

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

---

Институт: Энергетический  
Направление подготовки 13.03.01 Теплоэнергетика и теплотехника  
Кафедра Атомных и тепловых электростанций

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

| Тема работы                                                                                     |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>Установка турбопривода питательных насосов энергоблока<br/>К-210-12,7 Нерюнгринской ГРЭС</b> |

УДК 621.311.22.0025:621.165.001.24

Студент

| Группа        | ФИО                             | Подпись | Дата |
|---------------|---------------------------------|---------|------|
| <b>3-5Б11</b> | <b>КОРНЕЕВ Андрей Андреевич</b> |         |      |

Руководитель

| Должность                      | ФИО                | Ученая степень,<br>звание | Подпись | Дата |
|--------------------------------|--------------------|---------------------------|---------|------|
| <b>доцент кафедры<br/>АТЭС</b> | <b>Л.А. Беляев</b> | <b>к.т.н., доцент</b>     |         |      |

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

| Должность                                        | ФИО                  | Ученая степень,<br>звание | Подпись | Дата |
|--------------------------------------------------|----------------------|---------------------------|---------|------|
| <b>ст. преподаватель<br/>кафедры менеджмента</b> | <b>Н.Г. Кузьмина</b> | <b>-</b>                  |         |      |

По разделу «Социальная ответственность»

| Должность                                                               | ФИО                     | Ученая степень,<br>звание | Подпись | Дата |
|-------------------------------------------------------------------------|-------------------------|---------------------------|---------|------|
| <b>доцент кафедры<br/>экологии и безопасности<br/>жизнедеятельности</b> | <b>М.Э. Гусельников</b> | <b>к.т.н., доцент</b>     |         |      |

Нормоконтроль

| Должность                                                          | ФИО                  | Ученая степень,<br>звание | Подпись | Дата |
|--------------------------------------------------------------------|----------------------|---------------------------|---------|------|
| <b>ассистент кафедры<br/>атомных и тепловых<br/>электростанций</b> | <b>В.Н. Мартышев</b> | <b>-</b>                  |         |      |

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

| Зав. кафедрой                                | ФИО                 | Ученая степень,<br>звание | Подпись | Дата |
|----------------------------------------------|---------------------|---------------------------|---------|------|
| <b>атомных и тепловых<br/>электростанций</b> | <b>А.С. Матвеев</b> | <b>к.т.н., доцент</b>     |         |      |

Томск – 2016 г.

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
 высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**



Институт Энергетический  
 Направление подготовки **140100 Теплоэнергетика и теплотехника**  
 Кафедра «Атомных и тепловых электростанций»

УТВЕРЖДАЮ:  
 Зав. кафедрой АТЭС ЭНИН  
 А.С. Матвеев

\_\_\_\_\_  
 (Подпись)

\_\_\_\_\_  
 (Дата)

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

|                      |
|----------------------|
| <b>ВКР бакалавра</b> |
|----------------------|

Студенту:

| Группа        | ФИО                               |
|---------------|-----------------------------------|
| <b>3-5Б11</b> | <b>КОРНЕЕВУ Андрею Андреевичу</b> |

Тема работы:

|                                                                                                 |         |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------|---------|
| <b>Установка турбопривода питательных насосов энергоблока<br/>К-210-12,7 Нерюнгринской ГРЭС</b> |         |
| Утверждена приказом директора (дата, номер)                                                     | №1815/с |

|                                          |                          |
|------------------------------------------|--------------------------|
| Срок сдачи студентом выполненной работы: | <b>10 июня 2016 года</b> |
|------------------------------------------|--------------------------|

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

|                                                                               |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                   |
|-------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>Исходные данные к работе</b>                                               | Исходные данные:<br>- характеристики паротурбинной установки К-210-12,7;<br>- данные научно-технической и учебной литературы, периодических изданий.                                                                                                                                                                                                                                              |
| <b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b> | 1. Введение.<br>2. Характеристика оборудования Нерюнгринской ГРЭС. Режимы работы энергоблоков.<br>3. Работа питательных насосов при переменных нагрузках энергоблока. Методы повышения эффективности работы питательных насосов при переменных нагрузках энергоблока.<br>4. Расчет эффективности применения турбопривода питательного насоса на энергоблоке К-210.<br>5. Выбор приводной турбины. |

|                                                                   |                                                                                                                        |
|-------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
|                                                                   | 6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.<br>7. Социальная ответственность<br>8. Заключение. |
| <b>Перечень графического материала</b>                            | Схема энергоблока с турбоприводом питательного насоса                                                                  |
| <b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b> |                                                                                                                        |
| <b>Раздел</b>                                                     | <b>Консультант</b>                                                                                                     |
| <b>Финансовый менеджмент</b>                                      | <b>Н.Г. Кузьмина</b>                                                                                                   |
| <b>Социальная ответственность</b>                                 | <b>М.Э.Гусельников</b>                                                                                                 |

|                                                                                                 |                            |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------|
| <b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b> | <b>1 декабря 2015 года</b> |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------|

**Задание выдал руководитель:**

| Должность           | ФИО         | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|---------------------|-------------|------------------------|---------|------|
| Доцент кафедры АТЭС | Беляев Л.А. | к.т.н.                 |         |      |

**Задание принял к исполнению студент:**

| Группа | ФИО          | Подпись | Дата |
|--------|--------------|---------|------|
| 3-5Б12 | Корнеев А.А. |         |      |

**Запланированные результаты обучения выпускника образовательной программы бакалавриата по направлению 13.03.01 «Теплоэнергетика и теплотехника»**

| Код<br>ре-<br>зультата              | Результат обучения<br>(выпускник должен быть готов)                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                              |
|-------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <i>Универсальные компетенции</i>    |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                  |
| P1                                  | Осуществлять коммуникации в профессиональной среде и в обществе в целом, в том числе <i>на иностранном языке</i> , разрабатывать документацию, презентовать и защищать результаты <i>комплексной</i> инженерной деятельности.                                                                                                                                                                                                                                                    |
| P2                                  | Эффективно работать индивидуально и в коллективе, в том числе междисциплинарном, с делением ответственности и полномочий при решении <i>комплексных</i> инженерных задач.                                                                                                                                                                                                                                                                                                        |
| P3                                  | Демонстрировать <i>личную</i> ответственность, приверженность и следовать профессиональной этике и нормам ведения <i>комплексной</i> инженерной деятельности с соблюдением правовых, социальных, экологических и культурных аспектов.                                                                                                                                                                                                                                            |
| P4                                  | Анализировать экономические проблемы и общественные процессы, участвовать в общественной жизни с учетом принятых в обществе моральных и правовых норм.                                                                                                                                                                                                                                                                                                                           |
| P5                                  | К достижению должного уровня экологической безопасности, энерго- и ресурсосбережения на производстве, безопасности жизнедеятельности и физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности.                                                                                                                                                                                                                                       |
| P6                                  | Осознавать необходимость и демонстрировать <i>способность к самостоятельному обучению в течение всей жизни</i> , непрерывному самосовершенствованию в инженерной профессии, организации обучения и тренинга производственного персонала.                                                                                                                                                                                                                                         |
| <i>Профессиональные компетенции</i> |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                  |
| P7                                  | Применять <i>базовые</i> математические, естественнонаучные, социально-экономические знания в профессиональной деятельности <i>в широком</i> (в том числе междисциплинарном) контексте в <i>комплексной</i> инженерной деятельности в производстве тепловой и электрической энергии.                                                                                                                                                                                             |
| P8                                  | Анализировать научно-техническую информацию, ставить, решать и публиковать результаты решения задач <i>комплексного</i> инженерного анализа с использованием <i>базовых и специальных</i> знаний, нормативной документации, современных аналитических методов, методов математического анализа и моделирования теоретического и экспериментального исследования.                                                                                                                 |
| P9                                  | Проводить предварительное технико-экономическое обоснование проектных разработок объектов производства тепловой и электрической энергии, выполнять <i>комплексные</i> инженерные проекты с применением <i>базовых и специальных</i> знаний, <i>современных</i> методов проектирования для достижения <i>оптимальных</i> результатов, соответствующих техническому заданию <i>с учетом</i> нормативных документов, экономических, экологических, социальных и других ограничений. |
| P10                                 | Проводить <i>комплексные</i> научные исследования в области производства тепловой и электрической энергии, включая поиск необходимой информации, эксперимент, анализ и интерпретацию данных, и их подготовку для составления обзоров, отчетов и научных публикаций с применением <i>базовых и специальных</i> знаний и <i>современных</i> методов.                                                                                                                               |
| P11                                 | Использовать информационные технологии, использовать компьютер как средство работы с информацией и создания новой информации, осознавать опасности                                                                                                                                                                                                                                                                                                                               |

|                                     |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                          |
|-------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
|                                     | и угрозы в развитии современного информационного общества, соблюдать основные требования информационной безопасности.                                                                                                                                                                                                                                                                                                                    |
| P12                                 | Выбирать и использовать необходимое оборудование для производства тепловой и электрической энергии, управлять технологическими объектами, использовать инструменты и технологии для ведения комплексной практической инженерной деятельности с учетом экономических, экологических, социальных и других ограничений.                                                                                                                     |
| <i>Специальные профессиональные</i> |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                          |
| P13                                 | Участвовать в выполнении работ по стандартизации и подготовке к сертификации технических средств, систем, процессов, оборудования и материалов теплоэнергетического производства, контролировать организацию метрологического обеспечения технологических процессов теплоэнергетического производства, составлять документацию по менеджменту качества технологических процессов на производственных участках.                           |
| P14                                 | Организовывать рабочие места, управлять малыми коллективами исполнителей, к разработке оперативных планов работы первичных производственных подразделений, планированию работы персонала и фондов оплаты труда, организовывать обучение и тренинг производственного персонала, анализировать затраты и оценивать результаты деятельности первичных производственных подразделений, контролировать соблюдение технологической дисциплины. |
| P15                                 | Использовать методики испытаний, наладки и ремонта технологического оборудования теплоэнергетического производства в соответствии с профилем работы, планировать и участвовать в проведении плановых испытаний и ремонтов технологического оборудования, монтажных, наладочных и пусковых работ, в том числе, при освоении нового оборудования и (или) технологических процессов.                                                        |
| P16                                 | Организовывать работу персонала по обслуживанию технологического оборудования теплоэнергетического производства, контролировать техническое состояние и оценивать остаточный ресурс оборудования, организовывать профилактические осмотры и текущие ремонты, составлять заявки на оборудование, запасные части, готовить техническую документацию на ремонт, проводить работы по приемке и освоению вводимого оборудования.              |

## СОДЕРЖАНИЕ

### Оглавление

|                                                                                                 |    |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| РЕФЕРАТ .....                                                                                   | 7  |
| Список обозначений и сокращений .....                                                           | 8  |
| ВВЕДЕНИЕ.....                                                                                   | 10 |
| 1 Характеристика оборудования Нерюнгринской ГРЭС.....                                           | 11 |
| 2 Работа питательных насосов при переменных нагрузках энергоблока. ....                         | 41 |
| 3 Расчет эффективности применения турбопривода питательного насоса на<br>энергоблоке К-210..... | 43 |
| 4 Выбор приводной турбины .....                                                                 | 50 |

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 101 страниц., 12 рисунков., 26 таблиц., 13 источников.

Ключевые слова: ТЭЦ, ПИТАТЕЛЬНЫЙ НАСОС, ПАРОВАЯ ТУРБИНА, ОТПУСК ТЕПЛА, ТУРБОПРИВОД,

Объектом исследования является система питательный насос турбины К-210-130-3 Нерюнгринской ГРЭС.

Цель работы – Повышение эффективности использования действующей системы электрогенерации на Нерюнгринской ГРЭС.

В процессе выполнения проекта проводились расчеты эффективности применения турбопривода питательного насоса, экономический эффект модернизации.

В ходе исследования определили, что в результате модернизации снизится потребление электроэнергии на собственные нужды, увеличится КПД котлоагрегата, за счет приближения нагрузки к номинальной.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: турбина К-210-130-3, давление острого пара 13 МПа, температура острого пара 540°C, давление в конденсаторе 0,004МПа, режимы работы – непрерывный, отопительный сезон.

Температурный график сетевой воды – 150/70°C. Климатические условия – г. Нерюнгри. Топливо – каменный уголь, мазут М-100.

Область применения: ТЭС с пиковыми водогрейными котлами.

Для определения эффективности данного проекта использовали метод оценки эффективности инвестиций по сроку окупаемости, не учитывающий дисконтирования. Предполагаем, что затраты вкладываются в объект за период равный одному году.

## Список обозначений и сокращений

### Сокращения

ГРЭС - государственная районная электростанция;

КПД – коэффициент полезного действия;

КЭС – конденсационная электростанция;

ПБ – пиковый бойлер;

ПВД – подогреватель высокого давления;

ПНД – подогреватель низкого давления;

ТГ – турбоагрегат;

ТЭС – тепловая электростанция;

ТЭЦ – теплоэлектроцентраль;

ЦВД – цилиндр высокого давления;

ЦНД – цилиндр низкого давления;

ЦСД – цилиндр среднего давления;

ЧВД – часть высокого давления;

ЧНД – часть среднего давления;

ЧСД – часть низкого давления.

### Обозначения

$b$  – удельный расход топлива;

$B$  – расход топлива;

$d$  – диаметр;

$D$  – расход;

$F$  – площадь;

$G$  – массовый расход;

$h$  – энтальпия;

$H$  – теплоперепад, напор насоса;

$k$  – коэффициент теплопередачи;

$K_p$  – коэффициент регенерации;

$L$  – длина;

$N_э$  – мощность электрическая;

$P$  – давление;

$Q$  – количество теплоты;

$Re$  – число Рейнольдса;

$t$  – температура;

$v$  – объем;

$V$  – подача насоса;

$Y_j$  – коэффициент недовыработки;

$\rho$  – плотность;

$v$  - удельный объем;

$\eta$  – КПД;

$\nu$  – кинематическая вязкость среды;

$\omega$  – скорость течения среды.

## ВВЕДЕНИЕ

**Нерюнгринская ГРЭС** действует на юге Республики Саха (Якутия) – в городе Нерюнгри, Серебряный бор и Беркакит. Основные виды деятельности – производство тепловой и электрической энергии. В состав филиала входят две электростанции и водогрейная котельная. Их общая установленная мощность: электрическая – 570 МВт; тепловая – 1873 МВт. Ежегодный объем выработки энергии: электрической – порядка 3 млрд. кВтч; тепловой – порядка 2,3 млн. Гкал. Основное топливо – каменный уголь Нерюнгринского месторождения. Протяженность магистральных теплотрасс филиала – почти 279 км в двухтрубном исполнении. Численность персонала филиала – 1300 человек.

**Нерюнгринская ГРЭС** обеспечивает потребности в тепловой энергии г.Нерюнгри, п.Серебряный Бор, п.Беркакит. Вырабатываемая электрическая энергия обеспечивает потребности Нерюнгринского и Алданского районов Якутии, но большая ее часть передается в Амурскую область. В составе основного оборудования: два энергоблока с турбинами Т-180/120-130; один энергоблок с турбиной К-210-130 и котлами ТПЕ-214 СЗХЛ; три водогрейных котла КВТК-100-150.

Строительство станции было начато в 1980 году, в декабре 1983 года был введен в эксплуатацию первый энергоблок. Электростанция была построена впервые в мировой практике на площадке с сейсмичностью в 9-10 баллов, на высоте почти 1000 метров над уровнем моря, в условиях Крайнего Севера - на тридцатиметровой вечной мерзлоте, при значительных годовых перепадах температуры (зимой - до минус 60 градусов, летом – до плюс 30 градусов).

## 1 Характеристика оборудования Нерюнгринской ГРЭС

На Нерюнгринской ГРЭС установлены три энергоблока с котлами типа ТПЕ-214 и турбинами типа К-210-130-3 энергоблока ст.№ 1, Т-180/210-130-1 энергоблоков ст.№ 2, 3 и три пиковых водогрейных котла типа КВ-ТК-100-150. Установленная электрическая мощность электростанции 570/630 МВт, тепловая мощность - 520 Гкал/ч (от отборов двух турбин Т-180/210-130-1 520 Гкал/ч и от водогрейных котлов - 300 Гкал/ч). Топливо – Нерюнгринский каменный уголь.

### 1.1 Котельное оборудование

Котельная часть представлена на Нерюнгринской ГРЭС тремя котлами ТПЕ-214, производительностью 670 т/ч с параметрами острого пара  $P_o = 140$  кгс/см<sup>2</sup>,  $t_o = 545$  °С и вторичного пара – с давлением на входе в котел –  $P'_{вт} = 27,4$  кгс/см<sup>2</sup>, на выходе из котла –  $P''_{вт} = 24,4$  кгс/см<sup>2</sup>, и тремя водогрейными котлами КВТК-100-150 тепловой мощностью – 100 Гкал/ч каждый.

В таблицах 1.1 и 1.2 представлены характеристики котельного оборудования подразделений филиала «Нерюнгринская ГРЭС».

Котлоагрегат ТПЕ-214/СЗХЛ – однокорпусный, барабанный, вертикально-водотрубный, с естественной циркуляцией, вторичным перегревом пара, в газоплотном исполнении и П-образной компоновкой, с твёрдым шлакоудалением. Изготовлен Таганрогским производственным объединением «Красный котельщик».

На рисунке 1.1 представлена принципиальная схема котельной установки. В топочной камере объёмом 6060 м<sup>3</sup> и сечением 13,52×12,48 м расположены испарительные экраны из гладких труб Ø60\*6 мм и радиационный настенный пароперегреватель. В переходном газоходе расположены две ступени ширмового пароперегревателя высокого давления и две конвективные ступени вторичного пароперегревателя.

Таблица 1.1 - Характеристики котлов и котельного оборудования Нерюнгринской ГРЭС

| Стан-<br>цион-<br>ный<br>номер<br>котла | Тип, моди-<br>фикация | Год<br>ввода<br>в экс-<br>плу-<br>ата-<br>цию | Завод-изготови-<br>тель  | Паро-<br>произво-<br>дитель-<br>ность,<br>т/ч<br>(Гкал/ч) | Параметры пара за<br>котлом                    |                      | Проектное топливо |       |       |          |                              |
|-----------------------------------------|-----------------------|-----------------------------------------------|--------------------------|-----------------------------------------------------------|------------------------------------------------|----------------------|-------------------|-------|-------|----------|------------------------------|
|                                         |                       |                                               |                          |                                                           | Дав-<br>ле-<br>ние,<br>кгс/с<br>м <sup>2</sup> | Темпера-<br>тура, °С | $Q_H^P$           | $A^P$ | $W^P$ | $K_{ЛО}$ | Расход<br>на ко-<br>тел, т/ч |
| №1                                      | ТПЕ-214<br>СЗХЛ       | 1982                                          | "Красный ко-<br>тедьщик" | 670                                                       | 140                                            | 545                  | 5860              | 15,3  | 10    | 1,8      | 88                           |
| №2                                      | ТПЕ-214<br>СЗХЛ       | 1982                                          | "Красный ко-<br>тедьщик" | 670                                                       | 140                                            | 545                  | 5860              | 15,3  | 10    | 1,8      | 88                           |
| №3                                      | ТПЕ-214<br>СЗХЛ       | 1982                                          | "Красный ко-<br>тедьщик" | 670                                                       | 140                                            | 545                  | 5860              | 15,3  | 10    | 1,8      | 88                           |
| №1                                      | КВТК-100-<br>150      |                                               | БКЗ                      | 100                                                       | 24                                             | 150                  | 5630              | 26    | 7     |          |                              |
| №2                                      | КВТК-100-<br>150      |                                               | БКЗ                      | 100                                                       | 24                                             | 150                  | 5630              | 26    | 7     |          |                              |
| №3                                      | КВТК-100-<br>150      |                                               | БКЗ                      | 100                                                       | 24                                             | 150                  | 5630              | 26    | 7     |          |                              |

Продолжение таблицы 1.1

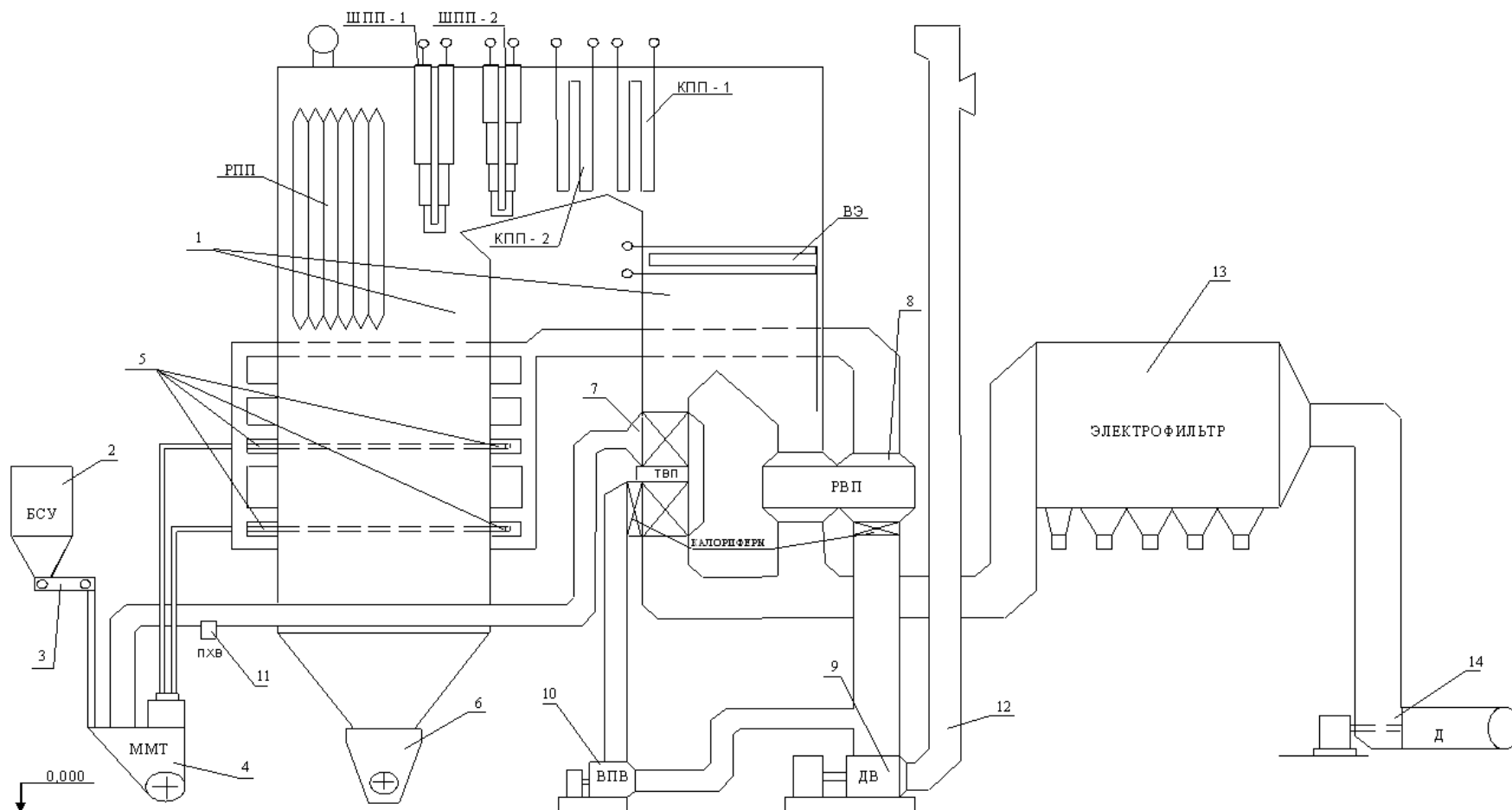
| Стан-<br>цион-<br>ный<br>номер<br>котла | Мельницы                   |                          |                                                |                            |                          |                                           | Дымососы             |                          |                                            | Вентиляторы первич-<br>ного воздуха |                          |                                            |
|-----------------------------------------|----------------------------|--------------------------|------------------------------------------------|----------------------------|--------------------------|-------------------------------------------|----------------------|--------------------------|--------------------------------------------|-------------------------------------|--------------------------|--------------------------------------------|
|                                         | Тип                        | Ко-<br>ли-<br>честв<br>о | Про-<br>из-<br>води-<br>тель-<br>ность,<br>т/ч | Тип                        | Ко-<br>ли-<br>честв<br>о | Произ-<br>води-<br>тель-<br>ность,<br>т/ч | Тип                  | Ко-<br>ли-<br>честв<br>о | Произ-<br>води-<br>тель-<br>ность,<br>м³/ч | Тип                                 | Ко-<br>ли-<br>честв<br>о | Произ-<br>води-<br>тель-<br>ность,<br>м³/ч |
| №1                                      | ММТ-<br>2000/2590/59<br>0К | 4                        | 21,5                                           | ММТ-<br>2000/2590/750<br>К | 1                        | 25,1                                      | ДОД-<br>31,5Ф        | 2                        | 1320000                                    | ВДН-<br>26А                         | 2                        | 105000                                     |
| №2                                      | ММТ-<br>2000/2590/59<br>0К | 4                        | 21,5                                           | ММТ-<br>2000/2590/750<br>К | 1                        | 25,1                                      | ДОД-<br>31,5Ф        | 2                        | 1320000                                    | ВДН-<br>26А                         | 2                        | 105000                                     |
| №3                                      | ММТ-<br>2000/2590/59<br>0К | 4                        | 21,5                                           | ММТ-<br>2000/2590/750<br>К | 1                        | 25,1                                      | ДОД-<br>31,5Ф        | 2                        | 1320000                                    | ВДН-<br>26А                         | 2                        | 105000                                     |
| №1                                      | ШБМ-<br>250/390            | 1                        | 10                                             |                            |                          |                                           | ДН-<br>24/2-<br>0,62 | 2                        | 350000                                     | ВМ 17-4                             | 2                        | 39700                                      |
| №2                                      | ШБМ-<br>250/390            | 1                        | 10                                             |                            |                          |                                           | ДН-<br>24/2-<br>0,63 | 2                        | 350000                                     | ВМ 17-4                             | 2                        | 39700                                      |
| №3                                      | ШБМ-<br>250/390            | 1                        | 10                                             |                            |                          |                                           | ДН-<br>24/2-<br>0,64 | 2                        | 350000                                     | ВМ 17-4                             | 2                        | 39700                                      |

Продолжение таблицы 1.1

| Станци-онный номер котла | Дутьевые вентиляторы |             |                             | Бункеры       |             | Питатели        |             |                           |
|--------------------------|----------------------|-------------|-----------------------------|---------------|-------------|-----------------|-------------|---------------------------|
|                          | Тип                  | Коли-чество | Произ-води-тель-ность, м³/ч | Кол и-че-ство | Ём-кость, т | Тип             | Коли-чество | Произ-водитель-ность, т/ч |
| №1                       | ВДН-32Б              | 2           | 690000                      | 4             | 500         | СПУ-1100/100000 | 4           | 40                        |
| №2                       | ВДН-32Б              | 2           | 690000                      | 4             | 500         | СПУ-1100/100000 | 4           | 40                        |
| №3                       | ВДН-32Б              | 2           | 690000                      | 4             | 500         | СПУ-1100/100000 | 4           | 40                        |
| №1                       | ВДН-20               | 2           | 177000                      | 1             |             | ПС 700/7000     | 1           | 40                        |
| №2                       | ВДН-20               | 2           | 177000                      | 1             |             | ПС 700/7000     | 1           | 40                        |
| №3                       | ВДН-20               | 2           | 177000                      | 1             |             | ПС 700/7000     | 1           | 40                        |

Таблица 1.2 - Технические характеристики котла ТПЕ-214

| Наименование                                      | Размерность        | Нагрузка |       |
|---------------------------------------------------|--------------------|----------|-------|
|                                                   |                    | 100 %    | 70 %  |
| 1. Паропроизводительность котла                   | т/ч                | 670      | 470   |
| 2. Рабочее давление в барабане                    | кг/см <sup>2</sup> | 166      | 154   |
| 3. Давление острого пара                          | кг/см <sup>2</sup> | 140      | 140   |
| 4. Температура острого пара                       | °C                 | 545      | 545   |
| 5. Расход вторичного пара                         | т/ч                | 570      | 406   |
| 6. Давление вторичного пара на входе в котел      | кг/см <sup>2</sup> | 27,4     | 21,05 |
| 7. Давление вторичного пара на выходе из котла    | кг/см <sup>2</sup> | 24,4     | 19,5  |
| 8. Температура вторичного пара на входе в котел   | °C                 | 340      | 313   |
| 9. Температура вторичного пара на выходе из котла | °C                 | 545      | 545   |
| 10. Температура питательной воды                  | °C                 | 248      | 225   |
| 11. Температура уходящих газов                    | °C                 | 126      | 121   |



1 – котёл; 2 – бункер сырого угля БСУ; 3 – питатели сырого угля ПСУ; 4 – молотковые мельницы; 5 – плоскофакельные горелки; 6 – шлаковая ванны; 7 – трубчатый воздухоподогреватель (ТВП); 8 – регенеративный воздухоподогреватель (РВП); 9 – дутьевые вентиляторы; 10 – вентилятор первичного воздуха; 11 – клапан присадки холодного воздуха; 12 – воздухозаборная шахта; 13 – электрофильтры; 14 – дымо-сосы.

Рисунок 1 - Схема котельной установки с котлом ТПЕ-214 Нерюнгринской ГРЭС

В опускной конвективной шахте размещены водяной экономайзер и за ним в параллельных газоходах трубчатый воздухоподогреватель и по бокам конвективной шахты два регенеративных воздухоподогревателя.

Топочная камера оборудована восемью плоскофакельными горелками, расположенными по тангенциальной схеме в углах на двух ярусах (отм. 18,29 и 23,83 м). Мазутные форсунки – паро-механические типа «Титан-3М», производительностью по 2,5 т/ч. Для стабилизации горения по горелкам на отметке 26,4 м размещены 4 сопла третичного воздуха.

Экранная система котла состоит из 22 независимых циркуляционных контуров (по 5 на каждой боковой стене и по 6 на фронтальной и задней стенах топки).

Пароперегреватель высокого давления двухпоточный. Первые ступени представлены экранными ограждающими панелями стен горизонтального газохода и верхней части конвективной шахты. За ним по ходу пара следует радиационный пароперегреватель (РПП), далее – средние и крайние ширмы I, средние и крайние ширмы II. В схеме тракта высокого давления предусмотрен трижды переброс пара с одной половины газохода на другую (за РПП, перед крайними пакетами ШПП I и перед крайними пакетами ШПП II). После средних пакетов ШПП I пар высокого давления проходит через паропаровые теплообменники.

Регулирование температуры пара высокого давления осуществляется тремя парами впрыскивающих пароохладителей.

Вторичный перегрев осуществляется последовательно в паропаровых теплообменниках и двух конвективных ступенях, соединённых между собой по схеме в противоток.

Газовоздушный тракт котлоагрегата. Воздушный тракт (рисунок 1) представляет собой комплекс оборудования для забора и повышения давления холодного атмосферного воздуха, его подогрева, транспортирования и подачи:

- в топочную камеру (вторичный воздух);
- в молотковые мельницы для сушки и транспортирования пыли в топочную камеру (первичный воздух);
- для концентрации факела и улучшения горения в переходных режимах (третичный воздух).

Котёл предназначен для работы с уравновешенной тягой. Продукты сгорания удаляются из котла двумя осевыми двухступенчатыми дымососами одностороннего всасывания типа ДОД-1,5Ф. Подача организованного вторичного воздуха в горелочные устройства обеспечивается двумя центробежными дутьевыми вентиляторами одностороннего всасывания с двухскоростным двигателем типа ВДН-32Б (32 – диаметр рабочего колеса в дм).

Для подачи горячего воздуха в системы пылеприготовления установлены два центробежных дутьевых вентилятора первичного воздуха (ВПВ) одностороннего всасывания типа ВДН-26А с двух скоростным электродвигателем (26 – диаметр рабочего колеса вентилятора в дм).

## 1.2 Описание оборудования ПВК

На пиковой водогрейной котельной установлены три водогрейных котла КВ-ТК-100-150, работающие в пиковом режиме. Основные характеристики пиковых котлов и вспомогательного оборудования приведены в таблицах 1.1, 1.3.

Таблица 1.3 – Основные характеристики пиковых котлов и вспомогательного оборудования Нерюнгринской ГРЭС

| Наименование                   | Характеристика оборудования  |                              |                              |
|--------------------------------|------------------------------|------------------------------|------------------------------|
| Станционный номер котла        | 1                            | 2                            | 3                            |
| Тип, модификация               | КВ-ТК-100-150-5С             | КВ-ТК-100- 150-5С            | КВ-ТК-100-150-5С             |
| Год ввода в эксплуатацию       | 1986                         | 1987                         | 1987                         |
| Завод-изготовитель             | ПО «Сибэнерго-маш»           | ПО «Сибэнерго-маш»           | ПО «Сиб-энерго- маш»         |
| Паропроизводительность. Гкал/ч | 100                          | 100                          | 100                          |
| Параметры за котлом:           |                              |                              |                              |
| Давление, кгс/см               | 20                           | 20                           | 20                           |
| Температура, °С                | 150                          | 150                          | 150                          |
| Проектное топливо              |                              |                              |                              |
| Бассейн, месторождение, марка  | Нерюнгринский каменный уголь | Нерюнгринский каменный уголь | Нерюнгринский каменный уголь |
| Q <sub>нр</sub> , ккал/кг      | 5630                         | 5630                         | 5630                         |
| A <sub>г</sub> , %             | 26                           | 26                           | 26                           |
| W <sub>г</sub> , %             | 7,0                          | 7,0                          | 7,0                          |
| К <sub>ло</sub>                | 2,1                          | 2,1                          | 2,1                          |
| Расход на котел, т/ч           | 20                           | 20                           | 20                           |
| Мельницы                       |                              |                              |                              |
| Тип                            | ШБМ 250/390                  | ШБМ 250/390                  | ШБМ 250/390                  |
| Количество                     | 2                            | 2                            | 2                            |

|                             |                     |                     |                       |
|-----------------------------|---------------------|---------------------|-----------------------|
| Производительность,<br>т/ч  | 18,1                | 18,1                | 18,1                  |
| Дымососы                    |                     |                     |                       |
| Тип                         | Д11-24х2-0,62       | ДН-24х2-0.62        | ДН-24х2-0,62          |
| Количество                  | 1                   | 1                   | 1                     |
| Производительность,<br>м³/ч | 350*10 <sup>3</sup> | 350*10 <sup>3</sup> | 350*10 <sup>3</sup> * |
| Напор. кгс/м²               | 213                 | 213                 | 213                   |
| Дутьевые вентиля-<br>торы   |                     |                     |                       |
| Тип                         | ВДН-20              | ВДН-20              | ВДН-20                |
| количество                  | 1                   | 1                   | 1                     |
| Производительность,<br>м³/ч | 177*10 <sup>3</sup> | 177*10 <sup>3</sup> | 177*10 <sup>3</sup>   |
| Бункеры                     |                     |                     |                       |
| Количество                  | 2                   | 2                   | 2                     |
| Питатели                    |                     |                     |                       |
| Количество                  | 2                   | 2                   | 2                     |
| Производительность,<br>т/ч  | 40                  | 40                  | 40                    |

### 1.3 Турбинное оборудование

Основное оборудование и его техническая характеристика приведена в таблице 1.4.

Турбина паровая конденсационная К-210-130-3 представляет собой одновальный трехцилиндровый агрегат с промежуточным перегревом пара, системой регенерации состоящей из семи подогревателей (3-х ПВД типа ПВ-775-265 и 4-х ПНД типа ПН-350-16-7) и двумя выхлопами, предназначена для непосредственного привода генератора переменного тока. Конденсационная установка состоит из конденсатора типа 200КЦС-2, двух конденсатных насосов типа КСВ-320-160, основных эжекторов и двух циркуляционных насосов типа ОПВ-2-87-КЭ.

Турбины Т-180/210-130-1 энергоблоков ст. № 2, 3 представляет собой одновальный трехцилиндровый агрегат с промежуточным перегревом пара с регулируемыми теплофикационными (Т) отборами пара и семью нерегулируемыми отборами пара на регенеративный подогрев. Конденсационная установка состоит из конденсатора типа 180КЦС-1, основных эжекторов, двух конденсатных насосов типа КСВ-320-160 и циркуляционных насосов типа ОПВ-2-87-КЭ.

### 1.4 Питательная установка

Питательная установка каждого блока состоит из двух питательных насосов типа ПЭ-380-200-2 включенных параллельно. В насос питательная вода поступает из аккумуляторного бака деаэратора 7 ата. После насоса при давлении 200 кгс/см<sup>2</sup> питательная вода через подогреватели высокого давления поступает в котел. Основные параметры работы питательного насоса приведены в таблице 1.5.

Питательный насос – центробежный, горизонтальный, двухкорпусной с внутренним корпусом секционного типа. Ротор насоса состоит из вала, 9 рабочих колес, разгрузочного диска и защитных втулок. Разгрузочный диск предназначен для уравнивания осевых усилий, возникающих в насосе при его работе в

результате разности давлений на входе и выходе каждой ступени насоса и направленных в сторону всасывания. Ротор насоса опирается на подшипники скольжения.

В качестве привода питательных насосов применяется асинхронный трехфазный электродвигатель с короткозамкнутым ротором мощностью 3200 кВт. Охлаждение электродвигателя воздушное с замкнутой системой циркуляции воздуха.

На выходном патрубке насоса установлены обратный клапан и вентиль рециркуляции. Для предотвращения «запаривания» насоса на холостом ходу или при работе с малой производительностью (до 100 м<sup>3</sup>/ч) до обратного клапана насоса имеется линия рециркуляции с двумя быстродействующими вентилями и дросселирующим устройством на расход 100 м<sup>3</sup>/ч.

Таблица 1.4 - Основное турбинное оборудование и его краткая техническая характеристика

| Стан-<br>цион-<br>ный<br>номер<br>турби<br>ны | Тип, моди-<br>фикация | Год<br>ввода<br>в экс-<br>плуа-<br>тацию | Завод<br>изгото-<br>витель | Мощность, МВт    |                   | Параметры све-<br>жего пара           |                              | Расход свежего<br>пара, т/ч                                          |                        | Отбор, т                              |                                           |
|-----------------------------------------------|-----------------------|------------------------------------------|----------------------------|------------------|-------------------|---------------------------------------|------------------------------|----------------------------------------------------------------------|------------------------|---------------------------------------|-------------------------------------------|
|                                               |                       |                                          |                            | Номи-<br>нальная | Макси-<br>мальная | Давле-<br>ние,<br>кгс/см <sup>2</sup> | Тем-<br>пера-<br>тура,<br>°С | Номи-<br>наль-<br>ный<br>(кон-<br>денса-<br>цион-<br>ный ре-<br>жим) | Макси-<br>маль-<br>ный | Давле-<br>ние,<br>кгс/см <sup>2</sup> | Произ-<br>води-<br>тель-<br>ность,<br>т/ч |
| 1                                             | К-210-130-3           | 1983                                     | ЛМЗ                        | 210              | 215               | 130                                   | 540                          | 636                                                                  | 670                    | -                                     | -                                         |
| 2                                             | Т-180/210-<br>30-1    | 1984                                     | ЛМЗ                        | 180              | 210               | 130                                   | 540                          | 656                                                                  | -                      | 0,6-2,0                               |                                           |
| 3                                             | Т-180/210-<br>30-1    | 1985                                     | ЛМЗ                        | 180              | 210               | 130                                   | 540                          | 656                                                                  | 115,0                  | 0,6-2,0                               |                                           |

Продолжение таблицы 1.4

| Стан-<br>цион-<br>ный<br>номер<br>тур-<br>бины | Отбор П                               |                                      | Конденсатор |                                         |                                                                |                                                                       | Циркуляционный насос |                     |                              |                  |
|------------------------------------------------|---------------------------------------|--------------------------------------|-------------|-----------------------------------------|----------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------|----------------------|---------------------|------------------------------|------------------|
|                                                | Давле-<br>ние,<br>кгс/см <sup>2</sup> | Произво-<br>дитель-<br>ность,<br>т/ч | Тип         | Номи-<br>нальный<br>расход<br>пара, т/ч | Площадь<br>поверх-<br>ности<br>охлажде-<br>ния, м <sup>2</sup> | Расчет-<br>ное коли-<br>чест-во<br>охл.<br>воды,<br>м <sup>3</sup> /ч | Тип                  | Коли<br>че-<br>ство | Подача,<br>м <sup>3</sup> /ч | Напор<br>м.в.ст. |
| 1                                              | -                                     | -                                    | 200КЦС-1    | 420                                     | 9000                                                           | 25000                                                                 | ОПА-5-87<br>КЭ       | 2                   | 10480                        | 9,7              |
| 2                                              | -                                     | -                                    | 180КЦС-1    | 461                                     | 9000                                                           | 22000                                                                 | ОПВ-5-87<br>КЭ       | 2                   | 11595                        | 13,6             |
| 3                                              | -                                     | -                                    | 180КЦС-1    | 461                                     | 9000                                                           | 22000                                                                 | ОПВ-5-87<br>КЭ       | 2                   | 11595                        | 13,6             |

Таблица 1.5 - Характеристики питательного насоса ПЭ-380-200-2

| Наименование величины                                                                                                                                                                                                    | Значение     |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------|
| Напор при номинальных подаче и частоте вращения, м. вод. ст.                                                                                                                                                             | 2190         |
| Производительность, м <sup>3</sup> /час                                                                                                                                                                                  | 380          |
| Допустимый кавитационный запас, м                                                                                                                                                                                        | 12           |
| Частота вращения номинальная, об/мин                                                                                                                                                                                     | 2985         |
| Температура перекачиваемой воды, °С                                                                                                                                                                                      | 160          |
| Давление на выходе из насоса:<br>- При номинальной подаче, частоте вращения и температуре, кгс/см <sup>2</sup><br>- При работе на линию рециркуляции при номинальной частоте вращения и температуре, кгс/см <sup>2</sup> | 206,4<br>250 |
| Давление в приемном патрубке, кгс/см <sup>2</sup>                                                                                                                                                                        | 6,4          |
| Мощность, потребляемая насосом, кВт                                                                                                                                                                                      | 2690         |
| КПД насоса, %                                                                                                                                                                                                            | 77           |
| Параметры отбора от третьей ступени<br>- Подача, м <sup>3</sup> /час<br>- Напор, кгс/см <sup>2</sup>                                                                                                                     | 50<br>55     |
| Расход масла максимальный, м <sup>3</sup> /час                                                                                                                                                                           | 3            |
| Расход холодного конденсата:<br>- Максимальный, м <sup>3</sup> /час<br>- Минимальный, м <sup>3</sup> /час                                                                                                                | 20<br>17     |
| Расход технической воды, м <sup>3</sup> /час                                                                                                                                                                             | 26,5         |

Автоматическое управление электроприводом вентилей рециркуляции осуществляется по импульсу от перепада давления, создаваемого сужающим

устройством (диафрагмой), установленным на напорной линии насоса. При достижении расхода воды  $150 \text{ м}^3/\text{ч}$  должно производиться закрытие вентилей рециркуляции.

Регулирование подачи насосного агрегата осуществляется регулирующими клапанами, установленными на напорной магистрали.

### 1.5 Сетевая установка

Теплофикационная установка состоит из двух основных подогревателей типа ПСГ – 5000-3,5-8-1, установленных в комплекте с турбиной.

Догрев сетевой воды после ПСГ осуществляется в пиковых водогрейных котлах типа КВТК-100-150 ст. 1, 2, 3 (3 единицы) производительностью  $100 \text{ Гкал/ч}$  каждый, работающих в зимний период. Котлы КВТК-100-150 изготовлены Барнаульским котельным заводом с номинальными параметрами:

- теплопроизводительность –  $100 \text{ Гкал/ч}$ ;
- температура сетевой воды на входе в котел –  $110 \text{ }^\circ\text{C}$ ;
- температура сетевой воды на выходе из котла –  $150 \text{ }^\circ\text{C}$ ;
- расход воды через котел –  $2460 \text{ т/ч}$ .

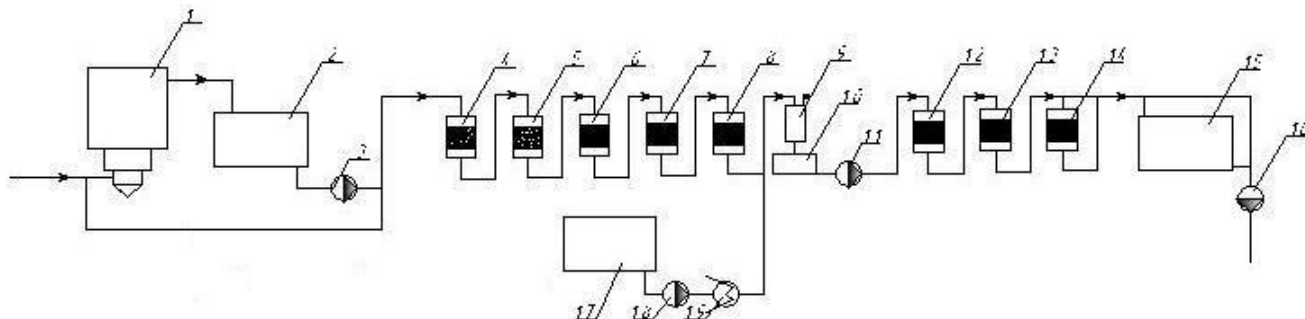
В сетевую установку Нерюнгринской ГРЭС входят сетевые насосы первого подъема СЭ-5000-70-6 -4 шт., сетевые насосы второго подъема СЭ-800-100-11 - 7 шт., летние сетевые насосы СЭ-2500-60 – 2 шт. и насосы подпитки теплосети Д-315-7 - 2 шт.

Подпитка теплосети производится химически очищенной водой, деаэрированной. Узел подпитки теплосети предназначен для поддержания давления в трубопроводе обратной сетевой воды (всасе сетевых насосов 1 ступени) регулятором  $2,5 - 3,0 \text{ кгс/см}^2$ . Узел подпитки теплосети предусматривает подогрев подпиточной воды (ХВО) до  $70 \text{ }^\circ\text{C}$ . Для этой цели включены в схему подпитки: деаэратор № 1, 2 с подачей пара от РОУ-13/1,2 ата, охладитель выпара, пароводяной (ПВД) № 1, 2 с подачей пара от коллектора КСН  $P=10 \text{ кгс/см}^2$ , подогреватель № 1, 2 ХОВ водоводяной (ВВП).

## 1.6 Водоподготовительная установка

Химическая очистка воды для подпитки котлов проводится по схеме полного химического обессоливания. Производительность установки 85 тонн в час.

Схема обессоливающей установки приведена на рисунке 2.



1 – осветлители; 2 - баки коагулированной воды (БКВ); 3 - насосы коагулированной воды (НКВ); 4 - механические фильтры (МФ); 5 - угольные фильтры (УФ); 6 - Н-катионитные предвключенные фильтры (Нпр); 7 - Н-катионитные фильтры I ступени (Н Iст.); 8 - ОН-анионитные фильтры I ступени (ОН Iст.); 9 - декарбонизаторы (Д); 10 - баки частичнообессоленной воды (БЧОВ); 11 - насосы частичнообессоленной воды (НЧОВ); 12 - Н-катионитные фильтры II ступени (Н IIст.); 13 - ОН-анионитные фильтры II ступени (ОН IIст.); 14 - фильтр смешанного действия (ФСД); 15 - баки обессоленной воды (БОВ); 16 - насосы обессоленной воды (НОВ); 17 - бак грязного конденсата (БГК); 18 - насосы БГК (НБГК); 19 - охладитель грязного конденсата (ОГК); 20 - Na-катионитные фильтры УПТС (Na-кат.Ф); 21 - бак химочищенной воды УПТС (БНак №1); 22 - бак химочищенной воды УПТС (БНак №2); 23 - насосы химочищенной воды УПТС (НХОВ).

Рисунок 2 - Схема обессоливающей установки Нерюнгринской ГРЭС

Вода проходит обработку в осветлителе 1, механическую фильтрацию на слое дроблённого антрацита в фильтрах 4, комплексную фильтрацию на угольных фильтрах 5 и двух ступенчатое Н-ОН - ионирование с предвключенными Н-катионитными фильтрами и финальной ступенью обессоливания на фильтре

смешанного действия 14. Приготовление и хранение химических реагентов выполняется на складе химреагентов.

Конструкцией ВПУ предусмотрен возврат производственного конденсата и очистка турбинного конденсата.

Очистка турбинных масел производится центрифугированием и фильтрацией на ватных фильтрах тонкой очистки. Данные по расходу энергетических масел и эффективности работы узлов регенерации, очистки и повторного использования масел отсутствуют. Сброс отработанной воды осуществляется в систему ГЗУ станции. Объёмы годовых сбросов с ВПУ за 2015г. – 184382 м<sup>3</sup>.

### 1.7 Система золошлакоудаления

Раздробленный в дробилке шлакового комода шлак по каналам ГЗУ, обмурованным базальтом, транспортируется к двум эрлифтам (один – резервный). Пульпа поднимается на высоту 15 м и самотёком поступает в приёмную ёмкость багерной насосной. Затем по двум ниткам пульпопроводов направляется на золоотвал. Осветлённая вода подаётся через фильтры на Нерюнгринскую ГРЭС для повторного использования в системе ГЗУ.

Технические характеристики эрлифтов:

- производительность 50 м<sup>3</sup>/ч;
- расход сжатого воздуха 35 м<sup>3</sup>/ч;
- расход твердого материала 1,18 т/ч;
- глубина зумпфа 6,915 м.

Технические данные воздухонагнетателей эрлифтов ТВ-6-1,8:

- производительность 6000 м<sup>3</sup>/ч;
- напор 1,8 кгс/см<sup>2</sup>;
- потребляемая мощность 153 кВт;
- тип электродвигателя АЗ315М;
- напряжение 380 В.

Золоулавливающая установка представлена электрофильтром ЭГА-2-88-12-6-4У, рассчитанным на максимально допустимую температуру газов на входе 330 °С и расход  $1,02 \times 10^6$  м<sup>3</sup>/ч. Проектная степень очистки газов – 98 %. В электрофильтре имеется форкамера и четыре секции очистки, каждая из которых состоит из двух полуполей. Снизу под корпусом электрофильтра находятся пирамидальные бункера (всего 25 шт.) для сбор уловленной золы. Пять бункеров форкамеры и пять бункеров 1-го и 5-го полуполей снизу оканчиваются гидрозатворами – устройствами, предназначенными для гидроудаления золы. Остальные 15 бункеров подключены к системе пневмозолоудаления электрофильтра.

Осветленная вода насосами осветленной воды подается с золоотвала по трубопроводу диаметром 426x10 мм, проложенному совместно с пульпопроводами, на станцию, где повторно используется для заполнения шлаковых ванн и гидрозатворов, на побудительные сопла в каналах, а также для уплотнения багерных насосов. Давление воды в системе на входе на станцию составляет 3-5 кгс/см<sup>2</sup>.

При неисправности системы водоснабжения осветленной водой до входа на станцию предусмотрена возможность работы на технической воде с аккумуляцией воды на золоотвале, для чего в машинном зале установлены два насоса ГЗУ типа 200Д90.

Для создания необходимого давления для уплотнения багерных насосов первого и второго подъема установлены три насоса уплотнения сальников (НУБН) типа ДНС 280-255.

## 1.8 Система технического водоснабжения

Система технического водоснабжения – обратная с водохранилищем - охладителем на реке Олонгоро. Площадь водохранилища 4,2 км<sup>2</sup>, объем 45 млн.м<sup>3</sup>. Схема водоснабжения включает в себя глубинный водозабор, открытый подводящий канал, блочную насосную станцию на шесть насосов производительностью до 3,72 м<sup>3</sup>/сек, напорные и сбросные циркуловоды, закрытый

сбросный и открытый подводящий каналы, консольный водосброс и водосливную плотину.

### 1.9 Топливо-транспортное оборудование

Нерюнгринская ГРЭС оборудована типовой схемой разгрузки, хранения подготовки и подачи топлива на сжигание. Отступлений от проекта сооружения ТТХ не обнаружено.

Топливоподача на Нерюнгринской ГРЭС двухниточная, производительностью 750 т/ч, с дробилками производительностью 800 т/ч и разгрузочным устройством с двумя вагоноопрокидывателями грузоподъемностью 125 т. Производительность ленточных конвейеров – 1250 т/ч.

Склад топлива на Нерюнгринской ГРЭС (далее склад) расположен на территории станции, окружен общим бетонным забором; состоит из двух частей – расходная часть склада (ёмкость 250 тыс. тонн) и резервная часть (ёмкость – 100 тыс. тонн); отметка склада над уровнем моря – 806 м. Склад прямоугольной формы, площадка горизонтальная размером 204х280 м.

Склад топлива предназначен для:

- а) хранения резерва топлива электростанции;
- б) кратковременного хранения топлива, разгружаемого на склад из-за несоответствия между его поступлением и расходом, в течение одних или нескольких суток;
- в) хранения топлива государственного резерва.

Топливоподача включает в себя следующие механизмы:

- приёмно-разгрузочное устройство с вагоноопрокидывателями ВРС-125 и ВРС-134 с размораживающими устройствами;
- ленточные и качающие питатели;
- ленточные конвейеры (ЛК);
- молотковые дробилки тонкого дробления (МД);
- металлоуловитель с сепараторами;
- плужковые сбрасыватели;

- аспирационные и вентиляционные установки;
- дренажные насосы;
- систему автоматического управления;
- систему гидросмыва;
- систему хозяйственного и пожарного водопровода.

Тракт топливоподачи со стороны вагоноопрокидывателей и со склада полностью дублирован. В узлах пересыпки № 1, № 2, № 3 и в башне пересыпки главного корпуса, имеются перекрестные точки, позволяющие подавать топливо на разноименные нитки А или Б.

Управление механизмами и выбор режима топливоподачи, осуществляется с центрального щита управления (ЦЩУ) топливоподачи.

#### 1.10 Характерные суточные графики электрических нагрузок

На рисунках 3,4 представлены диспетчерские плановые суточные графики электрических нагрузок для Нерюнгринской ГРЭС за 2014 год. Графики представлены по группам точек поставки генерации (ТГ-1,2 и ТГ3) за зимний и летний периоды, рабочие и нерабочие сутки с получасовым диспетчерским интервалом времени.

Генерирующее оборудование Нерюнгринской ГРЭС по группам точек поставки генерации имеет соответственно первый (ТГ-3) и второй (ТГ-1,2) приоритеты загрузки среди генерирующего оборудования ОАО «Дальневосточная генерирующая компания».

Состав работающего генерирующего оборудования для покрытия диспетчерского графика электрических нагрузок по сравнению с периодом проведения предыдущего энергетического обследования не изменился: в зимний период в работе находится 2 энергоблока (ТГ-3 и один из ТГ-1,2); в летний период в работу планируется третий энергоблок (ТГ-3).

Изменение плановых суточных графиков электрической нагрузки в 2014 году по отношению к 2004 году связано с уровнем средней электрической

нагрузки и неравномерностью суточных графиков. Фактическая выработка электроэнергии Нерюнгринской ГРЭС в период с 2004 по 2014 гг. снизилась на 22 %, что в значительной мере сказалось на уровне загрузки электростанции.

Уровень максимальной нагрузки в сопоставимый месяц зимнего периода для рабочих суток в 2014 году на 30-50 МВт ниже уровня 2004 года. Уровень электрической нагрузки для нерабочих суток зимнего периода, а также для летнего периода в 2014 году также значительно снизился по отношению к характерным графикам электрической нагрузки 2004 года.

В значительной степени изменилась и неравномерность графиков электрической нагрузки, показатели которых представлены в таблице 1.6. Представленные в отчёте о предыдущем энергетическом обследовании характерные суточные графики электрических нагрузок за 2004 год характеризуются заметной неравномерностью: максимальный диапазон регулирования по энергоблокам составлял в зимнее время от 5 до 20 МВт, в летнее время – от 25 до 35 МВт; коэффициент суточной неравномерности по энергоблокам составлял в зимнее время от 0,89 до 0,97, в летнее время - 0,82-0,86.

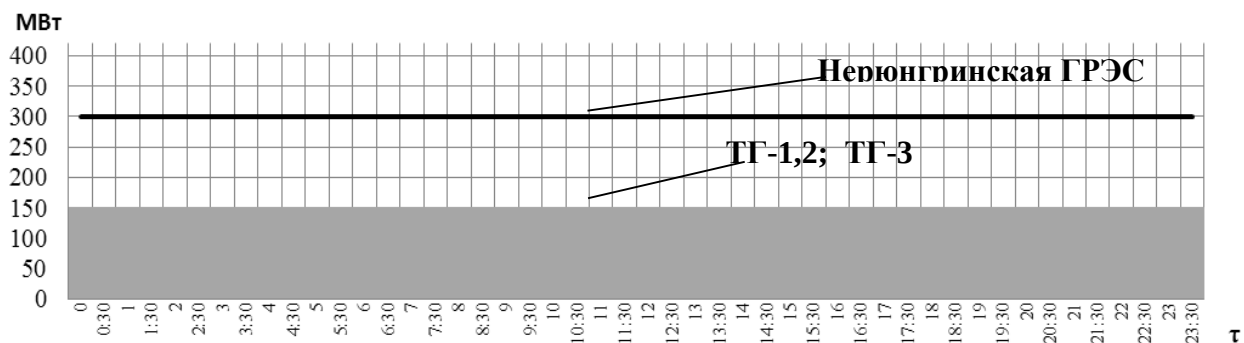
Таблица 1.6 - Показатели суточных графиков электрических нагрузок Нерюн-  
гринской ГРЭС

| Наименование показателя                           | Зимние графики электрических нагрузок |                 | Летние графики электрических нагрузок |                 |
|---------------------------------------------------|---------------------------------------|-----------------|---------------------------------------|-----------------|
|                                                   | 17.02.2015                            | 14.02.2015      | 01.07.2015                            | 19.07.2015      |
|                                                   | (рабочий день)                        | (выходной день) | (рабочий день)                        | (выходной день) |
| Максимальная нагрузка, МВт                        | 300,0                                 | 300,0           | 164,3                                 | 140,0           |
| Минимальная нагрузка, МВт                         | 300,0                                 | 300,0           | 140,0                                 | 140,0           |
| Средняя нагрузка, МВт                             | 300,0                                 | 300,0           | 143,5                                 | 140,0           |
| Коэффициент суточной неравномерности              | 1,00                                  | 1,00            | 0,85                                  | 1,00            |
| Максимальный диапазон регулирования нагрузки, МВт | 0,0                                   | 0,0             | 24,3                                  | 0,0             |
| Коэффициент регулирования                         | 0,0                                   | 0,0             | 0,15                                  | 0,0             |
| Коэффициент заполнения                            | 1,0                                   | 1,0             | 0,87                                  | 1,0             |

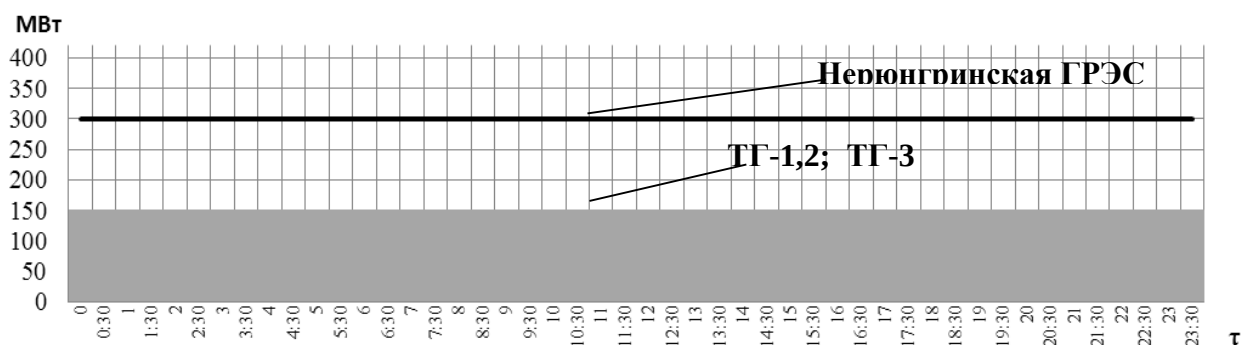
В последнее время для генерирующего оборудования Нерюнгринской ГРЭС характерна работа в базисном режиме

Электрическая нагрузка отдельно по группам точек поставки генерации и по электростанции в целом в зимний период для рабочих и нерабочих суток, а также в нерабочие сутки летнего периода планируется постоянная нагрузка. Имеющаяся неравномерность суточного графика электрической нагрузки Нерюнгринской ГРЭС связана с ограниченными возможностями регулирования нагрузки на гидроэлектростанциях, проводимыми ремонтными работами на генерирующих источниках и в электросетевом хозяйстве энергосистемы.

Минимальная электрическая нагрузка в зимний период определяется условиями максимальной загрузки теплофикационных отборов турбин, в летний период - условиями отпуска тепловой энергии и техническим минимумом котельного агрегата.

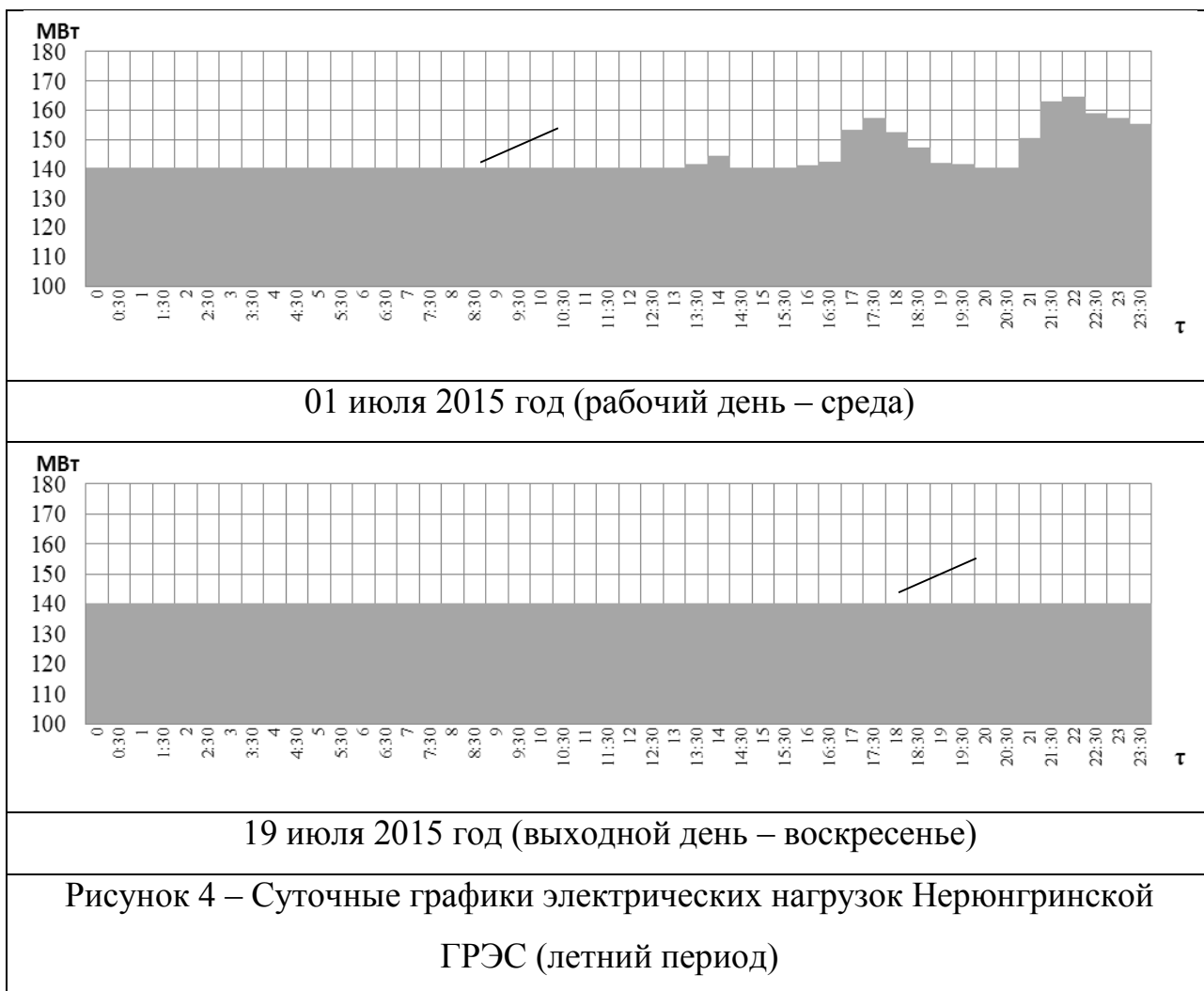


17 февраля 2015 год (рабочий день – вторник)



14 февраля 2015 год (выходной день – вторник)

Рисунок 3 – Суточные графики электрических нагрузок Нерюнгринской ГРЭС (зимний период)



#### 1.10 Основные технико-экономические показатели Нерюнгринской ГРЭС в динамике за последние 3 года

Динамика основных технико-экономических показателей работы Нерюнгринской ГРЭС за период 2013 - 2015 гг. составлена на основании отчётной документации [17-20] и представлена в таблице 1.7.

Таблица 1.7 - Основные технико-экономические показатели Нерюнгринской ГРЭС в динамике за последние 3 года

| Показатель                                                                                                                        | Значение показателя     |                        |                        |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------|------------------------|------------------------|
|                                                                                                                                   | 2013 г.                 | 2014 г.                | 2015 г.                |
| 1. Среднегодовая установленная мощность:<br>- электрическая, тыс. кВт<br>- тепловая отборов турбин, Гкал                          | 570<br>520              | 570<br>520             | 570<br>520             |
| 2. Выработка электроэнергии, тыс. кВт·ч:<br>- всего<br>- по теплофикационному циклу                                               | 2164566<br>1004621      | 2441300<br>979815      | 2062170<br>926055      |
| 3. Отпуск тепла, тыс. Гкал;<br>Всего                                                                                              | 1987,335                | 2012,53                | 2040,063               |
| 4. Коэффициенты использования установленной мощности, %:<br>- электрической<br>- тепловой                                         | 43,3<br>38,5            | 48,8<br>37,4           | 41,3<br>36,0           |
| 5. Доли отпуска тепла, %:<br>- отработавшим паром отборов турбин<br>- П - отборами<br>- Т - отборами<br>- из конденсаторов турбин | 88,3<br>-<br>88,3<br>-  | 84,9<br>-<br>84,9<br>- | 80,5<br>-<br>80,5<br>- |
| 6. Удельный расход топлива на отпущенную электроэнергию, г/(кВт·ч):<br>- фактический<br>- номинальный<br>- нормативный *          | 337<br>335,0<br>335,2   | 337<br>335,4<br>335,7  | 336,1<br>334,5<br>337  |
| 7. Удельный расход топлива на отпущенное тепло, кг/Гкал:<br>- фактический<br>- номинальный<br>- нормативный *                     | 160,6<br>160,1<br>160,9 | 161,1<br>160,7<br>161  | 161,5<br>161,1<br>161  |
| 10. Расход электроэнергии на собственные нужды, относимый на электроэнергию, %:<br>- фактический<br>- номинальный                 | 6,38<br>6,38            | 6,39<br>6,66           | 6,99<br>6,99           |
| 11. Расход электроэнергии на собственные нужды, относимый на тепло, кВт·ч/Гкал:<br>- фактический<br>- номинальный                 | 48,95<br>48,95          | 46,61<br>49,61         | 46,61<br>46,61         |
| 12. Удельный расход тепла брутто на турбинную установку, ккал/(кВт·ч):<br>- фактический<br>- номинальный                          | 1856,81<br>1852,51      | 1933,86<br>1933,86     | 1883,10<br>1883,88     |

Продолжение таблицы 1.7.

| Показатель                                                    | Значение показателя |         |         |
|---------------------------------------------------------------|---------------------|---------|---------|
|                                                               | 2013 г.             | 2014 г. | 2015 г. |
| 13. КПД брутто котельной установки, %: **                     |                     |         |         |
| - фактический прямой баланс                                   | 90,44               | 90,65   | 90,65   |
| - фактический обратный баланс                                 | 90,45               | 90,66   | 90,63   |
| - номинальный                                                 | 90,48               | 90,66   | 90,64   |
| 14. Себестоимость отпускаемой энергии:                        |                     |         |         |
| - электрической, руб./тыс. кВт·ч                              | 679,0               | 796,3   | 935,0   |
| - В том числе топливная составляющая                          | 347,9               | 426,5   | 489,9   |
| - тепловой, руб./Гкал                                         | 658,52              | 809,85  | 565,80  |
| - В том числе топливная составляющая                          | 247,0               | 323,6   | 233,4   |
| 15. Численность промышленно-производственного персонала, чел. | 1143                | 1138    | 1106    |

Примечание:

\* - в качестве нормативных удельных расходов топлива на отпущенную электрическую и тепловую энергию указаны величины, утвержденные Минэнерго (Минпромэнерго) России.

- \*\* - КПД брутто котельной установки указан только для паровых котлов энергоблоков без учёта КПД брутто пиковых водогрейных котлов.

Анализ основных технико-экономических показателей работы Нерюнградской ГРЭС, представленных в таблице 1.7, позволяет сделать следующие выводы:

- Фактическая выработка электроэнергии в 2014 году по отношению к 2013 году увеличилась на 12,8 % с превышением плана по выработке электроэнергии в летний период. Необходимость увеличения выработки электроэнергии сверх плана на Нерюнградской ГРЭС была обусловлена ограниченными возможно-

стями по выработке электроэнергии и регулированию нагрузки на гидроэлектростанциях Амурской области, из-за засушливого лета. В 2015 году выработка электроэнергии Нерюнгринской ГРЭС снизилась как относительно 2014 года – на 15,5 %, так и относительно 2013 года – на 4,7 %;

- Выработка электроэнергии по теплофикационному циклу в абсолютном и относительном значении в рассматриваемый период неизменно снижалась. Фактическая теплофикационная выработка электроэнергии за 2013 год составила 926055 тыс. кВт·ч, или 94,5 % к уровню 2012 года и 92,2 % к уровню 2011 года;

- Динамика коэффициента использования установленной электрической мощности, при неизменной величине установленной электрической мощности, обусловлена динамикой изменения выработки электроэнергии. В период 2013-2015 гг. коэффициент использования установленной электрической мощности снизился с 43,4 % до 41,3 % с ростом в 2014 году до 48,8 %, обусловленного незапланированным ростом выработки электроэнергии на Нерюнгринской ГРЭС;

- Отпуск тепловой энергии внешним потребителям от Нерюнгринской ГРЭС в период 2013-2015 гг. в незначительной степени увеличивался: на 1,3 % в 2014 году по отношению к 2013 году; на 1,4 % в 2015 году по отношению к 2014 году;

- Отпуск тепла отработавшим паром с отборов турбин в рассматриваемый период устойчиво снижался. Доля отпуска тепла отработавшим паром отборов турбин снизилась с 88,3 % - в 2013 году до 80,5 % - в 2015 году;

- Коэффициент использования установленной тепловой мощности при неизменной установленной тепловой мощности турбоагрегатов снизился с 8,5 % до 36 %, что обусловлено снижением отпуска тепловой энергии отработавшим паром;

- Сопоставление фактических и нормативных удельных расходов условного топлива на отпуск электроэнергии в рассматриваемый период показало, что фактический удельный расход топлива на отпущенную электроэнергию в 2013

году и 2014 году выше нормативных соответственно на 1,8 г/кВт·ч и 1,3 г/кВт·ч, что обусловлено снижением фактической выработки электроэнергии по теплофикационному циклу. Фактический удельный расход топлива на отпущенную электроэнергию в 2015 году (336,1 г/кВт·ч) меньше нормативного (337 г/кВт·ч) на 0,9 г/кВт·ч, что обусловлено снижением выработки электроэнергии конденсационным блоком (группа 1) относительно нормативной и увеличением фактической теплофикационной выработки электроэнергии на 5 % по отношению к нормативной (принятой в расчёт норматива удельного расхода топлива);

- Фактический удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии в рассматриваемый период увеличился на 0,9 кг/Гкал (со 160,6 кг/Гкал до 161,5 кг/Гкал), что обусловлено снижением отпуска тепла из отборов турбин с 88,3 % до 80,5 % при общем росте отпуска тепловой электроэнергии с коллекторов электростанции на 2,7 %. Отпуск тепловой энергии от пиковых водогрейных котлов при этом увеличился в 1,7 раза;

- Сопоставление фактических и нормативных удельных расходов условного топлива на отпуск тепловой энергии показало, что фактический удельный расход топлива на отпущенную тепловую энергию в 2013 году (161,1 кг/Гкал) выше нормативного (161 кг/Гкал) на 0,1 кг/Гкал, что обусловлено снижением на 5,1 % фактической величины отпуска тепловой энергии по отношению к отпуску тепловой энергии, заложенному в расчёт норматива удельного расхода топлива. Фактический удельный расход топлива на отпущенную тепловую энергию в 2013 году (161,5 кг/Гкал) выше нормативного (161 кг/Гкал) на 0,5 кг/Гкал, что обусловлено снижением на 3,8 % фактической величины отпуска тепловой энергии по отношению к отпуску тепловой энергии, заложенному в расчёт норматива удельного расхода топлива, а также увеличением отпуска тепла пиковыми водогрейными котлами;

- Расход электроэнергии на собственные нужды, относимый на электроэнергию, при снижении выработки электроэнергии в рассматриваемый период в относительном значении увеличился с 6,39 % до 6,99 %;

- Расход электроэнергии на собственные нужды, относимый на тепло, при увеличении отпуска тепловой энергии, снизился на 2,34 кВт·ч/Гкал;

- Динамика фактического удельного расхода тепла брутто на турбинную установку в рассматриваемый период характеризуется увеличением данного показателя в 2014 году по отношению к 2013 году на 4,2 % (что связано с увеличением конденсационной выработки электроэнергии) и снижением данного показателя в 2015 году по отношению к 2014 году на 2,6 %.

- Фактический КПД брутто котельных агрегатов по прямому балансу в рассматриваемый период увеличился с 90,4 % до 90,7 %. Расхождение значений КПД брутто котельных агрегатов, определённых по прямому и обратному балансу находится в пределах от - 0,01 % до + 0,02 %;

- Себестоимость отпускаемой электрической энергии за рассматриваемый период увеличилась на 37,7 % и за 2015 год составила 935 руб./тыс. кВт·ч. Топливная составляющая себестоимости отпускаемой электрической энергии при этом увеличилась на 40,8 %;

- Себестоимость отпускаемой тепловой энергии за рассматриваемый период уменьшилась на 14,1 % и за 2013 год составила 565,8 руб./Гкал. Топливная составляющая себестоимости отпускаемой тепловой энергии при этом так же снизилась и за 2015 год составила 233,4 руб./Гкал или 94,5 % к уровню 2013 года;

- Численность производственно-промышленного персонала Нерюнгринской ГРЭС за рассматриваемый период снизилась на 37 человек или на 3,2 %. На 01.01.2015 г. численность промышленно-производственного персонала Нерюнгринской ГРЭС составила 1106 человек.

## **2 Работа питательных насосов при переменных нагрузках энергоблока.**

Питательные насосы, наряду с котельным агрегатом и турбиной, относятся к основному и наиболее ответственному энергетическому оборудованию тепловой электростанции и являются основными потребителями энергии собственных нужд. Так, для блоков с турбинами К-160-130 и К-200-130 на параметры пара 12,74 МПа (130 ата) расход энергии на привод насоса составляет (2–2,5) % от полезной мощности энергоблока.

Режимы работы питательных насосов в значительной мере определяют экономичность работы энергоблоков ТЭС. Решение вопросов эффективного регулирования производительности и напора питательных насосов, позволяющих уменьшить износ самого насоса, трубопроводов и запорно-регулирующей арматуры, снизить потребление собственных нужд, является в настоящее время одним из основных факторов, обеспечивающих надежность работы, экономичность и маневренность котлотурбинного оборудования.

Для подачи питательной воды в котел на энергоблоках мощностью 200 МВт применяются питательные насосы с электроприводом (ПЭН). В настоящее время многие из указанных энергоблоков по различным причинам работают с неполной нагрузкой – из-за качества топлива, технического состояния котельного агрегата, участия в регулировочном режиме энергосистемы. При работе энергоблока в режиме частичной нагрузки, ПЭН работает при постоянных оборотах, а регулирование его напора и расхода осуществляется регулятором производительности котла (РПК), перепад давлений на котором, при соответствующем уменьшении расхода, повышается. При этом имеет место чрезмерное потребление электроэнергии электроприводом питательного насоса.

Более экономичное регулирование производительности питательного насоса возможно осуществить при изменении числа его оборотов – с помощью турбопривода, частотного регулятора (ЧР) или гидромукты (ГМ).

Практика показывает, что в настоящее время на энергоблоках 200 МВт гидромукты применяются все реже в связи с их довольно низкой надежностью, а

частотные регуляторы, ввиду значительных массогабаритных показателей, зачастую невозможно разместить в условиях плотной компоновки электростанции.

Применение же турбопривода питательного насоса (ТПН) имеет ряд преимуществ (высокая надежность, компактные габариты, широкий диапазон регулирования) и является типовым решением для энергоблоков большой мощности (300–800 МВт). На блоках меньшей мощности (150–200 МВт) применение ТПН по различным причинам распространения не получило. Однако в настоящее время, при изменении структуры энергопотребления, графиков покрытия электрических нагрузок, подорожании топлива и электроэнергии, возник ряд факторов, позволяющих обосновать техническую возможность и экономическую целесообразность установки ТПН на энергоблоках 200 МВт ТЭС.

### **3 Расчет эффективности применения турбопривода питательного насоса на энергоблоке К-210.**

На большинстве энергоблоков 200 МВт количество питательных электронасосов равно трем, два из которых являются основными и рассчитаны на режим максимальной нагрузки энергоблока, а третий обеспечивает пуско-остановочные и малорасходные режимы. При этом один из основных насосов находится в работе, а другой – в резерве (на АВР). В качестве основных насосов наиболее часто используются насосы типа ПЭ-640-180 или ПЭ-580-185, в качестве пусковых – ПЭ-430-180.

*Сравнение экономичности работы питательного насоса при регулировании его производительности дросселированием и изменением числа оборотов турбоприводом*

На рисунке 5 в качестве примера представлена характеристика питательного электронасоса типа ПЭ 580-185-2, определяющая изменение напора, КПД и потребляемой мощности при изменении производительности (расхода) насоса.

На рисунке 6 представлен график, позволяющий оценить изменение мощности привода питательного насоса при регулировании его производительности путем дросселирования и изменения числа оборотов с помощью турбопривода.

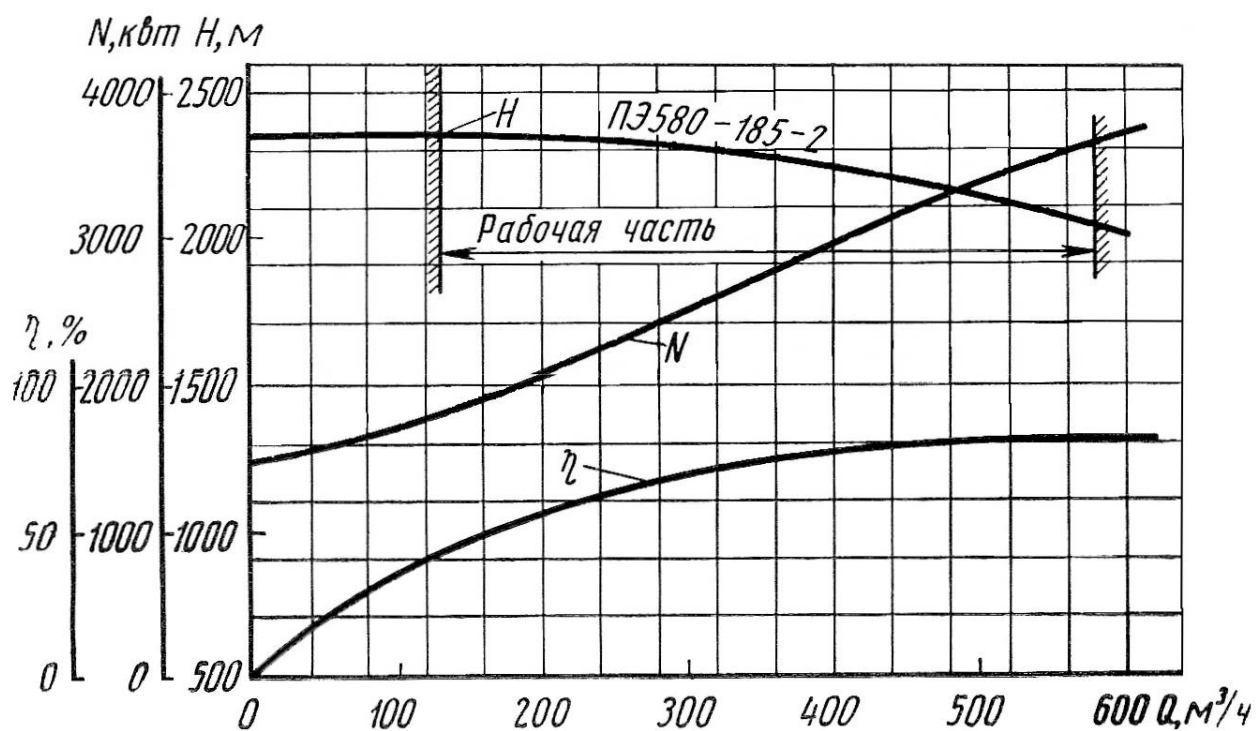


Рисунок 5 - Характеристика питательного электронасоса типа ПЭ 580-185-2

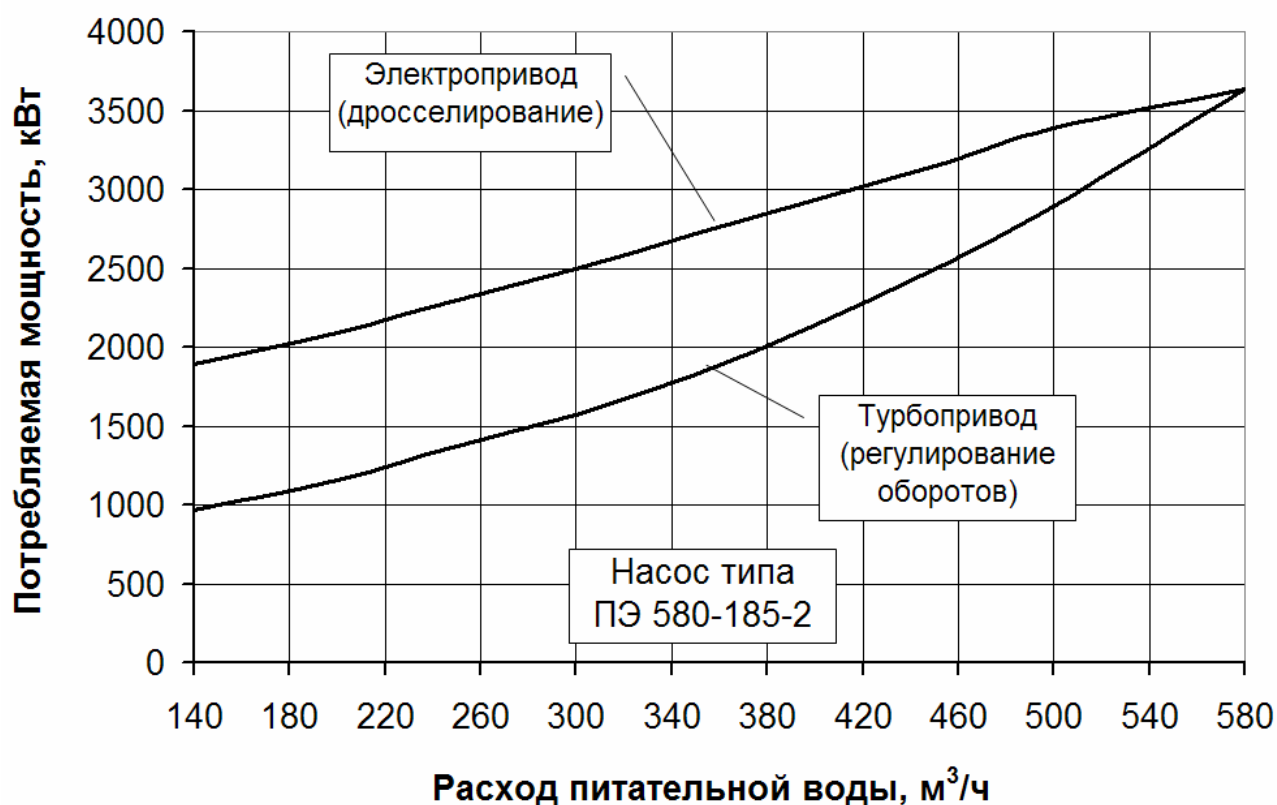


Рисунок 6 - Изменение мощности привода питательного насоса

Разница между мощностью электропривода и турбопривода представляет собой величину снижения энергопотребления на собственные нужды. На рисунке 7 приведен график, построенный для трех основных типов питательных

насосов, применяющихся на энергоблоках 150–200 МВт, позволяющий определить величину снижения энергопотребления собственных нужд энергоблока (при регулировании оборотов питательного насоса) в зависимости от мощности основной турбины.

Из рисунка 7 видно, что на режимах разгрузки турбины только за счет регулирования оборотами питательного насоса удастся снизить энергопотребление на собственные нужды до 750–950 кВт (в зависимости от типа насоса). Дополнительное повышение экономичности энергоблока можно достичь при работе на скользящих параметрах свежего пара.

В зависимости от параметров пара перед турбоприводом и за ним, наличия или отсутствия стационарных потребителей редуцированного пара, а также режимов работы основной турбины, возможны несколько вариантов включения ТПН в тепловую схему энергоблока.

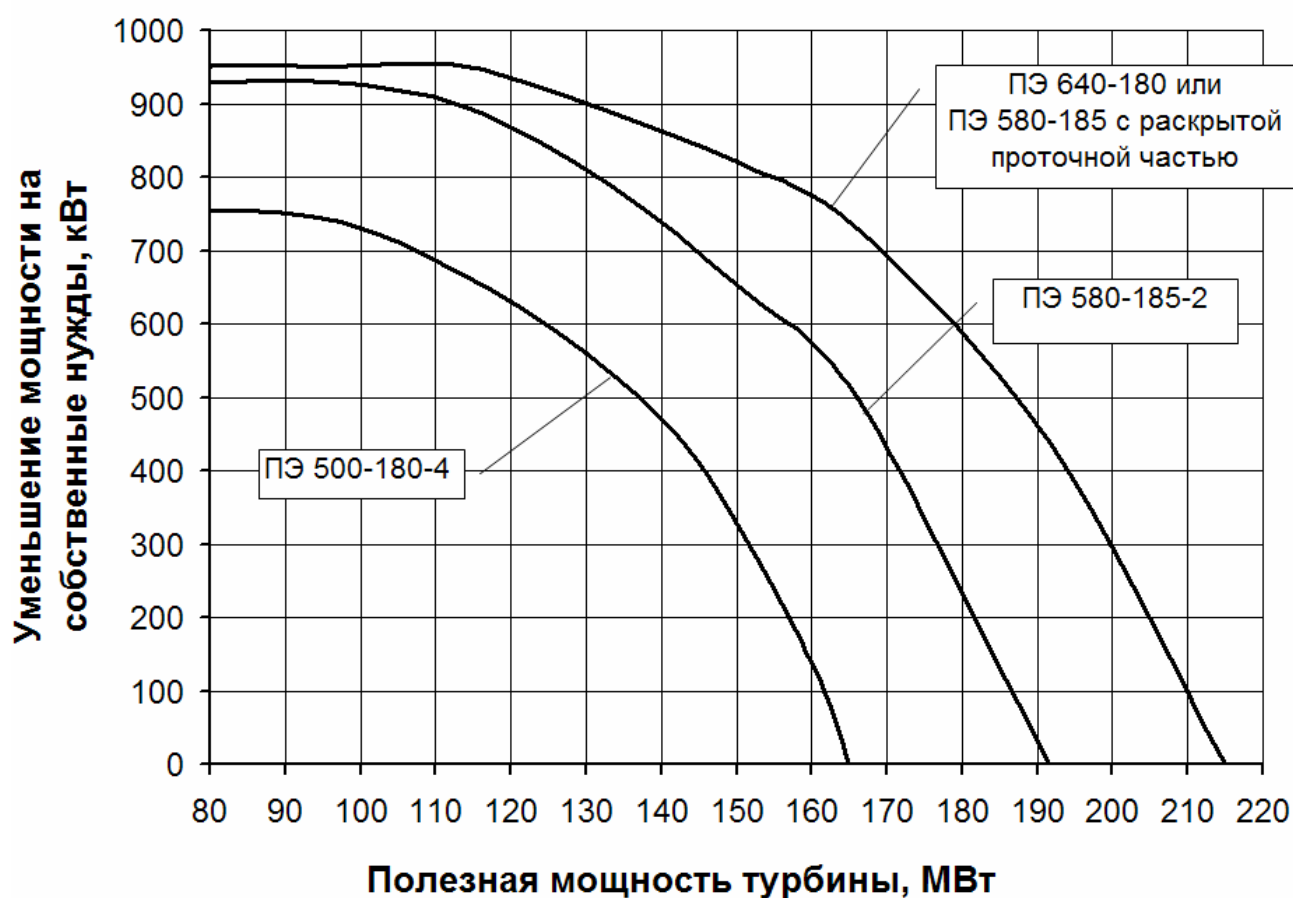


Рисунок 7 - Величина снижения энергопотребления собственных нужд энерго-  
блока

### ***Вариант 1. Питание турбопривода свежим паром от котла и сброс отработанного пара в станционный коллектор собственных нужд (13 ата)***

Как правило, пар в станционный коллектор собственных нужд (1,27 МПа (13 ата)) поступает из холодного промперегрева (ХПП) турбин через редуцирующе-охладительные установки (РОУ). В рассматриваемом варианте предполагается установка ТПН, питающегося свежим паром от котла и осуществляющего выхлоп отработанного пара в коллектор 1,27 МПа (13 ата) с замещением отборов пара из ХПП основной турбины. В случае, когда потребитель пара собственных нужд временно отсутствует (например, в летний период), возможно осуществлять выхлоп ТПН в 3-й регенеративный отбор турбины на соответствующий ПВД. Принципиальная схема представлена на рисунке 8.

Данный вариант подключения турбопривода может иметь **дополнительное преимущество по увеличению мощности энергоблока** в случае, если имеется резерв по паропроизводительности котлоагрегата. В случае, когда максимальная мощность энергоблока ограничена пропускной способностью турбины, установка ТПН позволяет увеличить выработку электроэнергии сверх максимально возможной. Турбопривод, питаясь свежим паром от котла, увеличивает его паровую нагрузку (при соответствующем увеличении расхода топлива). При этом замещение пара отбора из ХПП и исключение электропривода питательного насоса позволяют увеличить максимальную полезную мощность энергоблока до 12–13 МВт при наличии потребителей пара 1,27 МПа (13 ата) в количестве 25–35 т/ч.

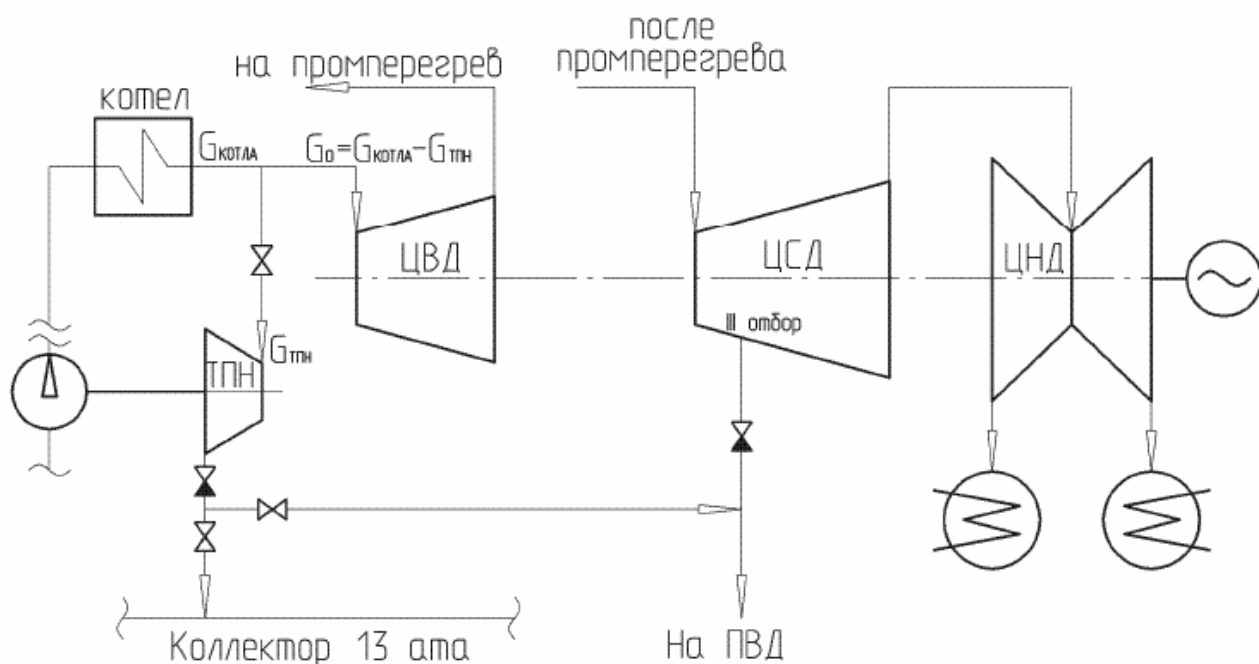


Рисунок 8 Принципиальная схема подключения ТПН по варианту 1:  
ЦВД, ЦСД, ЦНД – цилиндр высокого, среднего и низкого давления соответственно; ТПН – турбопривод питательного насоса; ПВД – подогреватель высокого давления

**Вариант 2. Питание турбопривода паром из 2-го (или 3-го) регенеративного отбора и сброс отработанного пара в проточную часть турбины**

В рассматриваемом варианте возможна установка ТПН, питающегося паром из 2-го или 3-го регенеративного отбора турбины. Выхлоп отработанного пара после ТПН осуществляется в проточную часть перед ЦНД турбины. Предлагаемая схема подключения ТПН аналогична схеме, реализованной на энергоблоках мощностью 300 и 500 МВт, и представлена на рисунке 9.

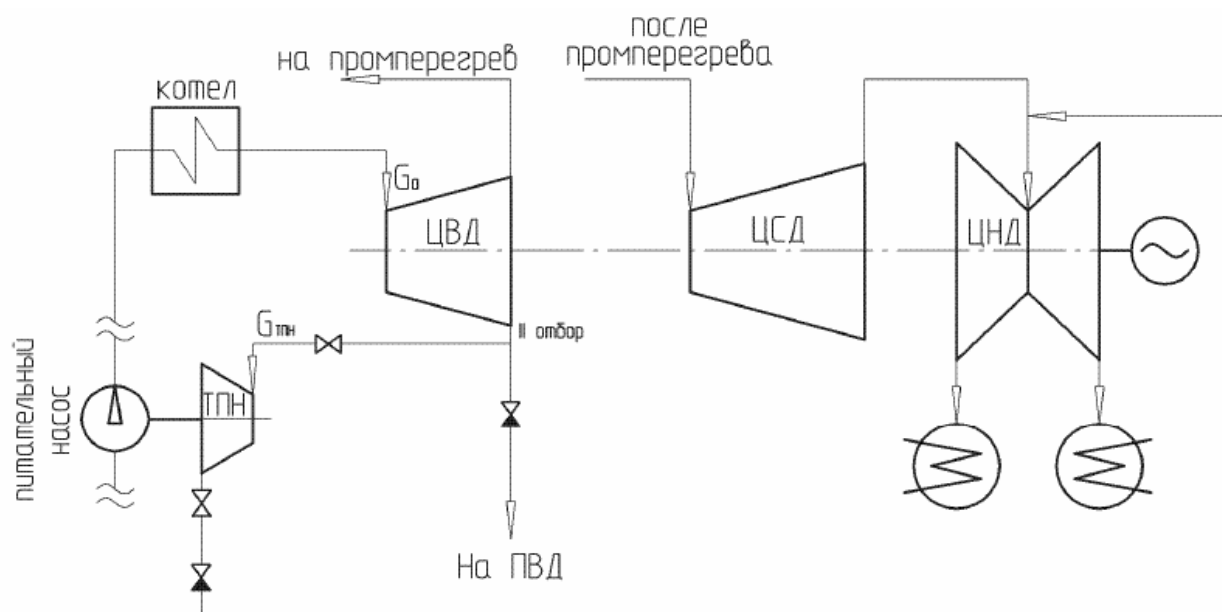


Рисунок 9 – Принципиальная схема подключения ТПН по варианту 2

Дополнительно в данном варианте имеется возможность использовать пар выхлопа ТПН для покрытия тепловых нагрузок, что позволит увеличить установленную тепловую мощность нерегулируемых теплофикационных отборов основной турбины. Выхлопной пар турбопривода может обеспечить дополнительный отпуск тепла в размере 20–25 Гкал/ч.

**Вариант 3. Питание турбопривода паром из 2-го (или 3-го) регенеративного отбора и сброс отработанного пара в конденсатор турбины**

Данный вариант аналогичен предыдущему, однако выхлоп отработанного пара ТПН осуществляется не на вход в ЦНД, а в конденсатор. Поскольку на некоторых режимах работы турбопривода с малыми расходами возможно повышение температуры выхлопного пара до 100 °С, в данной схеме предусматривается установка впрыскивающего пароохладителя.

Кроме того, сброс пара в конденсатор позволит организовать схему пуска и набора нагрузки на ТПН от постороннего источника без использования пусковых электронасосов. Подобная схема включения конденсационного турбопривода (со своим конденсатором) применяется на энергоблоках 800 МВт.

Внедрение турбопривода на энергоблоках 200 МВт позволит обеспечить следующие преимущества:

- возможность наиболее экономичного изменения производительности и напора питательного насоса со значительным уменьшением потребляемой им мощности путем регулирования числа его оборотов. При разгрузке энергоблоков 200 МВт до уровня 50 % от номинальной мощности, снижение потребления собственных нужд составит соответственно до 750–950 кВт;

- обеспечивается эксплуатационная маневренность блока при покрытии широкого диапазона возможных нагрузок;

- возможность работы энергоблока на скользящих параметрах, что в комплексе с корректировкой парораспределения приводит к увеличению электрической мощности основной турбины и экономичности энергоблока в целом. Работа блока на скользящих параметрах с пониженным давлением и температурой благоприятно сказывается на состоянии металла, сроке службы и надежности элементов котла и турбины;

- возможность обеспечения собственных нужд в паре определенных параметров выхлопным паром турбопривода. При этом выводятся из работы неэкономичные РОУ, приводящие к недовыработке электроэнергии.

Проведенные технико-экономические расчеты свидетельствуют о целесообразности применения турбопривода питательного насоса на энергоблоках 200 МВт с турбинами типа Т-180-130, К-200-130 ЛМЗ. Такое техническое решение особенно эффективно для блоков, участвующих в регулировочном режиме энергосистемы.

#### **4 Выбор приводной турбины**

Для того чтобы схема с использованием турбинного привода питательного насоса была эффективнее электропривода и подходила к условиям размещения и работы на действующих ТЭЦ, турбопривод должен соответствовать следующим требованиям:

- обладать высокой маневренностью;
- обеспечивать необходимые параметры питательного насоса на всех режимах работы котлоагрегата в течение года;
- быть экономичным на всех режимах;
- быть простым в обслуживании;
- размещаться на фундаменте питательного насоса на месте электродвигателя и не превышать его весовые нагрузки;
- не требовать схемных переключений на режимах;
- иметь достаточный запас по мощности при колебаниях давлений и температур в коллекторах;
- использовать существующую масляную систему.

В соответствии с этими требованиями для замены электродвигателей насосов типа ПЭ-380-185/200, ПЭ-500-180 и ПЭ-580-185 разработана паровая турбина с высокoeкономичной (запатентованной) проточной частью.

#### 4.1 Параметры работы трубопровода питательного насоса

Таблица 4.1 - Параметры работы трубопровода питательного насоса

| Наименование параметра                                                   | Значение для насосов типа<br>ПЭ-500-180, ПЭ-580-185 |
|--------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------|
| Мощность, МВт                                                            | 3,1/3,7                                             |
| Начальные параметры пара:<br>абсолютное давление, ата<br>температура, °С | 12±2<br>280±20                                      |
| Номинальная частота вращения ротора,<br>об/мин                           | 2985                                                |
| Абсолютное давление пара за турбиной $P_2$ ,<br>ата                      | 1,2-2,5                                             |
| Расход пара через турбину (при $P_2=1,5$ ата),<br>т/ч                    | 38/46,2                                             |

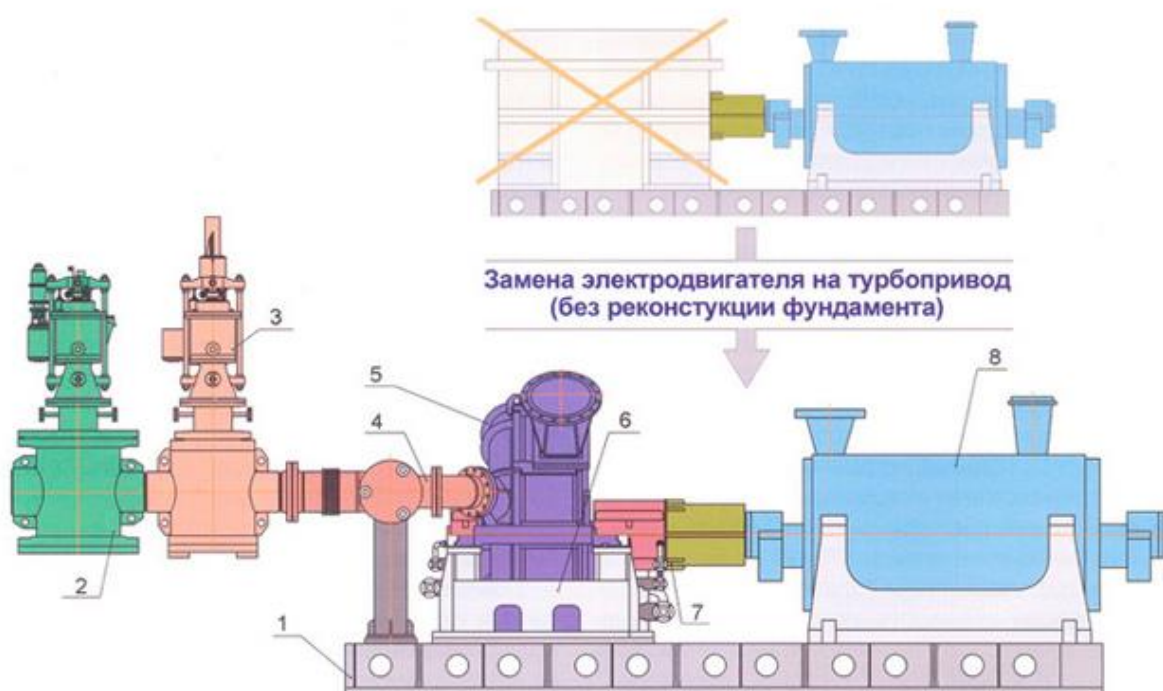
Помимо высокой экономичности, разработанная турбина, в сравнении с существующими подобной мощности, имеет ряд преимуществ:

- замена литого корпуса на сварную конструкцию;
- снижение числа регулирующих клапанов до одного;
- замена масляных сервомоторов высокого давления на автономный быст-родействующий электрогидравлический привод;
- уменьшение осевого габарита турбоустановки за счет минимизации числа ступеней, ликвидации валоповоротного устройства и применения малогабарит-ных, но весьма эффективных концевых уплотнений;
- замена традиционной баббитовой заливки в подшипниках на композитный материал на основе фторопласта, который обеспечивает высокую надежность ра-боты, меньшие потери трения и низкий расход масла;
- применение новой проточной части позволяет работать в широком диапа-зоне не только начальных, но и конечных параметров пара.

Все эти решения делают турбину не только малогабаритной и экономичной, но и высокоманевренной.

#### 4.2 Конструкция турбопривода

Конструкция турбопривода представляет собой одноцилиндровую турбину, монтируемую на существующую фундаментную раму насосного агрегата в пределах компоновки электродвигателя (рис. 10). Весовая нагрузка от турбопривода не превышает значения весовой нагрузки замещаемого электродвигателя. Параметры работы турбопривода приведены в таблице. Цилиндр турбины - сварной, имеет горизонтальный разъем, опирается двумя лапами на переднюю опору и двумя лапами на заднюю опору. Ротор турбины (жесткий) опирается на два опорных подшипника (Ø150 мм). В задней опоре также расположен упорный подшипник. На вал турбины насаживается двухвечное колесо с рабочими лопатками I и II ряда. Сопловой аппарат состоит из двух половин с наборными лопатками и центруется по расточке цилиндра. Лопатки соплового аппарата спроектированы с высокоэффективным профилем, разработанным для сверхзвуковых течений и имеющим минимальные потери на переменных режимах и обеспечивающим высокий КПД проточной части. В корневой части соплового аппарата выполнено лабиринтное уплотнение по рабочему колесу.



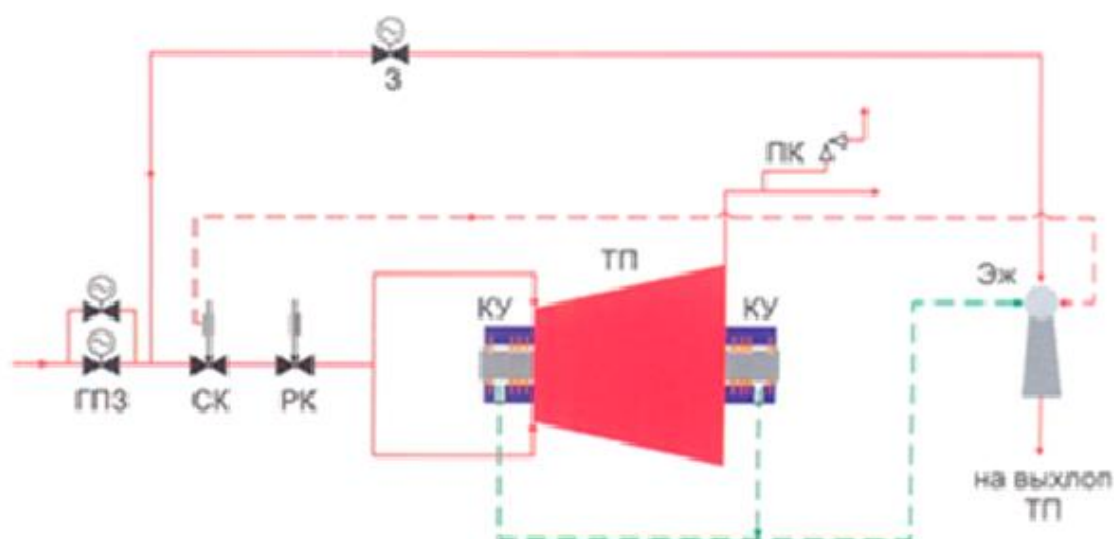
1 - фундаментная рама; 2 - стопорный клапан с паровым ситом; 3 - регулирующий клапан с линейным приводом; 4 - блок компенсаторный; 5 — цилиндр; 6 — опорная система цилиндра; 7 - кожух муфты; 8 — питательный насос

Рисунок 10 – Схема реконструкции питательной электроустановки с установкой турбопривода

Направляющий аппарат состоит из двух половин с наборными лопатками и устанавливается в верхней и нижней половинах цилиндра. Лопатки направляющего аппарата имеют цельнофрезерованную хвостовую и бандажную части, с осевыми и радиальными лабиринтными уплотнениями. Парораспределение турбины дроссельное. Перед турбиной последовательно установлены стопорный и регулирующий клапаны (рис. 10, 11).

В корпусе концевого уплотнения, имеющего горизонтальный разъем, устанавливаются угольные сегменты плавающего типа, которые надеваются на вал. Данное уплотнение имеет ряд преимуществ: при замене не требуется разбирать цилиндр турбины; минимальные линейные габариты; минимальные протечки пара.

Вместо традиционной баббитовой заливки в опорных подшипниках и колках упорного подшипника применен композитный материал на основе фторопласта. В результате используемые подшипники выдерживают большую удельную нагрузку, имеют более высокую надежность работы, меньшие потери трения и расхода масла и допускают работу на другой, отличной от масла, смазывающей жидкости (например, вода). Кроме того, данный материал позволяет осуществлять выбег ротора всухую.



ГПЗ - главная паровая задвижка; СК - стопорный клапан;  
РК - регулирующий клапан; З — задвижка; ТП — турбопривод;  
ПК - предохранительный клапан; КУ - концевые уплотнения;  
Эж - эжектор

Рисунок 11 – Тепловая схема турбопривода.

Вместо зубчатой муфты, соединяющей роторы насоса и электродвигателя, устанавливается упругая кулачковая муфта. Данная муфта имеет ряд преимуществ:

- высокие компенсирующие свойства, снижающие нагрузки на опоры и роторные детали;
- минимальные осевые нагрузки;

- повышенный ресурс работы;
- повышенная технологичность при изготовлении и ремонтпригодность при эксплуатации;
- отсутствие масла для смазки зубьев.

При проведении реконструкции питательной электроустановки с установкой турбопривода осуществляется замена штатной системы автоматики и КИП насосного агрегата на единую электронную систему регулирования. Основной функцией системы регулирования является поддержание заданной величины давления питательной воды за насосом путем изменения числа оборотов.

Разработанная схема маслоснабжения турбопривода максимально использует существующую схему маслоснабжения питательной электроустановки. При проведении реконструкции потребуется замена масляных электронасосов, а также установка масляного фильтра тонкой очистки для стопорного клапана и дополнительных масляных трубопроводов и арматуры.

**Форма задания для раздела бакалаврской работы**  
**«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»**

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА**  
**«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И**  
**РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

|               |                          |
|---------------|--------------------------|
| <b>Группа</b> | <b>ФИО</b>               |
| 35-Б11        | КОРНЕЕВ Андрей Андреевич |

|                     |                              |                           |                                         |
|---------------------|------------------------------|---------------------------|-----------------------------------------|
| <b>Институт</b>     | <b>Электронного обучения</b> | <b>Кафедра</b>            | <b>АТЭС</b>                             |
| Уровень образования | Бакалавр                     | Направление/специальность | 13.03.01 Теплоэнергетика и теплотехника |

**Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:**

|                                                                                                                                      |                                                                                                                                                         |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих | Модернизация Нерюнгринской ГРЭС замена питательного электронасоса на турбопривод<br>Прочие расходы<br>Проектировщик – инженер<br>Руководитель – доцент. |
| 2. Нормы и нормативы расходования ресурсов                                                                                           | 2.Принять на основании произведенных расчетов и из анализа отчетов объекта исследования                                                                 |
| 3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования                                  | 3.Отчисления на собственные нужды 30%<br>Районный коэффициент 30%                                                                                       |

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

|                                                                                                                                   |                                                                                                         |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 1. Оценка коммерческого потенциала,перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения | Расчет затрат на проектирование.<br>Определение капитальных вложений на модернизацию Нерюнгринской ГРЭС |
| 2. Планирование и формирование бюджета научных исследований                                                                       | Эксплуатационные расходы. Расчет себестоимости                                                          |
| 3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования       | Оценка экономической эффективности.                                                                     |

**Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):**

|                                                                  |
|------------------------------------------------------------------|
| 1. Оценка конкурентоспособности технических решений              |
| 2. Матрица SWOT                                                  |
| 3. Альтернативы проведения НИ                                    |
| 4. График проведения и бюджет НИ                                 |
| 5. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НИ |

|                                                             |  |
|-------------------------------------------------------------|--|
| <b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b> |  |
|-------------------------------------------------------------|--|

**Задание выдал консультант:**

|                                       |               |                               |                |             |
|---------------------------------------|---------------|-------------------------------|----------------|-------------|
| <b>Должность</b>                      | <b>ФИО</b>    | <b>Ученая степень, звание</b> | <b>Подпись</b> | <b>Дата</b> |
| ст. преподаватель кафедры менеджмента | Н.Г. Кузьмина |                               |                |             |

**Задание принял к исполнению студент:**

|               |                          |                |             |
|---------------|--------------------------|----------------|-------------|
| <b>Группа</b> | <b>ФИО</b>               | <b>Подпись</b> | <b>Дата</b> |
| 35-Б11        | Корнеев Андрей Андреевич |                |             |

## 5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

### 5.1 Расчет затрат на проектирование

#### 5.1.1 Определяем затраты на проектирование по формуле:

$$K_{пр} = I_{\text{мат}} + I_{\text{ам}} + I_{\text{соц}} + I_{\text{пр}} + I_{\text{зн}} + I_{\text{накл}}, \quad (5.1)$$

где  $I_{\text{мат}} = 3500$  руб материальные затраты,

$I_{\text{ам}}$  - амортизация оборудования,

$I_{\text{соц}}$  - социальные отчисления,

$I_{\text{пр}}$  - прочие издержки,

$I_{\text{зн}}$  - затраты на заработную плату,

$I_{\text{накл}}$  - накладные издержки.

#### 5.1.2 Определим издержки на амортизацию оборудования:

$$I_{\text{ам}} = T_{\text{исп}} / T_{\text{кал}} \cdot C_{\text{т}} \cdot 1 / T_{\text{сл}} = 60 / 365 \cdot 29000 \cdot 1 / 7 = 681 \text{ руб}, \quad (5.5)$$

где,  $T_{\text{исп}} = 60$  дней, время использования оборудования,

$T_{\text{кал}} = 365$  дней – календарный год,

$C_{\text{т}} = 29000$  руб, стоимость оборудования,

$T_{\text{сл}} = 7$  лет – срок службы оборудования.

#### 5.1.3 Затраты на заработную плату рассчитываются как:

$$\Phi ЗП = ЗП_{\text{рук}} + ЗП_{\text{инж}}, \quad (5.3)$$

где:  $ЗП_{\text{рук}}$  – заработная плата руководителя;

$ЗП_{\text{инж}}$  – заработная плата инженера.

Таблица 5.1 – Перечень работ и оценка времени их выполнения

| Наименование работ                                                  | Количество исполнителей | Продолжительность, в днях |
|---------------------------------------------------------------------|-------------------------|---------------------------|
| Выдача и получение задания                                          | НР<br>Инженер           | 1                         |
| Изучение литературы                                                 | Инженер                 | 7                         |
| Консультация                                                        | НР<br>Инженер           | 1                         |
| Анализ возможности замены питательного электронасоса на турбопривод | Инженер                 | 13                        |
| Исследование вариантов установки турбопривода питательного насоса   | Инженер                 | 1                         |
| Расчет стоимости установки турбопривода питательного насоса         | Инженер                 | 19                        |
| Консультация                                                        | НР<br>Инженер           | 1                         |
| Оформление работы согласно нормам                                   | Инженер                 | 17                        |
| Подписание работы руководителем, консультация                       | НР<br>Инженер           | 1                         |
| Итого:                                                              | НР<br>Инженер           | 4<br>60                   |

5.1.4 Заработная плата руководителя рассчитывается как:

$$I_{3П}^{мес} = (3П_0 \cdot K_1 + Д) \cdot K_2, \quad (5.4)$$

где:– месячный оклад 23300 руб;

$K_1$  – коэффициент учитывающий отпуск 10%;

$Д$  – доплата за интенсивность труда 2200 руб;

$K_2$  – районный коэффициент 30%;

$$I_{3П}^{рук.мес} = (23300 \cdot 1,1 + 2200) \cdot 1,3 = 36179 \text{ рублей.}$$

5.1.5 Фактическая зарплата руководителя:

$$I_{3П}^{рук.факт} = \frac{I_{3П}^{рук.мес}}{21} \cdot n_{\phi}, \quad (5.5)$$

где  $I_{3П}^{мес}$  – заработная плата руководителя за месяц;

$n_{\phi}$  – количество дней консультации у руководителя по факту, принимаем из таблицы 1.

$$I_{3П}^{\Phi} = \frac{I_{3П}^{мес}}{21} \cdot n_{\phi} = \frac{36179}{21} \cdot 4 = 6891 \text{ руб.}$$

5.1.6 Заработная плата инженера рассчитывается как:

$$I_{3П}^{мес} = 3П_0 \cdot K_1 \cdot K_2, \quad (5.6)$$

где  $3П_0$  – месячный оклад 14500 руб;

$K_1$  – коэффициент учитывающий отпуск 10%;

$K_2$  – районный коэффициент 30%;

$$I_{3П}^{инж.мес} = 14500 \cdot 1,1 \cdot 1,3 = 20735 \text{ руб.}$$

5.1.7 Работа для инженера длится 60 дней (согласно таблице 1), рассчитаем зарплату:

$$I_{3П}^{инж} = \frac{I_{3П}^{инж.мес}}{21} \cdot n_{\phi} = \frac{20735}{21} \cdot 60 = 59242,8 \text{ рублей.} \quad (5.7)$$

5.1.8 Издержки на заработную плату составят:

$$\Phi 3П = I_{3П}^{рук.факт} + I_{3П}^{инж.мес} + I_{3П}^{инж.факт} = 6891 + 20735 + 59242,8 = 86868,8 \text{ руб.} \quad (5.8)$$

5.1.9 Социальные отчисления рассчитываются как:

$$I_{co} = \Phi ЗП \cdot 0,3 = 86868,8 \cdot 0,3 = 26060,64 \text{ руб.} \quad (5.9)$$

5.1.10 Прочие затраты рассчитываются как:

$$\begin{aligned} I_{проч} &= 0,1 \cdot (I_{mat} + I_{ам} + I_{зн} + I_{co}) = \\ &= 0,1 \cdot (3500 + 681 + 86868,8 + 26060,64) = 11711,04 \text{ руб.} \end{aligned} \quad (5.10)$$

5.1.11 Накладные расходы рассчитываются как:

$$I_{накл} = 200\% \cdot \Phi ЗП = 200\% \cdot 86868,8 = 173737,6 \text{ руб.} \quad (5.11)$$

5.1.12 Смета затрат на проект составит:

$$\begin{aligned} K_{пр} &= I_{mat} + I_{ам} + I_{зн} + I_{co} + I_{пр} + I_{накл} = \\ &= 3500 + 681 + 86868,8 + 26060,64 + 11711,04 + 173,737,6 = 302559,1 \text{ руб.} \end{aligned}$$

Полученные результаты затрат на проект приведены в таблице 5.2

Таблица 5.2 - Данные затрат на выполнение ВКР

| Вид затрат                  | Стоимость, руб. |
|-----------------------------|-----------------|
| Материальные затраты        | 3500            |
| Амортизационные затраты     | 681             |
| Затраты на заработную плату | 86868,8         |
| Социальные отчисления       | 26060,64        |
| Прочие затраты              | 11711,04        |
| Накладные расходы           | 173737,6        |
| Итого                       | 302559,1        |

Целью данного раздела является определение экономической эффективности проекта и расчет технико-экономических показателей.

### 5.2.1 Капитальные вложения на проект

Таблица 5.3 – Капитальные затраты

| Предлагаемое оборудование                   | Турбопривод                      |
|---------------------------------------------|----------------------------------|
| Наименование                                | Стоимость,<br>млн.руб. (без НДС) |
| 1. Подготовка площадки                      | 1                                |
| 2. Реконструкция существующего оборудования | 100                              |
| 3. АСУ ТП                                   | 5                                |
| 4. Строительно-монтажные работы и материалы | 5                                |
| 5. Инжиниринговые работы и услуги           | 3                                |
| Всего по п.1-5                              | 114                              |
| Прочие (10%)                                | 1                                |
| ИТОГО (без НДС)                             | 115                              |
| Итого (с НДС)                               | 130                              |

Предварительные сводно-сметные расчеты выполнены на основе полученных ответов заводов-изготовителей, укрупненных удельных показателей и объектов-аналогов.

Представленные расчеты являются предварительными и подлежат уточнению на последующих стадиях проектирования.

### 5.2.2 Расчет издержек на производство электроэнергии до реконструкции

Годовой расход условного топлива на отпущенную электроэнергию

а) За отопительный период:

$$B_{\text{отоп}}^{\text{э}} = N_y \cdot h_y \cdot (1 - \alpha_{\text{сн}}) \cdot b_{\text{ош}} \cdot 10^{-3}, \text{ т у.т./год}, \quad (5.12)$$

$$B_{\text{отоп}}^{\text{э}} = 600 \cdot 10^3 \cdot 4500 \cdot (1 - 0,07) \cdot 0,343 \cdot 10^{-3} = 768 \cdot 10^3 \text{ т у.т./год}.$$

б) За летний период:

$$B_{\text{лето}}^{\text{ЭЭ}} = N_y \cdot h_y \cdot (1 - \alpha_{\text{сн}}) \cdot b_{\text{ош}} \cdot 10^{-3}, \text{ т у.т./год}, \quad (5.13)$$

$$B_{\text{лето}}^{\text{ЭЭ}} = 600 \cdot 10^3 \cdot 1000 \cdot (1 - 0,069) \cdot 0,420 \cdot 10^{-3} = 209 \cdot 10^3 \text{ т у.т./год}.$$

в) Суммарный:

$$B_y^{\text{ЭЭ}} = B_{\text{отоп}}^{\text{ЭЭ}} + B_{\text{лето}}^{\text{ЭЭ}}, \text{ т у.т./год}, \quad (5.14)$$

$$B_y^{\text{ЭЭ}} = 768 \cdot 10^3 + 209 \cdot 10^3 = 977 \cdot 10^3 \text{ т у.т./год}.$$

Годовой расход условного топлива на отпущенную тепловую энергию

$$B_y^{\text{ТЭ}} = Q_y \cdot h_y \cdot b_{\text{ок}} \cdot 10^{-3}, \text{ т у.т./год}, \quad (5.15)$$

$$B_y^{\text{ТЭ}} = 1113,5 \cdot 10^3 \cdot 2500 \cdot 0,158 \cdot 10^{-3} = 440 \cdot 10^3 \text{ т у.т./год}.$$

Общий годовой расход условного топлива

$$B_y = B_y^{\text{ЭЭ}} + B_y^{\text{ТЭ}} = 977 \cdot 10^3 + 440 \cdot 10^3 = 1417 \cdot 10^3 \text{ т у.т./год}. \quad (5.16)$$

Годовой расход натурального топлива

а) на отпущенную электроэнергию:

$$B^{\text{ЭЭ}} = B_y^{\text{ЭЭ}} \frac{Q_{\text{НР}}^{\text{УТ}}}{Q_{\text{НР}}^{\text{ТТ}}}, \text{ тнт/год}, \quad (5.17)$$

$$B^{\text{ЭЭ}} = 977 \cdot 10^3 \frac{7000}{5118} = 1336 \cdot 10^3 \text{ тнт/год}.$$

б) на отпущенную тепловую энергию:

$$B^{\text{ТЭ}} = B_y^{\text{ТЭ}} \frac{Q_{\text{НР}}^{\text{УТ}}}{Q_{\text{НР}}^{\text{ТТ}}}, \text{ тнт/год}, \quad (5.18)$$

$$B^{\text{ТЭ}} = 440 \cdot 10^3 \frac{7000}{5118} = 600 \cdot 10^3 \text{ тнт/год}.$$

в) общий:

$$B = B^{\text{ЭЭ}} + B^{\text{ТЭ}} = 1336 \cdot 10^3 + 600 \cdot 10^3 = 1936 \cdot 10^3 \text{ тнт/год}. \quad (5.19)$$

Издержки на топливо на отпущенную электроэнергию

$$И_{\text{Т}}^{\text{Э.Э.}} = B^{\text{Э.Э.}} \cdot Ц_{\text{Т}}, \text{ руб/год}; \quad (5.20)$$

$$И_{\text{Т}}^{\text{Э.Э.}} = 1336 \cdot 10^3 \cdot 1313 = 1754 \cdot 10^6 \text{ руб/год}.$$

Издержки на топливо на отпущенную тепловую энергию

$$I_T^{T.Э.} = B^{T.Э.} \cdot C_T, \text{руб/год} \quad (5.21)$$

$$I_T^{T.Э.} = 600 \cdot 10^3 \cdot 1313 = 788 \cdot 10^6 \text{ руб/год.}$$

Отчисления на амортизацию

По данным ПЭО годовые издержки на амортизацию составляют:

$$I_{AM} = 64 \cdot 10^6 \text{ руб/год.}$$

Отчисления на заработную плату

$$I_{ЗП} = n \cdot \Phi_{ЗП}, \quad (5.22)$$

где  $n$  – численность персонала ГРЭС, человек;

По данным ПЭО численность персонала ГРЭС на данный момент составляет 986 человек (456 человек эксплуатационного персонала),  $\Phi_{ЗП} = 103600$  руб./чел. год).

$$I_{ЗП} = 456 \cdot 103600 = 47,2 \cdot 10^6 \text{ руб/год.}$$

Отчисления на социальные нужды

$$I_{НАЧ} = 0,3 \cdot I_{ЗП}, \text{руб/год,} \quad (5.23)$$

$$I_{НАЧ} = 0,3 \cdot 47,2 \cdot 10^6 = 14,2 \cdot 10^6 \text{ руб/год.}$$

Издержки на ремонт

По данным ПЭО годовые издержки на ремонт составляют:

$$I_{РЕМ} = 33 \cdot 10^6 \text{ руб/год.}$$

Прочие издержки

$$\begin{aligned} I_{ПР} &= 0,05 \cdot (I_T + I_{AM} + I_{ЗП} + I_{НАЧ} + I_{РЕМ}) = \\ &= 0,05 \cdot (1754 + 788 + 64 + 47,2 + 14,2 + 33) \cdot 10^6 = 135 \cdot 10^6 \text{ руб / год.} \end{aligned} \quad (5.24)$$

Полная величина годовых эксплуатационных расходов найдем как:

$$\begin{aligned} I &= I_T + I_{AM} + I_{ЗП} + I_{НАЧ} + I_{РЕМ} + I_{ПР} = \\ &= (1754 + 788 + 64 + 47,2 + 14,2 + 33 + 135) \cdot 10^6 = 2835,4 \cdot 10^6 \text{ руб / год.} \end{aligned} \quad (5.25)$$

$$\mathcal{E}_{\text{ош}} = 535 \cdot 10^3 \cdot 5500 \cdot (1 - 0,07) = 2737 \cdot 10^6, \text{ кВт}\cdot\text{ч};$$

$Q_{\text{отп}} = 1704 \cdot 10^3 \text{ Гкал}$  - общее количество отпущенной тепловой энергии.

### 5.2.3 Расчет себестоимости энергии до реконструкции

Сокращенная калькуляция себестоимости энергии ГРЭС до реконструкции представлена в таблице 5.4.

### 5.2.4 Расчет издержек на производство электроэнергии после реконструкции

Далее произведем расчет себестоимости тепловой и электроэнергии после реконструкции ГРЭС. При этом учитывается увеличение отчислений на амортизацию на 8,1 млн. руб/год.

Годовой расход условного топлива на отпущенную электроэнергию

а) За отопительный период:

$$B_{\text{отоп}}^{\text{ЭЭ}} = N_{\text{у}} \cdot h_{\text{у}} \cdot (1 - \alpha_{\text{сн}}) \cdot b_{\text{ош}} \cdot 10^{-3}, \text{ т у.т./год}, \quad (5.26)$$

$$B_{\text{отоп}}^{\text{ЭЭ}} = 600 \cdot 10^3 \cdot 4500 \cdot (1 - 0,065) \cdot 0,343 \cdot 10^{-3} = 804 \cdot 10^3 \text{ т у.т./год}.$$

б) За летний период:

$$B_{\text{лето}}^{\text{ЭЭ}} = N_{\text{у}} \cdot h_{\text{у}} \cdot (1 - \alpha_{\text{сн}}) \cdot b_{\text{ош}} \cdot 10^{-3}, \text{ т у.т./год}, \quad (5.27)$$

$$B_{\text{лето}}^{\text{ЭЭ}} = 600 \cdot 10^3 \cdot 1000 \cdot (1 - 0,064) \cdot 0,420 \cdot 10^{-3} = 218 \cdot 10^3 \text{ т у.т./год}.$$

в) Суммарный:

$$B_{\text{у}}^{\text{ЭЭ}} = B_{\text{отоп}}^{\text{ЭЭ}} + B_{\text{лето}}^{\text{ЭЭ}}, \text{ т у.т./год}, \quad (5.28)$$

$$B_{\text{у}}^{\text{ЭЭ}} = 804 \cdot 10^3 + 218 \cdot 10^3 = 1022 \cdot 10^3 \text{ т у.т./год}.$$

Годовой расход условного топлива на отпущенную тепловую энергию

$$B_{\text{у}}^{\text{ТЭ}} = Q_{\text{у}} \cdot h_{\text{у}} \cdot b_{\text{ок}} \cdot 10^{-3}, \text{ т у.т./год}, \quad (5.29)$$

$$B_{\text{у}}^{\text{ТЭ}} = 1113,5 \cdot 10^3 \cdot 2500 \cdot 0,158 \cdot 10^{-3} = 440 \cdot 10^3 \text{ т у.т./год}.$$

Общий годовой расход условного топлива

$$B_{\text{у}} = B_{\text{у}}^{\text{ЭЭ}} + B_{\text{у}}^{\text{ТЭ}} = 1022 \cdot 10^3 + 440 \cdot 10^3 = 1462 \cdot 10^3 \text{ т у.т./год}. \quad (5.30)$$

Годовой расход натурального топлива

а) на отпущенную электроэнергию:

$$B^{\text{ЭЭ}} = B_{\text{у}}^{\text{ЭЭ}} \frac{Q_{\text{НР}}^{\text{УТ}}}{Q_{\text{НР}}}, \text{ тнт/год}, \quad (5.31)$$

$$B^{\text{ЭЭ}} = 1022 \cdot 10^3 \frac{7000}{5118} = 1398 \cdot 10^3 \text{ тнт/год.}$$

б) на отпущенную тепловую энергию:

$$B^{\text{ТЭ}} = B_y^{\text{ТЭ}} \frac{Q_{\text{НР}}^{\text{УТ}}}{Q_{\text{НР}}^{\text{НТ}}}, \text{ тнт/год,} \quad (5.32)$$

$$B^{\text{ТЭ}} = 440 \cdot 10^3 \frac{7000}{5118} = 600 \cdot 10^3 \text{ тнт/год.}$$

в) общий:

$$B = B^{\text{ЭЭ}} + B^{\text{ТЭ}} = 1398 \cdot 10^3 + 600 \cdot 10^3 = 1998 \cdot 10^3 \text{ тнт/год.} \quad (5.33)$$

Издержки на топливо на отпущенную электроэнергию

$$I_{\text{Т}}^{\text{Э.Э.}} = B^{\text{Э.Э.}} \cdot C_{\text{Т}}, \text{ руб/год;} \quad (5.34)$$

$$I_{\text{Т}}^{\text{Э.Э.}} = 1398 \cdot 10^3 \cdot 1313 = 1836 \cdot 10^6 \text{ руб/год.}$$

Издержки на топливо на отпущенную тепловую энергию

$$I_{\text{Т}}^{\text{Т.Э.}} = B^{\text{Т.Э.}} \cdot C_{\text{Т}}, \text{ руб/год} \quad (5.35)$$

$$I_{\text{Т}}^{\text{Т.Э.}} = 600 \cdot 10^3 \cdot 1313 = 788 \cdot 10^6 \text{ руб/год.}$$

Отчисления на амортизацию

По данным ПЭО годовые издержки на амортизацию составляют:

$$I_{\text{АМ}} = 64 \cdot 10^6 + 8,1 \cdot 10^6 = 72,1 \cdot 10^6 \text{ руб/год.}$$

Отчисления на заработную плату

$$I_{\text{ЗП}} = n \cdot \Phi_{\text{ЗП}}, \quad (5.36)$$

где  $n$  – численность персонала ГРЭС, человек;

$$I_{\text{ЗП}} = 456 \cdot 103600 = 47,2 \cdot 10^6 \text{ руб/год.}$$

Отчисления на социальные нужды

$$I_{\text{НАЧ}} = 0,3 \cdot I_{\text{ЗП}}, \text{ руб/год,} \quad (5.37)$$

$$I_{\text{НАЧ}} = 0,3 \cdot 47,2 \cdot 10^6 = 14,2 \cdot 10^6 \text{ руб/год.}$$

Издержки на ремонт

По данным ПЭО годовые издержки на ремонт составляют:

$$I_{\text{РЕМ}} = 33 \cdot 10^6 + 2 \cdot 10^6 = 35 \cdot 10^6 \text{ руб/год.}$$

Прочие издержки

$$\begin{aligned} I_{\text{пр}} &= 0,05 \cdot (I_{\text{т}} + I_{\text{ам}} + I_{\text{зп}} + I_{\text{нач}} + I_{\text{рем}}) = \\ &= 0,05 \cdot (1836 + 788 + 72,1 + 47,2 + 14,2 + 35) \cdot 10^6 = 139,6 \cdot 10^6 \text{ руб / год.} \end{aligned} \quad (5.38)$$

Полная величина годовых эксплуатационных расходов найдем как сумму всех затрат

$$\begin{aligned} I &= I_{\text{т}} + I_{\text{ам}} + I_{\text{зп}} + I_{\text{нач}} + I_{\text{рем}} + I_{\text{пр}} = \\ &= (1836 + 788 + 72,1 + 47,2 + 14,2 + 35 + 139,6) \cdot 10^6 = 2932,1 \cdot 10^6 \text{ руб / год.} \end{aligned} \quad (5.39)$$

$$\Theta_{\text{ош}} = 565 \cdot 10^3 \cdot 5500 \cdot (1 - 0,07) = 2890 \cdot 10^6, \text{ кВт}\cdot\text{ч}; \quad (5.40)$$

$Q_{\text{отп}} = 1704 \cdot 10^3 \text{ Гкал}$  - общее количество отпущенной тепловой энергии.

#### 5.2.5 Расчет себестоимости энергии после реконструкции

Сокращенная калькуляция себестоимости энергии ТЭЦ после реконструкции представлена в таблице 5.5.

#### 5.2.6 Расчет срока окупаемости

$$T_{\text{окуп}} = \frac{K_{\text{рек}}}{(S^{\Theta.Э.1} - S^{\Theta.Э.}) \cdot \Theta_{\text{ош}} + (S^{\text{Т.Э.1}} - S^{\text{Т.Э.}}) \cdot Q_{\text{отп}} + S^{\Theta.Э.} \cdot \Delta \Theta_{\text{ош}}} \quad (5.41)$$

где  $K_{\text{рек}}$  - капиталовложения в проект, руб;

символ 1 – до реконструкции.

$$\begin{aligned} T_{\text{окуп}} &= \frac{130 \cdot 10^6}{(0,717 - 0,712) \cdot 2737 \cdot 10^6 + (503,72 - 503,99) \cdot 1704 \cdot 10^3 + 0,712 \cdot 153 \cdot 10^6} = \\ &= 0,64 \text{ лет.} \end{aligned}$$

Таблица 5.4 – Сокращенная калькуляция себестоимости энергии до реконструкции

| № |                                                      | Элементы затрат в млн. руб. |         |                         |         |         | Распределение затрат на |      |               |      |
|---|------------------------------------------------------|-----------------------------|---------|-------------------------|---------|---------|-------------------------|------|---------------|------|
|   |                                                      | Топливо                     | Зпл     | Амортизация<br>и ремонт | Прочие  | ВСЕГО   | Электроэнергию          |      | Теплоэнергию  |      |
|   |                                                      |                             |         |                         |         |         | в млн.<br>руб           | в %  | в млн.<br>руб | в %  |
| 1 | 2                                                    | 3                           | 4       | 5                       | 6       | 7       | 8                       | 9    | 10            | 11   |
| 1 | Топливо-транспортный и котельный цехи                | 2542                        | 19,8    | 43,65                   | -       | 2605,45 | 1797,76                 | 69   | 807,69        | 31   |
| 2 | Машинный и электрический цехи                        | -                           | 14,2    | 33,95                   | -       | 48,15   | 48,15                   | 100  | -             | -    |
| 3 | Всего по пп.1+2                                      | 2542                        | 34      | 77,6                    | -       | 2653,6  | 1845,91                 | 69,6 | 807,69        | 30,4 |
| 4 | Общестанционные расходы                              | -                           | 13,2    | 19,4                    | 135     | 167,6   | 116,95                  | 69,6 | 50,65         | 30,4 |
| 5 | Итого затрат по пп. 3+4                              | 2542                        | 47,2    | 97                      | 135     | 2821,2  | 1962,86                 |      | 858,34        |      |
|   | Распределение затрат:                                |                             |         |                         |         |         |                         |      |               |      |
|   | Коэффициент разности $K_{\text{разн}}$ на эл.энергию | 0,69                        | 0,748   | 0,748                   | 0,748   |         |                         |      |               |      |
| 6 | на электроэнергию                                    | 1754                        | 35,31   | 72,56                   | 100,98  | 1962,86 |                         |      |               |      |
| 7 | на теплоэнергию                                      | 788                         | 11,89   | 24,44                   | 34,02   | 858,34  |                         |      |               |      |
|   | Себестоимость единицы:                               |                             |         |                         |         |         |                         |      |               |      |
|   | $Э_{\text{отп}}$ , МВт.ч/год                         | 2737000                     | 2737000 | 2737000                 | 2737000 |         |                         |      |               |      |
| 8 | электроэнергии<br>руб/кВт.ч                          | 0,64                        | 0,013   | 0,027                   | 0,037   | 0,717   |                         |      |               |      |
|   | $Q_{\text{отп}}$ , Гкал/год                          | 1704000                     | 1704000 | 1704000                 | 1704000 |         |                         |      |               |      |
| 9 | теплоэнергии руб/Гкал                                | 462,44                      | 6,98    | 14,34                   | 19,96   | 503,72  |                         |      |               |      |

Таблица 5.5 – Сокращенная калькуляция себестоимости энергии после реконструкции

| № |                                                      | Элементы затрат в млн. руб. |         |                         |         |        | Распределение затрат на |      |               |      |
|---|------------------------------------------------------|-----------------------------|---------|-------------------------|---------|--------|-------------------------|------|---------------|------|
|   |                                                      | Топливо                     | Зпл     | Амортизация<br>и ремонт | Прочие  | ВСЕГО  | Электроэнергию          |      | Теплоэнергию  |      |
|   |                                                      |                             |         |                         |         |        | в млн.<br>руб           | в %  | в млн.<br>руб | в %  |
| 1 | 2                                                    | 3                           | 4       | 5                       | 6       | 7      | 8                       | 9    | 10            | 11   |
| 1 | Топливо-транспортный и котельный цехи                | 2624                        | 19,8    | 48,2                    | -       | 2692   | 1884,4                  | 70   | 807,6         | 30   |
| 2 | Машинный и электрический цехи                        | -                           | 14,2    | 37,5                    | -       | 51,7   | 51,7                    | 100  | -             | -    |
| 3 | Всего по пп.1+2                                      | 2624                        | 34      | 85,7                    | -       | 2743,7 | 1936,1                  | 70,6 | 807,6         | 29,4 |
| 4 | Общестанционные расходы                              | -                           | 13,2    | 21,4                    | 139,6   | 174,2  | 123                     | 70,6 | 51,2          | 29,4 |
| 5 | Итого затрат по пп. 3+4                              | 2624                        | 47,2    | 107,1                   | 139,6   | 2917,9 | 2059,1                  |      | 858,8         |      |
|   | Распределение затрат:                                |                             |         |                         |         |        |                         |      |               |      |
|   | Коэффициент разности $K_{\text{разн}}$ на эл.энергию | 0,7                         | 0,759   | 0,759                   | 0,759   |        |                         |      |               |      |
| 6 | на электроэнергию                                    | 1836                        | 35,8    | 81,3                    | 106     | 2059,1 |                         |      |               |      |
| 7 | на теплоэнергию                                      | 788                         | 11,4    | 25,8                    | 33,6    | 858,8  |                         |      |               |      |
|   | Себестоимость единицы:                               |                             |         |                         |         |        |                         |      |               |      |
|   | $Э_{\text{отп}}$ , МВт.ч/год                         | 2890000                     | 2890000 | 2890000                 | 2890000 |        |                         |      |               |      |
| 8 | электроэнергии<br>руб/кВт.ч                          | 0,635                       | 0,012   | 0,028                   | 0,037   | 0,712  |                         |      |               |      |
|   | $Q_{\text{отп}}$ , Гкал/год                          | 1704000                     | 1704000 | 1704000                 | 1704000 |        |                         |      |               |      |
| 9 | теплоэнергии руб/Гкал                                | 462,44                      | 6,69    | 15,14                   | 19,72   | 503,99 |                         |      |               |      |