

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН
Некоммерческое акционерное общество
«АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ»
Кафедра Теплоэнергетики и систем управления

«ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ»

Зав.кафедрой к.т.н., профессор, Кибарин А.А.
_____ « ____ » _____ 201__ г.

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

На тему: ТЭО модернизация ТЭЦ-3 АО «АлЭС». Вариант с применением газотурбинных технологий

Специальность 5В071700 Теплоэнергетика

Выполнил(а) Немичев Валентин Михайлович Группа ТЭС-17-3

Научный руководитель к.т.н., профессор, Кибарин Андрей Анатольевич

Консультанты:

по экономической части:

к.э.н., доцент, Абильдина Айнура Шахизадина

_____ « ____ » _____ 201__ г.

по безопасности жизнедеятельности:

к.т.н., доцент, Санатова Тоты Сабировна

_____ « ____ » _____ 201__ г.

Нормоконтролер: доктор PhD, доцент, Олжабаева Карлыгаш Сериковна

_____ « ____ » _____ 201__ г.

Рецензент: _____

_____ « ____ » _____ 201__ г.

Алматы 2021

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН
Некоммерческое акционерное общество
«АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ»

Факультет Теплоэнергетики и систем управления

График
подготовки дипломного проекта

| Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов | Сроки представления научному руководителю | Примечание |
|---|---|------------|
| Изучение схемы и цикла ГТУ | 16.02.2021-6.03.2021 | |
| Расчетная часть | 07.03.2021-25.03.2021 | |
| Раздел БЖД | 12.04.2021-29.04.2021 | |
| Экономическая часть: расчет основных затрат , первоначальных инвестиций срока окупаемости проекта | 30.04.2021-15.05.2021 | |
| Оформление работы | 17.05.2021-30.05.2021 | |
| | | |
| | | |
| | | |
| | | |

Дата выдачи задания «__»_____201__г.

Заведующий кафедрой_____ (Кибарин Андрей Анатольевич)

Научный руководитель_____ (Кибарин Андрей Анатольевич)

Задание принял к исполнению студент _____ (Немичев
Валентин Михайлович)

Аннотация

Темой моей дипломной работы, модернизация станции ТЭЦ-3 на ГТУ. В работе были рассмотрены такие вопросы как реконструкция оборудования на Алматинском ТЭЦ-3 с использованием ГТУ. В теоретической части был проведен анализ существующего состояния ТЭЦ-3, уделил внимание проблеме складирования золошлаковых отходов. Были произведены расчёты тепловой схемы утилизационной парогазовой установки.

В разделе БЖД произвел расчет мероприятий по снижению шума и акустический расчёт шума в турбинном цехе.

Экономический раздел построен на расчетах, которые определили срок окупаемости данной энергоустановки.

Андатпа

Менің дипломдық жұмысымның, тақырыбы - ГТУ-де ЖЭО-3 станциясын жаңарту. Жұмыс барысында Алматы ЖЭО-3-тегі газтурбиналық қондырғыны қолдана отырып жабдықты қайта құру сияқты мәселелер қаралды. Теориялық бөлімде ЖЭО-3-тің қазіргі жағдайына талдау жасалды, күл мен қож қалдықтарын сақтау мәселесіне назар аударылды. Есептеулер аралас циклды қондырғының жылу схемасы бойынша жүргізілді.

Тіршілік қауіпсіздігі бөлімінде ол шуды азайту шараларын және турбина цехындағы шудың акустикалық есебін есептеді.

Экономикалық бөлім осы электр станциясының шығындарын өтеу мерзімін анықтаған есептеулерге негізделген.

Annotation

The theme of my thesis is the modernization of the CHPP-3 station at the GTU. The work considered such issues as the reconstruction of equipment at the Almaty CHPP-3 using a gas turbine unit. In the theoretical part, the analysis of the existing state of CHPP-3 was carried out, attention was paid to the problem of storing ash and slag waste. Calculations were made of the thermal scheme of the utilization combined-cycle plant.

In the section on life safety, he calculated noise reduction measures and acoustic calculation of noise in the turbine shop.

The economic section is based on calculations that determined the payback period for this power plant.

Содержание

| | |
|---|----|
| Введение..... | 7 |
| 1 Анализ существующего состояния ТЭЦ-3..... | 8 |
| 1.1 Краткая характеристика ТЭЦ-3..... | 8 |
| 1.2 Состояние основного оборудования ТЭЦ-3..... | 11 |
| 1.3 Существующие электрические и тепловые нагрузки..... | 19 |
| 1.4 Проблемы складирования золошлаковых отходов..... | 23 |
| 2 Анализ и обоснование рекомендуемого варианта реконструкции ТЭЦ-3..... | 27 |
| 2.1 Перспективные тепловые и электрические нагрузки..... | 27 |
| 2.2 Обоснование модернизации ТЭЦ-3 на базе газотурбинных технологий..... | 28 |
| 2.3 Основное оборудование для предлагаемых вариантов..... | 28 |
| 2.4 Расчет тепловой схемы и оценка технико-экономических показателей вариантов модернизации | 29 |
| 3 Раздел Безопасность жизнедеятельности..... | 60 |
| 3.1 Анализ опасных и вредных факторов работы ГТУ..... | 60 |
| 3.2 Разработка мероприятий по снижению шума на рабочем месте..... | 61 |
| 3.3 Расчет мероприятий по снижению шума..... | 63 |
| 3.4 Акустический расчет шума в турбинном цехе | 65 |
| 4 Экономическая часть | 71 |
| 4.1 Определение годового отпуска энергии..... | 71 |
| 4.2 Определение годовых эксплуатационных затрат..... | 72 |
| 4.3 Определение затрат на топливо..... | 72 |
| 4.4 Расчет эффективности использования топлива..... | 73 |
| 4.5 Расчет затрат на воду | 73 |
| 4.6 Расчет затрат на заработную плату..... | 73 |
| 4.7 Расчет амортизационных отчислений..... | 74 |
| 4.8 Расчет затрат на проведение текущего ремонта станции..... | 75 |
| 4.9 Расчет затрат за выбросы..... | 75 |
| 4.10 Общестанционные и цеховые расходы..... | 75 |
| 4.11 Определение первоначальных инвестиций..... | 76 |
| 4.12 определения чистой текущей стоимости NPV..... | 78 |
| 4.13 Метод расчета внутренней нормы прибыли IRR..... | 78 |
| 4.14 Метод расчёта окупаемости инвестиций PP..... | 79 |
| Заключение..... | 80 |
| Список использованной литературы..... | 81 |

| | | | | | | | |
|-----------|------|-----------------------|---------|------|-------------------------------------|------|--------|
| | | | | | <i>ДП – 5В071700 – 2021 – ПЗ.ДО</i> | | |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | | |
| Разраб. | | Немичев В.М. | | | Лит. | Лист | Листов |
| Руковод. | | Кибарин А.А. | | | | 6 | |
| Реценз. | | | | | <i>АУЭС, каф.ТЭУ</i> | | |
| Н. Контр. | | <i>Олжабаева К.С.</i> | | | | | |
| Утверд. | | Кибарин А.А. | | | | | |

Введение

АлЭС ТЭЦ-3 введена в эксплуатацию в 1961 году и с тех пор занимает важное место в обеспечении электрической и тепловой энергии близ расположенных предприятий и жилых массивов.

За годы длительной эксплуатации ТЭЦ-3 (более 50 лет) со дня пуска в работу первых котлов и паровых турбин привели к серьезному физическому износу оборудования. Состояние ТЭЦ-3 характеризуется высокой наработкой оборудования и низкой эффективностью его работы.

Высокий износ оборудования, зданий и сооружений повышает эксплуатационные затраты на восстановление, сверхтиповые объемы работ, продолжительность простоя оборудования в ремонте. Ремонт совмещается с заменой отработавших ресурс элементов, модернизацией установок для соблюдения экологических норм.

Выше приведенные факторы могут привести к снижению работоспособности станции и перехода в режим работы котельной, но при большом росте производства это может создать дефицитом электрической и тепловой энергии в регионе.

В летнее время если электрической энергии достаточно, то станция работает в холостую, а в зимний сезон выравнивает недостаток пиковой мощности. Основное оборудование станции работая в таком режиме будет быстро терять свои рабочие качества.

При достаточности электрической энергии в летнее время станция простаивает, а в период отопительного сезона сглаживает недостаток пиковой мощности. Данный режим работы сказывается на быстром старении основного оборудования.

В дипломном проекте предусматривается установка высокотехнологичного и высокоэкономичного основного и вспомогательного оборудования для замещения морально и физически устаревшего существующего оборудования станции, снижения воздействия станции на экологическую обстановку и обеспечения потребителей Алматинского региона надежным и бесперебойным снабжением электрической и тепловой энергией.

| | | | | | | | |
|-----------|------|-----------------------|---------|------|-------------------------------------|------|------|
| | | | | | <i>ДП – 5В071700 – 2021 – ПЗ.ДО</i> | | |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | | |
| Разраб. | | Немичев В.М. | | | | Лит. | Лист |
| Руковод. | | Кибарин А.А. | | | | | 7 |
| Реценз. | | | | | <i>АУЭС, каф.ТЭУ</i> | | |
| Н. Контр. | | <i>Олжабаева К.С.</i> | | | | | |
| Утверд. | | Кибарин А.А. | | | | | |

1 Анализ существующего состояния ТЭЦ-3.

1.1. Краткая характеристика ТЭЦ-3.

Установленная мощность:

Электрическая – 173,0МВт

Тепловая – 325МВт (335,26Гкал/ч)

Располагаемая мощность:

Электрическая – 173 МВт

Тепловая – 271МВт (227,07 Гкал/ч)

Производственная возможность:

Выработка электроэнергии – 120 тыс.кВт/ч

Выработка тепловой энергии – 500 тыс.Гкал

Топливо - каменный уголь: Экибастузского разреза

Растопочное топливо: мазут М100

Ёмкость угольного склада: 100 тыс.т

Установленное оборудование:

6 котлов БКЗ 160 – 100

3 турбины – Т – 41 – 90

1 турбина – К – 50 – 90

4 генератора – ТВ 60 – 2

ОРУ – 220кВ

ОРУ – 110кВ

ОРУ – 35 кВ

26 трансформаторов до 2 500тыс.кВА

7 трансформаторов от 10 тыс. до 80 тыс. кВА

1 трансформатор более 80 тыс. кВА

Способ транспортировки золы: гидрозолоудаление с возвратом осветленной и дренажной воды в цикл.

Промышленный водозабор:

13 артезианских скважин с глубиной 200 – 300м

Годовой расход воды для восполнения потерь и хозяйственные нужды- 6 107 млн. м³.

Установлено 5 десяти секционных вентиляторных градирен.

Подготовка воды для производства осуществляется в цикле ХВО с максимальной производительностью:

по хим. обессоленной воде – 45м³/ч

для подпитки теплосети – 250 м³/ч

Станция АлЭС ТЭЦ-3 (бывшая ГРЭС) была построена за чертой города Алматы. Комплектация ТЭЦ-3 полуоткрытая т.е. основное оборудование котельного цеха находится под крышей, а турбины и вспомогательное оборудование котельного цеха находятся под открытым небом [1].

Территория основного производства граничит: -С северной стороны отстанции находятся действующие участки золоотвала, очистные сооружения. -В восточной части

промплощадки ТЭЦ-3 расположен завод железобетонных конструкций. На расстоянии порядка 600-1200 м находится поселок Отеген Батыр, вдоль которого с юга на север проходит трасса Алматы-Капшагай. В западной стороне от станции ТЭЦ-3 – свободная от застройки территория, за которой протекает река Малая Алматинка, далее расположены теплицы.

Рядом находящиеся жилые массивы находятся на расстоянии 850 метров в юго-восточном направлении от станции.

Ближайшие жилые здания располагаются на расстоянии 700 метров в юго-восточном направлении от предприятия.

В Марте 1962 года был произведен первый запуск энергоблока мощностью 50 МВт и выработаны первые киловатты электроэнергии. 18 мая 1962 года с заданием на проектирование №192, выданный Алматинским Совнархозом, был сделан проект расширения АГРЭС до мощности 200МВт

С вводом в работу в 1967 году котлоагрегата №6, была в основном завершена работа над строительством электростанции.

31 декабря 1972 года был введен в работу опытно-экспериментальный котел №7 с циклонной топкой и жидким шлакоудалением. В 1973 году начато, а в 1978 году завершено, строительство и монтаж ОРУ – 220кВ, связав АГРЭС с единой энергосистемой СССР.

Для теплоснабжения теплично-парникового комбината и увеличения потребления тепла при расширении поселка Отеген-Батыр (пос. Энергетический) в 1973 году проведена реконструкция турбины №3 с организацией теплофикационного отбора, в 1976 году – турбины №2, в 1985 году – турбины №1 [1].

До середины августа 1996 года АГРЭС была государственным предприятием в системе ПОЭЭ «Алматыэнерго». 13 августа 1996 года АГРЭС перешла в собственность компании «Алматы Пауэр Консолидейтед» и получила новое название Алматинская ТЭЦ-3 (АПК ТЭЦ-3).

В 1997г. впервые была остановлена с мая по октябрь. До настоящего времени электростанция работает в пиковом режиме отпуска электрической энергии и отпуском тепловой только в отопительный сезон данной климатической зоны.

Также, с 1997 по 2005 год на АПК ТЭЦ-3 впервые по энергосистеме применяется практика останова электростанции на «ноль» с отправкой персонала в вынужденный простой, по причине снижения потребления электроэнергии в регионе. С 2006 года возобновлен круглогодичный режим работы. С 15 февраля 2007 года Алматинская ТЭЦ-3 перешла в собственность АО «Алматинские электрические станции» (АлЭС ТЭЦ-3).

На электростанции установлено 4 турбины типа К – 50 – 90, в последствии три из них реконструированы с установкой дополнительного Т-отбора, и 6 котлов типа БКЗ – 160 – 100. Топливо подача оснащена 4-мя ленточными конвейерами и разгруз сараем для разгрузки топлива при вагонной поставке.

В настоящее время на ТЭЦ-3 установленной электрической мощностью 173 МВт, располагаемой 173 – МВт, установленной тепловой мощностью 335 Гкал/час и располагаемой – 271 Гкал/час.

Алматинская ТЭЦ-3 имеет две основные площадки. На первой площадке размещаются объекты основного и вспомогательного назначения, предназначенные для выработки электрической и тепловой энергии.

На основной площадке располагаются:

- топливное хозяйство с комплексом сооружений по приему, хранению, подготовке и отпуску жидкого и твердого топлива;
- главный корпус с энергетическими котлами и паровыми турбинами;
- установки и сооружения системы золошлакоудаления;
- сооружения химводоочистки;
- устройства по трансформированию и отпуску электрической энергии;
- сооружения водопровода и канализации;
- вспомогательное производство, обеспечивающее регламентированную работу основного оборудования и систем; -кислородная станция.

На второй площадке расположены секции золоотвала ТЭЦ-3.

Временной режим работы предприятия основного производства – круглосуточный, административно-управленческого аппарата – 8-ми часовой.

Площадка ТЭЦ практически полностью застроена и насыщена подземными и надземными коммуникациями. Размеры площадки 30,3га. Станция имеет железнодорожные и автодорожные подъезды, склады хранения запчастей. На территории расположены 4 участка подрядных организаций, которые в настоящее время ведут ремонтную компанию всех объектов. Пром.площадка станции характеризуется сложными геологическими условиями, что оказывает влияние на повышение уровня возможного сейсмического воздействия [1].

Фактическая численность работников в среднем за год представлена в таблице 1.1.

Таблица 1.1 - Фактическая численность работников в среднем за год, чел

| Категории персонала | 2014 год | 2015 год | 2016 год | 2017 год | 2018 год |
|---------------------|----------|----------|----------|----------|----------|
| Весь персонал | 377 | 376 | 362 | 363 | 358 |
| в том числе: | | | | | |
| -руководители | 70 | 71 | 71 | 70 | 70 |
| - специалисты | 33 | 32 | 32 | 33 | 32 |
| - служащие | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 |
| - рабочие | 270 | 269 | 255 | 256 | 252 |

На 1 января 2019 года численность персонала департамента АО «АлЭС» ТЭЦ-3 составила 366 чел.

В том числе:

| | |
|----------------|------------|
| - руководители | - 72 чел. |
| - специалисты | - 36 чел. |
| - служащие | - 4 чел. |
| - рабочие | - 254 чел. |

1.2 Состояние основного оборудования ТЭЦ-3

Оборудование станции ТЭЦ-3 введено в эксплуатацию около 50 лет назад и не соответствует требованиям по эффективности работы, оснащению системами автоматики, внедрение которых на устаревшем оборудовании нецелесообразно.

Оборудование ТЭЦ-3 отрабатывает ресурс, имеет низкую эффективность, не соответствует требованиям по выбросам вредных веществ в атмосферу, условиям работы персонала, в том числе, по уровню автоматизации, не отвечают современным требованиям. Морально устаревшее оборудование не обеспечивается запасными частями, снятыми с производства.

Годы длительной эксплуатации ТЭЦ-3 около 50 лет со дня пуска в работу первых котлов и паровых турбин привели к серьёзному физическому износу.

Так, наработка оборудования с начала эксплуатации приближается к предельным значениям, достигла значительных величин. Техническое состояние основного оборудования ТЭЦ-3 характеризуется следующими данными.

Таблица 1.2 – Техническое состояние основного оборудования ТЭЦ-3.

| № | | Ввод в эксплуатацию | Парковый ресурс, час | Наработка оборудования на 01.01.11 г. | Остаток ресурса основного оборудования, час. | Предполагаемый год обследования и выдачи разрешения. |
|----|--------------------|---------------------|----------------------|---------------------------------------|--|--|
| 1. | БКЗ-160-100 ст. №1 | 1962 | 300 000 | 232 240 | 67760 | 2029г. |
| 2. | БКЗ-160-100 ст. №2 | 1962 | 300 000 | 224 110 | 75890 | 2028г. |
| 3. | БКЗ-160-100 ст. №3 | 1963 | 300 000 | 224 740 | 75260 | 2028г. |

| | | | | | | |
|----|--------------------|------|---------|---------|-------|--------|
| 4. | БКЗ-160-100 ст. №4 | 1965 | 300 000 | 218 670 | 81330 | 2029г. |
|----|--------------------|------|---------|---------|-------|--------|

Продолжение таблицы 1.2

| | | | | | | |
|----------|--------------------|----------------------------|-----------------------------|--|---|---|
| 5. | БКЗ-160-100 ст. №5 | 1965 | 300 000 | 200 890 | 99120 | 2048г. |
| 6. | БКЗ-160-100 ст. №6 | 1967 | 300 000 | 198 410 | 101590 | 2041г. |
| № | | Ввод в эксплуатацию | Парковый ресурс, час | Наработка оборудования на 01.01.11 г. | Остаток ресурса основного оборудования, час. | Предполагаемый год обследования и выдачи разрешения. |
| 7. | Т-41-90 ст. №1 | 1962 | 297 200 | 287 440 | 9760 | 2012г. |
| 8. | Т-41-90 ст. №1 | 1962 | 297 860 | 281 230 | 16630 | 2013г. |
| 9. | Т-41-90 ст. №1 | 1964 | 277 320 | 262 620 | 14710 | 2014г. |
| 10. | К-50-90 ст. №4 | 1965 | 245 980 | 223 040 | 22940 | 2027г. |

Котлы ст.№1-6 БКЗ-160-100ф Барнаульского котельного завода были спроектированы в начале 50-х годов прошлого столетия. Котлы барабанного типа с пылеугольной топкой с сухим шлакоудалением, имеет расчетную паропроизводительность 160 т/ч, при давлении 9,8МПа и температуре перегретого пара 540 °С. Тепловая производительность по пару $Q_{к.а}= 119,5$ МВт (97,8 Гкал/ч), тепловая мощность топки $N_T=124,4$ МВт (107,0 Гкал/ч). Котел рассчитан на сжигание каменных углей Кузнецкого и Карагандинского месторождений, а после реконструкции конвективной шахты, пересчитан на сжигание каменного угля Экибастузского месторождения:

Таблица 1.3 – Виды ископаемых

| | Обозн. | Карагандинский | Кузнецкий | Экибастузский |
|-------------------------|----------|----------------|--------------|---------------|
| Низшая теплота сгорания | $Q_{нр}$ | 4700 ккал/кг | 5990 ккал/кг | 4300ккал/кг |
| Зола рабочая | A_p | 32,5 % | 15,5% | 38,0% |
| Влага рабочая | W_p | 8,0% | 9,0% | 4,0-6,0% |

| | | | | |
|---------------|-------|------|------|------|
| Сера рабочая | S_p | 1,4% | 0,5% | 0,6% |
| Выход летучих | V_r | 24% | 29% | 30% |

Котел имеет П-образный профиль с прямоугольной в плане призматической топкой. Топочная камера имеет объем 790 м³ с размерами в плане 6565 x 7168 м²[1].

По боковым сторонам топочной камеры расположены четыре блока прямоточных щелевых горелок (по две горелки в блоке) направленных по касательной к окружности диаметром один метр.

В сравнении с современными конструкции установленных котлов имеют следующие отличия:

- топки котлов имеют значительно меньшую высоту, что не позволяет организовать многоступенчатое сжигание угля.

- в настоящее время котлыукомплектованные скрубберами с трубами – коагулянтами типа «Вентури». Которые в современных условиях не выполняют требованиям по очистки дымовых газов от золы и имеют КПД на уровне 86-87% при нормативной норме для таких котлов 91%.

В связи с недостатками, котлы ТЭЦ-3 значительно отстают от современных требований к котлам.

Турбоагрегаты

Установленные на ТЭЦ-3 паровые турбины типа К-50-90 ЛМЗ спроектированы еще в конце 50-х годов прошлого столетия. С технико-экономическими показателями - расчетная величина удельного расхода тепла на выработку электроэнергии данными турбинами (при номинальной нагрузке), составляет 2215ккал/кВтч, с параметрами пара с $P=8,8$ Мпа и $t=535$ С. В настоящее время параметры, пара подаваемые на турбины, были улучшены до $P=28-30$ МПа и $t=585-600$ С [1].

В 80-ые годы было предпринято решение администрацией ТЭЦ-3 о реконструкции 3-х паровых турбин с организацией на них регулируемых отопительных отборов для осуществления комбинированной выработки электроэнергии на базе отпускаемого тепла, для улучшения технико-экономических показателей работы. После реконструкции турбин средняя за январь величина отпуска тепла потребителям составила 103Ккал/ч, что соответствует присоединённой нагрузке порядка 140-150 Гкал/ч.

Таблица 1.4 - Характеристика паровых турбин ТЭЦ-3 АО «АлЭС»

| 1.Станционный номер | Обозна ч. | 1 | 2 | 3 | 4 |
|----------------------------|-----------|---------|---------|---------|---------|
| 2.Тип | | Т-41-90 | Т-41-90 | Т-41-90 | К-50-90 |
| 3.Год ввода в эксплуатацию | | 03.62 | 09.62 | 08.64 | 08.65 |
| 4.Завод изготовитель | | ЛМЗ | ЛМЗ | ЛМЗ | ЛМЗ |

Продолжение таблицы 1.4

| | | | | | |
|----------------------------------|-------------------|------|------|------|-------|
| 5. Мощность | | | | | |
| 5.1 Номинальная, МВт | Nэ | 41 | 41 | 41 | 50 |
| 5.2 Максимальная, МВт | Nmax | 50 | 50 | 50 | 50 |
| 6. Параметры свежего пара | | | | | |
| 6.1 Давление, кг/см ² | P ₀ | 90 | 90 | 90 | 90 |
| 6.2 Температура, °С | T ₀ | 535 | 535 | 535 | 535 |
| 7. Расход свежего пара | | | | | |
| 7.1 Номинальный, т/ч | D _{ном.} | 230 | 230 | 230 | 220 |
| 7.2 Максимальный, т/ч | D _{max.} | 230 | 230 | 230 | 220 |
| 8. Теплофикационный отбор | | | | | |
| 8.1 Давление, кг/см ² | P _т | 1,2 | 1,2 | 1,2 | -- |
| 8.2 Производительность номин. | | | | | |
| Тепловая, Гкал/ч | Q _т | 74,5 | 74,5 | 74,5 | 18,79 |
| Паровая, т/ч | D _т | 139 | 139 | 139 | -- |
| 9. Производственный отбор | | | | | |

Продолжение таблицы 1.4

| | | | | | |
|----------------------------------|----------------|------|------|------|------|
| 9.1 Давление, кг/см ² | P _п | 5,4 | 5,4 | 5,4 | 5,4 |
| 9.2 Производительность номин. | | | | | |
| Тепловая, Гкал/ч | Q _п | 10,1 | 10,1 | 10,1 | 10,1 |
| Паровая, т/ч | D _п | 17,0 | 17,0 | 17,0 | 17,0 |
| 9.3. Нерегулируемые отборы: | | | | | |
| 17 ата, 2 ата Гкал/ч | Q _п | 8,69 | 8,69 | 8,69 | |
| 17 ата, 2 ата т/ч | D _п | 15,0 | 15,0 | 15,0 | |

Продолжение таблицы 1.4

| | | | | | |
|-------------------------------------|--------------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| 10. Конденсатор | | | | | |
| 10.1 Тип | | 50-КЦС | 50-КЦС | 50-КЦС | 50-КЦС |
| 10.2 Номинальный расход пара, т/ч | D_k | 160 | 160 | 160 | 160 |
| 10.3 Поверхность, м ² | F_{Π} | 3000 | 3000 | 3000 | 3000 |
| 10.4 Расход воды, м ³ /ч | G_k | 8000 | 8000 | 8000 | 8000 |
| 11. Циркуляционные насосы | | | | | |
| 11.1 Тип | | Д-5000-32 | Д-5000-32 | Д-5000-32 | Д-5000-32 |
| 11.2 Количество, шт | | 2 | 2 | 2 | 2 |
| 11.3 Подача, м ³ /ч | G_{Σ} | 5000 | 5000 | 5000 | 5000 |
| 11.4 Напор, м | H_{Σ} | 32 | 32 | 32 | 32 |

Паровые турбины типа К-50-90 ст.№4 и Т-41-90 ст.№1,2,3 производства Ленинградский механический завод, одноцилиндровые 22-х ступенчатые паровые турбины. На турбинах ст.№1,2,3 ступеней давления двадцать. Турбины имеют 8 отборов пара, характеристики которых представлены в таблице 1.5. [1]

Таблица 1.5 - Характеристика отборов паровых турбин

| № отбора | За какой ступенью взят отбор | Давление пара в отборе, кгс/см ² | Температура в отборе, °С | Расход пара из отбора, т/ч | Куда идет пар из отбора |
|----------|------------------------------|---|--------------------------|----------------------------|--|
| 1. | 6 | 29,1 | 400 | 10,5 | ПВД №8 |
| 2. | 9 | 16,6 | 340 | 7,03 | ПВД №7 и Д-6 ата |
| 3. | 11 | 10,75 | 290 | 4,63 | ПВД №6 и Д-6 ата (на ЖБиК) |
| 4. | 15 | 3,63 | 190 | 7,25 | ПНД №5, ПУВ-1 ТГ-1,2,3,4 |
| 5. | 17 | 1,82 | 130 | 8,26 | ПНД №4, ОБ-4, ПУВ-2 ТГ-1,2,3,4, Д-1,2 ата, ПСВ |
| 6. | 19 | 0,71 | 100 | 3,6 | ПНД №3, ТГ-1,2,3 Т – отбор |

Продолжение таблицы 1.5

| | | | | | |
|----|----|-------|-----|-------|-------------|
| 7. | 20 | 0,38 | 100 | 3,8 | ПНД №2 |
| 8. | 21 | 0,16 | 100 | 4,35 | ПНД №1 |
| | 22 | 0,035 | | 129,3 | Конденсатор |

Максимальный расход пара через турбину – 230 тонн/час. Температура охлаждающей воды при входе в конденсатор 10 °С. Расход охлаждающей воды на конденсатор 8000 м³/час. При нагрузке 50000 кВт и температура охлаждающей воды +10 °С, гарантируется нагрев питательной воды в системе регенерации не ниже 220 °С.

Но в дальнейшем отпуск тепла потребителям, по независящим к ТЭЦ-3 причинам непрерывно сокращался. К началу 2011 г присоединённая к ТЭЦ-3 тепловая нагрузка составляла только 54Гкал/ч при установленной мощности отборов турбин порядка 290Гкал/ч. Виной всему этому из-за того, что большая часть промышленных предприятий перешли на независимое производство тепла, кроме того, некоторые предприятия, которые были подключены к ТЭЦ-3 прекратили свою деятельность. Исходя из выше сказанного, 3 турбины из 4-х установленных работают в чисто конденсационном режиме.

Работа реконструированных турбин в конденсационном режиме происходит с показателями хуже вышеприведенных расчетных, так как при реконструкции на них одна рабочих ступеней части низкого давления была демонтирована для установки регулирующей поворотной диафрагмы и организации отбора производительностью 145т/ч.

Таким образом, на начало 2011 г технико-экономические показатели работы турбин ТЭЦ-3 не соответствовали современным требованиям.

Турбогенераторы

В начале 60-х годов паровые турбины ТЭЦ-3 Были укомплектованы электрическими турбогенераторами типа ТВ-60-2 произведенными Новосибирским турбогенераторным заводом. Турбогенератор спроектирован с водородным охлаждением обмоток ротора и статора, что требует внимания эксплуатационного персонала к обеспечению плотности систем охлаждения для обеспечения безопасных условий работ.

На современных турбогенераторах такой мощности применяется система охлаждения воздушных, в связи с этим значительно снижает риск возникновения аварийных ситуаций [1]∧.

Подогреватели низкого давления ПНД

ПНД №1 и №2 встроены в паровую часть конденсатора, состоит из одного корпуса, разделенные перегородкой, трубки U – образной формы:

| | |
|-----------------------|---------------------|
| Поверхность нагрева | - 70 м ² |
| Диаметр трубок | - 17,5/19 мм |
| Материал трубок | - Латунь Л – 68 |
| ПНД №3,4,5 типа ПН-90 | |
| Поверхность нагрева | - 90 м ² |

| | |
|------------------------------|-----------------|
| Диаметр трубок | - 14,5/16 мм |
| Материал трубок | - Латунь Л – 68 |
| Количество трубок | - 530 шт |
| Гидравлическое сопротивление | - 5 м.вод.ст. |

| | |
|-------------------------------------|----------------------|
| Подогреватели высокого давления ПВД | |
| ПВД № 6,7,8 типа ПВ-170/180 | |
| Поверхность нагрева | - 170 м ² |
| Диаметр трубок | - 25/32 мм |
| Гидравлическое сопротивление | - 20 м.вод.ст. |
| Число ходов по воде | - 3 |

| | |
|--|--------------------------|
| Теплофикационная установка (бойлерная установка) | |
| Основной бойлер типа ПСВ-315-3-29 ОБ-4 | |
| Поверхность нагрева | - 315 м ² |
| Диаметр трубок | - 19 мм |
| Материал трубок | - Латунь Л – 68 |
| Количество трубок | - 1212 шт |
| Гидравлическое сопротивление | - 3,8 м.вод.ст. |
| Расход воды | - 725 т/час |
| Допустимое давление в корпусе | - 3 кгс/см ² |
| Допустимое давление в трубном пучке | - 23 кгс/см ² |
| Пиковый бойлер типа ПСВ-200-7-15 ПБ-4 | |
| Поверхность нагрева | - 200 м ² |
| Диаметр трубок | - 19 мм |
| Материал трубок | - Латунь Л – 68 |
| Количество трубок | - 1020 шт |
| Гидравлическое сопротивление | - 4,3 м.вод.ст. |
| Расход воды | - 400 т/час |

| | |
|--|--------------------------|
| Допустимое давление в корпусе | - 7 кгс/см ² |
| Допустимое давление в трубном пучке | - 15 кгс/см ² |
| Основной бойлер типа ПСВ-500-3-23 ОБ-1,2,3 | |
| Поверхность нагрева | - 500 м ² |
| Диаметр трубок | - 19 мм |
| Материал трубок | - Латунь Л – 68 |
| Количество трубок | - 1928 шт |
| Гидравлическое сопротивление | - 5,5 м.вод.ст. |
| Расход воды | - 1150 т/час |
| Допустимое давление в корпусе | - 3 кгс/см ² |
| Допустимое давление в трубном пучке | - 23 кгс/см ² |
| Температура воды на входе | - 70°С |
| Температура воды на выходе | - 120°С |

| | |
|--|----------------------------|
| Температура пара максимальная | - 400°С |
| Пиковый бойлер типа ПСВ-500-14-23 ПБ-1,2,3 | |
| Поверхность нагрева | - 500 м ² |
| Диаметр трубок | - 19 мм |
| Материал трубок | - Латунь Л – 68 |
| Количество трубок | - 1928 шт |
| Гидравлическое сопротивление | - 6,0 м.вод.ст. |
| Расход воды | - 1800 т/час |
| Допустимое давление в корпусе | - 14 кгс/см ² |
| Допустимое давление в трубном пучке | - 23 кгс/см ² |
| Температура воды на входе | - 70°С |
| Температура воды на выходе | - 150°С |
| Температура пара максимальная | - 400°С |
| Подогреватели умягченной воды. | |
| ПУВ ТГ №1,2,3,4 типа ПСВ-125-7-15 | |
| Поверхность нагрева | - 125 м ² |
| Диаметр трубок | - 19 мм |
| Материал трубок | - Латунь Л – 68 |
| Количество трубок | - 640 шт |
| Допустимое давление в корпусе | - 7,0 кгс/см ² |
| Допустимое давление в трубном пучке | - 15,0 кгс/см ² |
| Число ходов по воде | - 4 |

Деаэраторы конденсата (6 кгс/см²) и сетевой воды (1,2 кгс/см²).

Деаэраторы 6 кгс/см² служат для дегазации питательной воды котлов.

| | |
|----------------------------|-------------------------|
| Заводская марка | - ДС-2 |
| Количество | - 4 шт |
| Производительность головки | - 225 т/ч |
| Ёмкость бака | - 72 м ³ |
| Давление в деаэраторе | - 6 кгс/см ² |

Деаэраторы 1,2 кгс/см² служат для дегазации воды подпитки теплосети.

| | |
|----------------------------|---------------------------|
| Заводская марка | - ДС-75 |
| Количество | - 3 шт |
| Производительность головки | - 75 т/ч |
| Ёмкость бака | - 50 м ³ |
| Давление в деаэраторе | - 1,2 кгс/см ² |

В таблице 1.5 представлена наработка паровых турбин в 2014-2018 годах и с начала эксплуатации.

Таблица 1.5 - Нарботка паровых турбин с начала эксплуатации, час

| Год | за год | | | | Всего | с начала эксплуатации | | | | Итого |
|------|--------|------|------|------|-------|-----------------------|--------|--------|--------|---------|
| | ТГ 1 | ТГ 2 | ТГ 3 | ТГ 4 | | ТГ 1 | ТГ 2 | ТГ 3 | ТГ 4 | |
| 2014 | 6471 | 5971 | 5995 | 5952 | 24389 | 310149 | 305465 | 283609 | 248091 | 1147314 |
| 2015 | 5664 | 7368 | 5868 | 6321 | 25221 | 315813 | 312833 | 289477 | 254412 | 1172535 |
| 2016 | 2628 | 7726 | 8289 | 3020 | 21663 | 318441 | 320559 | 297766 | 257432 | 1194198 |
| 2017 | 3271 | 7423 | 7509 | 4746 | 22949 | 321712 | 327982 | 305275 | 262178 | 1217147 |
| 2018 | 6530 | 6769 | 6350 | 7373 | 27022 | 328242 | 334751 | 311625 | 269551 | 1244169 |

Как видно из таблицы 1.5 все паровые турбины, за исключением ТГ. 4 отработали более 300 тыс.часов. Максимальную наработку имеет ТГ.2 более 334 тыс.часов. Все турбины, за исключением ТГ. 4 отработали парковый ресурс (270 тыс.часов) и работают по разрешениям на продление паркового ресурса.

Из всего что было написано выше, можно сделать вывод, что характеристики всего основного оборудования ТЭЦ-3 не соответствует нормам требования [1].

1.3 Существующие электрические и тепловые нагрузки

Тепловые нагрузки станции ТЭЦ-3 АО “АлЭС”

Станция ТЭЦ-3 АО “АлЭС” обеспечивает тепловой энергией потребителей поселка Отеген-Батыр и выдает электроэнергию в объединённую энергосистему.

Установленная электрическая мощность станции составляет 173 МВт, тепловая – 335 Гкал/ч, располагаемая электрическая мощность станции -146 МВт, тепловая-240 Гкал/ч [1].

В таблице 1.6 и на рисунке 1.1 представлены данные по отпуску тепла по ТЭЦ-3.

Таблица 1.6 - Отпуск тепла АлЭС ТЭЦ-3, Гкал

| Период | 2014 г | 2015 г. | 2016 г. | 2017 г. | 2018 г. |
|-----------|---------|---------|---------|---------|---------|
| Январь | 20912 | 18 821 | 18 203 | 19199 | 26574 |
| Февраль | 21457 | 15 264 | 16 122 | 16323 | 19205 |
| Март | 15 465 | 13 674 | 12 640 | 14 997 | 13 965 |
| 1 квартал | 57 834 | 47 759 | 46 965 | 50 519 | 59 744 |
| Апрель | 3 843 | 4 259 | 3 137 | 4 558 | 3 708 |
| Май | 31 | 31 | 31 | 1 812 | 1853 |
| Июнь | 31 | 31 | 31 | 1 454 | 1 121 |
| 2 квартал | 3 905 | 4 321 | 3 199 | 7 824 | 6 682 |
| 6 месяцев | 61 739 | 52 080 | 50 164 | 58 343 | 66 426 |
| Июль | 31 | 31 | 31 | 31 | 156 |
| Август | 31 | 31 | 31 | 69 | 31 |
| Сентябрь | 212 | 1 137 | 421 | 1 539 | 969 |
| 3 квартал | 274 | 1 199 | 483 | 1 639 | 1 156 |
| 9 месяцев | 62 013 | 53 279 | 50 647 | 59 982 | 67 582 |
| Октябрь | 6 468 | 5 262 | 8 387 | 7671 | 8376 |
| Ноябрь | 15895 | 14 504 | 17 388 | 15649 | 18467 |
| Декабрь | 19 691 | 19 413 | 17 735 | 20 213 | 19 884 |
| 4 квартал | 42 054 | 39 179 | 43 510 | 43 533 | 46 727 |
| ГОД | 104 067 | 92 458 | 94 157 | 103 515 | 114 309 |

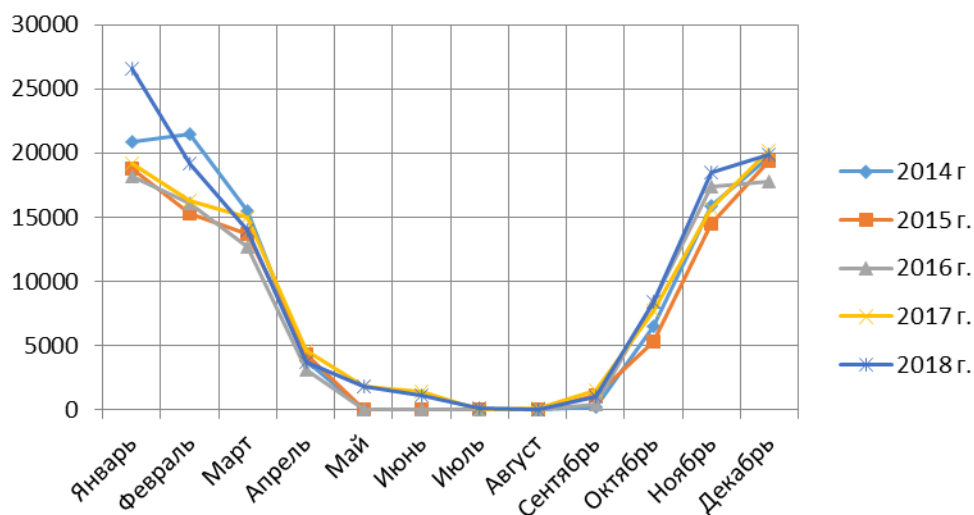


Рисунок 1.1 - Динамика отпуска тепла

Как видно из представленных данных отпуск тепла от ТЭЦ-3 имеет сезонный характер, в летний период отпуск тепла минимален. Структура отпуска тепла по потребителям в 2018 году представлена в таблице 1.7.

Таблица 1.7 - Структура отпуска тепла по ТЭЦ-3 в 2018 г

| | отпуск | ТОО "Тепловые сети" | | | ТОО "ТК ГРЭС" | | | КХ хозяйство «Шолпанбек» | И.П. "Гринери" | Хоз.нужды ТЭЦ 3 | | |
|----------|--------|---------------------|--------------|-----------|---------------|--------------|-----------|--------------------------|----------------|-----------------|--------------|-----------|
| | | всего | в т.ч. отопл | гор. вода | всего | в т.ч. отопл | гор. вода | | | всего | в т.ч. отопл | гор. вода |
| январь | 26574 | 18526 | 16655 | 1871 | 7537 | 7089 | 448 | 253 | | 258 | 221 | 37 |
| февраль | 19205 | 13329 | 11607 | 1722 | 5485 | 5059 | 426 | 134 | | 257 | 220 | 37 |
| март | 13965 | 9865 | 8104 | 1761 | 3725 | 3515 | 210 | 117 | | 258 | 221 | 37 |
| апрель | 3708 | 1227 | 1045 | 182 | 2433 | 2286 | 147 | 17 | | 31 | | 31 |
| май | 1853 | | | | 1822 | 1714 | 108 | | | 31 | | 31 |
| июнь | 1121 | | | | 1090 | 912 | 178 | | | 31 | | 31 |
| июль | 156 | | | | 125 | 94 | 31 | | | 31 | | 31 |
| август | 31 | | | | | | | | | 31 | | 31 |
| сентябрь | 969 | | | | 938 | 752 | 186 | | | 31 | | 31 |
| октябрь | 8376 | 4604 | 3693 | 911 | 3445 | 3033 | 412 | 38 | 32 | 257 | 220 | 37 |
| ноябрь | 18467 | 13245 | 11152 | 2093 | 4810 | 4447 | 363 | 37 | 117 | 258 | 220 | 38 |
| декабрь | 19884 | 14432 | 12560 | 1872 | 5039 | 4684 | 355 | 43 | 112 | 258 | 220 | 38 |
| Год | 114309 | 75228 | 64816 | 10412 | 36449 | 33585 | 2864 | 639 | 261 | 1732 | 1322 | 410 |

Электрические нагрузки станции ТЭЦ-3 АО "АлЭС".

В таблице 1.8 и на рисунке 1.3 представлена динамика выработки электроэнергии в 2014-2018 годах [1].

Таблица 1.8 - Выработка электроэнергии АлЭС ТЭЦ 3 тыс.кВт*ч

| | 2014 г. | 2015 г. | 2016 г. | 2017 г. | 2018 г. |
|------------|------------------|------------------|----------------|----------------|------------------|
| январь | 120 855 | 125 278 | 128 814 | 97 056 | 130 095 |
| февраль | 119 826 | 124 767 | 111 812 | 80 434 | 115444 |
| март | 99 192 | 115 717 | 101 613 | 82 531 | 97578 |
| апрель | 74 315 | 100 246 | 64 328 | 65 242 | 90135 |
| май | 62 848 | 63 141 | 73 117 | 63 377 | 76443 |
| июнь | 64 450 | 67 128 | 65 703 | 80 863 | 94149 |
| июль | 51 568 | 66 260 | 64 278 | 62 293 | 78458 |
| август | 63 073 | 70 243 | 67 142 | 70 580 | 97510 |
| сентябрь | 58 580 | 88 405 | 64 424 | 82 758 | 91132 |
| октябрь | 103 018 | 103 288 | 74 110 | 96 345 | 96221 |
| ноябрь | 122 787 | 101 728 | 78 154 | 99 470 | 100535 |
| декабрь | 112 411 | 108 578 | 83 341 | 114 169 | 118867 |
| год | 1 052 923 | 1 134 779 | 976 836 | 995 118 | 1 186 567 |

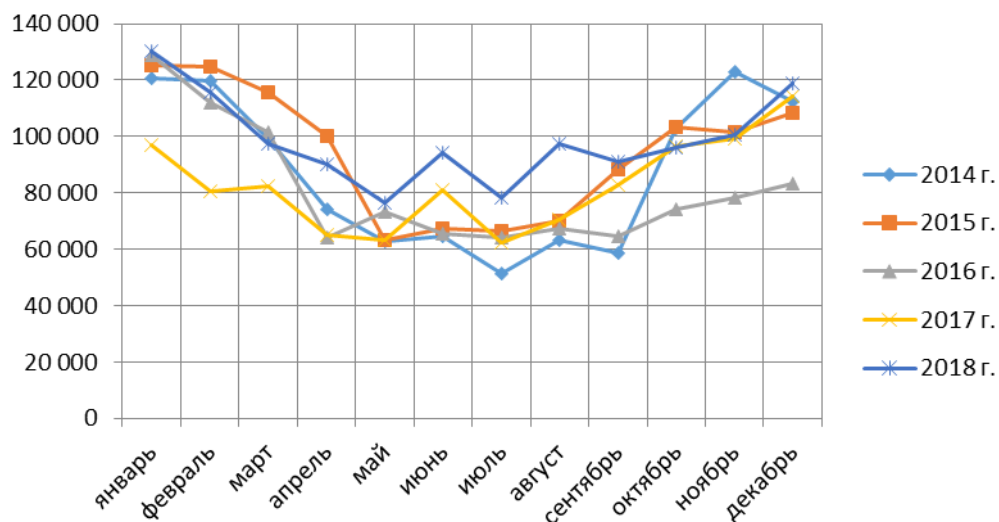


Рисунок 1.2 - Динамика производства электроэнергии

Как видно из представленных данных производство электроэнергии в последние годы стабильно с некоторым провалом (16-18 %) в 2016 и 2017 годах. В таблице 1.9 и на рисунке 1.3 представлены данные по отпуску электроэнергии в 2014-2018 годах.

Таблица 1.9 - Отпуск электроэнергии АлЭС ТЭЦ-3, тыс.кВт*ч

| Период | 2014 г. | 2015 г. | 2016 г. | 2017 г. | 2018 г. |
|-----------|------------|------------|------------|------------|------------|
| Январь | 106 490 | 110 704 | 113 837 | 85155 | 113 919 |
| Февраль | 106 177 | 110 086 | 98 242 | 70122 | 100 945 |
| Март | 87 497 | 102 053 | 89 407 | 71 809 | 85 054 |
| 1 квартал | 300 165 | 322 843 | 301 487 | 227 086 | 299 918 |
| Апрель | 65 096 | 88 506 | 56 230 | 56775 | 78 946 |
| Май | 54 338 | 54921 | 64 262 | 54783 | 66 401 |
| Июнь | 55 848 | 58 705 | 57 302 | 70 965 | 82 817 |
| 2 квартал | 175 283 | 202 132 | 177 793 | 182 524 | 228 164 |
| 6 месяцев | 475 448 | 524 975 | 479 280 | 409 610 | 528 082 |
| Июль | 44 686 | 57 532 | 55 700 | 53734 | 67 912 |
| Август | 55 151 | 62 333 | 58 645 | 61212 | 85 337 |
| Сентябрь | 51 315 | 78 770 | 56 238 | 72555 | 80 750 |
| 3 квартал | 151 153 | 198 635 | 170 583 | 187 500 | 233 998 |
| 9 месяцев | 626 601 | 723 610 | 649 863 | 597 110 | 762 080 |
| Октябрь | 91 292 | 92 135 | 65 401 | 85167 | 85 263 |
| Ноябрь | 108 662 | 89 970 | 68 187 | 86784 | 87 508 |
| Декабрь | 99 688 | 96 012 | 72 771 | 99 883 | 103 187 |

Продолжение таблицы 1.9

| | | | | | |
|-----------|---------|-----------|---------|---------|-----------|
| 4 квартал | 299 642 | 278 117 | 206 359 | 271 834 | 275 958 |
| ГОД | 926 243 | 1 001 727 | 856 222 | 868 944 | 1 038 038 |

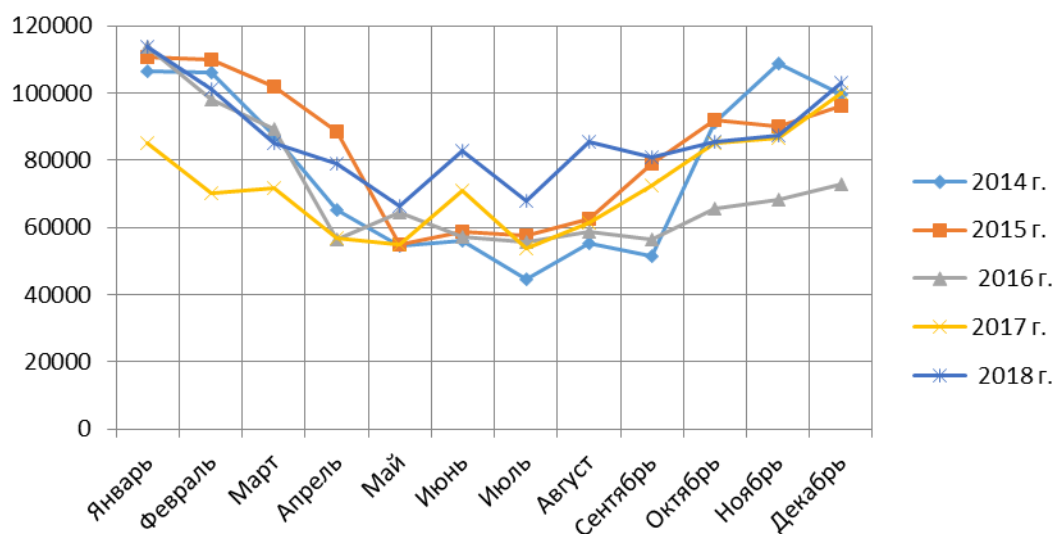


Рисунок 1.3 - Динамика отпуска электроэнергии

Таблица 1.10 - Максимум электрической и тепловой нагрузки

| Год | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
|--------------------------------------|------|------|------|------|------|
| Максимум электрической нагрузки, МВт | 209 | 205 | 207 | 199 | 203 |
| Максимум тепловой нагрузки, Гкал/ч | 39,0 | 34,3 | 30,8 | 31,1 | 48,7 |

Максимум электрической нагрузки приходится на 2014 год и равен 209 МВт, максимум тепловой нагрузки приходится на 2018 год и равен 48,7 Гкал/час.

1.4 Проблемы складирования золошлаковых отходов

В настоящее время на ТЭЦ-3 действует комбинированная система золошлакоудаления с оперативным гидрозолоотвалом в секции №4 (Большое и Малое поля) и золоотвалом сухого складирования золошлаков в секции №5. Секция №4 золоотвала с юга примыкает к отработанным секциям №1, 2, 3. Северо-западной границей является долина реки Малая Алматинка, часть которой захватывает водохранилище сезонного регулирования, Восточной границей 4-ой секции служит пограничная зона 5 секции.

Ограждающие дамбы секции №4 выполнены из суглинка. В качестве противofильтрационной защиты был выполнен экран из суглинка, с устройством дренажа осушения и дренажа дамбы. В секции №4 в процессе эксплуатации было выполнено 2 яруса наращивания дамб общей высотой 7м, до отметок гребня дамб – 632,2 м-632,8 м. на намытый ЗШМ (золошлаковый материал) отсыпана дамба, разделившая секцию №4 на Малое и Большое поля площадью зеркала 21,1 и 21,2 га соответственно. Опорожнение осушенных золошлаков из чаши отработанного Большого и Малого поля секции №4 осуществляется в штабель секции №5. В настоящее время ведется замыв Малого поля золошлаками [3]. Большое поле секции №4 заполнено золошлаками и законсервировано. Секция №5 (золоотвал сухого складирования, состоящий из 2-х площадок) примыкает к секции №4 с западной стороны. Общая площадь в границах отвода 5-ой секции – 44 га. По периметру выполнена дамба 13 первичного обвалования из золошлаков, защищенных снаружи слоем суглинка толщиной 0,5-1,0 м. На площадке №1 секции №5 отсыпан штабель сухих золошлаков с отметками верха ≈ 630,0, 633,5 м. Откосы и горизонтальная поверхность штабеля покрыты суглинистым грунтом для защиты от водной и ветряной эрозии. С северной стороны секции №5 построен аккумулирующий пруд [3].

Существующие сооружения комбинированной системы золоудаления.

В состав сооружений существующей комбинированной системы внешнего золоудаления входят:

- БНС (багерная насосная станция);
- Золошлакопроводы;
- Секция №4 с гидравлическим способом размещения ЗШМ (Большое и Малое поля);
- Шахтные водосборные колодцы (ШК-1, ШК-2, ШК-3, ШК-4);
- Насосная станция дренажных вод НДВ-3;
- Трубопроводы возврата осветленной воды;
- Дренажная система осушения Большого и Малого полей секции №4;
- Золоотвал сухого складирования в секции №5.

Комбинированная система ГЗУ ТЭЦ-3 включает в себя совместное удаление золы и шлака с ТЭЦ-3 гидравлическим способом в секцию №4 золоотвала попеременно в Большое поле или Малое поле, работающих по обратной схеме с возвратом осветленной воды. Поле, в которое не производится намыв, осушается и затем осушенный золошлаковый материал (ЗШМ) разрабатывается экскаваторами и отгружается автосамосвалами на золоотвал сухого складирования – в секцию №5. Отгрузка производится в штабель по картам либо на площадку №1, либо на площадку №2. На данный момент намыв на площадке Большое поле не ведется, т.к. она заполнена до проектных отметок, ведутся работы по осушению поля [1].

Площадка представляет собой равнинную местность с небольшим уклоном на северо-восток, с построенными ярусами дамб золоотвалов.

В геоморфологическом отношении секции золоотвала расположены на предгорной слабонаклонной равнине северного склона гор Заилийского Алатау (первая надпойменная терраса р. Малая Алматинка).

4-ая секция золоотвала

4-ая секция золоотвала с юга примыкает к отработанным объединенным секциям №№ 1, 2, 3. Северо-западной границей является долина реки Малая Алматинка, часть которой захватывает водохранилище сезонного регулирования. Восточной границей 4-ой секции служит пограничная зона 5 секции, где расположена насосная станция дренажных вод. [1]

Чаша 4-ой секции представляет из себя выкопанную яму равнинного типа, грунтовых материалов, образующих искусственную емкость.

В геологическом строении основания 4-ой секции золоотвала принимают участие грунты четвертичного возраста, представленные насыпными грунтами и суглинками [3].

5-ая секция золоотвала

Чаша 5-ой секции представляет собой равнинный участок с общим 16 уклоном на северо-запад в сторону водохранилища. Западной границей 5-ой секции служит ограждающая дамба 4-ой секции. Северо-восточной границей секции является водохранилище сезонного регулирования и долина р. Малая Алматинка.

Рельеф не ровный, в значительной степени осложнен ямами, котлованами, навалами насыпных грунтов.

В геологическом строении 5-ой секции золоотвала принимают участие грунты четвертичного возраста, представленные насыпными грунтами, суглинками, песками средней крупности и гравелистыми песками.

Необходимо отметить, что процессе эксплуатации, комбинированной системы золошлакоудаления ТЭЦ-3, была выполнена реконструкция оперативного гидрозолоотвала секция №4 (Малое и Большое поля) в части сокращения фильтрации с устройством противофильтрационного экрана в чаше Малого и Большого полей [1].

Реализация этого решения позволила значительно сократить фильтрационные потери от золоотвала гидравлического складирования и снизить загрязнение подземных вод до возможного минимума.

Таким образом, продление эксплуатации существующей системы комбинированного золошлакоудаления не окажет влияния на подземные воды за пределами санитарно-защитной зоны золоотвала.

Для складирования золошлаковых отходов после заполнения секции №5 до отметки 633,0 и прекращения ее эксплуатации, необходимо строительство нового золоотвала на вновь отводимой территории.

В соответствии действующим законам Республики Казахстан размеры площадок для золошлакоотвалов должны предусматриваться с учетом работы ТЭЦ не менее 25 лет [1].

Новую площадку для золоотвала необходимо выбирать из условия

сохранения комбинированной системы складирования золошлаковых отходов.

При использовании углей Экибастузского месторождения для складирования золошлаков в течение 25 лет необходима территория площадью не менее 60 га, при высоте штабеля золошлаков порядка 6,0м. При использовании углей шубаркольского месторождения необходимая площадь отвода земли составит 30 га при высоте штабеля сухих золошлаков не менее 6,0м. В качестве площадок для строительства золоотвалов сухого складирования пригодны земли, не используемые в народном хозяйстве – неудобья, отработанные карьеры, овраги и т.д.

Использование в качестве основного топлива углей шубаркольского месторождения при годовом выходе золошлаков 40 тыс. т предпочтительней использования углей Экибастузского месторождения при годовом выходе золошлаков 100, 0 тыс. т, так как при этом площадь отвода земли под новый золошлакоотвал в два раза меньше, а затраты на строительство переносятся на 10-12 лет.

Рассмотрим реконструкцию и модернизацию ТЭЦ-3 АО “АлЭС” с использованием в качестве основного топлива – газа, золошлаковые отходы не образуются. Секция №5 сухого складирования рекультивируется, секция №4 гидравлического складирования (Малое и Большое поля) переустраивается в испарительную площадку для утилизации технологических стоков ТЭЦ [1].

Из вышесказанного можно сделать вывод: что эксплуатация золошлакоудаления при использовании в качестве основного топлива углей Экибастузского месторождения и выходе золошлаковых отходов 100,0 тыс.т/г, позволит складировать золошлаковые отходы в секции №5в течение 5-6 лет до отметки 633 м, после чего складирование золошлаковТЭЦ-3 необходимо будет осуществлять на новом золоотвале .Так как удобных новых площадок под золоотвал нету так как вблизи все застроено, то емкость действующих золоотвалов может служить ограничивающим фактором для дальнейшей деятельности ТЭЦ-3.

2 Анализ и обоснование рекомендуемого варианта реконструкции

ТЭЦ-3

2.1 Перспективные тепловые и электрические нагрузки

При разработке ПредТЭО реконструкции и модернизации ТЭЦ-3 АО «АлЭС» приняты тепловые нагрузки пос.Отеген-Батыр и близлежащих предприятий .

Таблица 2.1 – Тепловые нагрузки

| | Расчетная тепловая нагрузка Гкал/ч | Летняя тепловая нагрузка Гкал/ч |
|---|---------------------------------------|------------------------------------|
| Горячая вода, всего , в том числе | 89 | 8,4 |
| -отопление и вентиляция | 79 | - |
| -горячее водоснабжение | 10 | 8,4 |
| Потери тепла с утечками в тепловых сетях и через изоляцию | 13 | 5 |
| Итого, с учетом потерь тепла | 102 | 13,4 |

В ПредТЭО имеется существующая система отпуска тепла от ТЭЦ-3 потребителями пос. Отеген-Батыр по открытой схеме горячего водоснабжения, теплицарниковому хозяйству – по закрытой схеме.

Имеется существующий температурный график отпуска тепла потребителям поселка -95/70°С, теплично-парниковому хозяйству – 130/70°С со срезкой до 108/70°С при тн.в.=-1,6°С.

В процессе разработки ПреТЭО признано целесообразным рассмотреть на следующей стадии проработок покрытие в перспективе до 100-150 Гкал/ч базовой части тепловой нагрузки города-спутника Gate City с использованием комбинированного производства тепла и электроэнергии. Для этого потребуется серьезное подтверждение тепловых нагрузок и соответствующих решений по теплоснабжению Gate City от ТЭЦ-3.

Электрические нагрузки

В соответствии с выполненными балансами электрической мощности дефицит собственной электрической мощности в Алматинском энергоузле не только сохраняется, но и увеличивается. В связи с этим электрическая мощность реконструированной ТЭЦ-3 должна быть востребована при производстве конкурентоспособной электроэнергии в сравнении с электроэнергией как северных мощных электростанций, та и с электроэнергией Жамбылской ГРЭС [1].

2.2 Обоснование модернизации ТЭЦ-3 на базе газотурбинных технологий

Имеются несколько факторов модернизации станции ТЭЦ-3 на газотурбинные технологии:

1) истощение установленного ресурса крупных термонапряженных узлов основного оборудования-корпусы котлы , роторы паровых турбин, барабаны котлов;

2) технико-экономические показатели работы морально и физически устаревшего основного оборудования;

3) истощение емкости действующих золоотвалов для складирования золошлаковых отходов и отсутствием подходящих площадок для новых золоотвалов;

4) повысит показатели эффективности производства электроэнергии .

2.3 Основное оборудование для предлагаемых вариантов

Взял установку ПГУ-115 в составе:

ГТУ 2x45 МВт SSGT-800 мощностью 45-47 МВт;

котлов-утилизаторов 2xКУП

паровой турбины SST-600

Газовая турбина Siemens SGT-800 – преимущества

- Низкие затраты в расчете на полный срок эксплуатации;
- Производство установки в соответствии с международными нормами, стандартами и правилами;
- Поставка всех компонентов от производителя с предварительными испытаниями;
- Лучшие показатели по выбросам загрязняющих веществ среди энергогенерирующего оборудования мощностью 35-60 МВт, при нагрузке 50-100%;
- Высокая эффективность производства;
- Одновальное исполнение (с двумя сегментными подшипниками), привод с холодного конца, система снижения выбросов третьего поколения;
- Переход с одного типа топлива на другой без отключения от нагрузки;
- Возможность мгновенного сброса нагрузки;
- Гибкость технического обслуживания (замены частей турбины);
- Программное обеспечение для мониторинга и удаленного управления работой системы [4]

Технические данные турбины:

Выходная мощность 47,00 МВт

- Топливо: природный газ / жидкое топливо / двухтопливная система; использование других типов топлива;
- Частота тока: 50/60 Гц
- Электрический КПД: 37,5%
- Тепловая Мощность: 9 597 кДж/кВтч
- Скорость вращения турбины: 6 608 об/мин
- Коэффициент давления компрессора: 19:1
- Поток/температура выхлопных газов: 131,5 кг/сек, 5440С
- Выбросы NOx (15% O2, сухой выброс): ≤ 15 ppm

Паровая турбина SST-600

Механический привод SST-600 также является эффективным и экономичным механическим приводом. С 1970-х годов сотни проектов были успешно реализованы по всему миру с использованием SST-600 для непосредственного привода всего от самого маленького насоса питательной воды котла так же надежно, как и самый большой компрессор, даже в самых сложных технологических процессах. SST-600 соответствует нормативам, включая стандарт API [1].

-Мощность до 200 МВт

-Скорость от 3,000 до 18,000 об/мин

-Впускное давление до 165 бар / до 2,393 фунтов на кв. дюйм

-Температура на входе до 565 °C / до 1050 ° F

-Параметры вытяжного пара

Обратное давление до 80 бар / 1,160 фунтов на кв. дюйм

Конденсация до 1,0 бар / 15 фунтов на кв. дюйм/

Централизованное теплоснабжение до 3,0 бар / 43 фунтов на кв. дюйм

-Контролируемая добыча:

-Давление, выпускной клапан до 72 бар / 1,044 фунтов на кв. дюйм

Давление, в т.ч. клапан до 45 бар / 798 фунтов на кв.дюйм

Температура до 480 °C / 895° F

-Неконтролируемая добыча (до 6): до 85 бар / 1,233 фунтов на кв. дюйм

2.4 Расчет тепловой схемы и оценка технико экономических показателей вариантов модернизации

Расчетная температура наружного воздуха: $t_{p_0} = -1,6^{\circ}\text{C}$

Расчетное тепло-потребление: $Q_{p_0} = 116$ МВт

Температура внутри помещения: $t_{вн} = 20^{\circ}\text{C}$

Температурный график отопления: $t_{п}/t_0 = 130/70$ °C

Температура наружного воздуха: $t_{нв} = -1,6$ °C

Расчетное значение коэффициента теплофикации: $\alpha=0,6$
 Давление обратной сетевой воды: $p_{oc} = 0,6 \text{ МПа}$
 Отношение подогрева в СП₁ к подогреву в СП₂ (в случае подогрева сетевой воды в двух СП): $\beta_T=1$
 Граничное макс давление пара в камере отбора на СП₂: $p_{отб_сп2_макс} = 0,25 \text{ МПа}$
 Граничное макс давление пара в камере отбора на СП₁: $p_{отб_сп1_макс} = 0,2 \text{ МПа}$
 Граничное мин давление пара в камере отбора на СП₂: $p_{отб_сп2_мин} = 0,06 \text{ МПа}$
 Потери давления пара в линии отбора на СП: $\delta p_{сп} = 3 \%$
 Расход воздуха через компрессор ГТУ: $G_B=260 \text{ кг/с}$
 Давление внешнего воздуха: $p_{нв}=0,13 \text{ МПа}$
 Относительная влажность внешнего воздуха: $\phi_{нв} = 40\%$
 Низшая теплота сгорания топлива: $Q_{н-р} = 50,056 \text{ МДж/кг}$
 Давление поступающего топлива: $p_{топл} = 0,6 \text{ МПа}$
 Температура определения низшей теплоты сгорания топлив: $t_{Q_{н-р}} = 15 \text{ }^\circ\text{C}$
 Температура поступающего топлива $t_{топл} = 15 \text{ }^\circ\text{C}$
 Избыточное давление топлива перед камерой сгорания: $\Delta p_{топл_кс} = 0,5 \text{ МПа}$
 Состав топлива: $x_{CH_4} = 100\%$
 КПД топливного компрессора: $\eta_{тк} = 90 \%$
 Степень сжатия воздуха в компрессоре: $\pi_k = 21$
 Внутр. относительный КПД компрессора: $\eta_{oi_к} = 89,2 \%$
 Электромеханический КПД ГТУ: $\eta_{мг_гту} = 9,8\%$
 Потери давления в камере сгорания: $\delta p_{кс} = 2,5 \%$
 Коэффициент использования теплоты камеры сгорания: $\eta_{кс} = 9,7 \%$
 Вн. относительный КПД ГТ: $\eta_{oi_гт} = 8,4\%$
 Потери давления за ГТ: $\delta p_{гт} = 3 \%$
 Температура рабочего тела перед ГТ: $t_{згту} = 1300 \text{ }^\circ\text{C}$
 Давление пара ВД на выходе из КУ: $p_{пе_вд_вых} = 9 \text{ МПа}$
 Температура пара ВД на выходе из КУ: $t_{1пе_вд} = 535 \text{ }^\circ\text{C}$
 Давление пара НД на выходе из КУ: $p_{пе_нд_вых} = 0,5 \text{ МПа}$
 Давление в конденсаторе: $p_{2пту} = 6 \text{ МПа}$
 Потери давления пара ВД между КУ и ПТ: $\delta p_{п_вд} = 5 \%$
 Потери давления пара НД между КУ и ПТ: $\delta p_{п_нд} = 5 \%$
 Температура воды на входе в ГП: $t_{гпк_вх} = 60 \text{ }^\circ\text{C}$
 Температурный напор на входе газов в контур НД КУ: $\delta t_{ку_вх_нд} = 10 \text{ }^\circ\text{C}$
 Температурный напор на выходе газов из испарителя НД КУ: $\delta t_{исп_вых_нд} = 10 \text{ }^\circ\text{C}$
 Температурный напор на входе газов в экономайзер ВД КУ: $\delta t_{эк_вх_вд} = 10 \text{ }^\circ\text{C}$
 Вн. относит. КПД ЧВД ПТ: $\eta_{oi_чвд} = 90 \%$

Вн. относит. КПД ЧНД ПТ: $\eta_{oi_чнд}=85\%$

Электромеханический КПД ПТУ: $\eta_{мг_пту}=9,8\%$

КПД выработки электроэнергии на КЭС. Используется при определении тепловой экономичности ПГУ пропорциональным методом: $\eta_{э_кэс}=40\%$

КПД выработки теплоты в котельной. Используется при определении тепловой экономичности ПГУ пропорциональным методом: $\eta_{т_кот}=85\%$

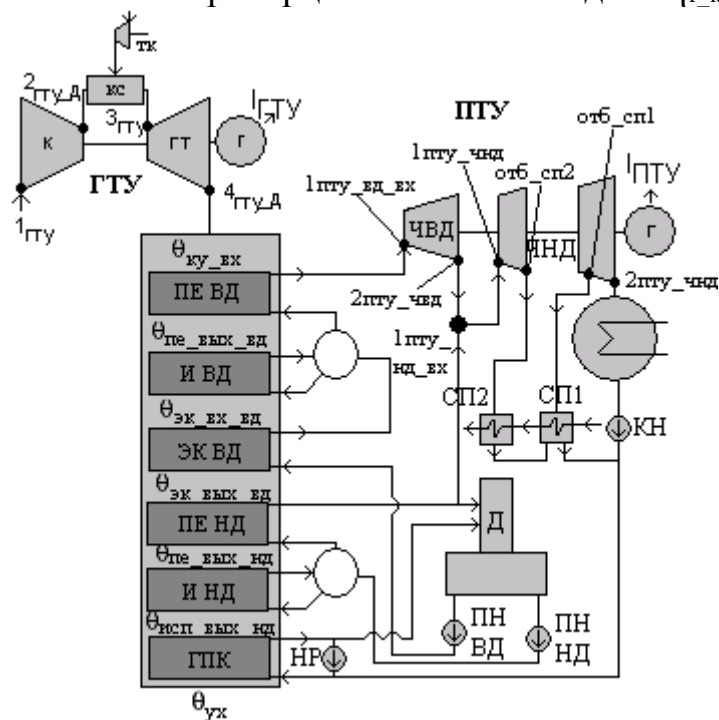


Рисунок 2.1 – Цикл ГТУ в составе ПГУ-ТЭЦ

Проверка ввода данных

$t_{нв} = \text{if}(t_{нв} < t_{згту}, t_{нв}, \text{“Температура } t_{нв} \text{ должна быть меньше } t_{зг} \text{”}) = -1.6^\circ\text{C}$

Расчет свойств окружающего воздуха

Предельное давление воды при температуре окружающего воздуха

$$p_{гр_вн} = \text{if}(t_{нв} > 273,15\text{K}, \text{wspPst}(t_{нв}), \text{wspPSUBT}(t_{нв})) = 535.281\text{Pa} \quad (2.1)$$

Массовое влагосодержание окружающего воздуха:

$$d_{нв} = \frac{\text{wspgMMGS}(\text{“H2O”})}{\text{spgMMGS}(\text{“AirMix”})} \frac{\varphi_{нв} p_{гр_нв}}{p_{нв} - \varphi_{нв} p_{гр_нв}} = 1,317 \cdot 10^{-3} \text{kgsteam}/(\text{kgdair}) \quad (2.2)$$

Мольное влагосодержание

$$X_{\text{H}_2\text{O}} = \frac{\text{wspgMMGS}(\text{"AirMix"})}{\text{spgMMGS}(\text{"H2O"})} d_{\text{H}_2\text{O}} = 0,212\% \quad (2.3)$$

Создание расчетной смеси влажного воздуха
 $gs_{\text{H}_2\text{O}} = \text{concat}(\text{"AirMix:1;H2O:"}, \text{num2str}(x_{\text{H}_2\text{O}})) = \text{"AirMix:1;H2O:0,00211812160016661"}$

Энтальпия влажного воздуха при атмосферных условиях
 $h_{1\text{ГТУ}} = \text{wspgHGST}(gs_{\text{H}_2\text{O}}, t_{\text{H}_2\text{O}}) = 272,2 \text{ kJ}/(\text{kgair}) \quad (2.4)$

Энтропия влажного воздуха при атмосферных условиях
 $S_{\text{H}_2\text{O}} = \text{wspgSGSPT}(gs_{\text{H}_2\text{O}}, p_{\text{H}_2\text{O}}, t_{\text{H}_2\text{O}}) = 6,776 \text{ kJ}/(\text{kgairk}) \quad (2.5)$

Определение параметров продуктов горения топлива
 Теоретическое количество сухого воздуха, необходимое для полного сгорания топлива при н/у

доля кислорода в воздухе
 $X_{\text{O}_2_{\text{B}}} = \text{wspgVFGSGS}(\text{"AirMix"}, \text{"O2"}) = 20,99\% \quad (2.6)$

доля водорода в воздухе
 $X_{\text{H}_2_{\text{B}}} = \text{wspgVFGSGS}(\text{"AirMix"}, \text{"H2"}) = 0,01\% \quad (2.7)$

$$h_{\text{O}_2_{\text{H}}} = \frac{1}{X_{\text{O}_2_{\text{B}}} - 0,5X_{\text{H}_2_{\text{B}}}} (2X_{\text{CH}_4}) = 9,531 \text{ м}^3/\text{м}^3 \quad (2.8)$$

Теоретический объем азота, который образовался при сгорании 1 м³ топлива

$$V_{\text{O}_2_{\text{N}_2_{\text{H}}}} = \text{wspgVFGSGS}(\text{"AirMix"}, \text{"N2"}) V_{\text{O}_2_{\text{H}}} = 7,437 \text{ м}^3/\text{м}^3 \quad (2.9)$$

Теоретический объем CO₂, который образовался при сгорании 1 м³ топлива

$$V_{\text{O}_2_{\text{CO}_2_{\text{H}}}} = \text{wspgVFGSGS}(\text{"AirMix"}, \text{"CO2"}) V_{\text{O}_2_{\text{H}}} + X_{\text{CH}_4} = 1,0029 \text{ м}^3/\text{м}^3 \quad (2.10)$$

Теоретический объем водяных паров, которые образовались при сгорании 1 м³ топлива

$$V_{\text{O}_2_{\text{H}_2\text{O}_{\text{H}}}} = X_{\text{H}_2_{\text{B}}} V_{\text{O}_2_{\text{H}}} + 2X_{\text{CH}_4} = 2,001 \text{ м}^3/\text{м}^3 \quad (2.11)$$

Теоретический объем аргона, который образовался при сгорании 1 м³ топлива

$$V_{\text{O}_2_{\text{Ar}_{\text{H}}}} = \text{wspgVFGSGS}(\text{"AirMix"}, \text{"Ar"}) V_{\text{O}_2_{\text{H}}} = 0,0896 \text{ м}^3/\text{м}^3 \quad (2.12)$$

Молярная масса топлива

$$MM_{\text{топл}} = MM_{\text{CH}_4} = 16,043 \text{ г/моль} \quad (2.13)$$

Теоретическая масса воздуха, который необходим для сжигания 1 кг топлива

$$L_o = V_{O_2} \frac{\text{wspgMMGS}(\text{"AirMix"})}{MM_{\text{топл}}} = 17,207 \text{ kg air/ kg f} \quad (2.14)$$

Расчет смеси продуктов сгорания

$$gs_{o_пг} = \text{concat}(\text{"N2:"}, \text{num2str}(V_{o_N2_н}), \text{"CO2:"}, \text{num2str}(V_{o_CO2_н}), \text{"H2O:"}, \text{num2str}(V_{o_H2O_н} + V_{o_н} X_{\text{HВ}}), \text{"Ar:"}, \text{num2str}(V_{o_Ar_н}))$$

$$gs_{o_пг} = \text{"N2:7,43674052894925; CO2:1,00285918513224; H2O:2,02114006766897; Ar:0,0895878008101025"}$$

Энтальпия продуктов сгорания перед газовой турбиной

$$h_{3пг} = \text{wspgHGST}(gs_{o_пг}, t_{3гту}) = 1955,93 \text{ kJ/kg g} \quad (2.15)$$

Расчет компрессора

Давление перед компрессором

$$p_{1гту} = p_{\text{HВ}} = 0,101 \text{ МПа} \quad (2.16)$$

Энтальпия воздуха перед компрессором

$$S_{1гту} = \text{wspgSGSPT}(gs_{\text{HВ}}, p_{1гту}, t_{\text{HВ}}) = 6,776 \text{ kJ/(kg Air k)} \quad (2.17)$$

Давление воздуха за компрессором

$$p_{2гту} = p_{1гту} * \pi_k = 2,127 \text{ МПа} \quad (2.18)$$

Температура воздуха за компрессором при изоэнтропном сжатии

$$t_{2гту} = \text{wspgTGSPS}(gs_{\text{HВ}}, p_{2гту}, s_{\text{HВ}}) = 365,7 \text{ °C} \quad (2.19)$$

Энтальпия воздуха за компрессором при изоэнтропном сжатии

$$h_{2гту} = \text{wspgHGST}(gs_{\text{HВ}}, t_{2гту}) = 649,158 \text{ kJ/(kg air)} \quad (2.20)$$

Температура воздуха за компрессором при изоэнтропном сжатии

$$l_k = h_{2гту} - h_{1гту} = 376,959 \text{ kJ/(kg air)} \quad (2.21)$$

Температура воздуха за компрессором при реальном сжатии

$$l_{k_д} = \frac{l_k}{\eta_{oi_k}} = 422,599 \text{ kJ/(kg air)} \quad (2.22)$$

Энтальпия воздуха за компрессором при реальном сжатии

$$h_{2гту_д} = h_{1гту} - l_{k_д} = 694,799 \text{ kJ/(kg air)} \quad (2.23)$$

Температура воздуха за компрессором при реальном сжатии

$$t_{2гту_д} = \text{wspgTGSH}(gs_{\text{HВ}}, h_{2гту_д}) = 408,49 \text{ °C} \quad (2.24)$$

Энтальпия воздуха за компрессором при реальном сжатии

$$s_{2гту_д} = \text{wspgGSPT}(g_{s_{нв}}, p_{2гту}, t_{2гту_д}) = 6,845 \text{ kJ/(kg)} \quad (2.25)$$

Расчет топливного компрессора (ТК)

Энтальпия топлива перед топливным компрессором

$$h_{\text{топл_тк}} = h_{0_CH4_t}(t_{\text{топл}}) = 602,313 \text{ kJ/(kg f)} \quad (2.26)$$

Энтропия топлива перед топливным компрессором

$$S_{\text{топл_тк}} = S_{CH4_pt}(P_{\text{топл}}, t_{\text{топл}}) = 10,614 \text{ kJ/(kgfK)} \quad (2.27)$$

Давление топлива за топливным компрессором

$$P_{\text{топл_кк}} = p_{2гту} + \Delta p_{\text{топл_кк}} = 2,627 \text{ МПа} \quad (2.28)$$

Температура топлива за ТК при изоэнтропном сжатии

$$t_{\text{топл_кк}} = t_{CH4_ps}(p_{\text{топл_кк}}, S_{\text{топл_тк}}) = 126,22 \text{ }^\circ\text{C} \quad (2.29)$$

Энтальпия топлива за ТК при изоэнтропном сжатии

$$h_{\text{топл_кк}} = h_{0_CH4_t}(t_{\text{топл_кк}}) = 864,095 \text{ kJ/(kg f)} \quad (2.30)$$

Теплоперепад в ТК при изоэнтропном сжатии

$$l_{\text{тк}} = h_{\text{топл_кк}} - h_{\text{топл_тк}} = 261,782 \text{ kJ/(kg f)} \quad (2.31)$$

Теплоперепад в ТК при реальном сжатии

$$l_{\text{тк_д}} = \frac{l_{\text{тк}}}{\eta_{\text{тк}}} = 290,869 \text{ kJ/(kg f)} \quad (2.32)$$

Энтальпия топлива за ТК при реальном сжатии

$$h_{\text{топл_кк_д}} = h_{\text{топл_тк}} + l_{\text{тк_д}} = 893,182 \text{ kJ/(kgf)} \quad (2.33)$$

Температура топлива за ТК при реальном сжатии

$$t_{\text{топл_кк_д}} = t_{CH4_h0}(h_{\text{топл_кк_д}}) = 137,64 \text{ }^\circ\text{C} \quad (2.34)$$

Расчет камеры сгорания (КС)

Энтальпия воздуха при температуре перед турбиной

$$h_{3нв} = \text{wspgHGST}(g_{s_{нв}}, t_{3гту}) = 1727,45 \text{ kJ/(kg air)} \quad (2.35)$$

Приведем все удельные энтальпии к температуре $Q_{нр}$

$$h_{1гту_qнр} = h_{1гту} - \text{wspgHGST}(g_{s_{нв}}, t_{Q_H_P}) = -16,685 \text{ kJ/(kg air)} \quad (2.36)$$

$$h_{2гту_д_qнр} = h_{2гту_д} - \text{wspgHGST}(g_{s_{нв}}, t_{Q_H_P}) = 405,914 \text{ kJ/(kg air)} \quad (2.37)$$

$$h_{3\text{пг_qнр}} = h_{3\text{пг}} - \text{wspgHGST}(gs_{0_пг}, t_{Q_H_P}) = 1644,032 \text{ kJ}/(\text{kg g}) \quad (2.38)$$

$$h_{\text{топл_кc_д_qнр}} = h_{\text{топл_кc_д}} - h_{0_CH4_t}(t_{Q_H_P}) = 290,869 \text{ kJ}/(\text{kg f}) \quad (2.39)$$

$$h_{\text{топл_тк_qнр}} = h_{\text{топл_тк}} - h_{0_CH4_t}(t_{Q_H_P}) = 0 \text{ kJ}/(\text{kg f}) \quad (2.40)$$

$$h_{3\text{нв_qнр}} = h_{3\text{нв}} - \text{wspgHGST}(gs_{\text{нв}}, t_{Q_H_P}) = 1438,569 \text{ kJ}/(\text{kg air}) \quad (2.41)$$

Избыточный расход воздуха в расчете на 1 кг топлива

$$g_{\text{нв_изб}} = \frac{h_{2\text{гту_д_qнр}} L_0 - (L_0 + 1) h_{3\text{пг_qнр}} + h_{\text{топл_кc_д_qнр}} + Q_{\text{нр}} \eta_{\text{кc}}}{h_{3\text{нв_qнр}} - h_{2\text{гту_д_qнр}}} = 26,387 \quad (2.42)$$

Избыток воздуха

$$\alpha_{\text{нв}} = \frac{g_{\text{нв_изб}} + L_0}{L_0} = 2,533 \quad (2.43)$$

Создание рабочей смеси рабочего тела в ГТ

$gs_{\Gamma} = \text{concat}(\{“gs_{\text{нв}}”\}, \text{num2str}(g_{\text{нв_изб}}), “M; \{“gs_{0_пг}”\}, \text{num2str}(L_0 + 1), “M”)$

$gs_{\Gamma} = \{ \text{AirMix}; 1; \text{H}_2\text{O}; 0.00211812160016661 \}; 26,386522267781\text{M}; \{ \text{N}_2; 7.43674052894925; \text{CO}_2; 1.00285918513224; \text{H}_2\text{O}; 2.002114006766676; \text{Ar}; 0.00895878008101025 \}; 18.207176041514\text{M}”$

Проверка баланса

Энтальпия продуктов сгорания при температуре перед ГТ

$$h_{3\text{гту}} = \text{wspgHGST}(gs_{\Gamma}, t_{3\text{гту}}) = 1820,738 \text{ kJ}/(\text{kg g}) \quad (2.44)$$

Энтальпия продуктов сгорания при температуре перед ГТ относительно температуры определения $Q_{\text{нр}}$

$$h_{3\text{гту_qнр}} = h_{3\text{гту}} - \text{wspgHGST}(gs_{\Gamma}, t_{Q_H_P}) = 1522,458 \text{ kJ}/(\text{kg g}) \quad (2.45)$$

$$\frac{(g_{\text{нв_изб}} + L_0) h_{2\text{гту_д_qнр}} + h_{\text{топл_кc_д_qнр}} + Q_{\text{нр}} \eta_{\text{кc}} - (g_{\text{нв_изб}} + L_0 + 1) h_{3\text{гту_qнр}}}{(g_{\text{нв_изб}} + L_0 + 1) h_{3\text{гту_qнр}}} = 0 \quad (2.46)$$

Расчет газовой турбины (ГТ)

Давление перед ГТ

$$p_{3ГТ} = p_{2ГТ}(1 - \delta p_{кк}) = 2,074 \text{ МПа} \quad (2.47)$$

ГТ

Энтродия смеси продуктов сгорания и воздуха при температуре перед

$$s_{3ГТ} = \text{wspgSGSPT}(g_{sГ}, t_{3ГТ}, p_{3ГТ}) = 8,08 \text{ кJ/(kggK)} \quad (2.48)$$

Давление газов за турбиной

$$p_{4ГТ} = p_{нв}(1 - \delta p_{кв}) = 0,1043 \text{ МПа} \quad (2.49)$$

Температура рабочего тела за турбиной при изоэнтропном расширении

$$t_{4ГТ} = \text{wspgTGSPS}(g_{sГ}, t_{4ГТ}, p_{3ГТ}) = 500,37 \text{ }^\circ\text{C} \quad (2.50)$$

Энтальпия рабочего тела за турбиной при изоэнтропном расширении

$$h_{4ГТ} = \text{wspgHGST}(g_{sГ}, t_{4ГТ}) = 828,634 \text{ кJ/(kgg)} \quad (2.51)$$

Теплоперепад в турбине при изоэнтропном расширении

$$l_{ГТ} = h_{3ГТ} - h_{4ГТ} = 992,104 \text{ кJ/(kg g)} \quad (2.52)$$

Теплоперепад в турбине при реальном расширении

$$l_{ГТ_д} = l_{ГТ} \eta_{0i_ГТ} = 877,02 \text{ кJ/(kg g)} \quad (2.53)$$

Энтальпия рабочего тела за турбиной при реальном расширении

$$h_{4ГТ_д} = h_{3не} + l_{un_д} = 943,718 \text{ кJ/(kg f)} \quad (2.54)$$

Температура рабочего тела за турбиной при реальном расширении

$$t_{4ГТ_д} = \text{wspgTGSH}(g_{sГ}, h_{4ГТ_д}) = 598,98 \text{ }^\circ\text{C} \quad (2.55)$$

Энтродия рабочего тела за турбиной при реальном расширении

$$S_{4ГТ_д} = \text{wspgSGSPT}(g_{sГ}, p_{4ГТ}, t_{4ГТ_д}) = 8,22 \text{ кJ/(kg air K)} \quad (2.56)$$

Содержание кислорода в отходящих газах

$$x_{O2_ГТ} = \text{wspgVFGSGS}(g_{sГ} \text{ "O2"}) = 12,17\% \quad (2.57)$$

Расход газа через ГТ

$$G_{ГТ} = \left(\frac{g_{нв_нзб} + L0 + 1}{g_{нв_нзб} + L0} \right) G_{вх} = 265,964 \text{ kgg/sec} \quad (2.58)$$

Расход топлива

$$V_T = \left(\frac{1}{g_{H_2O} + L_0} \right) G_B = 5,9642 \text{ kgf/sec} \quad (2.59)$$

Теплота, подведенная в ГТУ

$$Q_{1_ГТУ} = h_{1_ГТУ_qnp} G_B + (h_{топл_тк_qnp} + Q_{-H_p\eta kc}) V_T = 293,309 \text{ МВт} \quad (2.60)$$

Мощность компрессора

$$N_k = \left(\frac{l_{тк_д}}{\eta_{мг_гту}} \right) G_B = 110,096 \text{ МВт} \quad (2.61)$$

Мощность ТК

$$N_{тк} = \left(\frac{l_{тк_д}}{\eta_{мг_гту}} \right) V_T = 1,738 \text{ МВт} \quad (2.62)$$

Мощность ГТ

$$N_{гт} = l_{гт_д} G_T \eta_{мг_гту} = 232,789 \text{ МВт} \quad (2.63)$$

Мощность электрогенератора ГТУ ГТ

$$N_{ГТУ} = N_{гт} - (N_k + N_{тк}) = 120,955 \text{ МВт} \quad (2.64)$$

Электрический КПД ГТУ

$$\eta_{э_гту} = \frac{N_{гту}}{Q_{1_гту}} = 41,238\% \quad (2.65)$$

Расчет ПГУ

Расчет КУ

$(t_{1пе_вд}) = \text{if}(t_{4гту_д} - t_{1пе_вд} > 20\text{К}, t_{1пе_вд}, \text{“разница } t_{4гту_д} - t_{1пе_вд} \text{ ДОЛЖНА БЫТЬ БОЛЬШЕ за 20 градусов”}) = 535 \text{ }^\circ\text{C}$

Гидравлическое сопротивление пароперегревателя ВД

$$\Delta p_{пе_вд} = 0,25 \text{ МПа} \quad (2.66)$$

Давление пара в барабане ВД

$$p_{б_вд} = p_{пе_вд_вых} + \Delta p_{пе_вд} = 9,25 \text{ МПа} \quad (2.67)$$

Давление воды за ПН ВД

$$p_{пн_вд} = 1,1 \quad p_{б_вд} = 10,18 \text{ МПа} \quad (2.68)$$

Давление воды за экономайзером ВД

$$p_{эк_вд} = 1,05 \quad p_{б_вд} = 9,71 \text{ МПа} \quad (2.69)$$

Давление в деаэрактор

$$p_{д_пту} = p_{пе_вых_нд} = 0,5 \text{ МПа} \quad (2.70)$$

Температура воды за экономайзером ВД

$$t_{\text{ЭК_ВД_ВЫХ}} = \text{wspTSP}(p_{\text{ЭК_ВДХ}}) = 300,86 \text{ }^{\circ}\text{C} \quad (2.71)$$

Температура газов на входе в КУ

$$\theta_{\text{КУ_ВХ}} = t_{4\text{ГТУ_Д}} = 598,979 \text{ }^{\circ}\text{C} \quad (2.72)$$

Энтальпия газов на входе в КУ

$$h_{\text{КУ_ВХ}} = \text{wspgHGST}(g_{\text{Г}}\theta_{\text{КУ_ВХ}}) = 943,718 \text{ kJ/(kg g)} \quad (2.73)$$

Температура газов на входе в экономайзер ВД

$$\theta_{\text{ЭК_ВД_ВХ}} = \text{wspgTSP}(p_{\text{ЭК_ВД}}) + \delta t_{\text{ЭК_ВХ_ВД}} = 318,862 \text{ }^{\circ}\text{C} \quad (2.74)$$

Энтальпия газов на входе в экономайзер ВД

$$h_{\text{ЭК_ВД_ВХ}} = \text{wspgHGST}(g_{\text{Г}}\theta_{\text{ЭК_ВХ_ВД}}) = 623,67 \text{ kJ/(kg g)} \quad (2.75)$$

Энтальпия пара ВД на выходе из КУ

$$h_{\text{ПЕ_ВД_ВЫХ}} = \text{wspHPT}(p_{\text{ПЕ_ВД_ВЫХ}}, t_{\text{ПЕ_ВД}}) = 3474,86 \text{ kJ/(kgw-s)} \quad (2.76)$$

Расход пара ВД генерируемым одним КУ

$$D_{\text{ВД}} = \frac{(I_{\text{КУ_ВХ}} - I_{\text{ЭК_ВД_ВХ}})G_{\text{Г}}}{h_{\text{ПЕ_ВЫХ_ВД}} - \text{wspHPT}(p_{\text{ЭК_ВД}}, t_{\text{ЭК_ВД_ВЫХ}})} = 40,029 \text{ kg w-s/sec} \quad (2.77)$$

Энтальпия газов за ПЕВД

$$h_{\text{ПЕ_ВД_ВЫХ}} = h_{\text{КУ_ВХ}} - (h_{\text{ПЕ_ВЫХ_ВД}} - \text{wspHSST}(\text{wspTSP}(p_{\text{Б_ВД}})))D_{\text{ВД}}/G_{\text{Г}} = 832,921 \text{ kJ/(kg g)} \quad (2.78)$$

Температура газов за ПЕ ВД

$$\theta_{\text{ЭК_ВЫХ_ВД}} = \text{wspgTGSN}(g_{\text{Г}}I_{\text{ПЕ_ВЫХ_ВД}}) = 504,09 \text{ }^{\circ}\text{C} \quad (2.78)$$

Температура газов за экономайзером ВД

$$\theta_{\text{ЭК_ВЫХ_ВД}} = \text{wspgTGSN}(g_{\text{Г}}I_{\text{ЭК_ВЫХ_ВД}}) = 222,1 \text{ }^{\circ}\text{C} \quad (2.79)$$

Гидравлическое сопротивление пароперегревателя НД

$$\Delta p_{\text{ПЕ_НД}} = 0,05 \text{ МПа} \quad (2.80)$$

Давление пара в барабане НД

$$P_{\text{Б_НД}} = p_{\text{ПЕ_НД_ВЫХ}} + \Delta p_{\text{ПЕ_НД}} = 0,55 \text{ МПа} \quad (2.81)$$

Давление воды за ПН НД

$$P_{\text{ПН_НД}} = 1,1 p_{\text{Б_НД}} = 0,61 \text{ МПа} \quad (2.82)$$

Температура газов на выходе из испарительной части контура НД

$$\theta_{\text{исп_вых_нд}} = \text{wspgTSP}(p_{\text{пн_нд}}) + \delta t_{\text{исп_вых_нд}} = 169,81 \text{ } ^\circ\text{C} \quad (2.83)$$

Энтальпия газов на выходе из испарительной части контура НД

$$h_{\text{исп_вых_нд}} = \text{wspgHGST}(g_{\text{сг}} \theta_{\text{исп_вых_нд}}) = 461,101 \text{ kJ}/(\text{kg g}) \quad (2.84)$$

Температура пара НД на выходе из КУ

$$t_{\text{пе_нд}} = \theta_{\text{эк_вых_вых}} - \delta t_{\text{ку_вх_нд}} = 212,1 \text{ } ^\circ\text{C} \quad (2.85)$$

Энтальпия пара НД на выходе из КУ

$$h_{\text{пе_нд_вых}} = \text{wspHPT}(p_{\text{пе_нд_вых}}, t_{\text{пе_нд}}) = 2881,69 \text{ kJ}/(\text{kgw-s}) \quad (2.86)$$

Расход пара НД

$$D_{\text{нд}} = \frac{(I_{\text{эк_вых_вд}} - h_{\text{исп_вых_ул}}) G_{\text{г}}}{h_{\text{пе_вых_нд}} - \text{wspHSWT}(\text{wspTSP}(p_{\text{пн_нд}}))} = 6,85 \text{ kgw-s/sec} \quad (2.87)$$

Энтальпия газов за ПЕ НД

$$h_{\text{пе_вых_нд}} = h_{\text{эк_вых_нд}} - (h_{\text{пе_нд_вых}} - \text{wspHSST}(\text{wspTSP}(p_{\text{б_нд}}))) \frac{D_{\text{нд}}}{G_{\text{г}}} = 514,657 \text{ kJ}/(\text{kg g}) \quad (2.88)$$

Температура газов за ПЕ ВД

$$\theta_{\text{пе_вых_нд}} = \text{wspgTGS}(g_{\text{сг}} I_{\text{пе_вых_нд}}) = 219,01 \text{ } ^\circ\text{C} \quad (2.89)$$

Принимаем, что нагрев конденсата в ГПК и деаэраторе осуществляется примерно равномерно

Температура конденсата за ГПК

$$t_{\text{гпк_вых}} = t_{\text{гпк_вх}} + \frac{\text{wspgTSP}(p_{\text{д_пту}}) + t_{\text{гпк_вх}}}{2} = 105,92 \text{ } ^\circ\text{C} \quad (2.90)$$

Энтальпия воды за ГПК

$$h_{\text{гпк_вых}} = \text{wspHPT}(p_{\text{д_пту}}, t_{\text{гпк_вых}}) = 444,37 \text{ kJ}/(\text{kgw-s}) \quad (2.91)$$

Энтальпия воды на выходе из деаэратора

$$h_{\text{д_пту}} = \text{wspHSWT}(\text{wspTSP}(p_{\text{д_пту}})) = 640,19 \text{ kJ}/(\text{kgw-s}) \quad (2.92)$$

Расход пара на деаэратор

$$D_{\text{д}} = \frac{(D_{\text{вд}} + D_{\text{нд}})(h_{\text{д_пту}} - h_{\text{гпк_вых}})}{h_{\text{пе_вых_нд}} - h_{\text{гпк_вых}}} = 3,766 \text{ kgw-s/sec} \quad (2.93)$$

Расход воды на рециркуляцию

$$D_{\text{р}} = \frac{[(D_{\text{вд}} + D_{\text{нд}}) - D_{\text{д}}](\text{wspHPT}(p_{\text{д_пту}}, t_{\text{гпк_вх}}) - \text{wspHPT}(p_{\text{д_пту}}, \text{wspHPT}(p_{\text{д_пту}})))}{h_{\text{гпк_вых}} - \text{wspHPT}(p_{\text{д_пту}}, t_{\text{гпк_вх}})} = 22,27 \text{ kgw-s/sec} \quad (2.94)$$

Энтальпия уходящих газов за КУ

$$h_{yx_г} = h_{исп_вых_нд} - (D_{вд} + D_{нд} + D_p - D_d) \frac{(h_{гпк_вых} - w_{спНРТ}(p_{д_пту}, t_{гпк_вх}))}{G_z} = 413,7 \text{ kJ/(kg g)} \quad (2.95)$$

Температура уходящих газов

$$\theta_{yx} = w_{сп} g T G S H(g_{сг}, h_{yx}) = 124,64 \text{ }^\circ\text{C} \quad (2.96)$$

Энтропия уходящих газов

$$S_{yx} = w_{сп} g S G S P T(g_{сг}, p_{4гту}, \theta_{yx}) = 7,3488 \text{ kJ/(kgg K)} \quad (2.97)$$

КПД КУ

$$\eta_{ку} = \frac{l_{yx_вх} - l_{yx}}{h_{4гту_д} - w_{сп} g H G S T(g_{сг}, t_{нв})} = 79,97\% \quad (2.98)$$

Тепло, полученное в КУ паром от газов ГТУ

$$Q_{ку_п} = D_{вд}(h_{пе_вд_вых} - w_{спНРТ}(p_{пн_вд}, w_{сп} T S P(p_{д_пту}))) + D_{нд}(h_{пе_нд_вых} - w_{сп} H S W T(w_{сп} T S P(p_{пн_нд}))) + (D_{вд} + D_{нд} + D_p - D_d)(h_{гпк_вых} - w_{спНРТ}(p_{д_пту}, t_{гпк_вх})) = 140,965 \text{ МВт} \quad (2.99)$$

Тепло, отданное в КУ газами ГТУ в паротурбинный цикл

$$Q_{ку_г} = (h_{4гту_д} - l_{ку}) G_{г} = 140,965 \text{ МВт} \quad (2.100)$$

Погрешность

$$\delta = \frac{|Q_{ку_г} - Q_{ку_п}|}{Q_{ку_п}} = 0\% \quad (2.101)$$

Тепло, подводимое к воде в ГПК

$$Q_{гпк} = (D_{вд} + D_{нд} - D_d + D_3)(h_{гпк_вых} - w_{спНРТ}(p_{д_пту}, t_{гпк_вх})) = 12,61 \text{ МВт} \quad (2.102)$$

Тепло, подводимое к ПЕ НД

$$h_{эк_вых_вд} = h_{эк_п} Q_{пе_нд} = D_{нд}(h_{пе_нд_вых} - w_{сп} H S S T(w_{сп} T S P(p_{б_нд}))) = 0,886 \text{ МВт} \quad (2.103)$$

Тепло, подводимое к воде в экономайзере ВД

$$Q_{эк_вд} = D_{вд}(w_{спНРТ}(p_{эк_вд}, t_{эк_вых_вд}) - w_{спНРТ}(p_{пн_вд}, w_{сп} T S P(p_{д_пту}))) = 28,11 \text{ МВт} \quad (2.104)$$

Тепло, подводимое к испарителю ВД

$$Q_{исп_вд} = D_{вд}(w_{сп} H S S T(w_{сп} T S P(p_{б_вд})) - w_{спНРТ}(p_{эк_вд}, t_{эк_вых_вд})) = 55,65 \text{ МВт} \quad (2.105)$$

Тепло, подводимое к ППВД

$$Q_{pe_vd} = D_{вд}(h_{pe_vd_вых} - w_{sp}HSST (w_{sp}TSP(p_{б_вд}))) = 29,47 \text{ МВт} \quad (2.106)$$

Тепловое потребление при данной температуре наружного воздуха

$$Q_o = Q_{p_o} \frac{t_{вн} - t_{нв}}{t_{нв} - t_{p_o}} = 61,112 \text{ МВт} \quad (2.107)$$

Температура воды в подающем трубопроводе

$$t_{пс} = t_{вн} + (t_{п} - t_{вн})(t_{вн} - t_{нв}) / (t_{нв} - t_{p_o}) = 77,951 \text{ }^{\circ}\text{C} \quad (2.108)$$

Температура воды в обратном трубопроводе

$$T_{oc} = t_{вн} + (t_o - t_{вн})(t_{вн} - t_{нв}) / (t_{нв} - t_{p_o}) = 46,341 \text{ }^{\circ}\text{C} \quad (2.109)$$

Предельное значение коэффициента теплофикации

$$\alpha_{пр} = \frac{w_{sp}TSP(p_{от\ б_{сп2_{макс}}}) - t_o}{t_{п} - t_o} = 0,957 \quad (2.110)$$

Предельное количество теплоты, отпущенное от отборов турбины

$$Q_{т_пр} = \alpha_{пр} Q_{p_o} = 111 \text{ МВт} \quad (2.111)$$

Энтальпия прямой сетевой воды

$$h_{пс} = w_{sp}HPT(p_{oc} - 0,05 \text{ МПа}, t_{пс}) = 326,757 \text{ кДж/кг} \quad (2.112)$$

Энтальпия обратной сетевой воды

$$h_{oc} = w_{sp}HPT(p_{oc} - t_{oc}) = 194,557 \text{ кДж/кг} \quad (2.113)$$

Расход сетевой воды

$$D_c = \frac{Q_o}{h_{пс} - h_{oc}} = 462,273 \text{ кг/с} \quad (2.114)$$

Проверка ввода α

$\alpha = (\text{if}(\alpha \leq \alpha_{пр}, \alpha, \text{“расчетное значение } \alpha \text{ превосходит предельное значение } \alpha_{пр} \text{”})) = 0,6$

Максимальное количество теплоты, отпущенное от отборов турбины при заданом α

$$Q_{т_макс} = \alpha Q_{p_o} = 69,6 \text{ МВт} \quad (2.115)$$

Энтальпия сетевой воды на выходе из СП2

$$h_{\text{СП2_ВЫХ}} := \begin{cases} \frac{Q_{\text{T_МАКС}}}{D_c} + h_{\text{ОС}} & \text{if } Q_0 \geq Q_{\text{T_МАКС}} \\ \frac{Q_0}{D_c} + h_{\text{ОС}} & \text{if } Q_0 < Q_{\text{T_МАКС}} \end{cases} = 326.757 \text{ kJ/kg воды} \quad (2.116)$$

Температура сетевой воды на выходе из СП2

$$t_{\text{СП2_ВЫХ}} := \begin{cases} \text{wsrTPH}(p_{\text{ОС}} - 0.05 \text{ МПа}, h_{\text{СП2_ВЫХ}}) & \text{if } Q_0 \geq Q_{\text{T_МАКС}} \\ t_{\text{ПС}} & \text{if } Q_0 < Q_{\text{T_МАКС}} \end{cases} = 77.951 \text{ }^\circ\text{C} \quad (2.117)$$

Температура насыщения пара в СП2

$$t_{\text{СП2_НАС}} := \begin{cases} \text{wsrTPH}(p_{\text{ОС}} - 0.05 \text{ МПа}, h_{\text{СП2_ВЫХ}}) + 4\text{K} & \text{if } Q_0 \geq Q_{\text{T_МАКС}} \\ t_{\text{ПС}} + 4\text{K} & \text{if } Q_0 < Q_{\text{T_МАКС}} \end{cases} = 81.951 \text{ }^\circ\text{C} \quad (2.118)$$

Давление пара в камере отбора на СП2

$$p_{\text{отб_СП2}} = \left[\left[\frac{p_{\text{отб_СП2_МИН}}}{(1 - \delta_{\text{СП}})} \leq \frac{\text{wsrPST}(t_{\text{СП2_НАС}})}{1 - \delta_{\text{СП}}} \leq \frac{p_{\text{отб_СП2_МАКС}}}{(1 - \delta_{\text{СП}})}, \frac{\text{wsrPST}(t_{\text{СП2_НАС}})}{1 - \delta_{\text{СП}}}, \text{"Давление пара в камере отбора СП2 выходит за границы"} \right] = \text{"Давление пара в камере отбора СП2 выходит за границы"} \text{ МПа} \right] \quad (2.119)$$

$$\beta_T := \begin{cases} \infty & \text{if } p_{\text{отб_СП2}} = \text{"Давление пара в камере отбора СП2 выходит за границы"} \\ \beta_T & \text{otherwise} \end{cases} = 1.000 \times 10^{307} \quad (2.120)$$

Подогрев воды в СП2

$$\Delta h_{\text{СП2}} = \frac{h_{\text{СП2_ВЫХ}} - h_{\text{ОС}}}{1 + \beta_T} = 0 \text{ kJ/kgw} \quad (2.121)$$

Подогрев воды в СП1

$$\Delta h_{\text{СП1}} = \beta_T \Delta h_{\text{СП2}} = 132,199 \text{ kJ/kg w} \quad (2.122)$$

Энтальпия воды на выходе из СП1

$$h_{\text{СП1_ВЫХ}} = h_{\text{ОС}} + \Delta h_{\text{СП1}} = 326,757 \text{ kJ/kg w} \quad (2.123)$$

Температура сетевой воды на выходе из СП1

$$t_{\text{СП1_ВЫХ}} := \begin{cases} \text{wsrTPH}(p_{\text{ОС}} - 0.02 \text{ МПа}, h_{\text{СП1_ВЫХ}}) & \text{if } Q_0 \geq Q_{\text{T_МАКС}} \\ t_{\text{ПС}} & \text{if } Q_0 < Q_{\text{T_МАКС}} \end{cases} = 77.951 \text{ }^\circ\text{C} \quad (2.124)$$

Температура насыщения пара в СП1

$$t_{сп1_нас} = t_{сп1_вых} + 4K = 81,951 \text{ } ^\circ\text{C} \quad (2.125)$$

Давление пара в СП1

$$p_{сп1} = \text{wspPST}(t_{сп1_нас}) = 0,051 \text{ МПа} \quad (2.126)$$

Давление пара в камере отбора на СП1

$$p_{отб_сп1} := \left[\text{if} \left[p_{2пту} \leq \frac{p_{сп1}}{1 - \delta p_{сп}} \leq \frac{p_{отб_сп1_макс}}{(1 - \delta p_{сп})}, \frac{p_{сп1}}{1 - \delta p_{сп}}, \text{"Давление пара в камере отбора выходит за границы"} \right] = 0,053 \text{ МПа} \quad (2.127)$$

Энтальпия дренажа СП2

$$h_{др_сп2} = \text{wspHSWT}(t_{сп2_нас}) = 343,14 \text{ kJ/kg w} \quad (2.128)$$

Энтальпия дренажа СП1

$$h_{др_сп1} = \text{wspHSWT}(t_{сп1_нас}) = 343,14 \text{ kJ/kg w} \quad (2.129)$$

Давление пара ВД на входе в ПТ

$$p_{1пту_вд_вх} = p_{пе_вд_вых} (1 - \delta p_{п_вд}) = 8,55 \text{ МПа} \quad (2.130)$$

Давление пара НД на входе в ПТ

$$p_{1пту_нд_вх} = p_{пе_нд_вых} (1 - \delta p_{п_нд}) = 0,475 \text{ МПа} \quad (2.131)$$

Энтальпия пара на выходе из ЧВД

$$h_{2пту_чвд} = \text{wspHEXPANSIONPTREFF}(p_{1пту_вд_вх}, t_{1пе_вд}, p_{1пту_нд_вх}, \eta_{oi_чвд}) = 2804,41 \text{ kJ/kgw-s} \quad (2.132)$$

Энтальпия пара ВД на входе в ПТ

$$h_{1пту_вд_вх} = \text{wspHPT}(p_{1пту_вд_вх}, t_{1пе_вд}) = 3479,57 \text{ kJ/kgw-s} \quad (2.133)$$

Энтальпия пара НД на входе в ПТ

$$h_{1пту_нд_вх} = \text{wspHPT}(p_{1пту_нд_вх}, t_{1пе_нд}) = 2882,84 \text{ kJ/kgw-s} \quad (2.134)$$

Энтальпия пара перед ЧНД

$$h_{2пту_чнд} = \frac{[D_{вд} h_{2пту_чвд} + (D_{нд} - D_{д}) h_{1пту_нд_вх}]}{[D_{вд} + D_{нд} - D_{д}]} = 2810,01 \text{ kJ/kgw-s} \quad (2.135)$$

Температура пара на перед ЧНД

$$t_{1пту_чнд} = \text{wspTRH}(p_{1пту_нд_вх}, h_{1пту_чнд}) = 178,17 \text{ } ^\circ\text{C} \quad (2.136)$$

$x = \text{if}(t_{1пту_чнд} \leq \text{wspTSP}(p_{1пту_нд_вх}), \text{wspTRH}(t_{1пту_чнд}, h_{1пту_чнд}), \text{"на выходе из ЧВД пар перегретый"}) = \text{"на выходе из ЧВД пар перегретый"}$

Энтальпия пара на выходе из ЧНД

$$h_{2\text{пту_чнд}} := \begin{cases} \text{wspHEXPANSIONPTPEFF}(p_{1\text{пту_нд_вх}}, t_{1\text{пту_чнд}}, p_{2\text{пту}}, \eta_{oi_чнд}) & \text{if } x = \text{"На выходе из ЧВД пар перегретый"} \\ \text{wspHEXPANSIONPTXPEFF}(p_{1\text{пту_нд_вх}}, t_{1\text{пту_чнд}}, x, p_{2\text{пту}}, \eta_{oi_чнд}) & \text{otherwise} \end{cases} = 2249.714 \text{ кДж/кг воды-пара} \quad (2.137)$$

Энтальпия пара в камере отбора на СП1

$$h_{\text{отб_сп1}} := \begin{cases} \text{wspHEXPANSIONPTPEFF}(p_{1\text{пту_нд_вх}}, t_{1\text{пту_чнд}}, p_{\text{отб_сп1}}, \eta_{oi_чнд}) & \text{if } x = \text{"На выходе из ЧВД пар перегретый"} \\ \text{wspHEXPANSIONPTXPEFF}(p_{1\text{пту_нд_вх}}, t_{1\text{пту_чнд}}, x, p_{\text{отб_сп1}}, \eta_{oi_чнд}) & \text{otherwise} \end{cases} = 2493.68 \text{ кДж/кг воды-пара} \quad (2.138)$$

Энтальпия пара в камере отбора на СП2

$$h_{\text{отб_сп2}} := \begin{cases} h_{\text{отб_сп1}} & \text{if } p_{\text{отб_сп2}} = \text{"Давление пара в камере отбора СП2 выходит за границы"} \\ \text{otherwise} \\ \text{wspHEXPANSIONPTPEFF}(p_{1\text{пту_нд_вх}}, t_{1\text{пту_чнд}}, p_{\text{отб_сп2}}, \eta_{oi_чнд}) & \text{if } x = \text{"На выходе из ЧВД пар перегретый"} \\ \text{wspHEXPANSIONPTXPEFF}(p_{1\text{пту_нд_вх}}, t_{1\text{пту_чнд}}, x, p_{\text{отб_сп2}}, \eta_{oi_чнд}) & \text{otherwise} \end{cases} = 2493.68 \text{ кДж/кг воды-пара} \quad (2.139)$$

Энтальпия пара в камере отбора на СП2

$$s_{\text{отб_сп2}} := \begin{cases} \text{wspSPH}(p_{\text{отб_сп1}}, h_{\text{отб_сп2}}) & \text{if } p_{\text{отб_сп2}} = \text{"Давление пара в камере отбора СП2 выходит за границы"} \\ \text{wspSPH}(p_{\text{отб_сп2}}, h_{\text{отб_сп2}}) & \text{otherwise} \end{cases} = 7.14 \text{ К}^{-1} \text{ кДж/кг воды-пара} \quad (2.140)$$

$$S_{\text{отб_сп1}} = \text{wspSPH}(p_{\text{отб_сп1}}, h_{\text{отб_сп1}}) = 7,1416 \text{ кДж/(кгw-sK)} \quad (2.141)$$

Расход пара в СП2

$$D_{\text{сп2}} := \begin{cases} 0 & \text{if } h_{\text{отб_сп2}} = 0 \\ \frac{D_c(h_{\text{сп2_вых}} - h_{\text{сп1_вых}})}{h_{\text{отб_сп2}} - h_{\text{др_сп2}}} & \text{otherwise} \end{cases} = 0 \text{ кг воды-пара/сек} \quad (2.142)$$

Расход пара в СП1

$$D_{\text{сп1}} = \frac{D_c(h_{\text{сп1_вых}} - h_{\text{ос}})}{h_{\text{отб_сп1}} - h_{\text{др_сп1}}} = 28,417 \text{ кгw-s/sec} \quad (2.143)$$

Расход пара в конденсатор ПТ

$$D_k := \begin{cases} \text{"ПГУ не может обеспечить данную тепловую нагрузку"} & \text{if } [(D_{\text{вд}} + D_{\text{нд}}) - D_{\text{д}}] - (D_{\text{сп2}} + D_{\text{сп1}}) < 0 \\ D_{\text{вд}} + D_{\text{нд}} - D_{\text{д}} - D_{\text{сп2}} - D_{\text{сп1}} & \text{otherwise} \end{cases} = 14.692 \text{ кг воды-пара/сек} \quad (2.144)$$

$$S_{1\text{пту_вд_вх}} = \text{wspWSPT}(p_{1\text{пту_вд_вх}}, t_{\text{пе_вд}}) = 6,799 \text{ кДж/(кгw-sK)} \quad (2.145)$$

$$S_{1\text{нд_вх}} = \text{wspSPH}(p_{1\text{пту_нд_вх}}, h_{1\text{пту_нд_вх}}) = 7,1404 \text{ кДж/(кгw-sK)} \quad (2.146)$$

$$S_{2\text{пту_чнд}} = \text{wspSPH}(p_{1\text{пту_нд_вх}}, h_{2\text{пту_чнд}}) = 6,9723 \text{ кДж/(кгw-sK)} \quad (2.147)$$

$$S_{1\text{пту_чвд}} = \text{wspSPH}(p_{1\text{пту_нд_вх}}, h_{1\text{пту_чвд}}) = 6,9848 \text{ kJ}/(\text{kgw-sK}) \quad (2.148)$$

$$S_{2\text{пту}} = \text{wspSPH}(p_{2\text{пту}}, h_{2\text{пту_чвд}}) = 7,3044 \text{ kJ}/(\text{kgw-sK}) \quad (2.149)$$

$$t_{2\text{пту}} = \text{wspTPH}(p_{2\text{пту}}, h_{2\text{пту_чвд}}) = 36,16^\circ\text{C} \quad (2.151)$$

$$t_{3\text{пту}} = t_{2\text{пту}} \quad (2.152)$$

$$h_{3\text{пту}} = \text{wspHSWT}(t_{3\text{пту}}) = 151,49 \text{ kJ}/\text{kgw-s} \quad (2.153)$$

$$s_{3\text{пту}} = \text{wspSSWT}(t_{3\text{пту}}) = 0,521 \text{ kJ}/(\text{kgw-s K}) \quad (2.154)$$

$$s_{\text{пн_вд}} = \text{wspSPT}(p_{\text{пн_вд}}, \text{wspTSP}(p_{\text{д_пту}})) = 1,85 \text{ kJ}/(\text{kgw-s K}) \quad (2.155)$$

$$s_{\text{пн_нд}} = \text{wspSPT}(p_{\text{пн_нд}}, \text{wspTSP}(p_{\text{д_пту}})) = 1,86 \text{ kJ}/(\text{kgw-s K}) \quad (2.156)$$

$$h_{\text{пн_вд}} = \text{wspHPS}(p_{3\text{пн_вд}}, s_{\text{пн_вд}}) = 646,157 \text{ kJ}/\text{kgw-s} \quad (2.157)$$

$$h_{\text{пн_нд}} = \text{wspHPS}(p_{3\text{пн_нд}}, s_{\text{пн_нд}}) = 640,249 \text{ kJ}/\text{kgw-s} \quad (2.158)$$

Внутренняя мощность ПТ

$$L_{\text{пт}} := \begin{cases} D_{\text{вд}}(h_{1\text{пту_вд_вх}} - h_{2\text{пту_чвд}}) + (D_{\text{вд}} + D_{\text{нд}} - D_{\text{д}})(h_{1\text{пту_нд_вх}} - h_{\text{отб_сп1}}) + D_{\text{к}}(h_{\text{отб_сп1}} - h_{2\text{пту_чнд}}) & \text{if } D_{\text{сп2}} = 0 \\ D_{\text{вд}}(h_{1\text{пту_вд_вх}} - h_{2\text{пту_чвд}}) + (D_{\text{вд}} + D_{\text{нд}} - D_{\text{д}})(h_{1\text{пту_нд_вх}} - h_{\text{отб_сп2}}) + (D_{\text{вд}} + D_{\text{нд}} - D_{\text{д}} - D_{\text{сп2}})(h_{\text{отб_сп2}} - h_{\text{отб_сп1}}) + D_{\text{к}}(h_{\text{отб_сп1}} - h_{2\text{пту_чнд}}) & \text{otherwise} \end{cases} = 47,387 \text{ MBT} \quad (2.159)$$

Внутренняя мощность ПН ВД

$$L_{\text{пн_вд}} = (h_{\text{пн_вд}} - \text{wspHSWT}(\text{wspTSP}(p_{\text{д_пту}})))D_{\text{вд}} = 0,239 \text{ MBT} \quad (2.160)$$

Внутренняя мощность ПН ВД

$$L_{\text{пн_нд}} = (h_{\text{пн_нд}} - \text{wspHSWT}(\text{wspTSP}(p_{\text{д_пту}})))D_{\text{вд}} = 2,568 * 10^{-3} \text{ MBT} \quad (2.161)$$

Теплота, подведенная в ПГУ

$$Q_{1\text{пгу}} = Q_{1\text{пту}} = 293,31 \text{ MBT} \quad (2.162)$$

Внутренняя мощность ПТУ

$$L_{\text{пту}} = L_{\text{пт}} - (L_{\text{пн_вд}} + L_{\text{пн_нд}}) = 47,15 \text{ MBT} \quad (2.163)$$

Электрическая мощность ПТУ

$$N_{\text{пту}} = L_{\text{пту}} \eta_{\text{м_пту}} - \frac{(L_{\text{пн_вд}} + L_{\text{пн_нд}})}{\eta_{\text{м_пту}}} = 47,05 \text{ MBT} \quad (2.164)$$

Электрическая мощность ПГУ

$$N_{\text{пгу}} = N_{\text{гту}} + N_{\text{пту}} = 168,005 \text{ МВт} \quad (2.165)$$

Коэффициент пропорциональности

$$\eta_{\text{пр}} = \frac{\eta_{\text{э_кэс}}}{\eta_{\text{т_кот}}} = 0,417 \quad (2.166)$$

Общий расход топлива в ПГУ

$$B_{\text{пгу}} = B_{\text{т}} = 5,9642 \text{ kgf/ sec} \quad (2.167)$$

Удельная теплота, подведенная в ГТУ

$$q_{1_пгу} = h_{1\text{гту_кнр}} \frac{G_{\text{в}}}{B_{\text{т}}} + (h_{\text{топл_тк_кнр}} + Q_{\text{н_рпкс}}) = 49,178 \frac{\text{MJ}}{\text{kg}} \quad (2.168)$$

Количество теплоты, отпущенное из отборов ПТ

$$Q_{\text{т}} := \begin{cases} Q_{\text{т_макс}} & \text{if } Q_0 \geq Q_{\text{т_макс}} \\ Q_0 & \text{if } Q_0 < Q_{\text{т_макс}} \end{cases} = 61.112 \text{ МВт} \quad (2.169)$$

Расход топлива на производство электроэнергии ПГУ

$$B_{\text{э_пгу}} = B_{\text{пгу}} \frac{N_{\text{пгу}}}{N_{\text{пгу}} + \eta_{\text{пр}} Q_{\text{т}}} = 5,092 \text{ kgf/sec} \quad (2.170)$$

Расход топлива на производство теплоты ПГУ

$$B_{\text{т_пгу}} = B_{\text{пгу}} \frac{N_{\text{пгу}} Q_{\text{т}}}{N_{\text{пгу}} + \eta_{\text{пр}} Q_{\text{т}}} = 0,872 \text{ kgf/sec} \quad (2.171)$$

КПД производства электроэнергии

$$\eta_{\text{э_пгу}} = \frac{N_{\text{пгу}}}{B_{\text{э_пгу}} q_{1_пгу}} = 67,084\% \quad (2.172)$$

Удельный расход топлива на производство электроэнергии

$$b_{\text{э_пгу}} = \frac{B_{\text{э_пгу}}}{N_{\text{пгу}}} = 109,121 \frac{\text{kg}}{\text{MW/sec}} \quad (2.173)$$

КПД производства тепловой энергии

$$\eta_{\text{т_пгу}} = \frac{\eta_{\text{э_пгу}}}{\eta_{\text{пр}}} = 142,554\% \quad (2.174)$$

Удельный расход топлива на производство теплоты

$$b_{\text{т_пгу}} = \frac{B_{\text{т_пгу}}}{Q_{\text{т}}} = 14,264 \frac{\text{kg}}{\text{GJ}} \quad (2.175)$$

Коэффициент использования подведенной к ПГУ теплоты

$$\eta_{ит_пгу} = \frac{N_{пгу} - Q_m}{Q_{1_пгу}} = 78,115\% \quad (2.176)$$

Удельная выработка электроэнергии на тепловом потреблении

$$\Theta_{т_пгу} = \frac{N_{пгу}}{Q_m} = 0,764 \frac{MW/h}{GJ} \quad (2.177)$$

Расчет ПГУ с двухконтурным котлом-утилизатором

Данные для расчета ГТУ

Массовый расход входящего воздуха: $G_{вх}=260$ кг/сек

Температура входящего воздуха : $t_{вх}=15$ °С

Относительная влажность входящего воздуха : $\varphi_{вх} =40\%$

Вн. относительный КПД компрессора: $\eta_{oi_к}=89,2\%$

Давление входящего воздуха: $p_{вх}=0,1013$ Мпа

Внутренний относительный КПД газ.турбины : $\eta_{oi_гт}=88,4\%$

Повышение давления в компрессоре: $\pi_{к}=21$

Температура на входе в газовую турбину: $t_{згту}=1300$ °С

Низшая теплота сгор. топл. : $Q_{н_р}=50,056$ Мдж/кг

Состав топл. : $X_{CH_4}=100\%$

Температура вход.топл. $t_T=15$ °С

Температура определения низшей теплоты сгор. топл. : $t_{QH_P}=15$ °С

Давление вход.топл.: $p_T=0,6$ МПа

Избыточное давл. топлива перед камерой сгор. : $\Delta p_{т_к_с}=0,5$ МПа

Потери давл. в камере сгор. : $\delta P_{к_с}=2,5\%$

Вн. относителн. КПД топл. Компрессора: $\eta_{oi_тк}=90\%$

Коэф. использования теплоты камеры сгорания : $\eta_{к_с}=9,7\%$

Потери давл. уходящих газов в КУ: $\delta P_{ку}=4,5\%$

Механический КПД ГТУ: $\eta_{м_гту}=99,8\%$

КПД электрогенератора ГТУ: $\eta_{г_гту}=99,8\%$

Данные для расчета ПГУ

Давление пара ВД на выходе из КУ: $p_{ку_вых_вд}=9$ МПа

Температура пара ВД на выходе из КУ: $t_{ку_вых_вд}=535$ °С

Давление пара НД на выходе из КУ: $p_{ку_вых_нд}=0,5\text{МПа}$

Давление в конденсаторе: $p_{2пту}=5\text{КПа}$

Потери давления пара между КУ и ПТ: $\delta P_{п}=10\%$

Температурный напор на входе газов в экономайзер ВД: $\delta t_{эк_вд_вх}=10\%$

Температурный напор на входе газов в контур НД: $\delta t_{эк_нд_вх}=10\%$

Температурный напор на выходе газов из испарителя НД:
 $\delta t_{исп_вд_вх}=60\%$

Температура конденсата на входе в ГПК: $t_{гпк_вх}=82\%$

Вн. относит. КПД пит. Насоса: $\eta_{0i_н}=9,8\%$

КПД электрогенератора ПТУ: $\eta_{г_пту}=9,8\%$

Механический КПД ПТУ: $\eta_{м_пту}=90\%$

Вн. относит. КПД ЧВД ПТ: $\eta_{0i_чвд}=85\%$

Вн. относит. КПД ЧНД ПТ: $\eta_{0i_чнд}=80\%$

Принятые обозначения

steam - водяная пара; dair - сухой воздух; air - влажный воздух; subm - м3; f - топливо; g - газ; w-s - вода-пара

Расчет свойств окружающего воздуха

Предельное давление воды при температуре входящего воздуха

$$p_{гр_вх}=if(t_{вх}>273,15\text{K}, \text{wspPst}(t_{вх}), \text{wspPSUBT}(t_{вх}))=1,706*10^3\text{Pa} \quad (2.178)$$

Массовое влагосодержание входящего воздуха

$$d_{вх}=\frac{\text{wspgMMGS}("H2O")}{\text{spgMMGS}("AirMix")} \frac{\varphi_{вх}P_{гр_вх}}{P_{вх}-\varphi_{вх}P_{гр_вх}}=4,218*10^{-3}\text{kgsteam}/(\text{kg d air}) \quad (2.179)$$

Мольное влагосодержание во входящем воздухе

$$X_{вх}=\frac{\text{wspgMMGS}("AirMix")}{\text{spgMMGS}("H2O")}d_{вх}=0,678\% \quad (2.180)$$

Создание расчетной смеси входящего воздуха

$gs_{вх}=\text{concat}("AirMix:1;H2O:", \text{num2str}(X_{вх})) = "AirMix:1;H2O:0,00678109254986012"$

Энтальпия входящего воздуха

$$h_{1гту}=\text{wspgHGST}(gs_{вх}, t_{вх})=290 \text{ kJ}/(\text{kg air}) \quad (2.191)$$

Энтропия входящего воздуха

$$s_{1гту}=\text{wspgHGST}(gs_{вх}, p_{вх}, t_{вх})=6,9 \text{ kJ}/(\text{kg air k}) \quad (2.192)$$

Энтальпия воздуха при температуре

$$t_{3\text{ГТУ}} h_{3\text{ГТУ_air}} = \text{wspgHGST}(g_{\text{SВХ}}, t_{3\text{ГТУ}}) = 1732,33 \text{ kJ}/(\text{kg air}) \quad (2.193)$$

Расчет компрессора (К)

Давление перед компрессором

$$p_{1\text{ГТУ}} = p_{\text{ВХ}} = 0,101 \text{ МПа} \quad (2.194)$$

Давление воздуха за компрессором

$$p_{2\text{ГТУ}} = p_{1\text{ГТУ}} * \pi_{\text{к}} = 2,127 \text{ МПа} \quad (2.195)$$

Температура воздуха за компрессором при изоэнтропном сжатии

$$t_{2\text{ГТУ}} = \text{wspgTGSPS}(g_{\text{SВХ}}, p_{1\text{ГТУ}}, s_{1\text{ГТУ}}) = 402 \text{ °C} \quad (2.196)$$

Энтальпия воздуха за компрессором при изоэнтропном сжатии

$$h_{2\text{ГТУ}} = \text{wspgHGST}(g_{\text{SВХ}}, t_{2\text{ГТУ}}) = 690 \text{ kJ}/(\text{kg air}) \quad (2.197)$$

Теплоперепад в компрессоре при изоэнтропном сжатии

$$l_{\text{к}} = h_{2\text{ГТУ}} - h_{1\text{ГТУ}} = 400 \text{ kJ}/(\text{kg air}) \quad (2.198)$$

Теплоперепад в компрессоре при реальном сжатии

$$l_{\text{к_д}} = \frac{l_{\text{к}}}{\eta_{0i_{\text{к}}}} = 448 \text{ kJ}/(\text{kg air}) \quad (2.199)$$

Энтальпия воздуха за компрессором при реальном сжатии

$$h_{2\text{ГТУ_д}} = h_{1\text{ГТУ}} - l_{\text{к_д}} = 738 \text{ kJ}/(\text{kg air}) \quad (2.200)$$

Температура воздуха за компрессором при реальном сжатии сжатии

$$t_{2\text{ГТУ_д}} = \text{wspgTGSH}(g_{\text{SВХ}}, h_{2\text{ГТУ_д}}) = 447 \text{ °C} \quad (2.201)$$

Энтропия воздуха за компрессором при реальном сжатии

$$s_{2\text{ГТУ_д}} = \text{wspgGSPT}(g_{\text{SВХ}}, p_{2\text{ГТУ}}, t_{2\text{ГТУ_д}}) = 6,9 \text{ kJ}/(\text{kg airK}) \quad (2.202)$$

Расчет топливного компрессора (ТК)

Энтальпия топлива перед топливным компрессором

$$h_{2\text{ВХ_ТК}} = h_{0_CH4_t}(t_{\text{T}}) = 602 \text{ kJ}/(\text{kg f}) \quad (2.203)$$

Энтропия топлива перед топливным компрессором

$$s_{\text{ВХ_ТК}} = s_{CH4_pt}(P_{\text{T}}, t_{\text{T}}) = 10,6 \text{ kJ}/(\text{kg f K}) \quad (2.204)$$

Давление топлива за топливным компрессором

$$P_{\text{ВЫХ_ТК}} = p_{2\text{ГТУ}} + \Delta p_{\text{T_К_с}} = 2,627 \text{ МПа} \quad (2.205)$$

Температура топлива за ТК при изоэнтропном сжатии

$$t_{\text{ВЫХ_ТК}} = t_{\text{CH}_4\text{ps}}(p_{\text{ВЫХ_ТК}}, s_{\text{ВЫХ_ТК}}) = 126^\circ\text{C} \quad (2.206)$$

Энтальпия топлива за ТК при изоэнтропном сжатии

$$h_{\text{ВЫХ_ТК}} = h_{0\text{CH}_4\text{t}}(t_{\text{ВЫХ_ТК}}) = 864 \text{ kJ}/(\text{kg f}) \quad (2.207)$$

Теплоперепад в ТК при изоэнтропном сжатии

$$L_{\text{ТК}} = h_{\text{ВЫХ_ТК}} - h_{\text{ВХ_ТК}} = 262 \text{ kJ}/(\text{kg f}) \quad (2.208)$$

Теплоперепад в ТК при реальном сжатии

$$L_{\text{ТК_д}} = \frac{l_{\text{ТК}}}{\eta_{0\text{ТК}}} = 291 \text{ kJ}/(\text{kg f}) \quad (2.209)$$

Энтальпия топлива за ТК при реальном сжатии

$$H_{\text{ВЫХ_ТК_д}} = h_{\text{ВХ_ТК}} + l_{\text{ТК_д}} = 893 \text{ kJ}/(\text{kg f}) \quad (2.210)$$

Температура топлива за ТК при реальном сжатии

$$t_{\text{ВЫХ_ТК_д}} = t_{\text{CH}_4\text{h0}}(h_{\text{ВЫХ_ТК_д}}) = 138^\circ\text{C} \quad (2.211)$$

Расчет камеры сгорания (КС)

Доля кислорода во входящем воздухе

$$X_{\text{O}_2} = \text{wspgVFGSGS}(g_{\text{SВХ}}, \text{"O2"}) = 20,849\% \quad (2.212)$$

Доля водорода во входящем воздухе

$$X_{\text{H}_2} = \text{wspgVFGSGS}(g_{\text{SВХ}}, \text{"H2"}) = 9,933 \cdot 10^{-3}\% \quad (2.213)$$

Доля воды во входящем воздухе

$$X_{\text{H}_2\text{O}} = \text{wspgVFGSGS}(g_{\text{SВХ}}, \text{"H2O"}) = 0,674\% \quad (2.214)$$

Теоретическое количество входящего воздуха, необходимое для полного сгорания топлива при н/у

$$V_{\text{O}} = \frac{1}{x_{\text{O}_2} - 0,5x_{\text{H}_2}} (2x_{\text{CH}_4}) = 9,595 \text{ cud m}/\text{cub m} \quad (2.215)$$

Теоретический объем азота, который образовался при сгорании 1 м³ топлива

$$V_{\text{O_N}_2} = \text{wspgVFGSGS}(g_{\text{SВХ}}, \text{"N2"}) = 7,437 \text{ cudm}/\text{cub m} \quad (2.216)$$

Теоретический объем CO₂, который образовался при сгорании 1 м³ топлива

$$V_{\text{O_CO}_2} = \text{wspgVFGSGS}(g_{\text{SВХ}}, \text{"CO2"}) V_{\text{O}} + x_{\text{CH}_4} = 1,0029 \text{ cudm}/\text{cub m} \quad (2.217)$$

Теоретический объем водяных паров, которые образовались при сгорании 1 м³ топлива

$$V_{O_{H_2O}} = x_{H_2} V_o + 2x_{CH_4} + x_{H_2O} V_o = 2,066 \text{ cudm/cub m} \quad (2.218)$$

Теоретический объем аргона, который образовался при сгорании 1 м³ топлива

$$V_{O_{Ar}} = ("Ar") V_o = 0,0896 \text{ cudm/cubm} \quad (2.219)$$

Теоретическая масса воздуха, который необходим для сжигания 1 кг топлива

$$L_o = V_o \frac{\text{wspgMMGS}(gs_{вх})}{MMCH_4} = 17,28 \text{ kg air/(kg f)} \quad (2.220)$$

Создание смеси продуктов сгорания

$gs_o = \text{concat}("N_2:", \text{num2str}(V_{O_{N_2}}), ";CO_2:", \text{num2str}(V_{O_{CO_2}}), ";H_2O:", \text{num2str}(V_{O_{H_2O}}), ";Ar:", \text{num2str}(V_{O_{Ar}}))$

$gs_o = "N_2:7.43674052894925;CO_2:1.00285918513224;H_2O:2.0655810583737;Ar:0.0895878008101025"$

Энтальпия продуктов сгорания при температуре

$$t_{3ГТ} h_{3ГТ_пг} = \text{wspgHGST}(gs_o, t_{3ГТ}) = 1960 \text{ kj/(kg g)} \quad (2.221)$$

Приведем все удельные энтальпии к температуре определения $Q_{нр}$

$$h_{1ГТ_пг_нр} = h_{1ГТ_пг} - \text{wspgHGST}(gs_{вх}, t_{Q_{нр}}) = 0 \text{ kj/(kg air)} \quad (2.222)$$

$$h_{2ГТ_пг_нр} = h_{2ГТ_пг} - \text{wspgHGST}(gs_{вх}, t_{Q_{нр}}) = 448,445 \text{ kj/(kg air)} \quad (2.223)$$

$$h_{3ГТ_пг_нр} = h_{3ГТ_пг} - \text{wspgHGST}(gs_o, t_{Q_{нр}}) = 1647,423 \text{ kj/(kg g)} \quad (2.224)$$

$$h_{\text{вых_тк_д_нр}} = h_{\text{вых_тк_д}} - h_{O_{CH_4_t}}(t_{Q_{нр}}) = 290,869 \text{ kj/(kg f)} \quad (2.225)$$

$$h_{3ГТ_air_нр} = h_{3ГТ_air} - \text{wspgHGST}(gs_{вх}, t_{Q_{нр}}) = 1442,749 \text{ kj/(kg air)} \quad (2.226)$$

Избыточный расход входящего воздуха в расчете на 1 кг топлива

$$g_{вх_изб} = 0 \quad (2.227)$$

$$h_{2ГТ_пг_нр}(L_o + g_{\text{выз_изб}}) + h_{\text{вых_тк_д_нр}} + Q_{нр\text{пк}c} = g_{вх_изб} h_{3ГТ_air_нр} + (L_o + 1) h_{3ГТ_пг_нр}$$

$$g_{вх_изб} = \text{find}(g_{вх_изб})$$

$$g_{вх_изб} = 27,991$$

Избыток входящего воздуха

$$\alpha_{вх} = \frac{g_{вх_изб} + L_o}{L_o} = 2,62 \quad (2.228)$$

Создание смеси рабочего тела в ГТ

$$gs_r = \text{concat}("{", "gs_{вх}, "}", ":", \text{num2str}(g_{вх_изб}), "M; {", "gs_o, "}", ":", \text{num2str}(L_o +$$

1), “М”)

$gs_r = \text{“}\{AirMix:1;H_2O: 0.00678109254986012\}: 27.9906551715943M;\{N_2;7.43674052894925;CO_2:1.00285918513224;H_2O;2.065583737;Ar:0.0895878008101025\}:18.279750704317M\text{”}$

Содержание кислорода в отходящих газах

$$x_{O_2,r} = w_{spgVFGSGS}(gs_r, “O_2”) = 12,4\% \quad (2.229)$$

Проверка баланса в КС

Энтальпия рабочего тела при температуре

$$t_{3гту} h_{3гту} = w_{spgHGST}(gs_r, t_{3гту}) = 1822 \text{ kJ/(kg g)} \quad (2.230)$$

Энтальпия $h_{3гту}$ относительно температуры определения $Q_{н,р}$

$$h_{3гту_qнр} = h_{3гту_д} - w_{spgHGST}(gs_r, t_{Qн,р}) = 1523,608 \text{ kJ/(kg g)} \quad (2.231)$$

$$\frac{(g_{вх,изб} + L_0)h_{2гту_qнр} + h_{ввых} + t_{к_д, qнр} + Q_{н,р}/\eta_{КС} - (g_{вх,изб} + L_0 + 1)h_{3гту_qнр}}{(g_{вх,изб} + L_0 + 1)h_{3гту_qнр}} = 1 * 10 \quad (2.232)$$

Расчет газовой турбины (ГТ)

Давление перед ГТ

$$p_{3гту} = p_{2гту}(1 - \delta p_{к_с}) = 2,074 \text{ МПа} \quad (2.233)$$

Энтропия рабочего тела перед ГТ при температуре

$$s_{3гту} = w_{spgSGSPT}(gs_r, t_{3гту}, p_{3гту}) = 8,089 \text{ kJ/(kg g K)} \quad (2.234)$$

Давление газов за турбиной

$$P_{4гту} = p_{вх}(1 - \delta p_{к_у}) = 0,1059 \text{ МПа} \quad (2.235)$$

Температура рабочего тела за турбиной при изоэнтропном расширении

$$t_{4гту} = w_{spgTGSPS}(gs_r, t_{4гту}, p_{3гту}) = 503 \text{ °C} \quad (2.236)$$

Энтальпия рабочего тела за турбиной при изоэнтропном расширении

$$h_{4гту} = w_{spgHGST}(gs_r, t_{4гту}) = 832 \text{ kJ/(kg g)} \quad (2.237)$$

Теплоперепад в турбине при изоэнтропном расширении

$$l_{ГТ} = h_{3гту} - h_{4гту} = 990 \text{ kJ/(kg g)} \quad (2.238)$$

Теплоперепад в турбине при реальном расширении

$$l_{ГТ_д} = l_{ГТ} \eta_{i_ГТ} = 875 \text{ kJ/(kg g)} \quad (2.239)$$

Энтальпия рабочего тела за турбиной при реальном расширении

$$h_{4ГТУ_д} = h_{3ГТУ} - l_{ГТ_д} = 947 \text{ kJ/(kg g)} \quad (2.240)$$

Температура рабочего тела за турбиной при реальном расширении

$$t_{4ГТУ_д} = \text{wspgTGS}(g_{с Г}, h_{4ГТУ_д}) = 601 \text{ }^\circ\text{C} \quad (2.241)$$

Энтропия рабочего тела за турбиной при реальном расширении

$$s_{4ГТУ_д} = \text{wspgSGSPT}(g_{с Г}, t_{4ГТУ}, p_{4ГТУ_д}) = 8,2 \text{ kJ/(kg g K)} \quad (2.242)$$

Результирующие показатели ГТУ

Результирующие показатели ГТУ с регенерацией

Расход газа через ГТ

$$G_{Г} = \left(\frac{g_{ВХ_ИЗБ} + L_0 + 1}{g_{ВХ_ИЗБ} + L_0} \right) G_{ВХ} = 265,743 \text{ kg g/sec} \quad (2.243)$$

Расход топлива

$$B_{Г} = \left(\frac{1}{g_{ВХ_ИЗБ} + L_0} \right) G_{ВХ} = 5,74327 \text{ kg f/sec} \quad (2.244)$$

Теплота, подведенная в ГТУ

$$Q_{1_ГТУ} = h_{1ГТУ_qнр} G_{ВХ} + (h_{ВХ_ТК_qнр} + Q_{Н_п\eta k_c}) B_{Т} = 286,622 \text{ MW} \quad (2.245)$$

Мощность компрессора

$$N_{к} = \left(\frac{l_{к_д}}{\eta_{м_ГТУ}} \right) G_{ВХ} = 116,829 \text{ МВт} \quad (2.246)$$

Мощность ТК

$$N_{ТК} = \left(\frac{l_{ТК_д}}{\eta_{м_ГТУ}} \right) B_{Т} = 1,674 \text{ МВт} \quad (2.247)$$

Мощность ГТ

$$N_{ГТ} = (l_{ГТ_д} G_{Г}) \eta_{м_ГТУ} = 232,052 \text{ МВт} \quad (2.248)$$

Мощность электрогенератора ГТУ

$$N_{ГТУ} = (N_{ГТ} - N_{к}) \eta_{Г_ГТУ} - N_{ТК} = 113,318 \text{ МВт} \quad (2.249)$$

Электрический КПД ГТУ

$$\eta_{э_ГТУ} = \frac{N_{ГТУ}}{Q_{1_ГТУ}} = 39,536\% \quad (2.250)$$

Расчет ПГУ

Расчет КУ

$$(t_{\text{ку_вых_вд}}) = \text{if}[t_{\text{гту_д}} - 9 (t_{\text{ку_вых_вд}}) > 20 \text{К}, (t_{\text{ку_вых_вд}}), \text{“разница } t_{\text{гту_д}} - t_{\text{вд_ку_вых}} \text{ ДОЛЖНА БЫТЬ больше за 20 градусов”}] = 535^\circ \quad (2.251)$$

Гидравлическое сопротивление пароперегревателя ВД

$$\Delta p_{\text{пе_вд}} = 0,25 \text{ МПа} \quad (2.252)$$

Давление пара в барабане ВД

$$p_{\text{б_вд}} = p_{\text{ку_вых_вд}} + \Delta p_{\text{пе_вд}} = 9,25 \text{ МПа} \quad (2.253)$$

Давление воды за экономайзером ВД

$$p_{\text{эк_вд_вых}} = 1,05 \quad p_{\text{б_вд}} = 9,71 \text{ МПа} \quad (2.254)$$

Давление в деаэрактор

$$p_{\text{д}} = p_{\text{ку_вых_нд}} = 0,5 \text{ МПа} \quad (2.255)$$

Давление воды за ПН ВД

$$p_{\text{пн_вд_вых}} = 1,1 \quad p_{\text{б_вд}} = 10,18 \text{ МПа} \quad (2.256)$$

Энтальпия воды за ПН ВД при действительном сжатии

$$h_{\text{пн_вд_вых}} = \text{wspNEXPANSIONPTXPEFF}(p_{\text{д}}, \text{wspTSP}(p_{\text{д}}), 0, p_{\text{пн_вд_вых}}, \frac{1}{\eta_{0i_H}}) = 653,04 \quad (2.257)$$

kJ/(kgw-s)

Температура воды за ПН ВД при действительном сжатии

$$t_{\text{пн_вд_вых}} = \text{wspTRH}(p_{\text{пн_вд_вых}}, h_{\text{пн_вд_вых}}) = 153^\circ \text{C} \quad (2.258)$$

Температура воды за экономайзером ВД

$$t_{\text{эк_вд_вых}} = \text{wspTRH}(p_{\text{эк_вд_вых}}) = 300,86^\circ \text{C} \quad (2.259)$$

Температура газов на входе в КУ

$$\theta_{\text{ку_вх}} = t_{\text{гту_д}} = 601,271^\circ \text{C} \quad (2.260)$$

Энтальпия газов на входе в КУ

$$I_{\text{ку_вх}} = \text{wspgHGST}(g_{\text{сг}} \theta_{\text{ку_вх}}) = 947,277 \text{ kJ/(kg g)} \quad (2.261)$$

Температура газов на входе в экономайзер ВД

$$\theta_{\text{эк_вд_вх}} = \text{wspgTSP}(p_{\text{эк_вд_вых}}) + \delta t_{\text{эк_вд_вых}} = 318,862^\circ \text{C} \quad (2.262)$$

Энтальпия газов на входе в экономайзер ВД

$$I_{\text{эк_вд_вх}} = \text{wspgHGST}(g_{\text{сг}} \theta_{\text{эк_вд_вх}}) = 624,292 \text{ kJ/(kg g)} \quad (2.263)$$

Энтальпия пара ВД на выходе из КУ

$$h_{\text{ку_вых_вд}} = \text{wspHPT}[p_{\text{ку_вых_вд}}, (t_{\text{ку_вых_вд}})] = 3474,292 \text{ kJ}/(\text{kgw-s}) \quad (2.264)$$

Расход пара ВД генерируемым одним КУ

$$D_{\text{вд}} = \frac{(i_{\text{ку_вх}} - i_{\text{эк_вд_вх}}) G_{\text{г}}}{h_{\text{ку_вых_вд}} - \text{wspHPT}(p_{\text{эк_вд_вых}}, t_{\text{эк_вд_вых}})} = 40,363 \text{ kg w-s/sec} \quad (2.265)$$

Энтальпия газов за ПЕВД

$$I_{\text{пе_вд_вых}} = I_{\text{ку_вх}} - (h_{\text{ку_вых_вд}} - \text{wspHSST}(\text{wspTSP}(p_{\text{б_вд}}))) \frac{D_{\text{вд}}}{G_{\text{г}}} = 835,463 \text{ kJ}/(\text{kg g}) \quad (2.266)$$

Температура газов за ПЕВД

$$\theta_{\text{пе_вд_вых}} = \text{wspgTGS}(g_{\text{г}} I_{\text{пе_вд_вых}}) = 505,62 \text{ }^{\circ}\text{C} \quad (2.267)$$

Энтальпия газов за экономайзером ВД

$$I_{\text{эк_вд_вых}} = I_{\text{эк_вд_вх}} - (\text{wspHPT}(p_{\text{эк_вд_вых}}, t_{\text{эк_вд_вых}}) - h_{\text{пн_вд_вых}}) \frac{D_{\text{вд}}}{G_{\text{г}}} = 518,685 \text{ kJ}/(\text{kg g}) \quad (2.268)$$

Температура газов за экономайзером ВД

$$\theta_{\text{эк_вд_вых}} = \text{wspgTGS}(g_{\text{г}} I_{\text{эк_вд_вых}}) = 222,24 \text{ }^{\circ}\text{C} \quad (2.269)$$

Гидравлическое сопротивление пароперегревателя НД

$$\Delta p_{\text{пе_нд}} = 0,05 \text{ МПа} \quad (2.270)$$

Давление пара в барабане НД

$$P_{\text{б_нд}} = p_{\text{ку_вых_нд}} + \Delta p_{\text{пе_нд}} = 0,55 \text{ МПа} \quad (2.271)$$

Давление воды за ПН НД

$$P_{\text{пн_нд_вых}} = 1,1 p_{\text{б_нд}} = 0,61 \text{ МПа} \quad (2.272)$$

Энтальпия воды за ПН НД при действительном сжатии

$$h_{\text{пн_нд_вых}} = \text{wspHEXPANSIONPTXPEFF}(p_{\text{д}}, \text{wspTSP}(p_{\text{д}}), 0, p_{\text{пн_нд_вых}}, \frac{1}{\eta_{0i_H}}) = 640,33 \text{ kJ}/(\text{kgw-s}) \quad (2.273)$$

Температура воды за ПН НД при действительном сжатии

$$t_{\text{пн_нд_вых}} = \text{wspTRH}(p_{\text{пн_нд_вых}}, h_{\text{пн_нд_вых}}) = 152 \text{ }^{\circ}\text{C} \quad (2.274)$$

Температура газов на выходе из испарительной части контура НД

$$\theta_{\text{исп_нд_вых}} = \text{wspgTSP}(p_{\text{б_нд}}) + \delta t_{\text{исп_нд_вых}} = 165,462 \text{ }^{\circ}\text{C} \quad (2.276)$$

Энтальпия газов на выходе из испарительной части контура НД

$$L_{\text{исп_нд_вых}} = \text{wspgHGST}(g_{\text{г}} \theta_{\text{исп_нд_вых}}) = 457,645 \text{ kJ}/(\text{kg g}) \quad (2.277)$$

Температура пара НД на выходе из КУ

$$t_{\text{ку_вых_нд}} = \theta_{\text{эк_вд_вых}} - (\delta t_{\text{ку_нд_вх}}) = 212,24^{\circ}\text{C} \quad (2.278)$$

Энтальпия пара НД на выходе из КУ

$$h_{\text{ку_вых_нд}} = \text{wspHPT}(p_{\text{ку_вых_нд}}, t_{\text{ку_вых_нд}}) = 2881,99 \text{ kJ}/(\text{kgw-s}) \quad (2.279)$$

Расход пара НД

$$D_{\text{нд}} = \frac{(I_{\text{эк_вд_вых}} - I_{\text{исп_нд_вых}}) G_{\text{г}}}{h_{\text{ку_вых_нд}} - \varnothing_{\text{пн_вд_вых}}} = 7,24 \text{ kgw-s/sec} \quad (2.280)$$

Энтальпия газов за ПЕ НД

$$I_{\text{пе_уд_вых}} = I_{\text{эк_вд_вых}} - (h_{\text{ку_вых_нд}} - \text{wspHSST}(\text{wspTSP}(p_{\text{б_нд}}))) \frac{D_{\text{нд}}}{G_{\text{г}}} = 515,154 \text{ kJ}/(\text{kg g}) \quad (2.281)$$

Температура газов за ПЕ ВД

$$\theta_{\text{пе_нд_вых}} = \text{wspgTGSN}(g_{\text{г}} I_{\text{пе_нд_вых}}) = 218,97^{\circ}\text{C} \quad (2.282)$$

Принимаем, что нагрев конденсата в ГПК и деаэраторе осуществляется примерно равномерно

Температура конденсата за ГПК

$$t_{\text{гпк_вых}} = t_{\text{гпк_вх}} + \frac{\text{wspgTSP}(p_{\text{д}}) + t_{\text{гпк_вх}}}{2} = 105,92^{\circ}\text{C} \quad (2.283)$$

Энтальпия воды перед ГПК

$$h_{\text{гпк_вх}} = \text{wspHPT}(p_{\text{д}}, t_{\text{гпк_вх}}) = 251,56 \text{ kJ}/(\text{kgw-s}) \quad (2.284)$$

Энтальпия воды за ГПК

$$h_{\text{гпк_вых}} = \text{wspHPT}(p_{\text{д}}, t_{\text{гпк_вых}}) = 444,37 \text{ kJ}/(\text{kgw-s}) \quad (2.285)$$

Энтальпия воды на выходе из деаэратора

$$h_{\text{д_вых}} = \text{wspHSWT}(\text{wspTSP}(p_{\text{д}})) = 640,19 \text{ kJ}/(\text{kgw-s}) \quad (2.286)$$

Расход пара на деаэратор

$$D_{\text{д}} = \frac{(D_{\text{вд}} + D_{\text{нд}})(h_{\text{д_вых}} - h_{\text{гпк_вых}}) G_{\text{г}}}{h_{\text{ку_вых_нд}} - \varnothing_{\text{гпк_вых}}} = 3,824 \text{ kgw-s/sec} \quad (2.287)$$

Расход воды на рециркуляцию

$$D_{\text{р}} = \frac{[(D_{\text{вд}} + D_{\text{нд}}) - D_{\text{д}}](h_{\text{гпк_вх}} - \text{wspHPT}(p_{\text{д}}, \text{wspHPT}(p_{\text{пту}}))) G_{\text{г}}}{\varnothing_{\text{гпк_вых}} - \text{wspHPT}(p_{\text{д}}, t_{\text{гпк_вх}})} = 22,62 \text{ kgw-s/sec} \quad (2.288)$$

Энтальпия уходящих газов за КУ

$$I_{yx_г} = I_{исп_нд_вых} - (D_{вд} + D_{нд} + D_p - D_d) \frac{(h_{гпк_вых} - h_{гпк_вх})}{G_g} = 409,47 \text{ kJ/(kg g)} \quad (2.289)$$

Температура уходящих газов

$$\theta_{yx_г} = w_{spg} T_{GSH}(g_{S_g}, I_{yx_г}) = 120,23 \text{ }^\circ\text{C} \quad (2.290)$$

Энтропия уходящих газов

$$S_{yx_г} = w_{spg} S_{GSPT}(g_{S_g}, p_{4гту}, \theta_{yx_г}) = 7,3 \text{ kJ/(kgg K)} \quad (2.291)$$

$$\eta_{ку} = \frac{I_{yx_вх} - I_{yx_г}}{h_{4гту_д} - w_{spg} H_{GST}(g_{S_g}, t_{вх})} = 82,91\% \quad (2.292)$$

Тепло, полученное в КУ паром от газов ГТУ

$$Q_{ку_п} = D_{вд}(h_{ку_вых_вд} - h_{пн_вд_вых}) + D_{нд}(h_{ку_вых_вд} - h_{пн_нд_вых}) + (D_{вд} + D_{нд} + D_p - D_d) (h_{гпк_вых} - h_{гпк_вх}) = 142,917 \text{ МВт} \quad (2.293)$$

Тепло, отданное в КУ газами ГТУ в паротурбинный цикл

$$Q_{ку_г} = (h_{4гту_д} - I_{ху_г}) G_g = 142,917 \text{ МВт} \quad (2.294)$$

Погрешность

$$\delta = \frac{|Q_{ку_г} - Q_{ку_п}|}{Q_{ку_п}} = 0\% \quad (2.295)$$

Тепло, подводимое к воде в ГПК

$$Q_{гпк} = (D_{вд} + D_{нд} - D_p + D_d)(h_{гпк_вых} - h_{гпк_вх}) = 12,8 \text{ МВт} \quad (2.296)$$

Тепло, подводимое к испарителю НД

$$Q_{исп_нд} = D_{нд}(w_{sp} H_{SST}(w_{sp} T_{SPT}(p_{б_нд})) - h_{пн_нд_вых}) = 15,28 \text{ МВт} \quad (2.297)$$

Тепло, подводимое к ПЕ НД

$$Q_{пе_нд} = D_{нд}(h_{ку_вых_нд} - w_{sp} H_{SST}(w_{sp} T_{SPT}(p_{б_нд}))) = 0,938 \text{ МВт} \quad (2.297)$$

Тепло, подводимое к воде в экономайзере ВД

$$Q_{эк_вд} = D_{вд}(w_{sp} H_{PT}(p_{эк_вд_вых}, t_{эк_вд_вых})) = 28,06 \text{ МВт} \quad (2.298)$$

Тепло, подводимое к ПП ВД

$$Q_{пе_вд} = D_{вд}(h_{ку_вых_вд} - w_{sp} H_{SST}(w_{sp} T_{SPT}(p_{б_вд}))) = 29,71 \text{ МВт} \quad (2.299)$$

Расчет ПТ

Давление пара ВД на входе в ПТ

$$P_{\text{ПТ_ВХ_ВД}} = p_{\text{КУ_ВЫХ_ВД}}(1 - \delta p_{\text{П}}) = 8,55 \text{ МПа} \quad (2.300)$$

Давление пара НД на входе в ПТ

$$P_{\text{ПТ_ВХ_НД}} = p_{\text{КУ_ВЫХ_НД}}(1 - \delta p_{\text{П}}) = 0,48 \text{ МПа} \quad (2.301)$$

Энтальпия пара ВД на входе в ПТ

$$h_{\text{ПТ_ВХ_НД}} = \text{wspHPT}(p_{\text{ПТ_ВХ_ВД}}, t_{\text{КУ_ВЫХ_ВД}}) = 3479,57 \text{ кJ/(kgw-s)} \quad (2.302)$$

Энтальпия пара НД перед смешением с паром, выходящем из ЧВД

$$h_{\text{CV_ВХ_НД}} = \text{wspHPT}[p_{\text{ПТ_ВХ_ВД}}, (t_{\text{КУ_ВЫХ_ВД}})] = 2983,15 \text{ кJ/(kgw-s)} \quad (2.303)$$

Энтальпия пара перед ЧНД

$$h_{\text{ЧВД_ВЫХ}} = \frac{[D_{\text{ВД}} h_{\text{ЧВД_ВЫХ}} + (D_{\text{НД}} - D_{\text{Д}}) h_{\text{СМ_ВХ_НД}}]}{(D_{\text{ВД}} + D_{\text{НД}}) - D_{\text{Д}}} = 2810,55 \text{ кJ/(kgw-s)} \quad (2.304)$$

Температура пара на входе в ЧНД

$$t_{\text{ЧВД_ВХ}} = \text{wspTRH}(p_{\text{ПТ_ВХ_НД}}, h_{\text{ЧНД_ВХ}}) = 178,42 \text{ }^\circ\text{C} \quad (2.305)$$

$x = \text{if}(t_{\text{ЧНД_ВХ}} \leq \text{wspTSP}(p_{\text{ПТ_ВХ_НД}}), \text{wspXSTH}(p_{\text{ЧНД_ВХ}}, h_{\text{ЧНД_ВХ}}), \text{“на выходе из ЧВД пар перегретый”}) = \text{“на выходе из ЧВД пар перегретый”}$

Энтальпия пара на выходе из ЧНД

$$h_{\text{ЧНД_ВЫХ}} := \begin{cases} \text{wspHEXPANSIONPTPEFF}(p_{\text{ПТ_ВХ_НД}}, t_{\text{ЧНД_ВХ}}, p_{\text{ПТУ}}, \eta_{01\text{ЧНД}}) & \text{if } x = \text{“на выходе из ЧВД пар перегретый”} \\ \text{wspHEXPANSIONPTXPEFF}(p_{\text{ПТ_ВХ_НД}}, t_{\text{ЧНД_ВХ}}, x, p_{\text{ПТУ}}, \eta_{01\text{ЧНД}}) & \text{otherwise} \end{cases} = 2250 \text{ кJ/(kg w-s)} \quad (2.306)$$

Внутренняя мощность ПТ

$$L_{\text{ПТ}} = D_{\text{ВД}}(h_{\text{ПТ_ВХ_ВД}} - h_{\text{ЧВД_ВЫХ}}) - (D_{\text{ВД}} + D_{\text{НД}} - D_{\text{Д}})(h_{\text{ЧВД_ВХ}} - h_{\text{ЧВД_ВЫХ}}) = 51,785 \text{ МВт} \quad (2.307)$$

Энтропия пара ВД на входе в ПТ

$$S_{\text{ПТ_ВХ_ВД}} = \text{wspSPT}(p_{\text{ПТ_ВХ_ВД}}, t_{\text{КУ_ВЫХ_ВД}}) = 6,799 \text{ кJ/(rgw-sK)} \quad (2.308)$$

Энтропия пара на выходе из ЧВД

$$S_{\text{ЧВД_ВЫХ}} = \text{wspSPH}(p_{\text{ПТ_ВХ_ВД}}, h_{\text{ЧВД_ВЫХ}}) = 6,972 \text{ кJ/(rgw-sK)} \quad (2.309)$$

Энтропия пара НД перед смешением с паром, выходящем из ЧВД

$$S_{\text{СМ_ВХ_НД}} = \text{wspSPH}(p_{\text{ПТ_ВХ_НД}}, h_{\text{СМ_ВХ_НД}}) = 7,14 \text{ кJ/(rgw-sK)} \quad (2.310)$$

Энтропия пара на входе в ЧНД

$$S_{\text{ЧНД_ВХ}} = \text{wspSPH}(p_{\text{ПТ_ВХ_НД}}, h_{\text{ЧНД_ВХ}}) = 6,986 \text{ кJ/(rgw-sK)} \quad (2.311)$$

Энтропия пара на выходе из ПТ

$$s_{2\text{ПГУ}} = \text{wspSPH} (p_{2\text{ПГУ}}, h_{\text{чнд_вых}}) = 7,306 \text{ kJ}/(\text{rgw-sK}) \quad (2.312)$$

Температура пара на выходе из ПТ

$$t_{2\text{ПГУ}} = \text{wspTPH} (p_{2\text{ПГУ}}, h_{\text{чнд_вых}}) = 36,16 \text{ }^\circ\text{C} \quad (2.313)$$

Степень сухости пара на выходе из ПТ

$$x_{\text{ПГУ}2} = \text{wspXSTH} (t_{2\text{ПГУ}}, h_{\text{чнд_вых}}) = 0,869 \quad (2.314)$$

Внутренняя мощность ПН ВД

$$L_{\text{ПН_ВД}} = h_{\text{ПН_ВД_ВЫХ}} - \text{wspHSЦT}(\text{wspTSP}(p_d))D_{\text{ВД}} = 0,519 \text{ МВт} \quad (2.315)$$

Внутренняя мощность ПН НД

$$L_{\text{ПН_НД}} = h_{\text{ПН_НД_ВЫХ}} - \text{wspHSЦT}(\text{wspTSP}(p_d))D_{\text{ВД}} = 5,647 \cdot 10^{-3} \text{ МВт} \quad (2.316)$$

Теплота, подведенная в ПГУ

$$Q_{1_ПГУ} = Q_{1_ГГУ} = 286,62 \text{ МВт} \quad (2.317)$$

Внутренняя мощность ПТУ

$$L_{\text{ПТУ}} = L_{\text{ПТ}} - (L_{\text{ПН_ВД}} + L_{\text{ПН_НД}}) = 51,26 \text{ МВт} \quad (2.318)$$

Электрическая мощность ПТУ

$$N_{\text{ПТУ}} = L_{\text{ПТ}} \eta_{\text{м_ПТУ}} \eta_{\text{Г_ПТУ}} - \frac{(L_{\text{ПН_ВД}} + L_{\text{ПН_НД}})}{\eta_{\text{м_ПТУ}}} = 51,05 \text{ МВт} \quad (2.319)$$

Электрическая мощность ПГУ

$$N_{\text{ПГУ}} = N_{\text{ГГУ}} + N_{\text{ПТУ}} = 164,37 \text{ МВт} \quad (2.320)$$

Электрический КПД ПГУ

$$\eta_{\text{э_ПГУ}} = \frac{N_{\text{ПГУ}}}{Q_{1_ПГУ}} = 57,3 \text{ \%} \quad (2.321)$$

3 Безопасность жизнедеятельности

3.1 Анализ опасных и вредных факторов работы ГТУ

Рассмотрел вредные производственные факторы, которые действуют или могут воздействовать на организм человека при эксплуатации газотурбинной установки, а также нормативные значения этих факторов и мероприятия, направленные на снижение или устранение этих факторов.

В зоне обслуживания оборудования машиниста газотурбинных установок могут иметь место следующие опасные и вредные производственные факторы: движущиеся машины и механизмы; повышенная загазованность воздуха рабочей зоны; повышенная температура поверхностей оборудования; повышенная температура воздуха рабочей зоны; повышенный уровень шума на рабочем месте; недостаточная освещенность рабочей зоны; токсические вещества [6].

Для защиты от воздействия опасных и вредных факторов необходимо применять соответствующие средства защиты.

При повышенном уровне шума необходимо применять противозумные защитные средства (наушники, вкладыши "Беруши" и др.).

При обслуживании вращающихся механизмов не должно быть развеваемых частей одежды, которые могут быть захвачены движущимися частями механизмов.

При необходимости нахождения вблизи горячих частей оборудования следует принять меры по защите от ожогов и действия высоких температур (ограждение оборудования, вентиляция, теплая спецодежда).

При выполнении работ на участках с температурой воздуха выше 33°C должны быть установлены воздушно-душирующие установки.

При повышенной запыленности воздуха рабочей зоны необходимо работать в противопылевом респираторе[6].

При нахождении в помещениях с действующим технологическим оборудованием (за исключением щитов управления) необходимо носить защитную каску для защиты головы от ударов случайными предметами.

В случае производства работ с недостаточной освещенностью следует применять местное освещение (фонари). При работе в особо опасных условиях должны применяться переносные светильники напряжением не более 12 В.

При работе на высоте более 1,3 м над уровнем земли, пола, площадки необходимо применять предохранительный пояс (при необходимости со страхующим канатом).

Машинист газотурбинной установки должен работать в спецодежде и применять средства защиты, выдаваемые в соответствии с действующими отраслевыми нормами.

Машинисту газотурбинной установки бесплатно выдаются согласно отраслевым нормам следующие средства индивидуальной защиты:

костюм хлопчатобумажный — на 12 мес;

рукавицы комбинированные — на 3 мес.

При выдаче двойного сменного комплекта спецодежды срок носки удваивается [6].

В зависимости от характера работ и условий их производства машинисту бесплатно временно выдается дополнительная спецодежда и защитные средства для этих условий.

Повышенный уровень вибрации Для ГЩУ вибрация соответствует 3 категории типа «в» - технологическая вибрация, воздействующая на оператора на рабочих местах стационарных машин или передающиеся на рабочие места, не имеющие источников вибрации. На ГЩУ вибрация не превышает предельно допустимые величины нормируемых параметров вибрации рабочих мест при длительности вибрационного воздействия 8 ч, которые в пересчете на эквивалентные значения составляют:

- по виброускорению – 0,145 м/сек² (100 дБ);
- по виброскорости – 0,12 м/с (75 дБ).

Используемые средства и методы защиты от вибрации: – здание ГЩУ находится отдельно и не связано со зданиями ГТУ. Значения уставки, определяющие предупреждающий и аварийный сигнал уровня вибрации, выводятся на ГЩУ с помощью программных средств. Абсолютные значения уставок уменьшаются с увеличением срока службы агрегата, так как ухудшается техническое состояние агрегата и вспомогательного оборудования. Для обеспечения вибробезопасных условий труда при сборке и монтаже агрегата выполняется : – центровка роторов; – балансировка роторов[6].

3.2 Разработка мероприятий по снижению шума на рабочем месте.

К опасным производственным факторам относятся факторы, воздействие которых на работающего приводит к отравлению; к вредным – факторы, которые приводят к заболеванию [7].

Наличие опасных и вредных производственных факторов, как в турбинном цехе, так и на всей станции. Огнестойкая жидкость, именуемая «Иввиоль», применяется в системах регулирования мощных турбин, заменяя турбинное масло. Температура самовоспламенения турбинного масла иввиоли значительно ниже, чем у иввиоли ($t = c 750 \text{ }^\circ\text{C}$). Она очень вредна и оказывает негативное влияние на нервы человека в целом, так как выделяет ядовитые пары. Персонал, осуществляющий деятельность, где используется данная жидкость, должен соблюдать технику безопасности. Существуют нормативы, согласно которым содержание в воздухе «Иввиоли» не должно превышать 5мг/м³.

Шум является одним из основных факторов, определяющий условия труда в цехе. Одними из самых мощных источников постоянного шума для окружающей среды среди агрегатов станции являются газотурбинные установки (ГТУ).

Когда речь идет о влиянии шума, то обычно основное внимание уделяют состоянию органа слуха, так как слуховой анализатор в первую очередь воспринимает звуковые колебания и поражение его является адекватным действием шума на организм. Наряду с органом слуха восприятие звуковых колебаний частично может осуществляться и через кожный покров рецепторами вибрационной чувствительности. Интенсивное шумовое влияние на организм человека влияет на протекание нервных процессов, способствует развитию утомления, изменениями с сердечно сосудистой система и появлению шумовой патологии.

Обследования показали, что приблизительно у 70% населения повышается кровяное давление и частота пульса при воздействии шума более чем на 10%. Специалисты утверждают, что за счет повышенного шума заболеваемость в городах увеличивается на 30%, уменьшается продолжительность жизни на 8-10 лет, трудоспособность снижается минимум на 10%, а эффективность отдыха почти вдвое [2]. Основными источниками шума от ГТУ являются всасывающий патрубок осевого компрессора, корпус газотурбинного агрегата, шахта выхлопа газотурбинного агрегата. Для борьбы с ними применяют различные методы глушения, например, для уменьшения шума от осевого компрессора приходится настраивать работу ГТУ на такой режим, при котором компрессор издает более тихий и менее монотонный звук.

Для уменьшения же общего шума корпус газотурбинного агрегата накрывают защитным кожухом. Но все же основную звуковую волну с собой несет шахта выхлопа ГТУ. Для решения этой проблемы необходимо проводить ряд защитных мер, в частности установка глушащих механизмов – глушителей. Выбор конструкции глушителя определяется необходимым его объемом, допускаемым гидравлическим сопротивлением и требуемым снижением шума [2].

Находят применение нижеследующие способы защиты в турбинном цехе от тепловой и лучистой энергии:

1) Теплоизоляция излучающих и горячих поверхностей тепловой изоляцией, т.е. материалами с малой теплопроводностью. Температура теплоизоляции трубопровода не должна превышать 35°C согласно санитарным нормам.

2) Экранирование источников излучения поглощающими и отражающими теплоту материалами, которые работают на принципе отражения лучистой энергии в сторону источника.

3) Вентиляция и воздушное кондиционирование.

4) Использование комнат для отдыха, т.е. ограничение длительности работы в неблагоприятных температурных условиях.

5) Применение средств индивидуальной защиты (СИЗ): головных уборов, защитой одежды и обуви [2].

3.3 Расчет мероприятий по снижению шума

По условию задачи в помещении с геометрическими размерами 16*8*4 установлена газа-турбинная установка.

Необходимо спроектировать кабину наблюдения со следующими параметрами:

Таблица 3.1 – Параметры кабины

| Параметры наблюдения | кабины | 16*8*4 |
|--------------------------|--------|--------|
| Площадь глухой стены, S1 | | 64 |
| Площадь глухой стены, S2 | | 128 |
| Площадь двери, S3 | | 4 |
| Площадь окна, S4 | | 3 |

«Защита от шума» требуемую изоляцию воздушного шума вДБ огрождающей конкуренцией следует определять при проникновении шума из одного помещения в другое по формуле:

$$R_{\text{тpи}} = L_{\text{ш}} - 10\lg B + 10\lg S_i - L_{\text{доп}} + 10\lg n, \text{ дБ} \quad (3.1)$$

Где $L_{\text{ш}} - L_{\text{общ}}$, определенное в предыдущем пункте;

n – общее количество ограждающих конструкций.

Результаты вычислений представлены в таблице 3.2 [5].

Величину B найдем по формуле:

$$B = B_{1000} * \mu. \quad (3.2)$$

Таблица 3.2 - Окно таблицы по расчету мероприятий по снижению шума

| № | Величина | Единица измерения | Среднегеометрическая частота октавной полосы | | | | | | | |
|----|---------------------------------|-------------------|--|--------|--------|-------|-------|-------|-------|--------|
| | | | 63 | 125 | 250 | 500 | 1000 | 2000 | 4000 | 8000 |
| 1 | $R_{\text{табл}}$ | дБ | 25,6 | 25,6 | 25,6 | 25,6 | 25,6 | 25,6 | 25,6 | 25,6 |
| 2 | $R_{\text{дв}}$ | - | 0,65 | 0,62 | 0,64 | 0,75 | 1 | 1,5 | 2,4 | 4,2 |
| 3 | $R_{\text{ст}}$ | дБ | 16,64 | 15,872 | 16,384 | 19,2 | 25,6 | 38,4 | 61,44 | 107,52 |
| 4 | $R_{\text{дв}} + R_{\text{ст}}$ | дБ | 87,70 | 89,49 | 89,09 | 87,02 | 85,86 | 84,53 | 83,92 | 83,11 |
| 5 | $R_{\text{дв}} + R_{\text{ст}}$ | дБ | 99,00 | 92,00 | 86,00 | 83,00 | 80,00 | 78,00 | 76,00 | 74,00 |
| 6 | $10 \lg n$ | | 7,78 | 7,78 | 7,78 | 7,78 | 7,78 | 7,78 | 7,78 | 7,78 |
| 7 | $10 \lg B$ | | 12,21 | 12,01 | 12,14 | 12,83 | 14,08 | 15,84 | 17,88 | 20,31 |
| 8 | $10 \lg S1$ | | 18,06 | 18,06 | 18,06 | 18,06 | 18,06 | 18,06 | 18,06 | 18,06 |
| 9 | $10 \lg S2$ | | 21,07 | 21,07 | 21,07 | 21,07 | 21,07 | 21,07 | 21,07 | 21,07 |
| 10 | $10 \lg S3$ | | 6,02 | 6,02 | 6,02 | 6,02 | 6,02 | 6,02 | 6,02 | 6,02 |
| 11 | $10 \lg S4$ | | 4,77 | 4,77 | 4,77 | 4,77 | 4,77 | 4,77 | 4,77 | 4,77 |
| 12 | $R_{\text{тр1}}$ | дБ | 2,33 | 11,33 | 16,79 | 17,03 | 17,62 | 16,53 | 15,88 | 14,63 |
| 13 | $R_{\text{тр2}}$ | дБ | 5,34 | 14,34 | 19,80 | 20,04 | 20,63 | 19,54 | 18,89 | 17,64 |
| 14 | $R_{\text{тр3}}$ | дБ | -9,71 | -0,71 | 4,75 | 4,99 | 5,58 | 4,49 | 3,84 | 2,59 |
| 15 | $R_{\text{тр4}}$ | дБ | -10,96 | -1,96 | 3,50 | 3,74 | 4,33 | 3,24 | 2,59 | 1,34 |

По результатам вычислений выберем необходимые материалы для звукоизоляции кабины. Выбор осуществляется по условию $R_{\text{мпр}} \leq R_{\text{табл}}$

1) Для звукоизоляции глухих стен были выбраны железобетонные плиты со следующими характеристиками:

Таблица 3.3 – Железобетонные плиты

| Материал конструкции | Толщина, мм | Плотность Кг/м ³ | Среднегеометрическая частота | | | | | | | |
|----------------------|-------------|-----------------------------|------------------------------|------|-----|-----|------|------|------|------|
| | | | 63 | 125 | 250 | 500 | 1000 | 2000 | 4000 | 8000 |
| Железобетонная плита | 300 | 750 | 44 | 44,5 | 50 | 58 | 65 | 69 | 69 | 69 |

2) Для звукоизоляции дверного проема была выбрана дверь со следующими параметрами:

Таблица 3.4 – Звукоизоляция дверных проемов

| Материал конструкции | Условия прилегания по периметру | Среднегеометрическая частота | | | | | | | |
|--|---------------------------------|------------------------------|-----|-----|-----|------|------|------|------|
| | | 63 | 125 | 250 | 500 | 1000 | 2000 | 4000 | 8000 |
| Щитовая дверь из древесноволокнистых плит толщиной 4-5 мм с воздушным зазором 50 мм, заполненным стекловатой | С уплотняющими прокладками | 23 | 28 | 30 | 33 | 36 | 32 | 30 | - |

3) Для звукоизоляции оконного проема было выбрано стекло следующими параметрами:

Таблица 3.5 – Звукоизоляция оконного проема

| Материал конструкции | Условия прилегания по периметру | Среднегеометрическая частота | | | | | | | |
|---|---------------------------------|------------------------------|-----|-----|-----|------|------|------|------|
| | | 63 | 125 | 250 | 500 | 1000 | 2000 | 4000 | 8000 |
| Окно с органическим стеклом, толщиной 18 мм | С герметизацией притворов | 22 | 30 | 32 | 35 | 35 | 33 | 38 | 45 |

Вывод: основываясь на полученных данных, при определении звукового давления в расчетной точке, выявилась потребность использования соответствующих мер, допустимые значения были превышены (Лобщ > Лдоп).

Соответствующим образом выбираются следующие элементы:

- 1) Железобетонная плита для звукоизоляции стен;
- 2) Щитовая дверь для звукоизоляции дверного проема;
- 3) Окно с органическим стеклом для звукоизоляции оконного проема.

Таким образом, данные конструктивные элементы должны обеспечить требуемую изоляцию в помещении.

3.4 Акустический расчет шума в турбинном цехе

Расчет производится для турбинного цеха, т.к. турбинный цех является самым шумным производственным помещением на территории станции, из-за большого количества оборудования. Самым шумным оборудованием являются турбины и генераторы.

При условии, что источники шума и расчетная точка находятся в закрытом рабочем помещении, необходимо произвести расчет уровня звукового давления.

Помещение турбинного цеха занимает $V = 3200 \text{ м}^3$, в котором размещены 6 источников шума [5].

Октавные уровни звукового давления в расчетных точках на рабочих местах помещений в зоне прямого и отраженного звука следует определять по формуле:

$$L = 10 \lg \left(\sum_{i=1}^m \frac{\Delta i \cdot \chi_i \cdot \phi_i}{S_i} + \frac{4\psi}{V} \sum_{i=1}^n \Delta i \right), \text{ дБ} \quad (3.3)$$

где lg – фактор направленности источника шума, определяемый по ϕ экспериментальным данным. Для источника шума с равным излучением звука $\phi = 1$;

S_i – площадь воображаемой поверхности, м^2 ;

χ_i – коэффициент, учитывающий наличие ограждающих поверхностей;

ϕ_i – коэффициент, учитывающий влияние ближнего акустического

поля; m – количество источников шума, ближайших к расчетной точке;
 n – общее количество источников шума в помещении [4].
 Минимальное расстояние от расчетной точки до акустического центра и ближайшего к ней источника $r_{min} = 3,5$ м, $5 * r_{min} = 17,5$ м.

Наибольший габаритный размер источников $l_{max} = 1,3$ м. Для всех источников выполняется условие $2 * l_{max} < r_{min}$, $2,6$ м $< 3,5$ м. Поэтому можно принять $S_i = 2\pi r_i^2$ – площадь правильной геометрической формы, окружающей источник и проходящий через расчетную точку.

$$S_1 = S_2 = 6,28 * (3,5)^2 = 76,93 \text{ м}^2, \quad (3.4)$$

$$S_3 = S_4 = 6,28 * (4,2)^2 = 110,78 \text{ м}^2, \quad (3.5)$$

$$S_5 = 6,28 * (5,3)^2 = 176,41 \text{ м}^2, \quad (3.6)$$

$$S_6 = 6,28 * (6,2)^2 = 241,40 \text{ м}^2. \quad (3.7)$$

Величина $r_{min}/l_{max} = r_1/l_{max} = r_2/l_{max} = 3,5/1,3 = 2,7$. Определяем $\chi = 1$ – коэффициент, учитывающий влияние ближайшего акустического поля.

Аналогичным образом вычисляем коэффициент χ для других источников шума.

$$r_3/l_{max} = r_4/l_{max} = 4,2/1,3 = 3,2, \quad (3.8)$$

$$r_5/l_{max} = 5,3/1,3 = 4,1, \quad (3.9)$$

$$r_6/l_{max} = 6,2/1,3 = 4,8 \quad (3.10)$$

При всех выше просчитанных отношений коэффициент $\chi = 1$

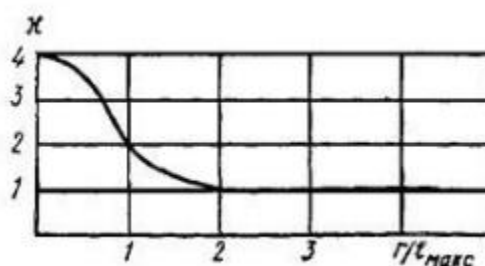


Рисунок 3.1 – График зависимости χ от r/l_{max} ,

$\phi = 1$ – фактор напряженности источника шума, безразмерный, определяемый опытным путем [5].

Определяем величину V и μ .
 Тип помещения 1 – с небольшим количеством людей
 (металлообрабатывающие цеха, вентиляционные камеры,
 генераторные, машинные залы, испытательные стенды и т.п.):

$$V_{1000} = V/20, \quad (3.11)$$

Где V_{1000} - постоянная помещения на среднегеометрической частоте 1000 Гц;

V – объем помещения

$$V_{1000} = 3200/20 = 160 \text{ м}^3,$$

μ - частотный множитель, для данного объема (табл. 5.5).

Таблица 3.6 - Частотный множитель

| Среднегеометрические частоты октавных полос, Гц | 3 | 25 | 50 | 00 | 000 | 000 | 000 | 000 |
|---|-----|-----|------|-----|-----|-----|-----|-----|
| μ | 0,5 | 0,5 | 0,55 | 0,7 | 1 | 1,6 | 3 | 6 |

Коэффициент ψ , учитывающий нарушение диффузности звукового поля, находится по графику в зависимости от отношения постоянной помещения V к площади ограждающих поверхностей $S_{орг}$ ($V/S_{орг} = 0,5$), $\psi = 0,65$ [6].

Используя формулу $\Delta L_{тр} = L_{общ} - L_{доп}$ найдем суммарные уровни звуковых давлений $L_{общ}$ в расчетной точке от всех источников шума. Далее, используя известные значения $L_{доп}$, указанные в таблице 3.7, определим требуемое снижение шума

$$\Delta L_{тр} = L_{общ} - L_{доп} \quad (3.12)$$

где $L_{общ}$ – ожидаемый уровень звукового давления, создаваемый рассматриваемыми источниками шума в расчетной точке;

$L_{доп}$ – допустимый уровень звукового давления в расчетной точке (ГОСТ 12.1.003-83).

Таблица 3.7 – Допустимые уровни звукового давления для рабочего помещения

| Наименов. помещений и рабочих мест | Среднегеом частоты октавных полос, Гц | 63 | 125 | 250 | 500 | 1000 | 2000 | 4000 | 8000 |
|--|---------------------------------------|----|-----|-----|-----|------|------|------|------|
| Кабины дистанцион. управления с речевой связью | Lдоп | 83 | 74 | 68 | 63 | 60 | 57 | 55 | 54 |

Произведем для примера расчет для частоты 125 Гц:

$$\Delta_{1,2} = 10^{0,1} * Lp = 10^{0,1} * 69 = 7,94 * 10^6 \quad (3.13)$$

$$\Delta_{3,4} = 10^{0,1} * Lp = 10^{0,1} * 105 = 3,16 * 10^{10} \quad (3.14)$$

$$\Delta_5 = 10^{0,1} * Lp = 10^{0,1} * 105 = 3,16 * 10^{10} \quad (3.15)$$

$$\Delta_6 = 10^{0,1} * Lp = 10^{0,1} * 105 = 3,16 * 10^{10} \quad (3.16)$$

$$V = V_{1000} * \mu = 160 * 0,5 = 80 \text{ м}^3 \quad (3.17)$$

$$L_{\text{общ}} = 10 \lg * \left(2 * \frac{7,94 * 10^6 * 1 * 1}{76,93} + 2 * \frac{3,16 * 10^{10} * 1 * 1}{110,78} + \frac{3,16 * 10^{10} * 1 * 1}{176,41} + \frac{3,16 * 10^{10} * 1 * 1}{241,40} \right) + \frac{4 * 0,65}{80} * (4 * 3,16 * 10^{10} +$$

$$+ 2 * 7,94 * 10^6 = 96,98 \text{ дБ},$$

$$L_{\text{тр}} = 96,98 - 74 = 22,98 \text{ дБ} \quad (3.20)$$

Аналогичным образом, проведу расчет для частот 63, 250, 500, 1000, 2000, 4000 и 8000 Гц, расчеты проведу в программе «Microsoft Excel».

Таблица 3.8 - Окно таблицы Excel акустического расчета турбинного цеха

| № | Величина | Ед.измерения | Среднегеометрическая частота октавной полосы, Гц | | | | | | | |
|----|-----------------|----------------|--|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|
| | | | 63 | 125 | 250 | 500 | 1000 | 2000 | 4000 | 8000 |
| 1 | Lp1(Генераторы) | дБ | 105 | 105 | 98 | 97 | 98 | 92 | 90 | 92 |
| 2 | Lp2(ПТУ) | дБ | 103 | 105 | 94 | 95 | 93 | 90 | 88 | 85 |
| 3 | Lp3(ГТУ) | дБ | 70,0 | 69,0 | 72,0 | 73,0 | 76,0 | 80,0 | 80,0 | 75,0 |
| 4 | Δi(Генераторы) | - | 3,16E+10 | 3,16E+10 | 6,31E+09 | 5,01E+09 | 6,31+09 | 1,58E+09 | 1E+09 | 1,58E+09 |
| 5 | Δi(ПТУ) | - | 2,00E+10 | 3,16E+10 | 2,51E+09 | 3,16E+09 | 2,00E+09 | 1,00E+09 | 6,31E+08 | 3,16E+08 |
| 6 | Δi(ГТУ) | - | 1,00E+07 | 7,94E+06 | 1,58E+07 | 2,00E+07 | 3,98E+07 | 1,00E+08 | 1,00E+08 | 3,15E+07 |
| 7 | X1,2,3,4 | - | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| 8 | φ | - | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| 9 | S1,2 | м ² | 76,93 | 76,93 | 76,93 | 76,93 | 76,93 | 76,93 | 76,93 | 76,93 |
| 10 | S3,4 | м ² | 110,78 | 110,78 | 110,78 | 110,78 | 110,78 | 110,78 | 110,78 | 110,78 |
| 11 | S5 | м ² | 176,41 | 176,41 | 176,41 | 176,41 | 176,41 | 176,41 | 176,41 | 176,41 |
| 12 | S6 | м ² | 241,4 | 241,4 | 241,4 | 241,4 | 241,4 | 241,4 | 241,4 | 241,4 |
| 13 | V/Sorp | - | 0,5 | 0,5 | 0,5 | 0,5 | 0,5 | 0,5 | 0,5 | 0,5 |
| 14 | Ψ | - | 0,65 | 0,65 | 0,65 | 0,65 | 0,65 | 0,65 | 0,65 | 0,65 |
| 15 | μ | - | 0,5 | 0,5 | 0,55 | 0,7 | 1 | 1,6 | 3 | 6 |
| 16 | V | м ² | 80,000 | 80,000 | 88,000 | 112,000 | 160,000 | 256,000 | 480,000 | 960,000 |
| 17 | Lсум | дБ | 96,98 | 96,98 | 88,97 | 87,43 | 86,93 | 80,17 | 76,91 | 77,13 |
| 18 | Lдоп | дБ | 83 | 74 | 68 | 63 | 60 | 57 | 55 | 54 |
| 19 | Lтр | дБ | 13,58 | 22,98 | 20,97 | 24,43 | 26,93 | 23,17 | 21,91 | 23,13 |

Вывод по разделу Безопасность жизни деятельности

В данном разделе был произведен анализ опасных и вредных факторов ГТУ.

Был произведёт расчет мероприятия по снижению шума и акустический расчет шума в турбинном цехе.

Исходя из полученных данных для соблюдения требуемых параметров звукоизоляции оконного проема было выбрано стекло толщиной 18 мм с герметизацией притворов, для звукоизоляции дверного проема была выбрана щитовая дверь из древесноволокнистых плит толщиной 4-5 мм с воздушным зазором 50 мм, заполненным стекловатой и с уплотняющими прокладками, для звукоизоляции глухих стен были выбраны железобетонные плиты толщиной 300 мм и плотностью 750 кг/м³.

4 Экономическая часть

Исходными данные для проведения расчета являются:

Таблица 4.1 – Исходные данные

| Наименование | Ед.изм. | Условные обозначения | Величина |
|--|------------------------|----------------------|----------|
| Установленная электрическая мощность ПГУ | <i>N_{уст}</i> | МВт | 146 |
| годовой объем выработки электрической энергии | Эв | млн.кВтч | 992,8 |
| удельный расход топлива на выработку 1 кВтч электроэнергии | <i>b_э</i> | гуд/кВтч | 223,6 |

Используемое топливо – природный газ.

КПД ПГУ по отпуску электроэнергии 0,55.

Удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии:

$$b_{\text{ПГУ } \varepsilon} = 123/\eta_{\text{ПГУ } \varepsilon} = 123/0,55 = 223,6 \text{ гуд/кВт} \cdot \text{ч} \quad (4.1)$$

4.1 Определение годового отпуска энергии

Во время работы станции, часть вырабатываемой энергии расходуется на собственные нужды предприятия. Данный показатель находится в диапазоне от 5 до 15%. Принимаю этот показатель на уровне 9% (Эсн) [9].

Определяю годовой отпуск электрической энергии по соотношению:

$$\text{Эот} = \text{Эв} * (1 - \text{Эсн}), \quad (4.2)$$

$$\text{Эот} = 1022 * (1 - 0,09) = 923,3 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч}$$

$$\text{Эв} = N_{\text{у}} * T = 146 * 6800 = 992,8 \text{ млн.кВт} \cdot \text{ч} \text{ – годовая выработка электроэнергии.}$$

$$\text{Эсн} = 9\%.$$

4.2 Определение годовых эксплуатационных затрат

К эксплуатационным расходам за год относятся следующие:

- топливо
- амортизация
- текущий ремонт
- вода
- заработная плата
- выбросы
- прочие общестанционные расходы.

4.3 Определение затрат на топливо

На выработку электрической энергии годовой расход топлива составляет:

$$V_{\text{э}} = V_{\text{у}} = \text{Эв} * b_{\text{э}} \quad (4.3)$$

$$V_{\text{э}} = 992,8 * 106 * 223,6 * 10^{-6} = 222,0 \text{ тыс. туг.}$$

Полученный расход топлива целесообразно перевести в натуральное топливо, потому как затраты на топливо вычисляются по натуральному топливу. Вид топлива, применяемый на парогазовой установке, является природный газ. Удельная теплота сгорания, используемого топлива составляет $Q_{\text{р н}} = 8970$ ккал/кг [10].

Определяю расход натурального топлива по соотношению:

$$V_{\text{н}} = V_{\text{у}} / K_{\text{н}}, \text{ тыс. тнт}, \quad (4.4)$$

$$K_{\text{н}} = Q_{\text{р н}} / 7000 = 8970 / 7000 = 1,28,$$

$$V_{\text{н}} = 222,0 / 1,28 = 173,2 \text{ млн. м}^3,$$

$K_{\text{н}}$ – коэффициент перевода условного топлива в натуральное;
 $\text{Цт} = 32,5$ тенге/м³ – цена топлива [11].

Тогда затраты на топливо определяются:

$$И_{\text{т}} = V_{\text{н}} * \text{Цт}, \quad (4.5)$$

$$И_{\text{т}} = 173,2 * 32,5 = 5630,2 \text{ млн. тенге.}$$

4.4 Расчет эффективности использования топлива

Известно, что для получения 1 кВт*ч электроэнергии необходимо 123 гут при КПД установок, равных единице. С учетом расходов электроэнергии на собственные нужды станции, эффективность использования топлива вычисляется:

$$\text{КПД}_3 = (123/b_3) * 100\% = (123/223,6) * 100\% = 55 \%; \quad (4.6)$$

Определяю коэффициент использования топлива станцией по соотношению:

$$\text{КПД} = ((0,86 * \mathcal{E}_{\text{от}})/(7 * B_y)) * 100\%, \quad (4.7)$$

$$\text{КПД} = \frac{0,86 * 930,02}{7 * 228,52} * 100\% = 50\% \quad (4.8)$$

где 0,86 - коэффициент перевода электроэнергии в тепло;
7 – теплотворная способность условного топлива, 7000 ккал/кг.

4.5 Расчет затрат на воду

В отличие от паросиловых установок (ПСУ), ПГУ расходует преимущественно меньше воды на единицу вырабатываемой электроэнергии. В основном вода расходуется на охлаждение пара в конденсаторах турбин, трансформаторов, охлаждения генераторов и т.д. Величина расходов на воду растет и на данный момент находится в пределах 0,4÷1,4 тенге/кВт·ч [9]:

$$И_в = \mathcal{E}_в * (0,4 \div 1,4) = 992,8 * 0,4 = 397,1 \text{ млн. тенге.} \quad (4.9)$$

4.6 Расчет затрат на заработную плату

Издержки на плату за труд - предмет себестоимости производства, в котором отражаются расходы на оплату труда производственного персонала станции, охватывая премии трудящимся и служащим за производственные достижения, компенсирующие и стимулирующие выплаты, включительно компенсации по оплате труда в связи с увеличением тарифов и индексацией прибыли согласно нормам, установленным законодательством.

Ссылаясь к литературным данным, анализируемым статьям, и фактическим данным о численности трудящихся на энергетических объектах, принимаю величину штатного коэффициента в пределах:

$$K_{\text{шт}} = 1,4 \div 1,8 \text{ чел/МВт.} \quad (4.10)$$

Количество сотрудников на объекте рассчитываем по формуле:

$$\text{ЧП} = K_{\text{ш}} * N_y, \quad (4.11)$$

$$\text{ЧП} = 1,4 * 146 = 204.$$

Общий ресурс зарплаты содержит в себе:

- основную заработную плату ($I_{\text{зпо}}$), в которую входит заработная плата сотрудников, занятых в технологическом процессе производства энергии и включает в себя жалование, связанное с отработанным периодом (тарифные ставки и должностные оклады, премии сотрудникам из фонда заработной платы, доплата за работу праздничные дни и ночное время и др.);

- дополнительная заработная плата ($I_{\text{зпд}}$) включает в себя выплаты, не относящиеся к рабочему времени (оплата очередных, дополнительных и учебных отпусков, за время выполнения государственных обязанностей и др.);

Определяем общий ресурс зарплаты по соотношению:

$$I_{\text{зп}} = I_{\text{зпо}} + I_{\text{зпд}}, \quad (4.12)$$

Размер средней зарплаты за год ($I_{\text{зпо}}$) принимаю как 1,44 млн. тенге на одного сотрудника [9]:

$$I_{\text{зпо}} = \text{ЧП} * 1800 = 204 * 1,44 = 293,8 \text{ млн. тенге}, \quad (4.13)$$

Принимаю показатель $I_{\text{зпд}}$ в размере $10 \div 15\%$ от значения $I_{\text{зпо}}$.

$$I_{\text{зпд}} = 0,1 * I_{\text{зпо}}, \quad (4.14)$$

$$I_{\text{зпд}} = 0,1 * 293,8 = 29,4 \text{ млн. тенге}$$

$$I_{\text{зпн}} = (293,8 + 29,4) * 0,21 = 67,9 \text{ млн. тенге}$$

Тогда:

$$I_{\text{зп}} = 293,8 + 29,4 + 67,9 = 391,1 \text{ млн. тенге}$$

4.7 Расчет амортизационных отчислений

В настоящее время из-за стремительного изменения курса валют, довольно затруднительно задавать достаточно точные значения удельных капитальных вложений на постройку станций. Кроме того, большая часть агрегата производится за пределами Казахстана.

С каждым годом увеличиваются удельные капитальные вложения ПГУ, поэтому примем 2100 \$/кВт. Курс доллара США к тенге принимаю 420 тг:

(4.15)

$$K = K_{уд} * N_y,$$

$$K = 146 * 103 * 2100 * 420 = 12877,2 \text{ млн. Тенге}$$

Норма амортизации в среднем по станции может находиться в пределах 3-5 %, в зависимости от мощности станции, применяемого топлива и т.д. Данный показатель задаю в размере 3% от величины капиталовложений:

$$И_{ао} = 0,03 * 12877,2 = 3863,2 \text{ млн. тенге.} \quad (4.16)$$

4.8 Расчет затрат на проведение текущего ремонта станции

К этим затратам можно отнести: содержание агрегатов в требуемом состоянии, а также расходы на ремонт вспомогательного оборудования; определяем по формуле:

(4.17)

$$И_{тек.р} = 0,15 * И_{ао},$$

$$И_{тек.р} = 0,15 * 3863,2 = 579,5 \text{ млн. тенге.}$$

4.9. Расчет затрат за выбросы

Размер оплаты за выбросы загрязняющих веществ, зависит от объема выбросов, также зависят от вида сжигаемого топлива (жидкое, твердое, газообразное), его запаса и метода улавливания вредных веществ (электрофилтры, циклоны).

Известно, что при сжигании природного газа, размер выплаты за выбросы находится в пределах 280 тенге за 1000 м³ [12]:

$$И_{выб} = 280 * V_{н, \text{млн. тенге,}} \quad (4.18)$$

$$И_{выб} = 280/1000 * 173,2 = 48,5 \text{ млн. тенге.}$$

4.10 Общестанционные и цеховые расходы

Данные элементы предусматривают издержки на административноуправленческие, общепроизводственные, отчисления на основные расходы (техническая пропаганда, содержание вышестоящих организаций), сервис цехов и управление ими.

Определяем расходы по соотношению:

(4.19)

$$И_{общ} = 0,2 * (И_{ао} * Изп + И_{тр}),$$

$$И_{общ} = 0,2 * (3863,2 + 391,0 + 579,5) = 966,7 \text{ млн. тенге.}$$

Себестоимость электрической энергии - расходы по производству, передаче и рассредоточение электрической энергии всех энергосистем. Результаты проделанных расчетов занесу в таблицу.

Таблица 4.2 – Общие затраты

| Составляющие затрат | Условное обозначение | млн. тенге |
|----------------------------|----------------------|------------|
| Топливо | Ит | 5630,2 |
| Вода | Ив | 397,1 |
| Фонд заработной платы | Изп | 391,0 |
| Амортизационные отчисления | Иао | 3863,2 |
| Ремонт | Итек.р | 579,5 |
| Плата за выбросы | Ивыб | 48,5 |
| Общестанционные | Иоб | 966,7 |
| Итого затрат | $\Sigma И$ | 11876,2 |

$$S_{э} = \Sigma И / \Delta_{от} = 11876,2 / 923,3 = 12,9 \text{ тенге/кВт.} \quad (4.20)$$

Себестоимость 1кВт составляет 12,9 тенге/кВт.

4.11 Определение первоначальных инвестиций

Это современный метод оценки принятия технико-экономических заключений, основываясь на изменение стоимости денег по времени и всех расходов, на осуществление проекта: стоимость и в перспективе ценовая политика; объем полученной продукции; доход и прибыль от проекта.

Для снижения показателя погрешности расчетов применяются несколько способов. К ним относятся: метод NPV, метод IRR, метод PP.

Принимаю, что реализация инвестиционного проекта будет осуществляться средствами фирмы. Определяем первоначальные инвестиции по следующей формуле:

$$I_0 = 0,1 * K + 0,3 * \Delta И_{итого}, \text{ млн. тенге,} \quad (4.21)$$

$$I_0 = 0,1 * 128772,0 * +0,4 * 11876,2 = 17627,7 \text{ млн. тенге.}$$

При создании и изучении инвестиционных проектов преимущественно

затруднительным является определение прибыли и денежного потока CF.

Принимаю, что рентабельность тарифа на отпуск электрической энергии составляет 20%, т.е.

$$Тоэ = Sэ * 1,2, \text{ тенге/ (кВт * ч)}, \quad (4.22)$$

$$Тоэ = 14,6 * 1,2 = 15,4 \text{ тенге/ (кВт * ч)}.$$

Определение дохода с учетом тарифа на э/энергию: (4.23)

$$Д = Тоэ * Эот, \text{ млн. тенге,}$$

$$Д = 15,4 * 923,3 = 14251,4 \text{ млн. тенге,}$$

а суммарные затраты определяются по выражению:

$$З = Sэ * Эот, \text{ млн. тенге/год}, \quad (4.24)$$

$$З = 12,9 * 923,3 = 11876,2 \text{ млн. тенге/год.}$$

Разница между ними даст прибыль:

$$ПР = Д - З, \text{ млн. тенге}, \quad (4.25)$$

$$ПР = 14251,4 - 11876,2 = 2375,2 \text{ млн. тенге/год.}$$

Теперь посчитаем чистую прибыль, с учетом выплаты налога, по соотношению:

$$ЧП = ПР * (1 - 0,2), \text{ млн. тенге/год}, \quad (4.26)$$

$$ЧП = 2375,2 * (1 - 0,2) = 1900,2 \text{ млн. тенге/год.}$$

Сделаем поправку, что вся чистая прибыль уходит на возврат кредита, а также примем во внимание тот факт, что величина амортизационных отчислений является собственностью предприятия, а значит, может быть использована не только по назначению, но и на выполнение инвестиционных проек-тов.

Таким образом, поток денежных средств рассчитываем по формуле:

$$CF = ЧП + (0,2 \div 0,5) * Иао, \quad (4.27)$$

$$CF = 1900,2 + 0,2 * 3863,2 = 2672,8 \text{ млн. тенге/год.}$$

4.12 Метод определения чистой текущей стоимости NPV

Метод NPV показывает, какую ценность компания в силах достичь, при осуществлении инвестирования в проект.

Данный метод рассчитывается по формуле:

$$NPV = CF_1 / (1+r)^1 + CF_2 / (1+r)^2 + \dots + CF_n / (1+r)^n - I_0 = \sum_{n=1}^n CF_n / (1+r)^n - I_0 \quad (4.28)$$

где r – коэффициент дисконта;

I_0 – первоначальные вложения средств.

Расчёт NPV идёт до первого положительного значения PV.

$$Rr = 1 / (1 + r)^n, \quad (4.29)$$

Таблица 4.3 – Результаты расчета методом NPV

| год | CF | R10 | PV10 | R20 | PV20 |
|-----|----------|-------|--------------|-------|----------|
| 0 | -17627,7 | 1 | - 17627,7 | 1 | -17627,7 |
| 1 | 2672,8 | 0,909 | 2429,8 | 0,833 | 2227,3 |
| 2 | 2672,8 | 0,826 | 2208,9 | 0,694 | 1856,1 |
| 3 | 2672,8 | 0,751 | 2008,1 | 0,579 | 1546,8 |
| 4 | 2672,8 | 0,683 | 1825,6 | 0,482 | 1289,0 |
| 5 | 2672,8 | 0,621 | 1659,6 | 0,401 | 1074,1 |
| 6 | 2672,8 | 0,564 | 1508,7 | 0,335 | 895,1 |
| 7 | 2672,8 | 0,514 | 1371,6 | 0,279 | 745,9 |
| 8 | 2672,8 | 0,467 | 1371,6 | 0,233 | 621,6 |
| 9 | 2672,8 | 0,424 | 1133,5 | 0,194 | 518,0 |
| 10 | 2672,8 | 0,386 | 1030,5 | 0,162 | 431,7 |
| 11 | 2672,8 | 0,35 | 936,8 | 0,135 | 359,7 |
| 12 | 2672,8 | 0,319 | 851,6 | 0,112 | 299,8 |
| NVP | | | 584,09 | | -5762,4 |

NPV за 12 лет станет положительным, если данные сроки устраивают фирму, его следует принять.

4.13 Метод расчета внутренней нормы прибыли IRR

Внутренняя норма прибыли служит предметом доходности вложений, вкладываемых на цели инвестирования, определяемая по формуле:

$$\sum CF_n / (1+r)^n - n \cdot I_0 = 0, \text{ решаемое относительно } r.$$

Внутреннюю норму прибыли сопоставляют с показателем окупаемости вложений, который фирмы принимает для себя, основываясь, какой чистый уровень выручки рассчитывала получать при его использовании и по какой цене получила капитал для инвестирования сама.

$$IRR = r_1 + (NP(r_1)/NPV(r_1) - NPV(r_2)) * (r_2 - r_1), \quad (4.30)$$

$$IRR = 10 + \frac{584,09}{584,09 - (-5762,4)} * (20 - 10) = 10,9\%$$

IRR служит индикатором уровня риска по проекту.

Если величина IRR проекта больше стоимости капитала для компании, то проект следует принять. В данном случае ставка кредита меньше ставки инвестирования (внутренней нормы доходности проекта), то заемные деньги принесут добавочную стоимость. Потому что такой инвестиционный проект заработает больший процент дохода, чем стоимость капитала, которая необходима для первоначальной инвестиции. В моем случае IRR превышает r_1 на 0,9%, хоть и на малую долю.

4.14 Метод расчёта окупаемости инвестиций PP

Этот метод состоит в определении времени, которое необходимо для возмещения суммы первоначальных инвестиций:

Существует два способа расчета: когда прибыль идёт различными суммами и когда равна по годам:

$$PP = I_0 / CF_n. \quad (4.31)$$

Принимаю, что денежные потоки будут распределены одинаково по годам, тогда рассчитываю:

$$PP = \frac{17627,7}{2672,8} = 6,6 \approx 7 \text{ лет}$$

Срок окупаемости проекта составил 7 лет.

Заключение

В своем дипломном проекте была поставлена задача модернизировать АО «АлЭС» ТЭЦ-3 на газотурбинную установку. На данный момент станция ТЭЦ-3 показывает низкую эффективность - это обусловлено тем, что на производстве используют устаревшее оборудование. Произведенные расчеты показывают, что выбор современной ГТУ, в сравнении с паротурбинными установками требуют меньших суммарных капитальных затрат, более просты в обслуживании, низкая себестоимость тепло- и электроэнергии, из-за дешевого вида топлива.

В разделе БЖД перечислены опасные и вредные факторы работы ГТУ, и их отрицательное влияние на человека и окружающую среду. Так же произведен акустический расчет шума в турбинном цехе и анализ по снижению шума, полукальку были превышены допустимые нормы.

В экономической части дипломной работы, опираясь на полученные данные были рассчитаны показатели (основные затраты на станцию, амортизация, инвестиции и т.д.), благодаря которым был рассчитан срок окупаемости проекта. Для определения последнего были использованы методы: метод определения чистой текущей стоимости (NPV), метод расчета внутренней нормы прибыли (IRR) и метод расчета окупаемости инвестиций (PP).

Список использованной литературы

- 1 Разработка предварительного технико-экономического обоснования реконструкции и модернизации ТЭЦ-3 АО «АлЭС»
- 2 <https://ohranatruda.ru/>
- 3 <https://zakup.sk.kz/>
- 4 <https://new.siemens.com/>
- 5 СНиП 23-03-2003 «Защита от шума»
- 6 Раздорозный А.А.. Охрана труда и производственная безопасность. Москва. 2006 г
- 7 РК 2.04-21-2004.
- 8 Жандаулетова Ф. Р., Бегимбетова А. С. Безопасность жизнедеятельности. Методические указания к выполнению раздела «Защита от производственного шума» в выпускных работах для всех специальностей. Бакалавриат – Алматы: АИЭС, 2009. – 34 с
- 9 Параманов С.Г. Экономика энергетики. Методические указания к выполнению курсовой работы для студентов по специальности 5В071700 – Теплоэнергетика. –Алматы: АУЭС:2017. – 19 с .
- 10 Кузнецова Н.В. Тепловой расчет котельных агрегатов. Нормативный метод. Издание 2-е, переработанное. Энергия, 1973.
- 11 <https://stat.gov.kz/>
- 12 <https://tengrinews.kz/>
- 13 Борисов Н.Г., Огай В.Д., Кибарин А.А. Методические указания к выполнению дипломного проекта для студентов специальности 5В071700 – Теплоэнергетика. – Алматы: АУЭС, 2011. – 34 с.