ})$ <p>Расход пара IV отбора на ПБ:</p> $G_{IV}^{ПБ} = \frac{G_{СВ} (ct_{ПБ} - ct_{ОБ})}{\eta (h_{IV}^{ПБ} - h'_{IV}^{ПБ})}$ <p>Уравнение теплового баланса ОБ:</p> $G_{VI}^{ОБ} (h_{VI}^{ОБ} - h'_{VI}^{ОБ}) \eta + G_{IV}^{ПБ} (h'_{IV}^{ПБ} - h'_{VI}^{ОБ}) = G_{СВ} (ct_{ОБ} - ct_{СВ})$ <p>Расход пара VI отбора на ОБ:</p> $G_{VI}^{ОБ} = \frac{G_{СВ} (ct_{ОБ} - ct_{СВ})}{(h_{VI}^{ОБ} - h'_{VI}^{ОБ}) \eta} - \frac{G_{IV}^{ПБ} (h'_{IV}^{ПБ} - h'_{VI}^{ОБ})}{(h_{VI}^{ОБ} - h'_{VI}^{ОБ})}$ |
| Определение основных расходов пара                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                         |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                        |
| <p>Расход пара IV отбора:</p> $G_{IV} = G_{IV}^{ПНД-5} + G_{IV}^{ПБ}$ <p>Расход пара VI отбора:</p> $G_{VI} = G_{VI}^{ПНД-3} + G_{VI}^{ОБ}$ <p>Расход пара на ТУ:</p> $G_o^{ЦВД} = G_K^{ЦВД} + G_{IV} + G_{III} + G_{II} + G_I$ <p>Расход пара на ЦНД:</p> $G_o^{ЦНД} = G_K^{ЦВД} - G_{ТПН} - G_c$ <p>Расход пара в конденсатор:</p> $G_K = G_o^{ЦНД} - G_V - G_{VI} - G_{VII} - G_{VIII}$ |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                        |

Таблица 2. Исходные данные теплового расчета

| Наименование                         | Датчик                             | Раз-<br>мер. | Мощность, МВт |        |        |
|--------------------------------------|------------------------------------|--------------|---------------|--------|--------|
|                                      |                                    |              | 916           | 1065   | 1074   |
| Давление пара за ГПЗ                 | 40RAR11-14CP002                    | бар          | 60,73         | 60,05  | 59,88  |
| Перепад давления на СРК              | 40RAR11-14CP003                    | бар          | 0,29          | 0,40   | 0,36   |
| Давление пара на входе в ЦВД         | (40RAR11-14CP002)-<br>40RAR11CP003 | бар          | 60,44         | 59,65  | 59,52  |
| Температура пара на входе в ЦВД      | 40SAR10CT001                       | °C           | 265,00        | 274,00 | 273,00 |
| Давление пара в 1 отборе             | 40RDR10CP001                       | бар          | 19,10         | 22,20  | 21,90  |
| Давление пара на входе ПВД-7         | 40RDR11-<br>12CP0012,12            | бар          | 18,56         | 21,46  | 21,17  |
| Давление пара в 2 отборе             | 40RDR20CP001                       | бар          | 11,17         | 13,03  | 12,80  |
| Давление пара на входе ПВД-6         | 40RDR21-<br>22CP0012,12            | бар          | 11,36         | 12,96  | 12,73  |
| Давление пара в 3 отборе             | 40RDR32CP001                       | бар          | 7,07          | 8,40   | 8,32   |
| Давление пара в Д-7                  | 40RLR21-22CP001                    | бар          | 7,49          | 8,91   | 8,81   |
| Давление пара в 4 отборе             |                                    | бар          | 4,00          | 4,81   | 4,73   |
| Давление пара на входе ПНД-5         | 40RDR40CP001-02                    | бар          | 3,64          | 4,38   | 4,30   |
| Давление пара в 5 отборе             | 40RHR50CP004                       | бар          | 1,79          | 2,08   | 2,04   |
| Давление пара на входе ПНД-4         | 40RHR50CP001-2                     | бар          | 1,68          | 1,93   | 1,89   |
| Давление пара в 6 отборе             | 40RHR61CP002                       | бар          | 0,89          | 0,89   | 0,89   |
| Давление пара на входе ПНД-3         | 40RHR61CP001                       | бар          | 0,78          | 0,87   | 0,85   |
| Давление пара в 7 отборе             | 40RHR70CP001                       | бар          | 0,20          | 0,20   | 0,24   |
| Давление пара в ПНД-2                | 40RHR71-72CP001                    | бар          | 0,19          | 0,19   | 0,23   |
| Давление пара в 8 отборе             | 40RHR81-82CP001                    | бар          | 0,19          | 0,22   | 0,21   |
| Давление пара в ПНД-1                | 40RHR80,83,84CP001                 | бар          | 0,18          | 0,21   | 0,20   |
| Температура на выходе ЦНД            | 40SAR21-24CT001-4                  | °C           | 34,56         | 34,19  | 30,86  |
| Давление КГП ПП                      | 40RBR11-14CP001                    | бар          | 49,78         | 56,68  | 56,08  |
| Давление пара уплотнений             | 40SGR11CP002-3                     | бар          | 0,26          | 0,20   | 0,26   |
| Температура пара уплотнений          | 40SGR11CT001                       | °C           | 156,20        | 158,90 | 156,80 |
| Давление греющего пара на входе СПП  | 40RAR21-24CP001                    | бар          | 58,35         | 57,33  | 57,25  |
| Давление греющего пара на выходе СПП | 40RBR11-14CP001                    | бар          | 49,78         | 56,68  | 56,08  |
| Температура греющего пара на вх СПП  | 40SAR10CT001                       | °C           | 265,00        | 274,00 | 273,00 |
| Температура пара после ПП СПП        | 40RBR11-14W001                     | °C           | 259,03        | 256,10 | 256,25 |
| Давление пара на входе ЦНД           | 40RBR11-14CP003                    | бар          | 3,67          | 4,35   | 4,29   |
| Давление пара за СПП                 | 40RBR20CP001                       | бар          | 3,86          | 4,58   | 4,52   |

Продолжение таблицы 2

| Наименование                       | Датчик                                  | Размер. | Мощность, МВт |        |         |
|------------------------------------|-----------------------------------------|---------|---------------|--------|---------|
|                                    |                                         |         | 916           | 1065   | 1074    |
| Расход пара на ПП                  | (40RLR71-74CF001)-<br>(40RLR41-42CF001) | т/ч     | 598,50        | 647,50 | 654,50  |
| Давление ПВ на входе ПВД-6         | 40RLR41-42CP002                         | бар     | 85,45         | 89,15  | 89,33   |
| Температура ПВ на входе ПВД-6      | 40RLR61-62CT003                         | °C      | 165,80        | 166,00 | 165,80  |
| Температура ПВ на входе ПВД-7      | 40RLR61CT002                            | °C      | 187,20        | 191,50 | 190,90  |
| Температура ПВ на выходе ПВД-7     | 40RLR61-62CT904                         | °C      | 209,55        | 215,45 | 215,05  |
| Давление ПВ на ПГ                  | 40RLR71-74CP001                         | бар     | 68,83         | 70,68  | 70,25   |
| Температура питательной воды на ПГ | 40RLR71-74CT001                         | °C      | 216,98        | 222,23 | 221,80  |
| Расход ПВ на ПВД                   | 40RLR61-62CF001                         | т/ч     | 4757          | 5547   | 5495    |
| Расход ПВ на ПГ                    | 40RLR71-74CF001                         | т/ч     | 5355          | 6194   | 6149    |
| Температура ОК на всасе КЭН-I      | 40RMR10CT001                            | °C      | 33,6          | 32,2   | 27,3    |
| Давление ОК на напоре КЭН-I        | 40RMR20CP001                            | бар     | 10,5          | 9,6    | 10,1    |
| Давление ОК за БОУ                 | 40RMR40CP901                            | бар     | 10,45         | 9,54   | 9,88    |
| Температура ОК на всасе КЭН-II     | 40RMR60CT001                            | °C      | 80,90         | 84,70  | 84,30   |
| Давление ОК на напоре КЭН-II       | 40RMR61-65CP902                         | бар     | 15,13         | 13,78  | 18,70   |
| Давление на напоре НСС             | 40RBR31-32CP002                         | бар     | 10,90         | 10,85  | 10,80   |
| Расход на напоре НСС               | 40RBR40CF001                            | т/ч     | 515,00        | 607,00 | 602,00  |
| Расход ОК за ПНД-5                 | 40RMR80CF001-2                          | т/ч     | 3732,0        | 4187,0 | 4154,0  |
| Расход ОК за БОУ                   | 40RMR40CF901                            | т/ч     | 2979,0        | 3274,0 | 3184,0  |
| Расход ОК на Д-7                   | (40RMR80CF001-2)+<br>(40RBR40CF001)     | т/ч     | 4247,0        | 4794,0 | 4756,0  |
| Расход сетевой воды ТФУ            | 40UMR21-22CF001                         | т/ч     | 33,00         | 982,00 | 1225,00 |
| Температура до ОБ                  | 40UMR22CT008                            | °C      | 99,10         | 32,70  | 68,00   |
| Температура после ОБ               | 40UMR22CT009                            | °C      | 100,10        | 53,60  | 81,70   |
| Температура после ПБ               | 40UMR22CT007                            | °C      | 101,10        | 76,90  | 81,60   |

Таблица 3. Результаты расчета параметров пара и воды (Режим –916 МВт)

| Наименование участка                                 | P     | t      | h       | s    | h'(P)   | h''(P)  | s'(P) | s''(P) | Y     |
|------------------------------------------------------|-------|--------|---------|------|---------|---------|-------|--------|-------|
| Пар за ГПЗ                                           | 60,73 | 276,34 | 2774,68 | 5,87 | 1217,96 | 2782,50 | 3,03  | 5,88   | 0,005 |
| Острый пар на турбину                                | 60,44 | 276,03 | 2774,68 | 5,87 | 1216,34 | 2782,82 | 3,03  | 5,88   | 0,005 |
| Пар 1 отбора                                         | 19,10 | 210,05 | 2600,56 | 5,95 | 897,98  | 2796,50 | 2,43  | 6,35   | 0,10  |
| Пар 2 отбора                                         | 11,17 | 184,73 | 2534,88 | 6,01 | 784,09  | 2780,94 | 2,19  | 6,55   | 0,12  |
| Пар 3 отбора                                         | 7,07  | 165,36 | 2484,19 | 6,07 | 698,82  | 2763,32 | 2,00  | 6,70   | 0,14  |
| Пар 4 отбора                                         | 4,36  | 146,77 | 2436,22 | 6,14 | 618,23  | 2742,42 | 1,81  | 6,87   | 0,14  |
| КГП 1 отбора                                         | 18,56 | 199,20 | 891,37  | 2,32 | 891,37  | 2795,87 | 2,41  | 6,36   | -     |
| КГП 2 отбора                                         | 11,36 | 177,80 | 787,44  | 2,12 | 787,44  | 2781,55 | 2,19  | 6,54   | -     |
| КГП 4 отбора                                         | 3,64  | 140,21 | 589,97  | 1,74 | 589,97  | 2734,22 | 1,74  | 6,93   | -     |
| Питательная вода за ТПН                              | 85,45 | 165,80 | 705,24  | 1,99 | 1343,27 | 2749,18 | 3,25  | 5,71   | -     |
| Питательная вода за ПВД-6                            | 77,53 | 187,20 | 798,26  | 2,20 | 1305,51 | 2761,05 | 3,19  | 5,76   | -     |
| Питательная вода за ПВД-7                            | 69,62 | 209,55 | 897,56  | 2,41 | 1265,71 | 2771,90 | 3,12  | 5,82   | -     |
| Продувочная вода ПГ                                  | 64,63 | 280,45 | 1239,40 | 3,07 | 1239,40 | 2778,04 | 3,07  | 5,85   | -     |
| Пар после РНП                                        | 7,00  | 164,96 | 2680,27 | 5,68 | 1239,40 | 2778,04 | 3,07  | 5,85   | 0,06  |
| Вода после РНП                                       | 7,00  | 164,96 | 697,10  | 1,99 | 697,10  | 2762,90 | 1,99  | 6,71   | -     |
| Пар в Д-7                                            | 7,49  | 167,71 | 2484,19 | 6,07 | 697,10  | 2762,90 | 1,99  | 6,71   | 0,13  |
| Вода в Д-7                                           | 7,49  | 167,71 | 709,06  | 2,02 | 709,06  | 2765,74 | 2,02  | 6,68   | -     |
| ОК в Д-7                                             | 7,56  | 141,77 | 596,97  | 1,76 | 709,06  | 2765,74 | 2,02  | 6,68   | -     |
| ОК за ПНД-5                                          | 7,56  | 155,35 | 655,70  | 1,89 | 710,80  | 2766,11 | 2,02  | 6,68   | -     |
| КГП 5 отбора                                         | 1,68  | 114,74 | 481,42  | 1,47 | 481,42  | 2698,88 | 1,47  | 7,19   | -     |
| ОК за ПНД-4                                          | 9,08  | 120,40 | 505,93  | 1,53 | 481,42  | 2698,88 | 1,47  | 7,19   | -     |
| КГП ПП                                               | 49,78 | 263,64 | 1153,18 | 2,92 | 1153,18 | 2792,98 | 2,92  | 5,97   | -     |
| Пар за ПП                                            | 3,86  | 259,03 | 2983,15 | 7,43 | 599,20  | 2736,92 | 1,76  | 6,91   | -     |
| Пар за сепаратором                                   | 3,96  | 143,26 | 2716,71 | 6,85 | 603,14  | 2738,06 | 1,77  | 6,90   | 0,01  |
| Пар на входе в ЦНД                                   | 3,67  | 258,63 | 2983,15 | 7,46 | 591,44  | 2734,64 | 1,74  | 6,93   | -     |
| Пар 5 отбора                                         | 1,79  | 178,50 | 2828,27 | 7,48 | 489,60  | 2701,72 | 1,49  | 7,17   | -     |
| Пар 6 отбора                                         | 0,89  | 122,50 | 2722,09 | 7,54 | 403,89  | 2670,60 | 1,27  | 7,40   | -     |
| Пар 7 отбора                                         | 0,61  | 86,49  | 2668,35 | 7,56 | 362,19  | 2654,48 | 1,15  | 7,53   | -     |
| Пар 8 отбора                                         | 0,19  | 59,10  | 2552,45 | 7,76 | 247,34  | 2607,91 | 0,82  | 7,92   | 0,02  |
| Пар на выхлопе                                       | 0,050 | 32,94  | 2422,65 | 7,94 | 137,95  | 2561,28 | 0,48  | 8,39   | 0,06  |
| Пар на выхлопе с учетом потерь с выхлопной скоростью | 0,050 | 32,94  | 2440,58 | 8,00 | 137,95  | 2561,28 | 0,48  | 8,39   | 0,05  |
| КГП 5 отбора                                         | 1,677 | 114,74 | 481,42  | 1,47 | 481,42  | 2698,88 | 1,47  | 7,19   | -     |
| КГП 6 отбора                                         | 0,783 | 92,90  | 389,18  | 1,23 | 389,18  | 2665,02 | 1,23  | 7,44   | -     |

Продолжение таблицы 3

| Наименование участка | P     | t      | h       | s    | h'(P)  | h''(P)  | s'(P) | s''(P) | Y |
|----------------------|-------|--------|---------|------|--------|---------|-------|--------|---|
| Вода в ПНД-2         | 0,613 | 86,49  | 362,19  | 1,15 | 362,19 | 2654,48 | 1,15  | 7,53   | - |
| Вода в ПНД-1         | 0,182 | 58,06  | 242,97  | 0,81 | 242,97 | 2606,10 | 0,81  | 7,94   | - |
| ОК за ПНД-3          | 10,58 | 99,55  | 417,86  | 1,30 | 773,59 | 2779,00 | 2,16  | 6,56   | - |
| ОК перед ПНД-3       | 15,12 | 85,20  | 357,90  | 1,14 | 846,45 | 2790,63 | 2,32  | 6,44   | - |
| Пар уплотнений       | 0,258 | 156,20 | 2793,66 | 8,29 | 274,94 | 2619,38 | 0,90  | 7,82   | - |
| КГП уплотнений       | 0,258 | 65,69  | 274,94  | 0,90 | 274,94 | 2619,38 | 0,90  | 7,82   | - |
| ОК перед ОУ          | 10,56 | 33,60  | 141,66  | 0,48 | 773,18 | 2778,92 | 2,16  | 6,57   | - |
| Сепарат              | 3,860 | 142,35 | 599,20  | 1,76 | 599,20 | 2736,92 | 1,76  | 6,91   | - |

Таблица 4. Результаты расчета параметров пара и воды (Режим – 1065 МВт)

| Наименование участка      | P     | t      | h       | s    | h'(P)   | h''(P)  | s'(P) | s''(P) | Y     |
|---------------------------|-------|--------|---------|------|---------|---------|-------|--------|-------|
| Пар за ГПЗ                | 59,88 | 275,42 | 2775,57 | 5,87 | 1213,20 | 2783,43 | 3,03  | 5,89   | 0,005 |
| Острый пар на турбину     | 59,52 | 275,03 | 2775,57 | 5,88 | 1211,18 | 2783,79 | 3,02  | 5,89   | 0,005 |
| Пар 1 отбора              | 21,90 | 217,00 | 2623,23 | 5,94 | 929,82  | 2799,02 | 2,49  | 6,30   | 0,09  |
| Пар 2 отбора              | 12,80 | 190,88 | 2552,78 | 6,00 | 811,50  | 2785,52 | 2,24  | 6,50   | 0,12  |
| Пар 3 отбора              | 8,32  | 172,05 | 2497,97 | 6,04 | 728,04  | 2769,90 | 2,06  | 6,65   | 0,13  |
| Пар 4 отбора              | 5,16  | 153,03 | 2442,92 | 6,09 | 645,22  | 2749,86 | 1,87  | 6,81   | 0,15  |
| КГП 1 отбора              | 21,17 | 202,90 | 921,75  | 2,36 | 921,75  | 2798,43 | 2,47  | 6,32   | -     |
| Наименование участка      | P     | t      | h       | s    | h'(P)   | h''(P)  | s'(P) | s''(P) | Y     |
| КГП 2 отбора              | 12,73 | 177,80 | 810,30  | 2,12 | 810,30  | 2785,34 | 2,24  | 6,50   | -     |
| КГП 4 отбора              | 4,30  | 146,25 | 616,00  | 1,80 | 616,00  | 2741,80 | 1,80  | 6,87   | -     |
| Питательная вода за ТПН   | 89,33 | 165,80 | 705,47  | 1,99 | 1361,10 | 2742,88 | 3,28  | 5,68   | -     |
| Питательная вода за ПВД-6 | 80,24 | 190,90 | 814,71  | 2,23 | 1318,66 | 2757,14 | 3,21  | 5,74   | -     |
| Питательная вода за ПВД-7 | 71,16 | 215,05 | 922,56  | 2,46 | 1273,71 | 2769,88 | 3,13  | 5,80   | -     |
| Продувочная вода ПГ       | 64,88 | 280,71 | 1240,77 | 3,08 | 1240,77 | 2777,74 | 3,08  | 5,85   | -     |
| Пар после РНП             | 7,00  | 164,96 | 2680,27 | 5,67 | 1240,77 | 2777,74 | 3,08  | 5,85   | 0,06  |
| Вода после РНП            | 7,00  | 164,96 | 697,10  | 1,99 | 697,10  | 2762,90 | 1,99  | 6,71   | -     |
| Пар в Д-7                 | 8,81  | 174,45 | 2497,97 | 6,10 | 697,10  | 2762,90 | 1,99  | 6,71   | 0,13  |
| Вода в Д-7                | 8,81  | 174,45 | 738,61  | 2,09 | 738,61  | 2772,15 | 2,09  | 6,63   | -     |
| ОК в Д-7                  | 9,35  | 148,03 | 624,01  | 1,82 | 738,61  | 2772,15 | 2,09  | 6,63   | -     |
| ОК за ПНД-5               | 9,35  | 155,35 | 656,02  | 1,89 | 749,80  | 2774,48 | 2,11  | 6,61   | -     |
| КГП 5 отбора              | 1,89  | 118,49 | 497,31  | 1,51 | 497,31  | 2704,41 | 1,51  | 7,15   | -     |
| ОК за ПНД-4               | 11,22 | 120,60 | 506,92  | 1,53 | 497,31  | 2704,41 | 1,51  | 7,15   | -     |
| КГП ПП                    | 56,08 | 271,18 | 1191,44 | 2,99 | 1191,44 | 2787,33 | 2,99  | 5,92   | -     |
| Пар за ПП                 | 4,52  | 256,25 | 2975,29 | 7,35 | 623,90  | 2744,00 | 1,82  | 6,86   | -     |

Продолжение таблицы 4

| Наименование участка           | P     | t      | h       | s    | h'(P)  | h''(P)  | s'(P) | s''(P) | Y    |
|--------------------------------|-------|--------|---------|------|--------|---------|-------|--------|------|
| Пар за сепаратором             | 4,62  | 148,89 | 2723,82 | 6,80 | 627,38 | 2745,00 | 1,83  | 6,85   | 0,01 |
| Пар на входе в ЦНД             | 4,29  | 255,85 | 2975,29 | 7,37 | 615,63 | 2741,69 | 1,80  | 6,87   | -    |
| Пар 5 отбора                   | 2,04  | 176,10 | 2822,32 | 7,40 | 507,03 | 2707,71 | 1,54  | 7,12   | -    |
| Пар 6 отбора                   | 0,89  | 108,00 | 2693,42 | 7,46 | 403,89 | 2670,60 | 1,27  | 7,40   | -    |
| Пар 7 отбора                   | 0,61  | 86,49  | 2640,42 | 7,49 | 362,19 | 2654,48 | 1,15  | 7,53   | 0,01 |
| Пар 8 отбора                   | 0,21  | 61,26  | 2522,88 | 7,63 | 256,34 | 2611,68 | 0,85  | 7,89   | 0,04 |
| Пар на выхлопе                 | 0,045 | 30,93  | 2376,77 | 7,84 | 129,55 | 2557,62 | 0,45  | 8,43   | 0,07 |
| Пар на выхлопе с учетом потерь | 0,045 | 30,93  | 2403,00 | 7,93 | 129,55 | 2557,62 | 0,45  | 8,43   | 0,06 |
| КГП 5 отбора                   | 1,893 | 118,49 | 497,31  | 1,51 | 497,31 | 2704,41 | 1,51  | 7,15   | -    |
| КГП 6 отбора                   | 0,852 | 95,20  | 398,89  | 1,25 | 398,89 | 2668,70 | 1,25  | 7,41   | -    |
| Вода в ПНД-2                   | 0,613 | 86,49  | 362,19  | 1,15 | 362,19 | 2654,48 | 1,15  | 7,53   | -    |
| Вода в ПНД-1                   | 0,201 | 60,20  | 251,90  | 0,83 | 251,90 | 2609,79 | 0,83  | 7,91   | -    |
| ОК за ПНД-3                    | 13,09 | 99,90  | 419,53  | 1,30 | 816,10 | 2786,23 | 2,25  | 6,49   | -    |
| ОК перед ПНД-3                 | 18,70 | 85,20  | 358,18  | 1,13 | 893,14 | 2796,04 | 2,42  | 6,36   | -    |
| Пар уплотнений                 | 0,263 | 156,80 | 2794,79 | 8,28 | 276,57 | 2620,05 | 0,91  | 7,82   | -    |
| КГП уплотнений                 | 0,263 | 66,08  | 276,57  | 0,91 | 276,57 | 2620,05 | 0,91  | 7,82   | -    |
| ОК перед ОУ                    | 10,04 | 27,30  | 115,32  | 0,40 | 763,45 | 2777,15 | 2,14  | 6,58   | -    |
| Сепарат                        | 4,520 | 148,08 | 623,90  | 1,82 | 623,90 | 2744,00 | 1,82  | 6,86   | -    |

Таблица 5. Результаты расчета параметров пара и воды (Режим – 1075 МВт)

| Наименование участка      | P     | t      | h       | s    | h'(P)   | h''(P)  | s'(P) | s''(P) | Y     |
|---------------------------|-------|--------|---------|------|---------|---------|-------|--------|-------|
| Пар за ГПЗ                | 60,05 | 275,61 | 2775,40 | 5,87 | 1214,18 | 2783,25 | 3,03  | 5,89   | 0,005 |
| Острый пар на турбину     | 59,65 | 275,18 | 2775,40 | 5,88 | 1211,94 | 2783,65 | 3,02  | 5,89   | 0,005 |
| Пар 1 отбора              | 22,20 | 217,70 | 2622,53 | 5,94 | 933,06  | 2799,26 | 2,50  | 6,30   | 0,09  |
| Пар 2 отбора              | 13,03 | 191,71 | 2547,00 | 5,98 | 815,17  | 2786,08 | 2,25  | 6,49   | 0,12  |
| Пар 3 отбора              | 8,40  | 172,45 | 2488,32 | 6,01 | 729,80  | 2770,30 | 2,07  | 6,65   | 0,14  |
| Пар 4 отбора              | 5,25  | 153,69 | 2428,05 | 6,05 | 648,08  | 2750,63 | 1,88  | 6,81   | 0,15  |
| КГП 1 отбора              | 21,46 | 203,50 | 925,05  | 2,36 | 925,05  | 2798,67 | 2,48  | 6,31   | -     |
| КГП 2 отбора              | 12,96 | 178,00 | 814,06  | 2,12 | 814,06  | 2785,90 | 2,25  | 6,49   | -     |
| КГП 4 отбора              | 4,38  | 146,88 | 618,70  | 1,81 | 618,70  | 2742,55 | 1,81  | 6,87   | -     |
| Питательная вода за ТПН   | 89,15 | 166,00 | 706,33  | 1,99 | 1360,29 | 2743,16 | 3,28  | 5,68   | -     |
| Питательная вода за ПВД-6 | 80,35 | 191,50 | 817,38  | 2,24 | 1319,19 | 2756,97 | 3,21  | 5,74   | -     |
| Питательная вода за ПВД-7 | 71,55 | 215,45 | 924,39  | 2,47 | 1275,73 | 2769,32 | 3,14  | 5,80   | -     |
| Продувочная вода ПГ       | 65,16 | 281,00 | 1242,28 | 3,08 | 1242,28 | 2777,41 | 3,08  | 5,85   | -     |

Продолжение таблицы 5

| Наименование участка                                 | P     | t      | h       | s    | h'(P)   | h''(P)  | s'(P) | s''(P) | Y     |
|------------------------------------------------------|-------|--------|---------|------|---------|---------|-------|--------|-------|
| Пар после РНП                                        | 7,00  | 164,96 | 2680,27 | 5,67 | 1242,28 | 2777,41 | 3,08  | 5,85   | 0,06  |
| Вода после РНП                                       | 7,00  | 164,96 | 697,10  | 1,99 | 697,10  | 2762,90 | 1,99  | 6,71   | -     |
| Пар в Д-7                                            | 8,91  | 174,93 | 2488,32 | 6,08 | 697,10  | 2762,90 | 1,99  | 6,71   | 0,13  |
| Вода в Д-7                                           | 8,91  | 174,93 | 740,71  | 2,09 | 740,71  | 2772,60 | 2,09  | 6,62   | -     |
| ОК в Д-7                                             | 6,89  | 148,69 | 626,68  | 1,83 | 740,71  | 2772,60 | 2,09  | 6,62   | -     |
| ОК за ПНД-5                                          | 6,89  | 155,80 | 657,53  | 1,90 | 694,23  | 2762,23 | 1,99  | 6,71   | -     |
| КГП 5 отбора                                         | 1,93  | 119,17 | 500,18  | 1,52 | 500,18  | 2705,38 | 1,52  | 7,14   | -     |
| ОК за ПНД-4                                          | 8,27  | 121,05 | 508,63  | 1,54 | 500,18  | 2705,38 | 1,52  | 7,14   | -     |
| КГП ПП                                               | 56,68 | 271,86 | 1194,92 | 2,99 | 1194,92 | 2786,73 | 2,99  | 5,91   | -     |
| Пар за ПП                                            | 4,58  | 256,10 | 2974,78 | 7,34 | 626,00  | 2744,60 | 1,83  | 6,85   | -     |
| Пар за сепаратором                                   | 4,68  | 149,37 | 2724,44 | 6,79 | 629,42  | 2745,60 | 1,84  | 6,84   | 0,01  |
| Пар на входе в ЦНД                                   | 4,35  | 255,70 | 2974,78 | 7,36 | 617,62  | 2742,25 | 1,81  | 6,87   | -     |
| Пар 5 отбора                                         | 2,08  | 176,20 | 2821,97 | 7,39 | 510,21  | 2708,82 | 1,54  | 7,11   | -0,05 |
| Пар 6 отбора                                         | 0,89  | 106,60 | 2691,09 | 7,45 | 403,89  | 2670,60 | 1,27  | 7,40   | -     |
| Пар 7 отбора                                         | 0,61  | 86,49  | 2638,15 | 7,48 | 362,19  | 2654,48 | 1,15  | 7,53   | 0,01  |
| Пар 8 отбора                                         | 0,22  | 61,89  | 2529,68 | 7,63 | 259,01  | 2612,75 | 0,85  | 7,88   | 0,04  |
| Пар на выхлопе                                       | 0,055 | 34,52  | 2393,91 | 7,81 | 144,55  | 2564,05 | 0,50  | 8,36   | 0,07  |
| Пар на выхлопе с учетом потерь с выхлопной скоростью | 0,055 | 34,52  | 2411,66 | 7,87 | 144,55  | 2564,05 | 0,50  | 8,36   | 0,06  |
| КГП 5 отбора                                         | 1,934 | 119,17 | 500,18  | 1,52 | 500,18  | 2705,38 | 1,52  | 7,14   | -     |
| КГП 6 отбора                                         | 0,874 | 95,89  | 401,79  | 1,26 | 401,79  | 2669,80 | 1,26  | 7,41   | -     |
| Вода в ПНД-2                                         | 0,613 | 86,49  | 362,19  | 1,15 | 362,19  | 2654,48 | 1,15  | 7,53   | -     |
| Вода в ПНД-1                                         | 0,207 | 60,83  | 254,56  | 0,84 | 254,56  | 2610,93 | 0,84  | 7,90   | -     |
| ОК за ПНД-3                                          | 9,643 | 100,75 | 422,84  | 1,31 | 755,63  | 2775,65 | 2,12  | 6,60   | -     |
| ОК перед ПНД-3                                       | 13,77 | 85,70  | 359,90  | 1,14 | 826,68  | 2787,91 | 2,28  | 6,47   | -     |
| Пар уплотнений                                       | 0,199 | 158,90 | 2799,29 | 8,41 | 250,77  | 2609,32 | 0,83  | 7,91   | -     |
| КГП уплотнений                                       | 0,199 | 59,92  | 250,77  | 0,83 | 250,77  | 2609,32 | 0,83  | 7,91   | -     |
| ОК перед ОУ                                          | 9,685 | 32,20  | 135,74  | 0,47 | 756,46  | 2775,80 | 2,12  | 6,60   | -     |
| Сепарат                                              | 4,580 | 148,57 | 626,00  | 1,83 | 626,00  | 2744,60 | 1,83  | 6,85   | -     |

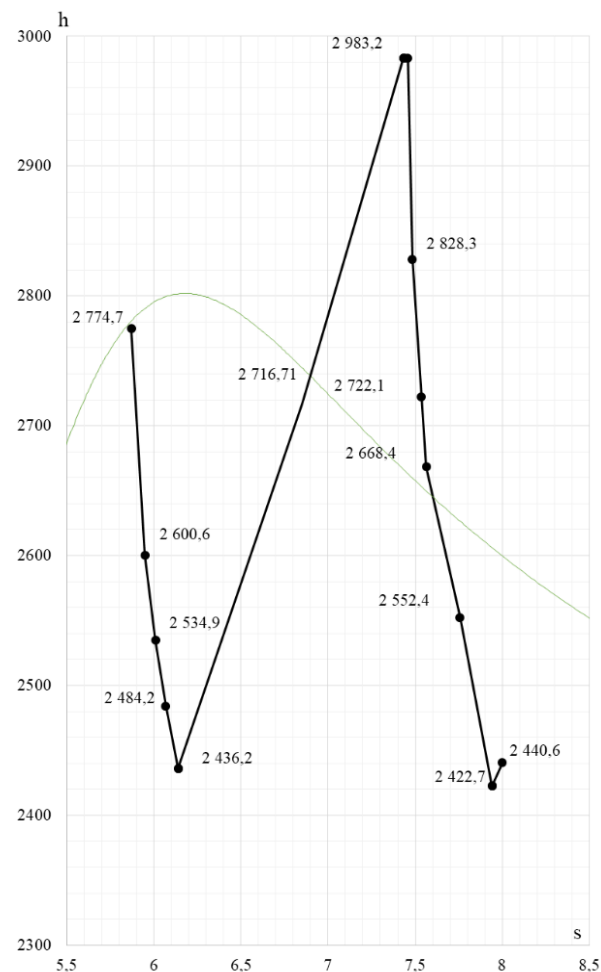


Рисунок 1. Процесс расширения пара в паровой турбине (Режим – 916 МВт)

Таблица 6. Результаты расчета мощности (режим 916 МВт)

| № | Наименование параметра                | Размерность | Величина |
|---|---------------------------------------|-------------|----------|
| 1 | Внутренняя мощность ЦВД:              | МВт         | 428,93   |
| 2 | Внутренняя мощность ЦНД:              | МВт         | 496,25   |
| 3 | Внутренняя мощность турбины           | МВт         | 925,18   |
| 4 | Электрическая мощность турбины расчет | МВт         | 915,93   |
| 5 | Электрическая мощность турбины датчик | МВт         | 916,00   |
| 6 | Отклонение                            | %           | 0,01%    |

Таблица 7. Результаты расчета расходов (режим 916 МВт)

| №  | Наименование параметра     | Размерность | Величина |
|----|----------------------------|-------------|----------|
| 1  | Расход пара на ЦВД:        | т/ч         | 4782,69  |
| 2  | Расход пара на ЦНД:        | т/ч         | 3552,35  |
| 3  | Расход пара в конденсатор: | т/ч         | 3004,29  |
| 4  | Расход пара 1 отбора:      | т/ч         | 279,17   |
| 5  | Расход пара 2 отбора:      | т/ч         | 239,00   |
| 6  | Расход пара 3 отбора:      | т/ч         | 107,17   |
| 7  | Расход пара 4 отбора:      | т/ч         | 184,96   |
| 8  | Расход пара 5 отбора:      | т/ч         | 141,47   |
| 9  | Расход пара 6 отбора:      | т/ч         | 102,54   |
| 10 | Расход пара 7 отбора:      | т/ч         | 199,75   |
| 11 | Расход пара 8 отбора:      | т/ч         | 104,30   |
| 12 | Расход сепарата СПП:       | т/ч         | 330,04   |
| 13 | Расход на выходе ЦВД:      | т/ч         | 3972,39  |
| 14 | Расход пара на ТПН:        | т/ч         | 90       |
| 15 | Расход через БОУ           | т/ч         | 3242,5   |
| 16 | Байпас БОУ                 | т/ч         | 0,00     |
| 17 | Расход из 8 отбора ПНД-1   | т/ч         | 153,45   |

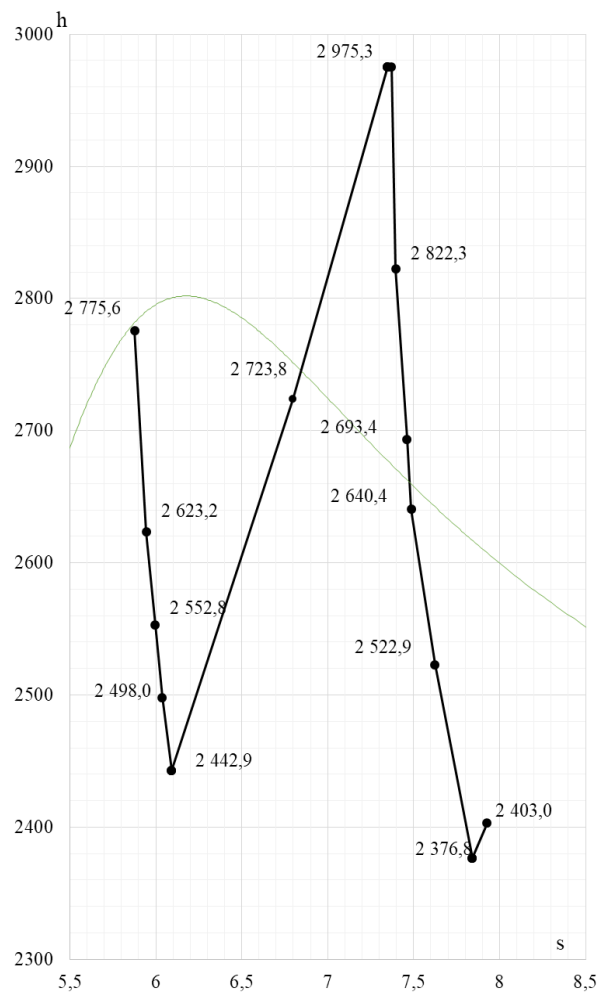


Рисунок 2. Процесс расширения пара в паровой турбине (Режим – 1065 МВт)

Таблица 8. Результаты расчета мощности (режим 1065 МВт)

| № | Наименование параметра                | Размерность | Величина |
|---|---------------------------------------|-------------|----------|
| 1 | Внутренняя мощность ЦВД:              | МВт         | 485,97   |
| 2 | Внутренняя мощность ЦНД:              | МВт         | 589,87   |
| 3 | Внутренняя мощность турбины           | МВт         | 1075,84  |
| 4 | Электрическая мощность турбины расчет | МВт         | 1065,08  |
| 5 | Электрическая мощность турбины датчик | МВт         | 1065,00  |
| 6 | Отклонение                            | %           | 0,01%    |

Таблица 9. Результаты расчета мощности (режим 1065 МВт)

| №  | Наименование параметра     | Размерность | Величина |
|----|----------------------------|-------------|----------|
| 1  | Расход пара на ЦВД:        | т/ч         | 5587,95  |
| 2  | Расход пара на ЦНД:        | т/ч         | 4033,09  |
| 3  | Расход пара в конденсатор: | т/ч         | 3324,83  |
| 4  | Расход пара 1 отбора:      | т/ч         | 351,84   |
| 5  | Расход пара 2 отбора:      | т/ч         | 325,22   |
| 6  | Расход пара 3 отбора:      | т/ч         | 185,80   |
| 7  | Расход пара 4 отбора:      | т/ч         | 268,10   |
| 8  | Расход пара 5 отбора:      | т/ч         | 157,73   |
| 9  | Расход пара 6 отбора:      | т/ч         | 149,73   |
| 10 | Расход пара 7 отбора:      | т/ч         | 228,74   |
| 11 | Расход пара 8 отбора:      | т/ч         | 172,07   |
| 12 | Расход сепарата СПП:       | т/ч         | 333,90   |
| 13 | Расход на выходе ЦВД:      | т/ч         | 4457,00  |
| 14 | Расход пара на ТПН:        | т/ч         | 90       |
| 15 | Расход через БОУ           | т/ч         | 3184     |
| 16 | Байпас БОУ                 | т/ч         | 278,49   |
| 17 | Расход из 8 отбора ПНД-1   | т/ч         | 172,07   |

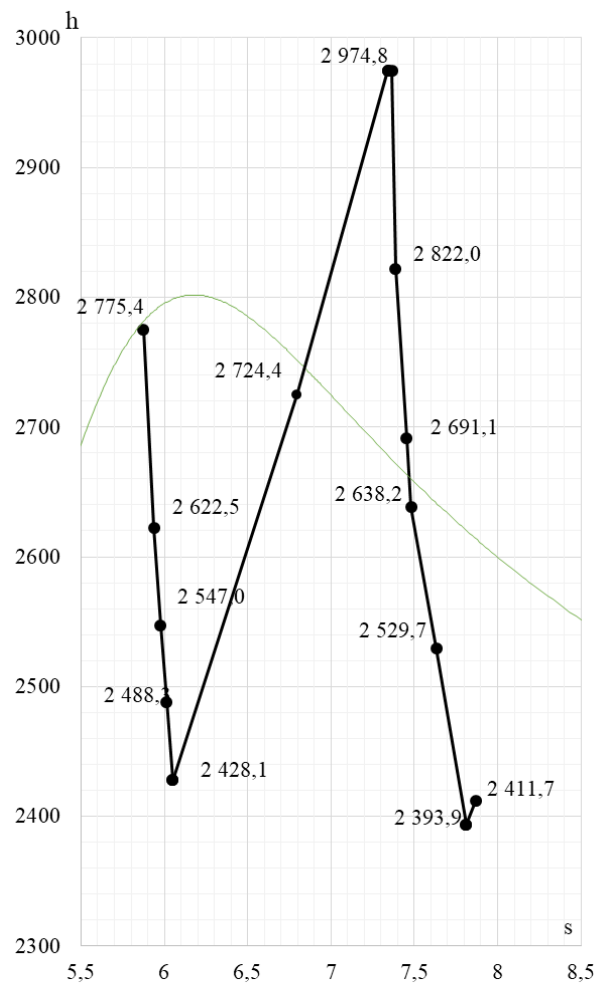


Рисунок 3. Процесс расширения пара в паровой турбине (Режим – 1075 МВт)

Таблица 10. Результаты расчета мощности (режим 1075 МВт)

| № | Наименование параметра                | Размерность | Величина |
|---|---------------------------------------|-------------|----------|
| 1 | Внутренняя мощность ЦВД:              | МВт         | 509,45   |
| 2 | Внутренняя мощность ЦНД:              | МВт         | 575,09   |
| 3 | Внутренняя мощность турбины           | МВт         | 1084,55  |
| 4 | Электрическая мощность турбины расчет | МВт         | 1073,70  |
| 5 | Электрическая мощность турбины датчик | МВт         | 1074,00  |
| 6 | Отклонение                            | %           | 0,03%    |

Таблица 11. Результаты расчета мощности (режим 1075 МВт)

| №  | Наименование параметра     | Размерность | Величина |
|----|----------------------------|-------------|----------|
| 1  | Расход пара на ЦВД:        | т/ч         | 5625,69  |
| 2  | Расход пара на ЦНД:        | т/ч         | 3997,85  |
| 3  | Расход пара в конденсатор: | т/ч         | 3293,99  |
| 4  | Расход пара 1 отбора:      | т/ч         | 353,23   |
| 5  | Расход пара 2 отбора:      | т/ч         | 336,19   |
| 6  | Расход пара 3 отбора:      | т/ч         | 188,31   |
| 7  | Расход пара 4 отбора:      | т/ч         | 328,26   |
| 8  | Расход пара 5 отбора:      | т/ч         | 156,26   |
| 9  | Расход пара 6 отбора:      | т/ч         | 165,75   |
| 10 | Расход пара 7 отбора:      | т/ч         | 234,48   |
| 11 | Расход пара 8 отбора:      | т/ч         | 147,36   |
| 12 | Расход сепарата СПП:       | т/ч         | 331,86   |
| 13 | Расход на выходе ЦВД:      | т/ч         | 4419,70  |
| 14 | Расход пара на ТПН:        | т/ч         | 90       |
| 15 | Расход через БОУ           | т/ч         | 3242,5   |
| 16 | Байпас БОУ                 | т/ч         | 269,38   |
| 17 | Расход из 8 отбора ПНД-1   | т/ч         | 147,36   |