

**МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ
КАЗАХСТАН**

**Некоммерческое акционерное общество
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ
Им. Гумарбека Даукеева
Кафедра Тепловые Энергетические Установки**

**«УТВЕРЖДАЮ»
Директор ИТЭТТ**

**«Допущен к защите»
Заведующий кафедрой**

(Ф.И.О., ученая степень, звание)

(Ф.И.О., ученая степень, звание)

« _____ » 20__ г
(подпись)

« _____ » 20__ г
(подпись)

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

На тему: Повышение экономичности работы Жамбылской ГРЭС

Специальность: 5В071700 – Теплоэнергетика

Выполнил (а): Тен И.Э.
(Фамилия и инициалы)

ТЭС-16-3
(группа)

Научный руководитель: доцент Ходанова Т.В.
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

Консультанты:

по экономической части:

ст.пр. Абильдина А.Ш.
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
« _____ » 20__ г.
(подпись)

по безопасности жизнедеятельности:

доцент Приходько Н.Г.
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
« _____ » 20__ г.
(подпись)

Нормоконтролер: ассистент Олжабаева К.С.
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

« _____ » 20__ г.
(подпись)

Рецензент: зам. нач. ПТО АО АлЭС ТЦ-2 Олжабаев М. С.
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

« _____ » 20__ г.
(подпись)

Алматы 2020 г.

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

Институт Теплоэнергетики и теплотехники
Специальность 5В071700 – Теплоэнергетика
Кафедра Тепловых Энергетических Установок

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломного проекта

Студент: Тен Ирина Эдуардовна
(фамилия, имя, отчество)

Тема проекта: Повышение экономичности работы Жамбылской ГРЭС

утверждена приказом ректора № ___ от «___» _____ 20__ г.
Срок сдачи законченной работы «___» _____ 20__ г.

Исходные данные к проекту требуемые параметры результатов проектирования (исследования) и исходные данные объекта:

Установленная Электрическая мощность – 420 МВт;

Топливо – шубаркольский уголь, мазут.

Перечень подлежащих разработке дипломного проекта вопросов
или

краткое содержание дипломного проекта:

Аннотация;

Введение;

Описание станции;

Расчет принципиальной тепловой схемы;

Оценка эффективности установки турбодетандера на Жамбылской ГРЭС;

Раздел БЖД;

Экономический раздел.

Г Р А Ф И К
подготовки дипломного проекта

№ п/п	Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления руководителю	Примечание
1	Изучение оборудования Жамбылской ГРЭС.	17.02.2020- 27.02.2020	
2	Расчет принципиальной тепловой схемы К-210-130	01.03.2020- 21.03.2020	
3	Спец вопрос: оценка эффективности установки тпрбодетандера	22.03.2020- 11.04.2020	
4	Расчет раздела БЖД	12.04.2020- 26.04.2020	
5	Расчет экономической части	27.04.2020- 10.05.2020	
6	Оформление работы	11.05.2020- 19.05.2020	

Дата выдачи задания « ____ » _____ 20__ г.

Заведующий кафедрой _____
(подпись)

Кибарин А.А.
(Фамилия и инициалы)

Руководитель _____
(подпись)

Ходанова Т. В.
(Фамилия и инициалы)

Задание принял к исполнению
студент _____
(подпись)

Тен И.Э.
(Фамилия и инициалы)

Аннотация

Данный дипломный проект рассматривает вопрос расширения Жамбылской ГРЭС, путем установки двух пылеугольных энергоблоков, суммарной мощностью 420 МВт.

В разделе спецвопроса предложены практические меры по реализации данного проекта и произведена оценка эффективности установки турбодетандера на ЖГРЭС.

Также, в работе произведен расчет принципиальной тепловой схемы станции, проведен анализ потенциально опасных и вредных факторов на проектируемом объекте. В разделе экономики произведен расчет себестоимости отпуска электрической энергии, рассчитана целесообразность капиталовложений в проект.

Аңдатпа

Бұл дипломдық жоба жалпы қуаттылығы 420 МВт болатын екі қуатты көмір электр қондырғысын орнату арқылы Жамбыл ГРЭС-нің кеңеюін қарастырады.

Шығарылымның арнайы бөлімінде осы жобаны жүзеге асырудың практикалық шаралары ұсынылып, ЖГРЭС-да турбогенератор орнатудың тиімділігі бағаланады.

Сондай-ақ, жұмыста станцияның негізгі жылу диаграммасы есептелді, жобаланған қондырғыдағы қауіпті және зиянды факторларға талдау жасалды. Экономика бөлігінде электр энергиясын жеткізу құны есептелді, жобаға капиталды салымдардың орындылығы есептелді.

Annotation

This graduation project considers the expansion of the Zhambyl state district power station by installing two pulverized coal power units with a total capacity of 420 MW.

In the special issue section, practical measures for the implementation of this project are proposed and the efficiency of the installation of a turbo-expander at the Zhambyl state district power station is evaluated.

Also, in the work, the principal thermal diagram of the station was calculated, an analysis of potentially dangerous and harmful factors at the designed facility was carried out. In the section of the economy, the cost of supply of electric energy was calculated, the feasibility of capital investments in the project was calculated.

Содержание

Введение	7
1 Теплотехническая часть.....	8
1.1 Выбор основного оборудования для расширяемой части ГРЭС	8
1.2 Расчет принципиальной тепловой схемы расширяемой части ГРЭС на номинальном режиме.....	10
1.3 Выбор вспомогательного оборудования тепловой схемы станции.....	20
1.4 Топливное хозяйство расширяемой части ГРЭС	23
1.5 Мазутное хозяйство ГРЭС	25
1.6 Техническое водоснабжение	26
1.7 Выбор оборудования системы пылеприготовления.....	27
1.8 Расчет и выбор тягодутьевых машин	28
2 Спецвопрос «Оценка эффективности установки турбодетандера на Жамбылской ГРЭС».....	30
2.1 Принцип работы установки	30
2.2 Целесообразность использования	32
2.3 Предпосылки успешной реализации проекта.....	33
2.4 Установка турбодетандеров на ГРП Жамбылской ГРЭС	35
3 Безопасность жизнедеятельности.....	37
3.1. Анализ потенциально опасных и вредных факторов на проектируемом объекте, воздействующих на персонал.....	37
3.2 Расчет искусственного освещения	45
3.3 Расчет зануления электродвигателя насоса стока машзала.....	47
4 Экономический раздел.....	50
4.1 Расчет себестоимости производства единицы продукции.....	51
4.2 Определение эффективности инвестиционного проекта	55
Заключение.....	58
Список литературы	59

					ДП.5В071700.ДО.ПЗ.			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	Тен И.Э.				Содержание	Лит.	Лист	Листов
Провер.	Ходанова Т.В.							
Реценз.	Олжабаев					АУЭС		
Зав.каф.	Кибарин А.А.					ИТЭТТ		
Н.контр.	Олжабаева					ТЭС-16-3		

Введение

В данный период времени в Казахстане активно развивается добывающая и перерабатывающая отрасли, также промышленность. Следует отметить, что в настоящее время имеется дефицит мощностей, так как в период перехода к рыночной экономике новые мощности в энергетике не вводились, поэтому стоит проблема ввода новых энергетических мощностей, их ремонт и модернизация. Второй проблемой является дороговизна топлива.

Южный Казахстан, численность населения которого приближается к отметке в 3 млн. человек, испытывает существенный дефицит электроэнергии. Дефицит электрической энергии, потребность в которой в летние месяцы составляет 35-370 МВт, а в зимние 45-470, компенсируется ее поставками из соседней Жамбылской области и с Экибастузской ГРЭС. Среднегодовой темп прироста электропотребления в Южном Казахстане к 2020 году составит порядка 3%, за счет развития малого бизнеса, жилищного строительства и сфер услуг.

В данном дипломном проекте предлагается вариант покрытия дефицита электроэнергии Южного Казахстана за счет расширения Жамбылской ГРЭС, путем установки двух пылеугольных энергоблоков, суммарной мощностью 420 МВт с переводом на сжигание угля. На ЖГРЭС используется дорогое топливо – газ и мазут. Стоимость которых на 01.01.2020 г составила: мазут- 220 \$/т, газ 82 \$/тыс.м³/ч. В то время как стоимость угля составляет порядка 30-40 \$/тут.

В дипломном проекте стоят следующие задачи:

- обоснование предложенного расширения Жамбылской ГРЭС, суммарной мощностью 420 МВт;
- описание оборудования, предлагаемое к установке;
- технический расчет блока К-210-130;
- выбор вспомогательного оборудования, выбор оборудования вспомогательных цехов;
- провести расчет технико – экономических показателей расширяемой части ЖГРЭС;
- провести оценку эффективности установки турбодетандера на ЖГРЭС;
- провести анализ потенциально опасных и вредных факторов на проектируемом объекте, воздействующих на персонал, сделать расчеты искусственного освещения, заземления.

1 Теплотехническая часть

1.1 Выбор основного оборудования для расширяемой части ГРЭС

Выбор турбин

Мощность расширяемой части ЖГРЭС 420 МВт, поэтому выбираем к установке две турбины типа К-210-130.

Паровая конденсационная турбина К-210-130-3 без регулируемых отборов, с промежуточным перегревом пара и регенеративным устройством мощностью от 210 до 215 МВт, предназначена для непосредственного привода генератора переменного тока частотой 50 Гц при работе в блоке с котельным агрегатом.

Турбина имеет семь нерегулируемых отборов пара, предназначенных для подогрева питательной воды в ПНД, деаэраторе и ПВД до температуры 242° С при номинальной нагрузке турбины. [1]

Основные технические параметры турбины (номинальные) характеризуются показателями, представленными в табл. 1.1.

Таблица 1.1 - Технические данные турбины К-210-130-3

Номинальная мощность, МВт	215
Максимальная мощность при нормальных параметрах пара, полностью включенной регенерации, чистой прочной части и температуре охлаждающей воды 12 °С, МВт	220
Скорость вращения, об/мин	3000
Давление острого пара перед СК, кгс/см ²	130
Температура острого пара перед СК, °С	540
Давление пара на выходе из ЦВД, кгс/см ²	26,3
Температура пара на выходе из ЦВД, °С	324
Давление пара перед ЦСД, кгс/см ²	24,1
Температура пара перед ЦСД, °С	540
Давление в конденсаторе при расчетной температуре охлаждающей воды 12°С и расчетном расходе 25000 м ³ /ч, кгс/см ²	0,041
Номинальный расход пара на турбину, т/ч	623
Максимальный расход пара на турбину, т/ч	670

Выбор котлов

Котельный агрегат выбирается по расходу пара на турбину, параметрам пара и вида топлива.

Паропроизводительность котлоагрегата:

$$D_{ка} = (1 + \alpha + \beta) \cdot D_0 = (1 + 0,03 + 0,02) \cdot 592 = 622 \text{ т/ч}, \quad (1.1)$$

где $\alpha = 0,03$ – запас по паровой производительности;

$\beta = 0,02$ – коэффициент собственных нужд.

К установке выбирается котельный агрегат типа Еп-670-13,8-545 БТ (ТПЕ-216). Котел предназначен для работы на низкосортных бурых углях в блоке с турбинами: теплофикационной Т-180/215-130 и конденсационной К-210-130.

Котел однобарабанный, однокорпусный, с естественной циркуляцией, П-образной компоновкой, на высокие параметры пара с промперегревом. Котел газоплотный, с цельносварными экранами, уравновешенной тягой и твердым шлакоудалением. [2]

Таблица 1.2 – Техническая характеристика котла Еп-670-13,8-545 БТ (ТПЕ-216)

Паропроизводительность, т/ч	670
Расход пара через промперегреватель, т/ч	577
Давление пара на выходе, МПа	
пароперегревателя высокого давления	13,8
промперегревателя	2,4
Температура, °С	
пара высокого давления	545
пара промперегрева	545
питательной воды	243
уходящих газов	158
КПД (брутто) гарантийный, %	90,5
Габаритные размеры, м	
ширина по осям колон	38,8
глубина по осям колон	36,1
высота	74,5
Топливо	
основное	уголь (Шубаркольский, Ленгерский)
резервное	мазут

1.2 Расчет принципиальной тепловой схемы расширяемой части ГРЭС на номинальном режиме

Принципиальная тепловая схема составлена с использованием паспортных данных серийной турбоустановки типа К-210-130, рис.1.1.

По регенеративному подогреву решения приняты типовые: три ПВД (один отбор из ЦВД, второй отбор после ЦВД, перед промперегревом пара, третий из ЦСД); деаэратор питается паром из третьего отбора через регулятор движения, давление которого составляет 0,7 Мпа. ПНД состоит из четырех подогревателей.

Добавочная химически обессоленная вода подается в конденсатор турбины, где проходит первую ступень деаэрации в барботажном устройстве. Дренажи ПНД каскадно сливаются в конденсатор, что позволяет качественно деаэрировать добавочную воду в конденсаторе. Протечки через лабиринтные уплотнения ЦВД и передние уплотнения ЦСД отводятся в паропровод отбора на П2, деаэратор и подогреватель П7. [1]

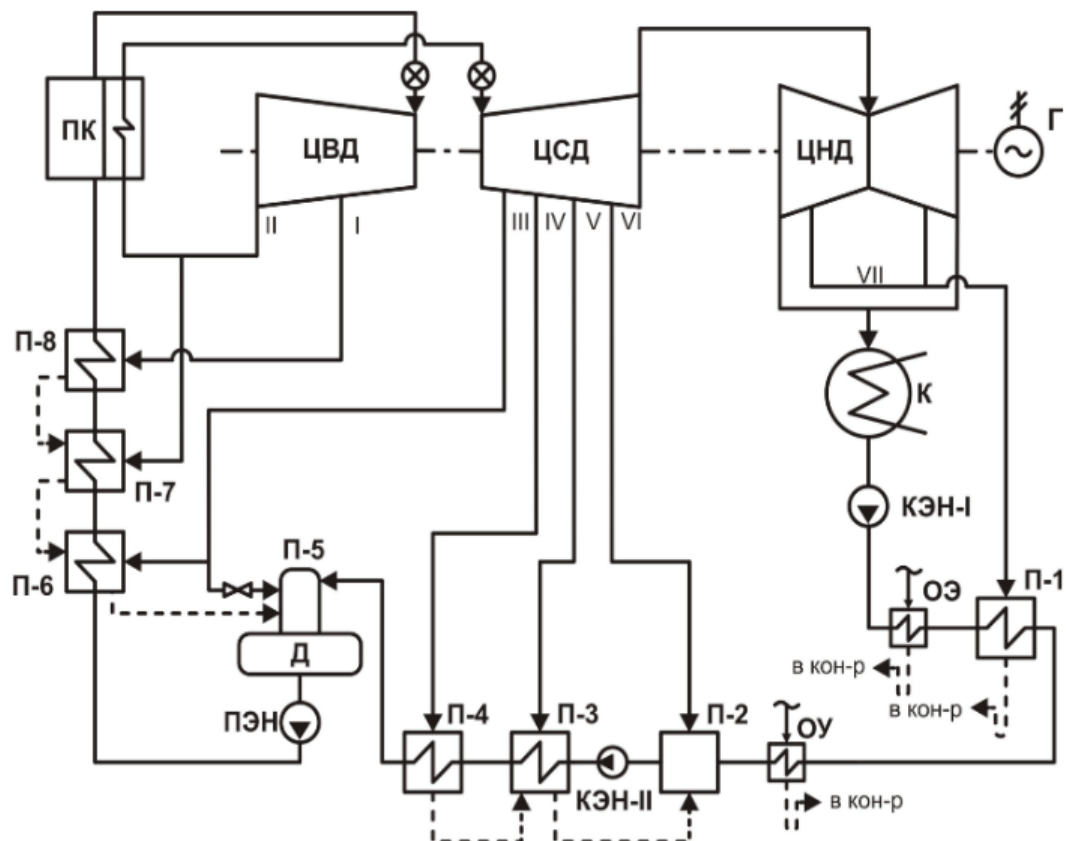


Рисунок 1.1 – Принципиальная тепловая схема блока

Для того, чтобы сделать расчет тепловой схемы по исходным данным, необходимо в h - s диаграмме построить процесс расширения пара в турбине, рис.2. Используя полученные по h - s -диаграмме параметры и данные таблиц воды и водяного пара составляется таблица параметров воды и пара, табл.1.3.

Находим точку "0" с энтальпией $h_0 = 3518$ кДж/кг, с начальными параметрами пара $P_0=12,5$ МПа и $t_0=555$ °С.

Учитывая потери давления в регулирующих клапанах 5%, находим точку 0' с энтальпией $h'_0 = 3518$ кДж/кг и давлением:

$$P'_0 = 0,95 \cdot P_0 = 0,95 \cdot 12,5 = 11,88 \text{ МПа}, \quad (1.2)$$

Опускаем адиабату из точки 0' до точки "2а" с давлением $P_2 = 2,58$ Мпа, энтальпией $h_{2a} = 3023$ кДж/кг, учитывая КПД относительного внутреннего ЦВД турбины $\eta_{oi}^{цвд} = 0,874$, находим действительную энтальпию в конце расширения $h'_{пн}$ и точку "2", рис.1.2.

$$h_2 = h_0 - (h_0 - h_{2a}) \cdot \eta_{oi}^{цвд} = 3490 - (3490 - 3023) \cdot 0,874 = 3082 \text{ кДж/кг}, \quad (1.3)$$

Энтальпия пара на выходе из промперегрева при $P''_{пн}=2,1$ МПа и $t''_{пн}=555$ °С, $h''_{пн} = 3589$ кДж/кг;

Энтальпия пара на выходе из ЦСД при $P_6 = 0,15$ Мпа

$$h_6 = h''_{пн} - (h''_{пн} - h_{6a}) \cdot \eta_{oi}^{цсд} = 3589 - (3589 - 2838) \cdot 0,908 = 2907 \text{ кДж/кг}, \quad (1.4)$$

При давлении в конденсаторе турбины $P_k = 0,005$ МПа, действительная энтальпия отработавшего пара при адиабатной $h_{ка}=2379$ кДж/кг равна:

$$h_k = h_6 - (h_6 - h_{ка}) \cdot \eta_{oi}^{цнд} = 2907 - (2907 - 2379) \cdot 0,838 = 2465 \text{ кДж/кг}. \quad (1.5)$$

Строим процесс в h - s -диаграмме, соединяя точки 0 – 0' – пп'(2) – пп'' – 6 – К.

Имея значения давлений пара в отборах, находим точки 1,2,3,4,5,6,7,8,9, далее определяем энтальпии, значения заносим в таблицу 1.3.

Таблица 1.3 – Параметры пара и воды

№	Параметры	Обозначения	Характерные точки										
			0	1	2	ПП	3	Д	4	5	6	7	К
1	Давление пара в отборе, Мпа	Pi	12,5	3,5	2,5	2,1	1,15	1,15	0,5	0,3	0,13	0,03	0,005
2	То же в подогревателе, Мпа	Ppi	12,45	3,3	2,44	2,1	1,09	0,71	0,47	0,28	0,12	0,03	0,005
3	Энтальпия пара, кДж/кг	hi	3490	3170	3082	3589	3415	3415	3205	3080	2910	2675	2470
4	Температура насыщения, град	tni		239	223		184	166	150	131	104	68	33
5	Энтальпия дренажа, кДж/кг	hдpi		1033	958		781	702	632	550	436	285	138
6	Температура воды после подогревателя, град	tvi		237	220		181	166	147	122	99	61	33
7	Давление воды после подогревателя, Мпа	Pvi		18,5	18		17,5	0,7	1,8	1,9	2	2,2	
8	Энтальпия воды после подогревателя, кДж/кг	hvi		1023	944		768	702	619	512	415	255	138
9	Температура конденсата за ОК, град	ток		227	211		174	-					
10	Энтальпия конденсата за ОК, кДж/кг	hок		976	902		737	-					
11	Теплоперепад, кДж/кг	Hi		1212	1124	1631	1457	1457	1247	1122	952	717	512
12	Коэффициент недовыработки	yi		0,791	0,734		0,620	0,620	0,483	0,402	0,291	0,137	-

ДП.5В071700.ДО.ПЗ.

Лист

ДП.5В071700.ДО.ПЗ.

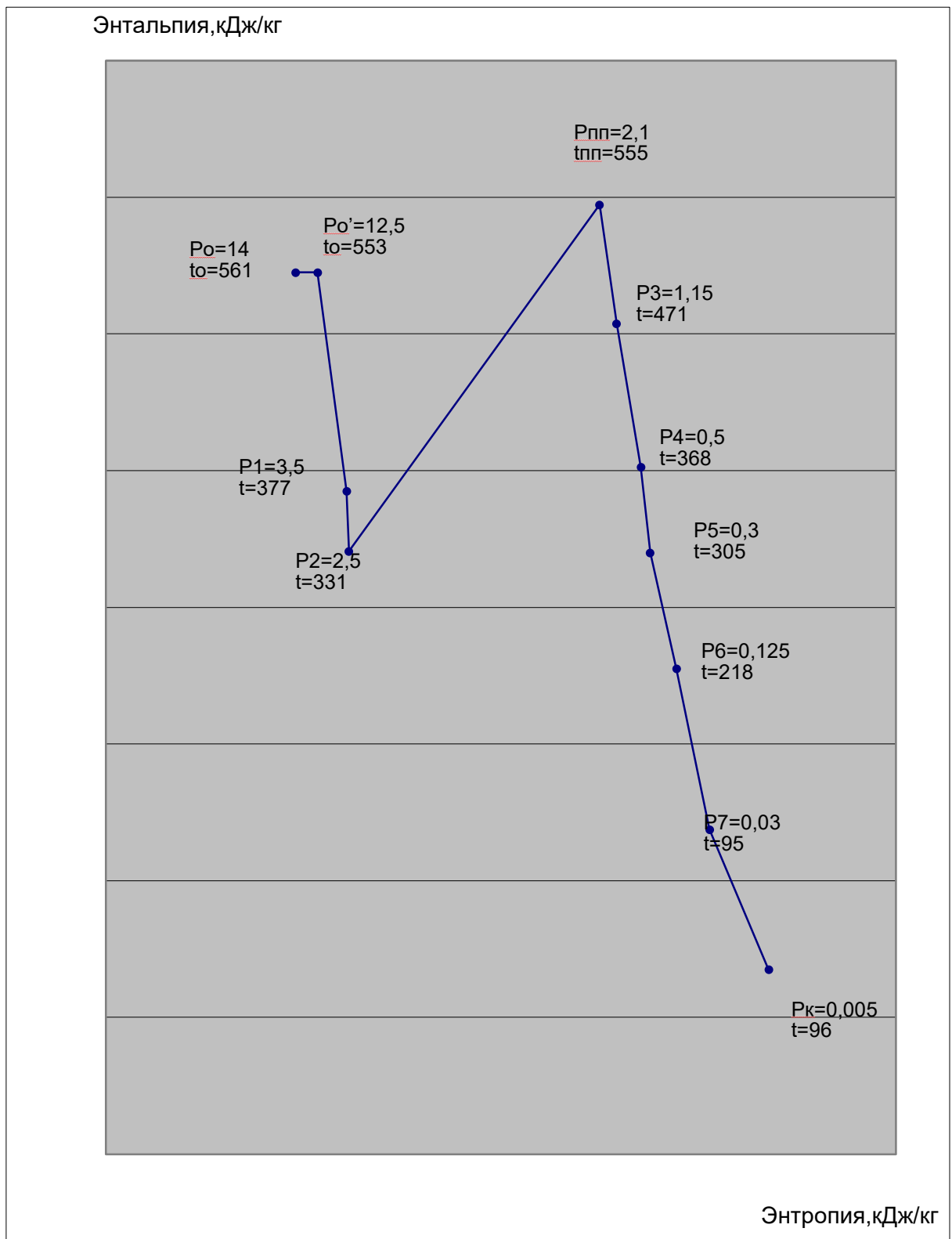


Рисунок 1.2 - Процесс расширения пара в турбине в h-s диаграмме

Расчет тепловой схемы начинается с группы ПВД.
Из уравнение теплового баланса П1:

$$\alpha_1 \cdot (h_1 - h_{др1}) \cdot \eta_{п} = \alpha_{пв} \cdot (h_{в1} - h_{в2}), \quad (1.6)$$

Доля отбора пара в П1:

$$\alpha_1 = \alpha_{пв} \cdot (h_{в1} - h_{в2}) / (h_1 - h_{др1}) \cdot \eta_{п} = 1 \cdot (1023 - 944) / (3170 - 1033) \cdot 0,98 = 0,038;$$

Из уравнение теплового баланса П2:

$$\alpha_2 \cdot (h_2 - h_{др2}) \cdot \eta_{п} + \alpha_1 \cdot (h_{др1} - h_{др2}) \cdot \eta_{п} = \alpha_{пв} \cdot (h_{в2} - h_{в3}), \quad (1.7)$$

Доля отбора пара в П2:

$$\begin{aligned} \alpha_2 &= [\alpha_{пв} \cdot (h_{в2} - h_{в3}) - \alpha_1 \cdot (h_{др1} - h_{др2}) \cdot \eta_{п}] / (h_2 - h_{др2}) \cdot \eta_{п} = \\ &= [1 \cdot (944 - 768) - 0,038 \cdot (1033 - 958) \cdot 0,98] / (3082 - 958) \cdot 0,98 = 0,083; \end{aligned}$$

Из уравнение теплового баланса П3:

$$\alpha_3 \cdot (h_3 - h_{др3}) \cdot \eta_{п} + (\alpha_1 + \alpha_2) \cdot (h_{др2} - h_{др3}) \cdot \eta_{п} = \alpha_{пв} \cdot (h_{в3} - h_{вд}), \quad (1.8)$$

Доля отбора пара в П3:

$$\begin{aligned} \alpha_3 &= [\alpha_{пв} \cdot (h_{в3} - h_{вд}) - (\alpha_1 + \alpha_2) \cdot (h_{др2} - h_{др3}) \cdot \eta_{п}] / (h_3 - h_{др3}) \cdot \eta_{п} = \\ &= [1 \cdot (768 - 702) - (0,038 + 0,083) \cdot (958 - 781) \cdot 0,98] / (3415 - 781) \cdot 0,98 = 0,017; \end{aligned}$$

Количество дренажа из ПВД в деаэрактор:

$$\alpha_{пвд} = \alpha_1 + \alpha_2 + \alpha_3 = 0,038 + 0,083 + 0,017 = 0,138; \quad (1.9)$$

Уравнения материального и теплового балансов деаэрактора:

$$\alpha_{пв} = \alpha_{пвд} + \alpha_{д} + \alpha_{кн}, \quad (1.10)$$

$$\alpha_{пв} \cdot h_{вд} = \alpha_{пвд} \cdot h_{др3} + \alpha_{д} \cdot h_{д} + \alpha_{кн} \cdot h_{в4}, \quad (1.11)$$

Решаем эту систему уравнений.

Доля отбора пара в деаэрактор:

$$\alpha_{д} = [\alpha_{пв} \cdot (h_{вд} - h_{в4}) - \alpha_{пвд} \cdot (h_{др3} - h_{в4})] / (h_{д} - h_{в4}) =$$

$$= [1 \cdot (702 - 619) - 0,138 \cdot (781 - 619)] / (3415 - 619) = 0,022;$$

Доля конденсата поступающего в деаэрактор:

$$\alpha_{\text{кн}} = \alpha_{\text{пв}} - \alpha_{\text{пвд}} - \alpha_{\text{д}} = 1 - 0,138 - 0,022 = 0,84; \quad (1.12)$$

Расчет группы ПНД

Уравнение теплового баланса П4:

$$\alpha_4 \cdot (h_4 - h_{\text{др4}}) \cdot \eta_{\text{п}} = \alpha_{\text{кн}} \cdot (h_{\text{в4}} - h_{\text{в5}}), \quad (1.13)$$

Доля отбора пара в П4:

$$\begin{aligned} \alpha_4 &= \alpha_{\text{кн}} \cdot (h_{\text{в4}} - h_{\text{в5}}) / (h_4 - h_{\text{др4}}) \cdot \eta_{\text{п}} = \\ &= 0,84 \cdot (619 - 512) / (3205 - 632) \cdot 0,98 = 0,034; \end{aligned}$$

Из уравнение теплового баланса П5:

$$\alpha_5 \cdot (h_5 - h_{\text{др5}}) \cdot \eta_{\text{п}} + \alpha_4 \cdot (h_{\text{др4}} - h_{\text{др5}}) \cdot \eta_{\text{п}} = \alpha_{\text{кн}} \cdot (h_{\text{в5}} - h_{\text{в6}}), \quad (1.14)$$

Доля отбора пара в П5:

$$\begin{aligned} \alpha_5 &= [\alpha_{\text{кн}} \cdot (h_{\text{в5}} - h_{\text{в6}}) - \alpha_4 \cdot (h_{\text{др4}} - h_{\text{др5}}) \cdot \eta_{\text{п}}] / (h_5 - h_{\text{др5}}) \cdot \eta_{\text{п}} = \\ &= [0,84 \cdot (512 - 415) - 0,034 \cdot (632 - 550) \cdot 0,98] / (3080 - 550) \cdot 0,98 = 0,031; \end{aligned}$$

Из уравнение теплового баланса П6:

$$\alpha_6 \cdot (h_6 - h_{\text{др6}}) \cdot \eta_{\text{п}} + (\alpha_4 + \alpha_5) \cdot (h_{\text{др5}} - h_{\text{др6}}) \cdot \eta_{\text{п}} = \alpha_{\text{кн}} \cdot (h_{\text{в6}} - h_{\text{в7}}), \quad (1.15)$$

Доля отбора пара в П6:

$$\begin{aligned} \alpha_6 &= [\alpha_{\text{кн}} \cdot (h_{\text{в6}} - h_{\text{в7}}) - (\alpha_4 + \alpha_5) \cdot (h_{\text{др5}} - h_{\text{др6}}) \cdot \eta_{\text{п}}] / (h_6 - h_{\text{др6}}) \cdot \eta_{\text{п}} = \\ &= [0,84 \cdot (415 - 255) - (0,034 + 0,031) \cdot (550 - 436) \cdot 0,98] / (2910 - 436) \cdot 0,98 = 0,05; \end{aligned}$$

Из уравнение теплового баланса П7:

$$\alpha_7 \cdot (h_7 - h_{\text{др7}}) \cdot \eta_{\text{п}} + (\alpha_4 + \alpha_5 + \alpha_6) \cdot (h_{\text{др6}} - h_{\text{др7}}) \cdot \eta_{\text{п}} = \alpha_{\text{кн}} \cdot (h_{\text{в7}} - h_{\text{вк}}), \quad (1.16)$$

Доля отбора пара в П7:

$$\begin{aligned}\alpha_7 &= [\alpha_{\text{кн}} \cdot (h_{\text{в7}} - h_{\text{вк}}) - (\alpha_4 + \alpha_5 + \alpha_6) \cdot (h_{\text{др6}} - h_{\text{др7}}) \cdot \eta_{\text{п}}] / (h_7 - h_{\text{др7}}) \cdot \eta_{\text{п}} = \\ &= [0,84 \cdot (255 - 138) - (0,034 + 0,031 + 0,05) \cdot (436 - 285) \cdot 0,98] / (2675 - 285) \cdot 0,98 = \\ &= 0,033;\end{aligned}$$

Доля пара в конденсатор турбины:

$$\begin{aligned}\alpha_{\text{к}} &= \alpha_{\text{кн}} - (\alpha_4 + \alpha_5 + \alpha_6 + \alpha_7) = \\ &= 0,84 - (0,034 + 0,031 + 0,05 + 0,033) = 0,692;\end{aligned}\quad (1.17)$$

Расход пара на турбину без системы регенеративного подогрева:

$$\begin{aligned}D_{\text{к}} &= N_{\text{э}} / (h_0 - h_2 + h''_{\text{мп}} - h_{\text{к}}) \cdot \eta_{\text{м}} \cdot \eta_{\text{г}} = \\ &= 210 \cdot 10^3 / (3490 - 3082 + 3589 - 2465) \cdot 0,99 \cdot 0,99 = 140 \text{ кг/с};\end{aligned}\quad (1.18)$$

Расход пара на турбину:

$$D_0 = D_{\text{к}} / (1 - \sum \alpha_i \cdot y_i) = 140 / (1 - 0,163) = 167,3 \text{ кг/с},\quad (1.19)$$

где величина:

$$\begin{aligned}\sum \alpha_i \cdot y_i &= \alpha_1 \cdot y_1 + \alpha_2 \cdot y_2 + (\alpha_3 + \alpha_{\text{д}}) \cdot y_3 + \alpha_4 \cdot y_4 + \alpha_5 \cdot y_5 + \alpha_6 \cdot y_6 + \alpha_7 \cdot y_7 = \\ &= 0,038 \cdot 0,791 + 0,083 \cdot 0,734 + (0,017 + 0,022) \cdot 0,62 + 0,034 \cdot 0,483 \\ &\quad + 0,031 \cdot 0,402 + 0,05 \cdot 0,291 + 0,033 \cdot 0,137 = 0,163;\end{aligned}\quad (1.20)$$

Расход тепла на турбоустановку

$$\begin{aligned}Q_{\text{ту}} &= D_0 \cdot (h_0 - h_{\text{пв}}) + D_{\text{мп}} \cdot (h''_{\text{мп}} - h'_{\text{мп}}) = \\ &= 167,3 \cdot (3490 - 1023) + 147 \cdot (3589 - 3082) = 487258 \text{ кВт},\end{aligned}\quad (1.21)$$

$$\text{где } D_{\text{мп}} = D_0 \cdot (1 - \alpha_1 - \alpha_2) = 167,3 \cdot (1 - 0,038 - 0,083) = 147 \text{ кг/с};\quad (1.22)$$

КПД турбоустановки

$$\eta_{\text{ту}} = N_{\text{э}} / Q_{\text{ту}} = 210 \cdot 10^3 / 487258 = 0,431;\quad (1.23)$$

КПД станции в целом

$$\eta_c = \eta_{\text{ТУ}} \cdot \eta_{\text{ТР}} \cdot \eta_{\text{КУ}} = 0,431 \cdot 0,97 \cdot 0,92 = 0,3846; \quad (1.24)$$

Удельный расход условного топлива на выработанный кВт·ч электроэнергии

$$v_{\text{усл}} = 0,123 / \eta_c = 0,123 / 0,3846 = 0,3198 \text{ кгУТ/кВт}\cdot\text{ч}. \quad (1.25)$$

Баланс мощностей

$$N_1 = \alpha_1 \cdot D_o \cdot (h_o - h_1) = 0,038 \cdot 167,3 \cdot (3490 - 3170) = 2034,4 \text{ кВт}; \quad (1.26)$$

$$N_2 = \alpha_2 \cdot D_o \cdot (h_o - h_2) = 0,083 \cdot 167,3 \cdot (3490 - 3082) = 5665,4 \text{ кВт}; \quad (1.27)$$

$$\begin{aligned} N_3 &= \alpha_3 \cdot D_o \cdot (h_o - h_2 + h_{\text{III}} - h_3) = \\ &= 0,017 \cdot 167,3 \cdot (3490 - 3082 + 3589 - 3415) = 1655,3 \text{ кВт}; \end{aligned} \quad (1.28)$$

$$\begin{aligned} N_4 &= \alpha_4 \cdot D_o \cdot (h_o - h_2 + h_{\text{III}} - h_4) = \\ &= 0,022 \cdot 167,3 \cdot (3490 - 3082 + 3589 - 3415) = 2142 \text{ кВт}; \end{aligned} \quad (1.29)$$

$$\begin{aligned} N_5 &= \alpha_5 \cdot D_o \cdot (h_o - h_2 + h_{\text{III}} - h_5) = \\ &= 0,034 \cdot 167,3 \cdot (3490 - 3082 + 3589 - 3205) = 4505 \text{ кВт}; \end{aligned} \quad (1.30)$$

$$\begin{aligned} N_6 &= \alpha_6 \cdot D_o \cdot (h_o - h_2 + h_{\text{III}} - h_6) = \\ &= 0,031 \cdot 167,3 \cdot (3490 - 3082 + 3589 - 3080) = 4755,8 \text{ кВт}; \end{aligned} \quad (1.31)$$

$$\begin{aligned} N_7 &= \alpha_7 \cdot D_o \cdot (h_o - h_2 + h_{\text{III}} - h_7) = \\ &= 0,05 \cdot 167,3 \cdot (3490 - 3082 + 3589 - 2910) = 9092,8 \text{ кВт}; \end{aligned} \quad (1.32)$$

$$\begin{aligned} N_8 &= \alpha_8 \cdot D_o \cdot (h_o - h_2 + h_{\text{III}} - h_8) = \\ &= 0,033 \cdot 167,3 \cdot (3490 - 3082 + 3589 - 2675) = 7298,6 \text{ кВт}; \end{aligned} \quad (1.33)$$

$$\begin{aligned} N_9 &= \alpha_9 \cdot D_o \cdot (h_o - h_2 + h_{\text{III}} - h_9) = \\ &= 0,692 \cdot 167,3 \cdot (3490 - 3082 + 3589 - 2465) = 177362 \text{ кВт}. \end{aligned} \quad (1.34)$$

Суммарная мощность потока пара в турбине:

$$N = \sum N_i = 214511,3 \text{ кВт}; \quad (1.35)$$

Электрическая мощность турбоустановки

$$N_3 = N \cdot \eta_m \cdot \eta_g = 214511,3 \cdot 0,985 \cdot 0,996 = 210448,5 \text{ кВт}, \quad (1.36)$$

где КПД механический $\eta_m = 0,985$,
КПД электрический генератора $\eta_g = 0,996$.

Расчет в среде Excel

Таблица 1.4 – Расчет групп ПВД и ПНД

Доля отбора пара в П1	0,036
Доля отбора пара в П2	0,080
Доля отбора пара в П3	0,017
Количество дренажа из ПВД в деаэратор	0,134
Доля отбора пара в деаэратор	0,022
Доля конденсата, поступающего в деаэратор	0,844
Доля отбора пара в П4	0,034
Доля отбора пара в П5	0,031
Доля отбора пара в П6	0,051
Доля отбора пара в П7	0,033
Доля пара в конденсатор турбины	0,695

Таблица 1.5 – Баланс мощностей

Расход пара на турбину без системы регенеративного подогрева	134,8
Расход пара на турбину	160,5
Величина $\sum \alpha_i \cdot y_i$	0,2
N_1	1939,5
N_2	5459,1
N_3	1694,6
N_d	2136,7
N_4	4560,0
N_5	4703,3
N_6	9209,2
N_7	7407,2
N_k	177611,8
Суммарная мощность потока пара в турбине $N = \sum N_i$, кВт	214721,4

Продолжение таблицы 1.5

Электрическая мощность турбоустановки	210654,6
---------------------------------------	----------

Таблица 1.6 – Энергопоказатели блока

Расход тепла на турбоустановку	466161
КПД турбоустановки	0,4505
КПД станции в целом	0,402
Удельный расход топлива	0,306

1.3 Выбор вспомогательного оборудования тепловой схемы станции

Оборудование, поставляемое в комплекте с турбиной [3]

Таблица 1.7 - Регенеративные подогреватели высокого давления (ПВД)

	Тип	Поверхность, м ²	Расход воды, т/ч	Давление, МПа
1	ПВ-700-265-45	775	700	26,5
2	ПВ-700-265-31	775	700	26,5
3	ПВ-700-265-13	775	700	26,5

Таблица 1.8 - Регенеративные подогреватели низкого давления (ПНД)

№	Тип	Поверхность, м ²	Расход воды, т/ч	Давление, МПа
П4	ПН-350-16-7-I	352	575	1,6
П5	ПН-350-16-7-III	350	490	1,6
П6	ПН-350-16-7-III	350	490	1,6
П7	ПН-350-16-7-III	350	490	1,6

Охладители пара:

- уплотнения ПН-100-16-4-III, $H = 100 \text{ м}^2$, $D_B = 370 \text{ т/ч}$;
- сальниковый ПС-50-I, $H = 50 \text{ м}^2$, $D_B = 400 \text{ т/ч}$.

Конденсатор турбины 200КЦС-2:

- поверхность $H = 9000 \text{ м}^2$;

ДП.5В071700.ДО.ПЗ.

Лист

ДП.5В071700.ДО.ПЗ.

- расход охлаждающей воды $G_B = 22000 \text{ м}^3/\text{ч}$;
- давление в паровом пространстве $P_K = 0,0035 \text{ МПа}$.

Конденсатные насосы:

- Иступень КСВ-500-85 , подача $Q_B = 500 \text{ т/ч}$; напор $H = 85 \text{ м}$;
- Иступени КСВ-320-160-2 , подача $Q_B = 640 \text{ т/ч}$; напор $H = 160 \text{ м}$.

Эжекторы:

- основной пароструйный типа ЭП-3-700-1 (2шт.);
- пусковой типа ЭП-1100-1.

Выбор деаэратора

Максимальный расход питательной воды:

$$D_{пв} = (1 + \alpha_{сн}) \cdot D_{ка} = (1 + 0,01) \cdot 670 = 676,7 \text{ т/ч}; \quad (1.37)$$

Производительность деаэратора высокого давления выбирается по максимальному расходу питательной воды, согласно нормам проектирования устанавливается два деаэратора.

Минимальная полезная вместимость деаэратора:

$$V_{БДП} = \tau \cdot \frac{v \cdot D_{пв}}{60} = 3,5 \cdot \frac{1,1 \cdot 676,7}{60} = 43,4 \text{ м}^3. \quad (1.38)$$

где удельный объем воды $v = 1,1 \text{ м}^3/\text{т}$.

Выбирается два деаэратора типа ДП-500-65 с деаэраторным баком БДП-65 повышенного давления, полезной емкостью 65 м^3 и абсолютным давлением равным $0,7 \text{ МПа}$.

Выбор баков запаса обессоленной воды

Согласно нормам, емкость баков выбирается на 30 минут работы с максимальной нагрузкой, не менее 4000 м^3 . [4]

Емкость баков:

$$V_6 = 0,5 \cdot n \cdot D_{пв} = 0,5 \cdot 4 \cdot 676,7 = 1354 \text{ м}^3 \quad (1.39)$$

Устанавливаем два бака, емкость каждого 750 м^3 .

Выбор насосов баков обессоленной воды

Подача и количество насосов, которые обеспечивают откачку воды из баков, должны обеспечить одновременную нормальную подпитку цикла и 30 % расхода питательной воды турбоустановке. Первым условием должно быть следующее: насосы устанавливаются в количестве не менее двух без резерва.

$$Q_{\text{нас}} = \alpha_{\text{ут}} \cdot \text{пка} \cdot D_{\text{ка}} + 0,3 \cdot D_{\text{пв}} = 0,01 \cdot 2 \cdot 670 + 0,3 \cdot 676,7 = 216,4 \text{ т/ч}; \quad (1.40)$$

Вторым условием должно быть: емкость баков и подача насосов должна обеспечить совмещенный пуск двух блоков 210 МВт, тогда подача насоса:

$$Q_{\text{нас}} = 0,3 \cdot \text{пбл} \cdot D_{\text{пв}} = 0,3 \cdot 2 \cdot 676,7 = 406 \text{ т/ч}; \quad (1.41)$$

Выбираем два насоса типа Д-250-36

Подача насоса 250 м³/ч

Напор 36 м

Допустимый кавитационный запас 5 м.

Выбор питательных насосов

Подача питательных насосов определяется максимальным расходом питательной воды с запасом не менее 5%, подача питательных насосов равна:

$$D_{\text{пн}} = 1,05 \cdot D_{\text{пв}} = 1,05 \cdot 676,7 = 710,5 \text{ т/ч}, \quad (1.42)$$

где расход питательной воды $D_{\text{пв}} = 676,7 \text{ т/ч}$;

По стандарту выбирается два насоса типа ПЭ-580-185/200-2 с электроприводом, учитывая давление 18 Мпа, температуру питательной воды 240 °С.

Паропроводы острого пара

Внутренний диаметр паропровода рассчитывается как:

$$D_{\text{вн}} = \sqrt{0,354 \cdot \frac{D \cdot v}{w \cdot n}} = \sqrt{0,354 \cdot \frac{670 \cdot 0,0245}{50 \cdot 2}} = 0,241 \text{ м}, \quad (1.43)$$

где $D_{\text{ка}} = 670 \text{ т/ч}$ – паропроизводительность котла;

$v = 0,0245 \text{ м}^3/\text{кг}$ – удельный объем пара;

$w = 50 \text{ м/с}$ – скорость перегретого пара в паропроводе;

$n = 2$ – число ниток паропроводов.

По стандарту выбираем стальную трубу из Ст. 12Х1МФ, $D_{\text{вн}} = 249 \text{ мм}$;
 $D \times S = 325 \times 38 \text{ мм}$, ТУ 14-3-460-95.

Паропроводы промежуточного перегрева пара

Внутренний диаметр холодного промежуточного перегрева пара рассчитывается как:

$$D_{\text{вн}} = \sqrt{0,354 \cdot \frac{D \cdot v}{w \cdot n}} = \sqrt{0,354 \cdot \frac{590 \cdot 0,0989}{60 \cdot 4}} = 0,293 \text{ м}, \quad (1.44)$$

где $D_{\text{ка}} = 590$ т/ч – расход пара промперегрева;
 $v = 0,0989$ м³/кг – удельный объем пара;
 $w = 60$ м/с – скорость пара в паропроводе;
 $n = 4$ – число ниток паропроводов.

По стандарту выбираем стальную трубу из Ст. 20, $D_{\text{вн}} = 299$ мм; $D \times S = 325 \times 13$ мм, ТУ 3-923-95.

Внутренний диаметр горячего промежуточного перегрева пара:

$$D_{\text{вн}} = \sqrt{0,354 \cdot \frac{D \cdot v}{w \cdot n}} = \sqrt{0,354 \cdot \frac{590 \cdot 0,147}{70 \cdot 2}} = 0,219 \text{ м}, \quad (1.45)$$

где $D_{\text{ка}} = 590$ т/ч – расход пара;
 $v = 0,147$ м³/кг – удельный объем пара;
 $w = 70$ м/с – скорость пара в паропроводе;
 $n = 2$ – число ниток паропроводов.

По стандарту выбираем стальную трубу из Ст. 12Х1МФ, $D_{\text{вн}} = 251$ мм; $D \times S = 273 \times 11$ мм, ТУ 14-3-460-95.

Питательная линия

Внутренний диаметр питательного трубопровода:

$$D_{\text{вн}} = \sqrt{0,354 \cdot \frac{D \cdot v}{w \cdot n}} = \sqrt{0,354 \cdot \frac{670 \cdot 0,0012}{6 \cdot 2}} = 0,154 \text{ м}, \quad (1.46)$$

где $D_{\text{ка}} = 670$ т/ч – паропроизводительность котла;
 $v = 0,0012$ м³/кг – удельный объем воды;
 $w = 6$ м/с – скорость воды в трубопроводе;
 $n = 2$ – число ниток трубопроводов.

По стандарту выбираем стальную трубу из Ст. 15ГС, $D_{\text{вн}} = 164$ мм; $D \times S = 194 \times 15$ мм, ТУ 14-3-460-95.

1.4 Топливное хозяйство расширяемой части ГРЭС

За счет ленточной системы конвейеров происходит подача топлива со склада в котельную. Ленточная система конвейеров состоит из двух независимых ниток. На конвейерах установлены электромагнитные металлоотделители и металлоискатели. В тракте топливоотдачи установлены молотковые дробилки тонкого дробления. Для разгрузки железнодорожных вагонов применяются вагоноопрокидыватели. [3]

Основные характеристики Шубаркольского каменного угля

Низшая теплотворная способность угля на рабочую массу $Q_{\text{рн}} = 5200$ ккал/кг = 21788 кДж/кг.

Состав угля: влажность $W_p = 14,2 \%$; зольность $A_p = 10,32 \%$; содержание углерода $C_p = 58,46\%$, серы $S_p = 0,38\%$, водорода $H_p = 3,96\%$, кислорода $O_p = 11,56\%$, азота $N_p = 1,12\%$; выход летучих $V_r = 44 \%$; коэффициент размолоспособности $K_{ло} = 1,3$.

Рассчитаем расход топлива на котел:

$$B = (Q_{ка}/Q_{pp} \cdot \eta_{ка}) \cdot 100 = (539305/21788 \cdot 90,5) \cdot 100 = 22,4 \text{ кг/с} = 80,6 \text{ т/ч}, \quad (1.47)$$

где полезно использованное тепло в котельном агрегате

$$Q_{ка} = D_{пе} \cdot (h_{пе} - h_{пв}) + D_{мп} \cdot (h''_{мп} - h'_{мп}) = \\ = 186,1 \cdot (3518 - 1023) + 147,9 \cdot (3589 - 3082) = 539305 \text{ кВт}, \quad (1.48)$$

где энтальпии воды и пара:

$$h_{пе} = 3518 \text{ кДж/кг, при } P_{пе} = 12,5 \text{ МПа, } t_{пе} = 555 \text{ }^\circ\text{C};$$

$$h_{пв} = 1023 \text{ кДж/кг, при } t_{пв} = 237 \text{ }^\circ\text{C};$$

$$h''_{мп} = 3589 \text{ кДж/кг, при } P''_{мп} = 2,1 \text{ МПа и } t''_{мп} = 555 \text{ }^\circ\text{C};$$

$$h'_{мп} = 3082 \text{ кДж/кг, при } P'_{мп} = 2,4 \text{ МПа и } t'_{мп} = 329 \text{ }^\circ\text{C};$$

Расход пара: на выходе из котла $D_{пе} = 670 \text{ т/ч} = 186,1 \text{ кг/с}$, на промперегрев $D_{мп} = 147,9 \text{ кг/с}$,

Расчетный расход топлива:

$$B_p = B \cdot (100 - q_4)/100 = 80,6 \cdot (100 - 1)/100 = 80 \text{ т/ч}. \quad (1.49)$$

Емкость топливного склада определяется с учетом нормативного запаса топлива:

$$V = 24 \cdot n \cdot B \cdot t = 24 \cdot 2 \cdot 80 \cdot 30 = 115200 \text{ т}, \quad (1.50)$$

где $n = 2$ – число котельных агрегатов на ГРЭС;

$B = 100,2 \text{ т/ч}$ – расход топлива на один котел;

$t = 30$ суток – нормативный запас топлива на складе.

Площадь склада нетто:

$$F_n = V/k \cdot H_m \cdot \gamma_y = 115200/0,75 \cdot 17 \cdot 1,1 = 8214 \text{ м}^2, \quad (1.51)$$

где коэффициент формы склада $k = 0,75$;

высота штабеля $H_m = 17 \text{ м}$;

объемный вес уплотненного в штабеле топлива $\gamma_y = 1,1 \text{ т/м}^3$.

Площадь склада брутто (с учетом разрывов и проездов):

$$F_{бр} = 1,3 \cdot F_n = 1,3 \cdot 8214 = 10678 \text{ м}^2. \quad (1.52)$$

С учетом 12 опрокидываний в час, устанавливается один вагоноопрокидыватель типа ВРС-125, две дробилки типа М-13х16В (молотковые однороторные), характеристика которых:

Производительность 150 т/ч ;
 Число оборотов ротора 750 об/мин ;
 Мощность электродвигателя 250 кВт.

Для котлов, производительность которых 670 т/ч, устанавливаются восемь валковых мельниц МСВ-180, производительностью 16 т/ч по Шубаркольскому углю.

Характеристики мельницы МВС-140А:

Диаметр размольного стола 1400 мм
 Диаметр вала 1070 мм
 Частота вращения 50,6 об/мин
 Количество сушильного агента 36000 – 52000 м³/ч
 Масса мельницы 34 т

Выбираем питатели угля комбинированные типа КПСУ-25 производительностью по Шубаркольскому углю 20 т/ч.

1.5 Мазутное хозяйство ГРЭС

Электростанциям, которые работают на твердом топливе, необходимо сооружение растопочного мазутного хозяйства. [5]

Насосы на растопочном мазутном хозяйстве устанавливаются без резерва. Для расширяемой части ГРЭС выбирается приемная емкость 200 м³ и три резервуара по 1000 м³ каждый.

Расход мазута из мазутного хозяйства на растопку, с нагрузкой 30 % от номинальной:

$$V_{\text{раст}} = 0,3 \cdot n_{\text{раст}} \cdot V \cdot Q_{\text{н}}^{\text{р}} / Q_{\text{м}} = 0,3 \cdot 2 \cdot 80,6 \cdot 21,788 / 39,76 = 27 \text{ т/ч}, \quad (1.53)$$

где количество растапливаемых котлов $n_{\text{раст}} = 2$;

$V = 80,6 \text{ т/ч}$ – расход угля на котел при номинальной паропроизводительности;

$Q_{\text{рн}} = 21,788 \text{ МДж/кг}$ – теплотворная способность Шубаркольского угля;

$Q_{\text{м}} = 39,76 \text{ МДж/кг}$ – теплотворная способность мазута.

Производительность насосов второго подъема:

$$Q_{\text{п}} = V_{\text{раст}} \cdot k \cdot v = 27 \cdot 1,2 \cdot 1 = 39,6 \text{ м}^3/\text{ч}, \quad (1.54)$$

где $k = 1,2$ – коэффициент рециркуляции;

$v = 1 \text{ м}^3/\text{т}$ – удельный объем мазута.

Насосы II-подъема типа 4Н-5х2 с:

подачей $Q_{\text{н}} = 53 \text{ м}^3/\text{ч}$;

напором $H = 108$ м;
 мощностью электродвигателя $N_{эл} = 22$ кВт.

Насосы I подъема типа 4НК-5х1 с:
 подачей $Q_n = 50$ м³/ч;
 напором $H = 60$ м;
 мощностью эл.двигателя $N_{эл} = 17$ кВт.

Насос рециркуляции, с подачей:
 $Q_{рц} = 0,5 \cdot Q_I = 0,5 \cdot 39,6 = 20$ м³/ч.
 Насос типа 2НК-6-4 с:
 подачей $Q_n = 30$ м³/ч;
 напором $H = 46$ м.

1.6 Техническое водоснабжение

Водоснабжение Жамбылской ГРЭС осуществляется от реки Талас и частично от артезианских колодцев, расположенных в 3 км к юго-западу от промплощадки на территории ПК «Юнчи» Жамбылского района (с.Жалпак–Тобе). Для расширяемой части ЖГРЭС выбираем обратную схему с градирнями. [6]

Расход охлаждающей воды на конденсаторы турбин:

$$D_{ов} = n \cdot D'_{ов} = 2 \cdot 25000 = 50000 \text{ м}^3/\text{ч}, \quad (1.55)$$

где расход охлаждающей воды на конденсатор турбины $D'_{ов} = 25000$ м³/ч, число турбин $n = 2$.

Расход воды на газоохладители:

$$D_{го} = 0,03 \cdot D_{ов} = 0,03 \cdot 50000 = 1500 \text{ м}^3/\text{ч}; \quad (1.56)$$

Расход воды на маслоохладители:

$$D_{мо} = 0,02 \cdot D_{ов} = 0,02 \cdot 50000 = 1000 \text{ м}^3/\text{ч}; \quad (1.57)$$

Расход воды на охлаждение подшипников вспомогательного оборудования:

$$D_{пво} = 0,003 \cdot D_{ов} = 0,003 \cdot 50000 = 150 \text{ м}^3/\text{ч}; \quad (1.58)$$

Расход воды на восполнение потерь пара и конденсата:

$$D_{дв} = 0,0004 \cdot D_{ов} = 0,0004 \cdot 50000 = 20 \text{ м}^3/\text{ч}; \quad (1.59)$$

Суммарный расход охлаждающей воды по станции в целом:

$$G_{\text{стов}} = D_{\text{ов}} + D_{\text{го}} + D_{\text{мо}} + D_{\text{пво}} + D_{\text{дв}} = \\ = 50000 + 1500 + 1000 + 150 + 20 = 52670 \text{ м}^3/\text{ч}. \quad (1.60)$$

Выбор градирен

Площадь оросительного устройства градирни:

$$F_{\text{гр}} = G_{\text{стов}}/g_{\text{г}} = 52670/8 = 6584 \text{ м}^2, \quad (1.61)$$

где плотность орошения градирен $g_{\text{г}} = 8 \text{ м}^3/(\text{м}^2 \cdot \text{ч})$.

По площади оросительного устройства выбираем две градирни типа БГ-4000-71, с $F_{\text{гр}} = 2 \cdot 4000 = 8000 \text{ м}^2$.

Выбор циркуляционных насосов

Циркуляционные насосы выбираются по расходу технической воды $G_{\text{стов}} = 52670 \text{ м}^3/\text{ч}$ и по напору:

$$H = \Delta H_{\text{конд}} + \Delta H_{\text{тр}} = 4 + 10 = 11 \text{ м.вод.ст.}, \quad (1.62)$$

где падение напора в конденсаторе $\Delta H_{\text{конд}} = 4 \text{ м.вод.ст.}$;

падении напора в трубопроводах $\Delta H_{\text{тр}} = 7 \text{ м.вод.ст.}$

Принимаем к установке три насоса типа ОПВ 5 – 145 Э, из них два рабочих и один резервный.

Характеристика насоса типа ОПВ 11 – 185 ЭГ:

Подача 28000 м³/ч

Напор 12,8 м.вод.ст.

Частота вращения 365 об/мин

Потребляемая мощность 1380 кВт .

1.7 Выбор оборудования системы пылеприготовления

Схема пылеприготовления выбирается в зависимости от марки топлива и типа мельниц.

Для Шубаркольского угля выбираем среднеходную валковую мельницу.

Схема пылеприготовления в этом случае будет с прямым вдуванием пыли в топку котла. Для приемки сырого угля имеется бункер с шибером. В мельницу уголь подается питателем сырого угля. Из мельницы, через сепаратор, пылевоздушная смесь поступает на горелки котла. Сушка и транспорт угольной пыли производится горячим воздухом, идущим от воздухонагревателя котла. [4]

Бункер сырого угля

Для Жамбылской ГРЭС выбирается к установке четыре бункера сырого угля на один котел.

Объем бункера:

$$V_{\text{БСУ}} = V \cdot m / \psi_{\text{б}} \cdot \gamma_{\text{н}} \cdot z_{\text{б}} = 82,6 \cdot 8 / 0,8 \cdot 1,0 \cdot 4 = 206,5 \text{ м}^3; \quad (1.63)$$

где $m = 8$ часов – запас угля;

$V = 82,6$ т/ч – часовой расход угля на один котел;

$\psi_{\text{б}} = 0,8$ – коэффициент заполнения БСУ;

$\gamma_{\text{н}} = 1$ т/м³ – удельный насыпной вес угля;

$z_{\text{б}} = 4$ – количество БСУ на один котел.

На один котел принимаем к установке по четыре бункера с объемом каждого 300 м³.

Выбор мельниц

Для котлов паропроизводительностью 670 т/ч, выбираются к установке восемь мельниц, т.к. схема пылеприготовления с прямым дуванием.

При установке пяти и более мельниц производительность мельниц:

$$V_{\text{м}}^{\text{р}} = V / (z_{\text{м}} - 1) = 82,6 / (8 - 1) = 11,8 \text{ т/ч}; \quad (1.64)$$

По данным ГОСТ, выбираем к установке 8 мельниц валковых типа МВС-180 производительностью 16 т/ч по Шубаркольскому углю.

Характеристики мельницы МВС-140А:

Диаметр размольного стола 1400 мм;

Диаметр вала 1070 мм;

Частота вращения 50,6 об/мин;

Количество сушильного агента 36000 – 52000 м³/ч;

Масса мельницы 34 т.

Производительность питателя угля равна:

$$V_{\text{пит}} = 1,1 \cdot V_{\text{м}}^{\text{р}} = 1,1 \cdot 11,8 = 13 \text{ т/ч}, \quad (1.65)$$

где 1,1 – коэффициент запаса;

$V_{\text{м}}^{\text{р}} = 11,8$ т/ч – расчетная производительность мельницы

Выбираем питатели угля комбинированные типа КПСУ-25 производительностью по Шубаркольскому углю 20 т/ч.

1.8 Расчет и выбор тягодутьевых машин

Расход воздуха через вентилятор:

$$V_{\text{хв}} = V_{\text{р}} \cdot V_{\text{в}}^{\text{о}} \cdot (\alpha_{\text{т}} - \Delta\alpha_{\text{т}} - \Delta\alpha_{\text{пл}} - \Delta\alpha_{\text{вп}}) \cdot (t_{\text{хв}} + 273) / 273 =$$

$$= 80 \cdot 10^3 \cdot 4,66 \cdot (1,2 - 0,05 - 0,04 + 0,03) \cdot (30 + 273) / 273 = 471694 \text{ м}^3/\text{ч},$$

(1.66)

где расчетный расход топлива $V_p = 80 \cdot 10^3$ кг/ч.

Принимаем к установке два дутьевых вентилятора.

Производительность одного вентилятора:

$$Q_{\text{вент}} = 1,1 \cdot V_{\text{хв}} / 2 = 1,1 \cdot 471694 / 2 = 259432 \text{ м}^3/\text{ч};$$

(1.67)

Напор вентилятора:

$$H_b = 1,15 \cdot \Delta H_{\text{п}} = 1,15 \cdot 3,8 = 4,37 \text{ кПа},$$

(1.68)

где потери напора в системе $\Delta H_{\text{п}} = 3,8$ кПа ,

Выбираем к установке два дутьевых вентилятора типа ВДН-26-Пу [3]

Производительность 350000 м³/ч;

Напор 4,61 кПа;

Частота вращения 740 об/мин;

Мощность 520 кВт.

Выбор дымососов

Выбираем к установке два дымососа типа ДОД-28,5-І;

Производительность 585000 м³/ч;

Напор 3,77 кПа;

Частота вращения 595 об/мин;

Мощность 740 кВт.

2 Спецвопрос «Оценка эффективности установки турбодетандера на Жамбылской ГРЭС»

В настоящее время большое внимание уделяется разработке различных мероприятий по повышению энергоэффективности производства. Согласно закону РК «Об энергосбережении и повышении энергоэффективности», с 1 января 2013 года все крупные промышленные предприятия страны включены в Государственный энергетический реестр субъектов, обязанных ежегодно отчитываться о мерах по повышению энергосбережения. Одним их эффективных способов энергосбережения является использование перепада давления дросселируемого на ГРС и ГРП газа для выработки электроэнергии с помощью детандер-генераторного агрегата.

Детандер - генераторный агрегат представляет собой устройство, в котором природный газ используется в качестве рабочего тела (без сжигания газа). Энергия газа преобразуется в детандере в механическую. При этом давление и температура газа снижаются. Механическая энергия, полученная в детандере, может быть преобразована в электрическую в соединенном с детандером электрическом генераторе. Благодаря турбодетандерам мы получаем неиспользуемые энергетические потенциалы.

Турбодетандерные электростанции, их еще называют «Утилизационные энергетические турбодетандерные установки (УТДУ)», предназначены для выработки электроэнергии путем рекуперации потенциальной энергии избыточного давления сжатого газа на узлах его редуцирования. Узлами редуцирования чаще всего выступают: газораспределительные станции (ГРС) и газораспределительные пункты (ГРП) [7]

Реалистические примеры показывают, что городские коммунальные службы и промышленные предприятия при прогножном сроке службы 20 лет могут достичь до 10 Млн. € чистой прибыли. И это только с использованием одного турбодетандера.

2.1 Принцип работы установки

Обычной практикой на промышленных предприятиях является поддержание на входе турбины постоянного давления, соответствующего проектному уровню. Как правило, это требует регулирования давления при помощи клапанов, что не всегда является рациональным. С точки зрения второго закона термодинамики, более эффективной является эксплуатация турбины при переменном давлении и полностью открытыми входными клапанами. Общей рекомендацией является использование настолько больших клапанов, насколько это возможно. В этом случае необходимое дросселирование может быть достигнуто при перепаде давления 5-10% при максимальном расходе рабочего тела, в отличие от перепада 25-50% при использовании традиционных клапанов, размер которых является слишком

малым. Размеры насосов, обеспечивающих давление рабочего тела, также должны быть подобраны с учетом конкретных условий и их возможных вариаций.

Тем не менее, наилучшим вариантом является использование турбодетандера, позволяющего осуществить "утилизацию" избыточного давления в условиях, приближенных к изоэнтропийному, термодинамически обратимому процессу. Турбина может использоваться для производства электроэнергии. При этом газ после прохождения через турбодетандер, используется потребителями вне зависимости от режимов агрегата. Потери газа отсутствуют. [8]

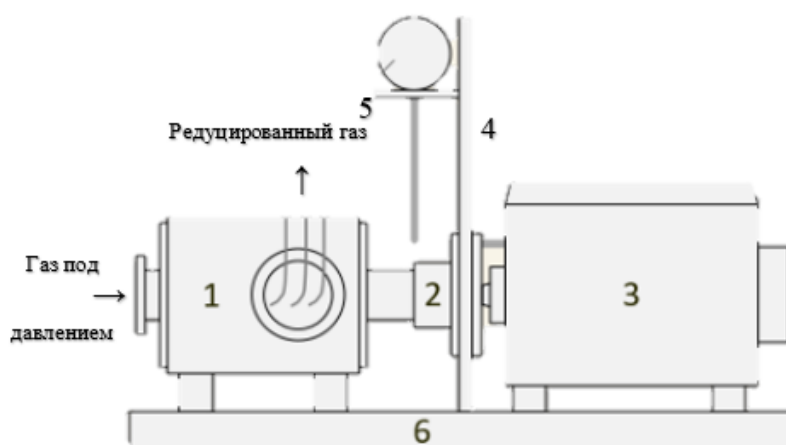


Рисунок 2.1 – Конструкция детандер - генераторной установки

Детандер (1) представляет собой турбинный агрегат, в камере которого газ вращает рабочее колесо, при этом расширяясь и теряя давление. В детандерах применяются многоступенчатые рабочие колёса осевого типа, позволяющие осуществить значительное снижение давления (в 2-3 раза и более) на одном агрегате. Вращение рабочего колеса через вал и муфту (2) передается на генератор (3), вырабатывающий электроэнергию для передачи потребителю. Детандер и генератор разделены газонепроницаемой перегородкой (4), обеспечивающей взрывозащиту электрооборудования. Смазочное масло для подшипников и торцевых лабиринтных уплотнений подается из маслобака по общей масляной обвязке (5). Вся установка смонтирована на единой раме (6) и представляет собой блочное оборудование высокой заводской готовности.

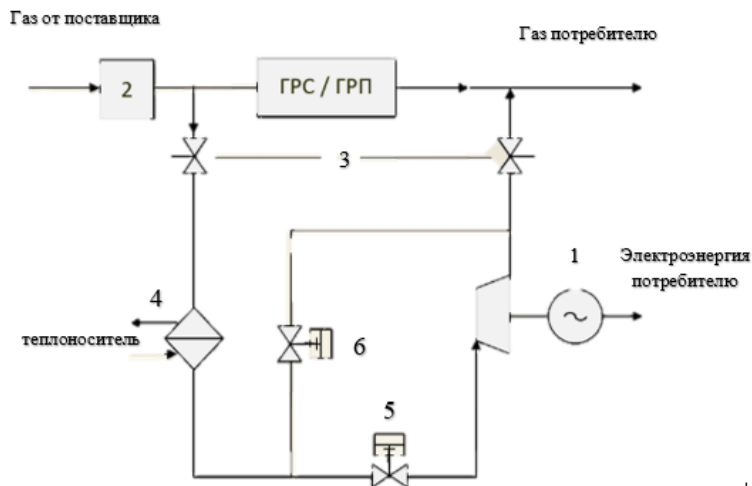


Рисунок 2.2 – Схема обвязки

Детандер-генераторные установки (1) размещаются параллельно существующим ГРС (ГРП) и перенимают весь или часть потока редуцируемого газа.

Для предварительной очистки газа используется блок газоподготовки (2), уже имеющийся на ГРС (ГРП). Отсекающие задвижки (3) обеспечивают возможность отключения детандера и возврата потока газа на ГРС (ГРП).

Теплообменник (4) осуществляет подогрев газа перед подачей в детандер (при необходимости).

Может использоваться любой недорогой теплоноситель (дымовые газы котельной, горячая вода, пар и др.)

Регулирующие клапаны (5) и (6) задействуются для выравнивания нагрузки на детандер, в случае значительных вариаций потока газа.

Вырабатываемая детандером электроэнергия через распределительный шкаф (на схеме не показан) отправляется потребителям.

2.2 Целесообразность использования

Турбодетандеры применяются на новых или существенно модернизируемых установках с учетом экономических соображений и следующих факторов:

- турбодетандеры можно использовать для производства электроэнергии или в качестве источника механической энергии - для приведения в движение компрессора или вентилятора. Хотя использование турбодетандеров является оптимальным с точки зрения энергоэффективности, следует соотносить их предполагаемую потребность в паре с общим "паровым балансом" предприятия. Чрезмерное количество или мощность турбодетандеров могут привести к производству избыточного пара низкого давления, который придется стравливать в атмосферу, что, в свою очередь, приведет к снижению энергоэффективности. Кроме того, поток пара, необходимый для

функционирования турбодетандера, должен быть доступен предсказуемым образом на протяжении значительной части времени. Непредсказуемое или нерегулярное поступление пара затрудняет нахождение полезного применения для энергии, производимой турбиной (за исключением тех маловероятных случаев, когда периоды поступления пара всегда совпадают с периодами потребностей в энергии турбины);

- эффективное применение турбодетандеров требует значительного перепада давления, а также высокого расхода рабочего тела. В черной металлургии турбодетандерами оборудуются доменные печи, поскольку в процессе плавки образуется мощный поток доменного газа.

Преимущества:

- Экономичность – турбодетандер, являясь непосредственным преобразователем механической энергии в электрическую, требует сжигания топлива только для компенсации охлаждения природного газа в процессе его расширения;

- Практичность – в качестве источника тепла для подогрева газа может использоваться низкопотенциальное тепло когенерационных, котельных установок или технологических процессов;

- Относительно невысокая цена, в сравнении с другими энергосберегающими технологиями.

2.3 Предпосылки успешной реализации проекта

Проекты по внедрению детандеров на узлах редуцирования природного газа предприятий газовой промышленности и энергетики Казахстана имеют экономические, социальные (экологические) и законодательные предпосылки успешной реализации.

Под законодательными предпосылками успешной реализации проектов подразумевается создание оптимальных условий для строительства и эксплуатации детандера на уровне законов, нормативных актов и документации. Реализация данного проекта основывается на вышесказанных положениях закона РК «Об энергосбережении и повышении энергоэффективности».

Под экономическими предпосылками успешной реализацией проекта подразумевается сравнительно низкие удельные капитальные затраты на единицу установленной мощности и минимальных показателях эксплуатационных издержек.

Для того, чтобы понять природу экономии эксплуатационных затрат, можно рассмотреть электростанцию без и с детандер – генераторной установкой, при условии, что в ней должна быть выработана мощность $N_э$.

При отсутствии ДГА необходимый расход тепла составит $Q_1 = N_э / \eta_э$, где $\eta_э$ – некоторый осредненный КПД выработки электроэнергии на электростанции.

При установке ДГА часть мощности $N_{тд}$ будет выработана турбодетандером и, если не осуществлять предварительный нагрев газа перед его подачей в турбодетандер, то для выработки той же мощности $N_э$ потребуется количество тепла $Q_2 = (N_э - N_{тд}) / \eta_э$. Разность $\Delta Q = Q_1 - Q_2 = N_{тд} / \eta_э$ представляет собой экономию тепла, возникающую вследствие использования турбодетандера.

Так как $N_{тд} = V_t(i_0 - i_{кт})\eta_{oi}$, то $\Delta Q = V_t(i_0 - i_{кт})\eta_{oi} / \eta_э$.

Значит, что значение топлива при использовании турбодетандера зависит от трех факторов:

1. от соотношения среднего КПД по выработке электроэнергии в энергосистеме и относительного внутреннего КПД турбодетандера.

Чем выше отношение $\eta_{oi} / \eta_э$, тем больше экономия топлива в энергосистеме (или электростанции). Внутренний относительный КПД турбодетандера в среднем $\eta_{oi} = 0,75 \div 0,8$, а КПД производства электроэнергии на конденсационной электростанции $\eta_э = 0,3 \div 0,4$. Следовательно, при использовании турбодетандера вырабатывается такая мощность, для получения которой на обычной электростанции потребовалось бы сжечь топлива примерно вдвое больше, чем без использования турбодетандера.

2. от степени расширения газа $\delta = p_0 / p_k$ в турбодетандере; чем больше δ , тем больше экономия топлива;

3. от потребления газа, т.е. от выработки электроэнергии на газовом потреблении.

При использовании ДГА на ГРП, например электростанции, мощности ДГА и основного генерирующего оборудования связаны потреблением газа. Поскольку связанная химическая энергия (теплота сгорания газа) существенно больше, чем энергия, заключенная в сжатом газе, то это приводит к тому, что в зависимости от конкретных условий мощность турбодетандера может находиться только на уровне примерно 1% от мощности основных источников. Это тем не менее даст примерно 2% экономии топлива, что является весьма значительным.

Учет подогрева газа не изменяет принципиально приведенные соображения. С подводом тепла в подогревателе газа и повышением его начальной температуры мощность турбодетандера возрастает, и это увеличивает экономию топлива в энергосистеме (электростанции). С другой стороны, топливо, поступающее в подогреватель газа, могло бы быть использовано для выработки электроэнергии в основных источниках. В большинстве случаев, вследствие того, что $\eta_{oi} / \eta_э \approx 2$, повышение начальной температуры газа приводит к росту экономии топлива. Исключение составляют турбодетандеры с малой степенью расширения, для которых имеется предельная температура нагрева газа, выше которой экономия топлива начинает сокращаться, хотя она по-прежнему имеет место.

2.4 Установка турбодетандеров на ГРП Жамбылской ГРЭС

Целью данной работы является внедрение энергосберегающих технологий на основе детандер генераторов на ГРП Жамбылской ГРЭС.

На сегодняшний день значительную актуальность приобретают проблемы ресурсо- и энергосбережения при производстве и передачи электроэнергии в условиях дефицита запасов органического топлива, в том числе природного газа. Поэтому, эффективное решение этих проблем достигается применением нетрадиционной технологии производства электроэнергии без сжигания органического топлива, что должно привести к уменьшению токсичных и тепловых выбросов в атмосферу.

Одним из таких вариантов получения электроэнергии с применением ресурсосберегающих и природоохранных технологий является использование потенциальной энергии природного газа высокого давления магистральных газопроводов с применением детандерной установки.

Данная экономия может быть учтена и подсчитана на основе методик, заложенных в Киотском Протоколе (КП) о снижении выбросов Парниковых Газов (ПГ) в атмосферу. Как результат этой экономии образуются Единицы Сокращения Выброса (ЕСВ), исчисляемые в условных тоннах CO_2 эквивалента.

Детандеры могут быть достаточно быстро, всего за несколько месяцев, размещены на территориях уже действующих ГРС и ГРП. Сроки окупаемости составляют 3-5 лет.

Так если принять, что газ на ГРС Жамбылской ГРЭС поступает с давлением 6 ат. и дросселируется до 0,85 ат., то при использовании ДГА вместо дросселирования можно получить порядка 12,3 млн.кВт*ч электроэнергии (при подогреве газа перед турбодетандером до 70°C и КПД турбодетандера, равном 0.8). Выработанная в детандерах электроэнергия может покрыть часть электрических собственных нужд станции.

Установка ДГА на ГРП позволит получить порядка 2500 кВт электрической мощности или 12-15 млн.кВт*ч электрической энергии. При собственном потреблении электроэнергии порядка 2,5-3 млн.кВт*ч, покрывается вся потребность в электроэнергии.

Таблица 2.1 – Оценка экономического эффекта при установке ДГА на ГРП ЖГРЭС.

Наименование	Ед.изм.	ГРП ЖГРЭС
Капитальные вложения	млн.тенге	380
Установленная мощность ТД	кВт	2562,5
Коэффициент использования установленной мощности		0,8
Время работы ДГ	час	6 000
Расход ээ на собственные нужды ДГ		0,95

Наименование	Ед.изм.	ГРП ЖГРЭС
Выработка электрической энергии	тыс.кВт*ч	12300
Продолжение таблицы 2.1		
Отпуск электрической энергии	тыс.кВтч	11685
Тариф на электрическую энергию	тенге/кВт*ч	11,25
Доход	млн.тенге	131,5
Дополнительная численность	чел	1
ФОТ	млн.тенге	1,2
Соц.отчисления	млн.тенге	0,13
Амортизация	млн.тенге	15,3
Ремонтный фонд	млн.тенге	3,4
Текущие издержки и налоги	млн.тенге	0,76
Суммарные годовые издержки	млн.тенге	20,8
Годовой ожидаемый экономический эффект	млн.тенге	110,7
Срок окупаемости	лет	3,4
Доход на вложенный капитал	%	29

По результатам анализа экономической эффективности проекта по внедрению ДГА можно сделать вывод о том, что проекта характеризуется сравнительно малым сроком окупаемости порядка 3,4 лет с тарифом на электрическую энергию 11,25 тт/кВт*ч. А с учетом динамики роста тарифа на электроэнергию эффективность использования ДГ-технологий становится еще очевидней.

Реализация данного проекта может проводиться с привлечением средств за счет продажи квот на эмиссию парниковых газов, так как детандеры относятся к оборудованию, созданного по принципу «бестопливных технологий», которое поддерживается Киотским протоколом в конвенции ООН по изменению климата.

Таким образом, можно сделать вывод о высокой экономической эффективности инвестиционного проекта по внедрению детандеров на электроэнергетических промышленностях. Высокие показатели экономической эффективности инвестиционных проектов обеспечиваются минимальными капитальными вложениями и издержками. [7]

3 Безопасность жизнедеятельности

3.1. Анализ потенциально опасных и вредных факторов на проектируемом объекте, воздействующих на персонал

Государственная районная электрическая станция (ГРЭС) является сложным энергетическим комплексом, который состоит из зданий, сооружений, энергетического и иного оборудования. К основным системам ГРЭС относятся:

- котельная установка;
- паротурбинная установка
- топливное хозяйство
- электрическая часть
- техническое водоснабжение (для отвода избыточного тепла)
- система химической очистки и подготовки воды.

Котельное отделение главного корпуса расширяемой части Жамбылской ГРЭС состоит из двух паровых котлов Еп-670-140 и паропроводов. Пар от котлов передается двум турбинам по паропроводам «острого» пара.

В турбинном отделении главного корпуса располагается паротурбинная установка, в которую входят: две паровые турбины с двумя электрическими генераторами по 210 МВт каждый, конденсатор, питательные и конденсатные насосы, рекуперативные подогреватели низкого и высокого давления, деаэратор, трубопроводы и вспомогательные системы.

На ГРЭС присутствует большое количество потенциально опасных оборудований, большинство из них находятся под высокими давлениями, а процессы происходят на высоких температурах.

Так, например, интенсивное магнитное поле, которое возникает в пространстве вокруг токоведущих частей электроустановок влияет на здоровье персонала, что вызывает нарушение функционального состояния центральной нервной системы и сердечно – сосудистой системы. Электрические поля также могут стать причиной воспламенения или взрыва паров горючих материалов и результатом возникновения электрических разрядов при соприкосновении людей и машин. Для предотвращения разрядов необходимо заземлять объекты, которые находятся в электрическом поле.

Помимо угрозы воздействия электрического поля, воспламенения на ГРЭС преобладают ряд других опасных и вредных факторов, например, воздействия вредных веществ, получения травм движущимися частями машин, шум, освещение и др.

Таким образом, ГРЭС является сложным опасным объектом, который требует тщательного изучения. Также, кроме собственного описания этого объекта необходимо выявить причины, которые могут повлечь за собой неблагоприятные последствия и источники риска.

Шум

Шум – это нежелательный звук, который мешает восприятию полезных сигналов, нарушающий тишину, неблагоприятно воздействующий на человека.

Интенсивное шумовое воздействие на организм человека способствует развитию утомления, изменениям в сердечно-сосудистой системе и появлению шумовой патологии, среди многообразных проявлений которой ведущим является медленно прогрессирующее снижение слуха. В определенных условиях шум может влиять и на другие органы и системы организмы человека. Наиболее неблагоприятными для органа слуха являются высокочастотные шумы (1000-4000 Гц).

Источниками шума на станции являются электрические машины, компрессоры, станки и механизмы, а также вспомогательное оборудование (кондиционеры, насосы, вентиляционные установки и др.)

Шум можно снизить на пути его распространения от источника:

- акустическими средствами (звукоизоляция, звукопоглощение, глушители шума и т.п.);
- архитектурно-планировочными методами (рациональные акустические решения планировок зданий и генеральных планов объектов, рациональное размещение технологического оборудования, машин и механизмов, рациональное размещение рабочих мест, рациональное акустическое планирование зон и режимов движения транспортных средств и транспортных потоков, создание шумопоглощающих зон и т.п.).

Организационно – технические методы, направленные на поглощение шума:

- применение малошумных технологических процессов (изменение технологии производства, способа обработки и транспортирования материалов, сырья, полуфабрикатов и т.п.);
- оснащение шумных машин средствами дистанционного управления и автоматического контроля;
- применение малошумных машин, изменение конструктивных элементов машин, их сборочных единиц;
- совершенствование технологии ремонта и обслуживания машин;
- использование рациональных режимов труда и отдыха работников на шумных предприятиях. [9]

Таблица 3.1 - Допустимые уровни звукового давления, согласно СН РК 2.04-02-2011

Помещение	Уровни звукового давления, Дб со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука, Дб(А)	Макс.уровень звука, Дб(А)
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000		
Диспетчерские, кабины наблюдения и дистанционного управления, залы обработки информации на ЭВМ	96	83	74	68	63	60	57	55	54	65	75

Запыленность

Помимо негативного воздействия пыли на организм человека, пыль ухудшает производственную обстановку (видимость, ориентирование) в пределах рабочей зоны, а также приводит к разрушению трущихся частей машины. Кроме того, пыль является источником статических зарядов и может быть взрывоопасной.

Степень опасности пыли зависит от размера ее частичек, твердости, волокнистости, электростатичности и др.

Пыль может оказывать на организм человека фиброгенное, токсичное и раздражающее воздействие.

На предприятиях, производственная деятельность которых связана с вредными веществами (пылью), должны быть:

- разработаны нормативно-технические документы по безопасности труда при производстве, применении и хранении вредных веществ;
- выполнены комплексы организационно-технических, санитарно-гигиенических и медико-биологических мероприятий.
- Применение средств индивидуальной защиты органов дыхания, глаз, спецодежды, спецобуви, средств защиты рук, а также защитных паст и мазей способствует защите работающего от вредных веществ и пыли.[10]

Опасность поражения током

Возникновение электротравмы чаще всего обусловлено следующими обстоятельствами:

- случайным прикосновением к токоведущим частям, находящимся под напряжением;
- появлением напряжения на металлических конструктивных частях электрооборудования (корпусах, кожухах), которые не должны находиться под напряжением;
- появление напряжения на отключенных токоведущих частях, на которых проводится работа;
- возникновение напряжения шага на участке земли, где находится человек.

Электрический ток, проходя через организм, производит термическое, биологическое, электролитическое и механическое воздействие.

Электрические удары делятся на четыре степени:

- 1 – судорожное сокращение мышц без потери сознания;
- 2 – судорожное сокращение мышц с потерей сознания, но с сохранившимся дыханием и работой сердца;
- 3 – потеря сознания и нарушение сердечной деятельности или дыхания (либо того и другого вместе);
- 4 – клиническая смерть, т.е. отсутствие дыхания и кровообращения.

Человек начинает ощущать воздействие проходящего через него переменного тока величиной 0,6-1,5мА. Этот ток называется пороговым ощутимым. При токе 10-15 мА человек не может оторвать рук от электропроводов, самостоятельно разорвать цепь поражающего его тока. Такой ток принято называть неотпускающим.

Руководитель объекта должен обеспечить на своем предприятии максимально эффективные мероприятия по недопущению получения работниками электротравм. Эти мероприятия должны включать в себя создание квалифицированной энергетической службы, проведение необходимых испытаний и измерений, обеспечение работников комплектом инструкций по охране труда, средствами защиты от поражения электрическим током, организацию и проведение медицинских осмотров.

Опасность получения травмы движущимися частями машин и механизмов

Движущиеся механизмы и их части основного и вспомогательного оборудования на ГРЭС опасны возможностью получения механических травм из-за воздействия движущейся части механизма с человеком.

Причинами получения травм являются результат конструктивных недостатков оборудования, недостаточность освещения, неисправность защитных средств, несоблюдение правил безопасности, неправильная организация работы и др.

Вредные вещества в воздухе рабочей зоны

Основными источниками выделения загрязняющих веществ на ГРЭС является топливо-сжигающее оборудование, дымовые газы которых удаляются через дымовые трубы. Имеются следующие вредные выбросы с газами:

- при сжигании мазута и угля в атмосферный воздух выбрасываются оксид азота, оксид серы, пятиокись ванадия, оксид углерода;
- при хранении мазута в мазутохранилище в атмосферный воздух выделяются углеводороды.

В виду этого на расширяемой части ГРЭС предлагалось установить золоулавливающие установки, на которых предусматривается очистка дымовых газов с эффективностью 99,8 % . Также предусматривается ввод очистных сооружений для улавливания оксидов азота и серы, для чего должны применяться рециркуляция дымовых газов и двухступенчатое сжигание топлива.

Для снижения выбросов диоксида серы и пятиокиси ванадия, образующихся при сжигании мазута, рекомендуется использовать мазут только в качестве аварийного топлива, т.е. не более 5% от общего годового расхода топлива. [16]

Таблица 3.2 - Предельно допустимые концентрации вредных веществ в атмосфере воздуха

Загрязняющее вещество	ПДКМ.Р., мг/м ³	ПДКС.С., мг/м ³	Класс опасности
Зола ТЭС	0,05	0,02	2
Сажа	0,15	0,05	3
Окислы серы	0,5	0,05	3
Диоксид азота	0,085	0,04	2
Оксид азота	0,6	0,06	3
Оксид углерода	5	3	4
Пентаксид ванадия	-	0,002	1
Бенз(а)пирен, С ₂₀ H ₁₆	-	0,1 мкг/ 100 м ³	1
Аммиак, NH ₃	0,2	0,04	4
Сероводород, H ₂ S	0,008	-	2

Пожароопасность

Места возникновения пожаров:

- основные производственные помещения, цеха;
- подсобные и вспомогательные помещения производств;
- кабельные туннели и полуэтажи;
- помещения котельной и другие вспомогательные устройства.

Машинный зал - место сосредоточения наибольшей пожарной нагрузки. Пожары в машинных залах в основном связаны с нарушениями целостности систем смазки и регулирования турбоагрегатов, содержащих масло.

В котельном цехе имеется большое количество топлива. Аварии связаны с системой топливоподачи: взрывы отложений угольной пыли на элементах строительных конструкций или в бункерах угля, механические повреждения мазутопроводов, взрывы топлива в топке котла.

В резервуарных парках мазутного хозяйства имеется несколько путей возникновения и развития аварий:

- взрывы в газовом пространстве резервуара;
- пожары в резервуарах;
- пожары разлития.

Меры противопожарной безопасности.

На станции выполнена кольцевая замкнутая система пожарной воды. Используются 4 НПЖ (насоса пожаротушения). Насосы расположены на береговой насосной станции БНС, всасы берутся с аванкамер циркуляционных насосов. На каждый ряд главного корпуса отводится собственный коллектор пожарной воды, отдельные трубопроводы ведут на топливоподачу, транспорт, химцех, пусковую отопительную котельную, мазутное хозяйство и т.д. [15]

Пожарные краны расположены равноудаленно друг от друга на всех отметках, имеющих статус пожароопасного места. В виде отдельной линии выполнены:

- пожаротушение кровли (внутренняя разводка);
- сухотрубы на тушение внешней части кровли;
- лафетные стволы на гашение очагов в случае возгорания кровли и невозможности подойти достаточно близко.

В котельном и турбинном отделении главного корпуса установлены пожарные посты, укомплектованные индивидуальными средствами пожаротушения, как: огнетушители пенные и углекислотные, лопаты, багры, песок, переходники на рукава, сами рукава и т.д. [11]

Микроклимат производственных помещений

Таблица 3.3 - Допустимые параметры при работе

Период года	Температура, °С	Относительная влажность, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный и переходный	17÷20	60÷40	0,2÷0,3
Теплый	20÷23	60÷40	0,3÷0,4

Температура воздуха

Высокая температура воздуха может вызвать быструю утомляемость организма, приводит к перегреву организма, а в холодное время при выполнении работ вне помещения или в неотапливаемом помещении возможно вызвать охлаждение организма.

Влажность воздуха

Оценивается содержанием водяных паров в воздухе. Повышенная влажность воздуха может вызвать нарушение терморегуляции организма, а низкая приводит к ускорению отдачи тепла.

Движение воздуха

Человеку ощутимы движения уже при скорости 0,1 м/с. Большая скорость воздуха, в особенности при низких температурах приводит к простудным заболеваниям и сквознякам.

Тепловое излучение

Излучения выделяются из-за сильного нагрева оборудования. Поток теплового излучения состоит из инфракрасных лучей. Из-за проникновения теплового излучения повышается температура кожи, нарушается работа сердца, понижается давление и др.

Наибольшей проникающей способностью обладают лучи с длиной волны до 1,5 мкм, что вызывают быструю утомляемость, потоотделение, при длительном облучении – тепловой удар. Наибольший нагрев кожи происходит от лучей с длиной волны более 3 мкм. [14]

Таблица 3.4 - Интенсивность теплоизлучения и характер его воздействия на организм

Интенсивность излучения, ккал/м ² *ч	Характер воздействия
До 240	Порог чувствительности
240-480	Переносимо в течение рабочего дня и более, имеет слабое воздействие без нарушения терморегуляции
900-1400	Терпимо до 40-60 с, имеет среднее воздействие с незначительным нарушением терморегуляции
1400-1800	Терпимо до 20-30 с, имеет большое воздействие с нарушением терморегуляции
1800-3000	Терпимо до 8-10 с, сильное воздействие с возможными ожогами кожи и пожаровзрывная опасность

Более 3000	Терпимо не более 2-3 с, имеет очень сильное воздействие, возможен тепловой удар.
------------	--

При интенсивности теплового излучения $E \geq 300$ ккал/ м²*ч применяют воздушное обдувание на рабочем месте, а при $E \geq 1200$ ккал/ м²*ч водовоздушное душирование, холодное экранирование и др.

Освещение

При проектировании естественного и искусственного освещения здания, как правило, руководствуются требованиями, которые установлены строительными нормами СН РК 2.04-01.

В производственных помещениях со зрительными работами I-III разрядов допускается применение верхнего естественного освещения в сборочных цехах, где работы выполняются в значительной части объема помещения на разных уровнях пола и различно ориентировочных рабочих поверхностях. Нормируемые значения КЕО для разрядов I-III соответственно 10, 7, 5%. Коэффициент отражения внутренних поверхностей равен 0,4.[13]

Искусственное освещение оценивают по освещенности заданной поверхности. При этом учитываются 4 момента:

- характер зрительной работы;
- контраст объекта с фоном;
- фон;
- систему освещения.

Таблица 3.5 - Нормы освещения, согласно СП РК 2.04-104.2012

Помещение	Характер работы	КЕО, %		Нормируемая освещенность при искусственном освещении, Лк		Тип светильника
		Комбинированное	Боковое	Комбинированное	При системе общего освещения	
Маш. зал	Наблюдение за производственными процессами (VIII разряд зрит. работ)	0,5	0,2	-	50	ЛЛ типа: ЛТБ, ЛБ, 730, 735, КЛЛ, СД

Вибрация

Основными источниками вибрации на расширяемой части ГРЭС являются турбоагрегаты, насосы и электродвигатели.

Внутренние органы можно рассматривать как колебательные системы с упругими связями. Их собственные частоты лежат в диапазоне 3–6 Гц. При воздействии на человека внешних колебаний таких частот происходит возникновение резонансных явлений во внутренних органах, способных вызвать травмы, разрыв артерий, летальный исход. Собственные частоты колебаний тела в положении лежа составляют 3–6 Гц, стоя — 5–12 Гц, грудной клетки — 5– 8 Гц. Воздействие на человека вибраций таких частот угнетает центральную нервную систему, вызывая чувство тревоги и страха.

К способам борьбы с вибрацией относятся снижение вибрации в источнике (улучшение конструкции машин, статическая и динамическая балансировка вращающихся частей машин), виброгашение (увеличение эффективной массы путем присоединения машины к фундаменту), виброизоляция (применение виброизоляторов пружинных, гидравлических, пневматических, резиновых и др.) вибродемпфирование (применение материалов с большим внутренним трением), применение индивидуальных средств защиты (виброзащитные обувь, перчатки со специальными упруго-демпфирующими элементами, поглощающими вибрацию). [16]

3.2 Расчет искусственного освещения

Исходные данные: [17]

Габариты турбинного отделения главного корпуса котлотурбинного цеха:

длина $A = 200$ метров;

ширина $B = 45$ метр;

высота $h = 24$ метров.

Наименьшая освещенность 75 ЛК;

Разряд зрительной работы V ;

Нормируемая освещенность $E = 100$ ЛК.

Принимаем газонаполненные лампы.

Таблица 3.6 – Выбор лампы

Тип Лампы	Мощность, Вт	Световой поток при напряжении 220 В
Г	500	8300

Коэффициенты отражения:

пола $\rho_{\text{пола}} = 30\%$

стен $\rho_{\text{стен}} = 50\%$

потолка $\rho_{\text{потолка}} = 70\%$

Рабочая поверхность находится на расстояниях от 1 до 16 м, поэтому берем для расчета максимальную; высота свеса лампы 0,5 м по формуле из МУ:

$$h_{\text{расч.}} = h_{\text{зд}} - (h_{\text{р}} + h_{\text{св}}) = 24 - (20 + 0,5) = 3,5 \text{ м}; \quad (3.1)$$

Выгодное расстояние между светильниками:

$$Z = N \cdot h = 1,2 \cdot 3,5 = 4,2 \text{ м}; \quad (3.2)$$

$$L = Z/2 = 2,1 \text{ м}; \quad (3.3)$$

Принимается расстояние между лампами 6,0 метра, от стен 3,0 метра. Всего в турбинном отделении $(200 - 3,0 - 3,0)/6,0 = 32$ рядов по $45/3-1 = 14$ ламп в каждом ряду.

Определение индекса помещения:

$$i = \frac{A \cdot B}{n(A+B)} = \frac{200 \cdot 45}{8(200+45)} = 4,6; \quad (3.4)$$

Коэффициент использования $\eta = 45\%$;

Коэффициент запаса $K_3 = 1,5$.

Световой поток:

$$\Phi = \frac{E \cdot K_3 \cdot S \cdot Z}{N \cdot \eta} = \frac{100 \cdot 1,5 \cdot 560 \cdot 1,2}{32 \cdot 14 \cdot 0,45} = 1186 \text{ ЛМ}, \quad (3.5)$$

где Z – коэффициент неравномерного освещения $Z = 1,1 \div 1,2$

Исходя из расчета, выбор верен. Значит, принимаем в турбинном отделении светильники с газонаполненными лампами накаливания в количестве 448 штук, расстояние между рядами 6 метров в ряду между лампами 3 метра.

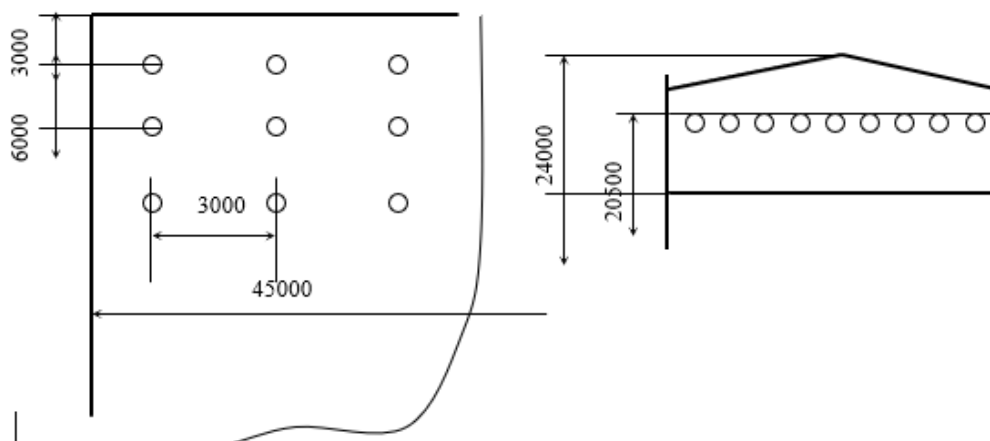


Рисунок 3.1 - Схема размещения светильников в помещении турбинного отделения

3.3 Расчет зануления электродвигателя насоса стока машзала

Исходные данные:

$$U_c = 0,4 \text{ кВ};$$

$$\text{Мощность трансформатора } S_{\text{тр.}} = 400 \text{ кВА};$$

$$\text{Мощность эл. приемника } P = 75 \text{ кВт};$$

$$\text{Ток нагрузки } I_n = 150 \text{ А};$$

$$\ell_1 = 51 \text{ м};$$

$$\ell_2 = 360 \text{ м}.$$

Токи нагрузки:

$$I_{\text{дв}} = \frac{P}{\sqrt{3} U_n \cos\phi} = \frac{75 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0,8} = 135,3 \text{ А}; \quad (3.6)$$

$$I_{\text{РПВ}} = \frac{K_n \cdot I_{\text{дв}}}{K_m} = \frac{6 \cdot 135,3}{2,5} = 324,72; \quad (3.7)$$

$$I_{\text{НПВ}} = 350 \text{ А};$$

$$I_{\text{НСП}} = 450 \text{ А};$$

$$I_{\text{НА}} = 450 \text{ А}.$$

Активные и индуктивные элементы цепи $Z_{\text{тр}} = 0,195 \text{ Ом}$ по данным МУ

Сопротивления:

$$R_{\phi_1} = 0,028 \frac{20}{240} = 2,3 \cdot 10^{-3} \text{ Ом}; \quad (3.8)$$

$$R_{\phi_2} = 0,028 \frac{60}{95} = 1,77 \cdot 10^{-2} \text{ Ом}; \quad (3.9)$$

$$R_{\text{н1}} = 0,028 \frac{20}{120} = 4,67 \cdot 10^{-3} \text{ Ом}; \quad (3.10)$$

Внутреннее индуктивное сопротивление трубы диаметром 70 мм, длиной 60 м:

$$I'_k = 3 \cdot 350 = 1050 \text{ А};$$

$$S_{\text{тр}} = 1571 \text{ мм}^2.$$

Плотность тока:

$$i = \frac{I'_k}{S_{\text{тр}}} = \frac{1050}{1571} = 0,668 \frac{\text{А}}{\text{мм}^2}; \quad (3.11)$$

$$\tau_{\omega} = 0,84 \text{ Ом/км};$$

$$X = 0,5 \text{ Ом/км};$$

$$R_{H_2} = \tau_{\omega} \ell_2 = 0,84 \cdot 0,06 = 0,05 \text{ Ом}; \quad (3.12)$$

$$X_{H_2} = x \ell_2 = 0,5 \cdot 0,06 = 0,03 \text{ Ом}; \quad (3.13)$$

$$X_{\phi 1} = 0;$$

$$X_{\phi 2} = 0;$$

$$X_{H1} = 0,1 \cdot 10^{-3} \cdot 20 = 0,002 \text{ Ом};$$

$$X_{H2} = 0,1 \cdot 10^{-3} \cdot 60 = 0,006 \text{ Ом}.$$

Определение Z_{H} :

$$Z_n = \sqrt{(R_{\phi} + R_H)^2 + (X_{\phi} + X_H + X_n)^2}; \quad (3.14)$$

$$Z_{n1} = \sqrt{(0,0023 + 0,00467)^2 + 0,002^2} = 0,00725$$

$$Z_{n2} =$$

$$\sqrt{(0,0023 + 0,0177 + 0,00467 + 0,05)^2 + (0,002 + 0,006 + 0,03)^2} =$$

$$0,0838 \text{ Ом};$$

Ток КЗ:

$$I_{K3} = \frac{220}{\frac{0,195}{3} + 0,00725} = 3045 \text{ А}; \quad (3.15)$$

$$I_{K3} = \frac{220}{\frac{0,195}{3} + 0,0838} = 1478 \text{ А}; \quad (3.16)$$

Кратность тока:

$$\frac{I_{K3}}{I_{Hно}} = \frac{1478,5}{350} = 4,2; \quad (3.17)$$

Условие $I_{K3} \geq I_{Hно} \cdot K$, где $K_a = 1,25$; и $K_{пв} = 3$, выполняется.

Время срабатывания аппарата защиты:

При $I_{K3}/I_{Hно} = 6,76$, $t_{cp} = 0,15$ сек.

При $I_{K3} = 1478,5$ А, $I_{Hпв} = 350$ А.

Время отключения - 0,19 сек.

Время отключения автоматического выключателя 0,2 сек.

Потенциал корпуса поврежденного оборудования:

$$I_{K2} = I_{K3} \cdot Z_{H1} = 3045 \cdot 0,00467 = 14,2 \text{ (В)}; \quad (3.18)$$

$$I_{K3} = I_{K3} \cdot Z_{H2} = 1478,5 \cdot \sqrt{0,05^2 + 0,03^2} = 86,2 \text{ (В)}; \quad (3.19)$$

Ток, проходящий через тело человека:

$$I_{h1} = \frac{I_{K1}}{R_h} = \frac{14,2}{1000} = 14,2 \text{ мА}; \quad (3.20)$$

$$I_{h2} = \frac{I_{K2}}{R_h} = \frac{86,2}{1000} = 86,2 \text{ мА}. \quad (3.21)$$

Согласно ССБТ такие величины токов допустимы при времени воздействия 1,0 и 0,5, т.е. время срабатывания автоматического выключателя и предохранителя не превышают допустимых величин.

4 Экономический раздел

Резюме

1. Бизнес-план составлен для Жамбылской ГРЭС, в ходе которого предлагается расширение ЖГРЭС за счет дополнительной установки двух пылеугольных энергоблоков.

2. Средства на реализацию проекта ЖГРЭС предлагается взять в банке под кредит.

Цели и задачи

Провести оценку возможности установки двух пылеугольных энергоблоков мощностью 210 МВт, с суммарной мощностью 420 МВт.

Продукт

Товаром на ЖГРЭС является электрическая энергия. Выдача электрической мощности производится на генераторном напряжении в город, а в систему напряжением 220 и 110 кВт.

Анализ рынка

Отпуск электроэнергии будет осуществляться по Южному Казахстану.

Среднегодовой темп прироста электропотребления в Южном Казахстане к 2020 г. составит 3% за счет развития энергоемких предприятий химической промышленности, развития аграрного сектора и малого бизнеса, развития жилищного строительства и сферы услуг.

План маркетинга

По данным произведенных расчетов имеем себестоимость продукции, электроэнергии 11,25 тенге/кВтч;

В проекте расширения, за счет использования более дешевого топлива – угля, снижена себестоимость электроэнергии.

План производства

В инвестиционном проекте расширения ЖГРЭС предполагается установка двух котлов типа Еп-670-140, работающих на угле Щубаркульского месторождения и двух паровых турбин типа К-210-130.

Основные работы выполняются ПО «САЭМ», энергоремонтными компаниями Казахстана и г.Алматы. Проектные работы выполняют АО «КазНИПИЭнергопром» и конструкторское бюро «Энергоремонт». Пусконаладочные работы выполняются ПНУ «САЭМ», эксплуатационным и ремонтным персоналом ГРЭС.

Источники и объем требуемых средств

Общая стоимость реализации проекта составляет 214570 млн. тенге.

Средства на реализацию проекта компания сможет взять в виде банковского кредита под 8 % годовых из Каспийского банка.

4.1 Расчет себестоимости производства единицы продукции

В расчете принимается величина $K_{уд}$ для ГРЭС мощностью N_y равной 420 МВт – 1240 \$/кВт. Курс доллара составил 412 тенге/\$. [18]

Суммарные капитальные вложения для расширения ГРЭС:

$$K_{ст} = 1240 \cdot 420000 \cdot 412 = 214570 \text{ млн.тенге.} \quad (4.1)$$

Энергетические показатели работы ГРЭС

Годовая выработка электроэнергии:

$$W_B = N_y \cdot h_y = 420 \cdot 6800 = 2856000 \text{ МВтч/год,} \quad (4.2)$$

где годовое число часов использования установленной мощности $h_y = 6800$ ч/год.

Годовой расход электрической энергии на собственные нужды

$$W_{сн} = 2,9 \cdot n_{бл} \cdot T_p + 0,038 \cdot W_B = 2,9 \cdot 2 \cdot 7500 + 0,038 \cdot 2856000 = 152028 \text{ МВтч/год,} \quad (4.3)$$

где число часов фактической работы турбоагрегата T_p равна 7500 ч/год.

Удельный расход электроэнергии на собственные нужды:

$$K_{сн} = (W_{сн}/W_B) \cdot 100\% = (152028/2856000) \cdot 100\% = 5,32 \%; \quad (4.4)$$

Годовой отпуск электрической энергии с шин станции:

$$W_{отп} = W_B - W_{сн} = 2856000 - 152028 = 2703972 \text{ МВтч/год;} \quad (4.5)$$

Годовой расход условного топлива, расчёт ведется с учётом топливных характеристик:

$$\begin{aligned} B_y^r &= 4,2 \cdot n_{бл} \cdot T_p + 0,291 \cdot W_B + 0,18 \cdot (N_H - 187) \cdot n_{бл} \cdot h_y = \\ &= 4,2 \cdot 2 \cdot 7500 + 0,291 \cdot 2856000 + 0,18 \cdot (210 - 187) \cdot 2 \cdot 6800 = 950400 \text{ тут;} \end{aligned} \quad (4.6)$$

Годовой расход натурального топлива угля:

$$\begin{aligned} B_H^r &= B_y^r \cdot (29330/Q_H^p) \cdot (1 + \alpha_{пот}/100) = \\ &= 950400 \cdot (29330/21788) \cdot (1 + 0,3/100) = 1283223 \text{ тнт/год;} \end{aligned} \quad (4.7)$$

Удельный расход условного топлива по отпуску электроэнергии:

$$e_{\text{отп}}^3 = B_{\text{г}}^{\text{г}} \cdot 10^3 / W_{\text{отп}} = 950400 \cdot 10^3 / 2703972 = 351 \text{ гут/кВтч}; \quad (4.8)$$

Коэффициент полезного действия станции по отпуску электроэнергии:

$$\eta_{\text{отп}}^3 = (123 / e_{\text{отп}}^3) \cdot 100\% = (123 / 351) \cdot 100\% = 35,0 \%; \quad (4.9)$$

Проектная себестоимость электроэнергии, отпущенной с шин ГРЭС

Проектные расчеты себестоимости электроэнергии, отпущенной с шин ГРЭС производятся в соответствии с принятой номенклатурой статей затрат при калькуляции. Предварительно нужно определить эксплуатационные расходы (издержки) на производство и отпуск электроэнергии. [18]

Топливо на технологические цели:

$$I_{\text{топ}} = (C_{\text{пр}} + C_{\text{тр}}) \cdot B_{\text{н}}^{\text{г}} = (8000 + 2506) \cdot 1283223 = 13482 \text{ млн.тг./год}, \quad (4.10)$$

где цена натурального топлива угля $C_{\text{пр}} = 8000$ тенге/тнт;

цена транспорта топлива $C_{\text{тр}} = 2506$ тг/тнт.

Цена тонны условного топлива:

$$C_{\text{гут}} = I_{\text{топ}} / B_{\text{г}}^{\text{г}} = 13482 \cdot 10^6 / 950400 = 14185,6 \text{ тенге/гут}; \quad (4.11)$$

Вода на технологические цели:

В настоящее время затраты тепловых электростанций на воду существенно возросли и могут достигать величины порядка 0,4-1,4 тенге/кВт*ч

$$I_{\text{в}} = \mathcal{E}_{\text{выр}} * 1,3 = 2703972 * 1,3 = 3515,2 \text{ млн.тенге}; \quad (4.12)$$

Основная зарплата производственных рабочих:

Усредненное значение штатного коэффициента $K_{\text{шт}}$ для ГРЭС взято 1,6 чел./МВт. Мощность ГРЭС 420 МВт.

Численность персонала станции:

$$\text{ЧП} = K_{\text{шт}} \cdot N_{\text{г}} = 1,6 \cdot 420 = 672 \text{ чел}; \quad (4.13)$$

Заработная плата на одного работника:

$$I'_{\text{зпо}} = 120 \text{ 000 тенге};$$

$$\text{ОПВ} = I'_{\text{зпо}} \cdot 0,1 = 12 \text{ 000 тенге}; \quad (4.14)$$

$$CO = (I'_{\text{зпо}} - \text{ОПВ}) \cdot 0,035 = (120\,000 - 12\,000) \cdot 0,035 = 3780 \text{ тенге}; \quad (4.15)$$

$$CH = (I'_{\text{зпо}} - \text{ОПВ}) \cdot 0,095 - CO = (120\,000 - 12\,000) \cdot 0,095 - 3780 = 6480 \text{ тенге}; \quad (4.16)$$

$$I'_{\text{озп}} = I'_{\text{зпо}} + CH = 120\,000 + 6480 = 126\,480 \text{ тенге}; \quad (4.17)$$

Суммарные затраты на всех работников станции:

$$I_{\text{озп}} = 126\,480 \cdot 12 \cdot 672 = 1020 \text{ млн. тенге}; \quad (4.18)$$

Дополнительная зарплата рабочих:

$$I_{\text{дзп}} = 0,1 \cdot I_{\text{озп}} = 0,1 \cdot 1020 = 102 \text{ млн.тг./год}; \quad (4.19)$$

Отчисление на социальное страхования (пенсионный фонд, налоги):

$$I_{\text{сс}} = 0,31 \cdot (I_{\text{озп}} + I_{\text{дзп}}) = 0,31 \cdot (1020 + 102) = 1122 \text{ млн.тг./год}; \quad (4.20)$$

Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования:

$$I_{\text{экс}} = \beta_{\text{ц}} \cdot I_{\text{а}} = 0,25 \cdot 16092,75 = 4023 \text{ млн.тг./год}, \quad (4.21)$$

где амортизационные отчисления:

$$I_{\text{а}} = m \cdot K_{\text{ст}} \cdot (N_{\text{а}}/100) = 214570 \cdot (7,5/100) = 16092,75 \text{ млн.тг./год}, \quad (4.22)$$

где капвложения в станцию $K_{\text{ст}} = 214570$ млн.тг;

норма амортизации $N_{\text{а}} = 7,5 \%$.

Цеховые расходы:

$$I_{\text{цех}} = 0,1 \cdot I_{\text{экс}} = 0,1 \cdot 4023 = 402,3 \text{ млн.тенге/год}; \quad (4.23)$$

Общие издержки производства на ГРЭС:

$$I_{\text{с}} = I_{\text{топл}} + I_{\text{в}} + I_{\text{озп}} + I_{\text{дзп}} + I_{\text{сс}} + I_{\text{экс}} + I_{\text{цех}} = \\ = 14185,6 + 3515,2 + 1020 + 102 + 1122 + 4023 + 402,3 = 24370 \text{ млн.тг./год}; \quad (4.24)$$

Калькуляция себестоимости электрической энергии

Калькуляция себестоимости электроэнергии, отпущенной с шин ГРЭС производим исходя из общего выражения:

$$S^{\circ}_{отп} = I_i / W_{отп}, \text{ тенге/кВтч}; \quad (4.25)$$

$$S^{\circ}_{отп} = I_{ст} / W_{отп} = 24370 \cdot 10^3 / 2703972 = 9 \text{ тенге/кВтч};$$

Структура себестоимости: $I_i \% = (I_i / I_{ст}) \cdot 100\%$.

Технико – экономические показатели расширения ЖГРЭС в табл.4.1.

Расчеты по калькуляции себестоимости и структуре себестоимости производим в табличной форме, табл.4.2.

Таблица 4.1 - Технико-экономические показатели расширения ЖГРЭС

№ п/п	Наименование показателей	Условное обозначение	Единица измерения	Величина
1.	Установленная мощность станции	N_y	МВт	420
2.	Число часов использования установленной мощности	h_y	ч	6800
3.	Годовая выработка электроэнергии	W_B	тыс.МВтч	2856
4.	Годовой отпуск электроэнергии	$W_{отп}$	тыс.МВтч	2704
5.	Удельный расход электроэнергии на СН	$K_{сн}$	%	5,32
6.	Капитальные вложения в строительство станции	$K_{ст}$	млн.тенге	214570
7.	Удельные капвложения	$K_{уд}$	тенге/кВт	510880
8.	Удельный расход условного топлива на отпущенный кВтч эл.эн. КПД по отпуску электроэнергии	$\epsilon^{\circ}_{отп}$	гуг/кВтч	351
9.	Себестоимость отпущенного кВтч эл.эн.	$\eta^{\circ}_{отп}$	%	35,0
10.	Цена тонны условного топлива	$S^{\circ}_{отп}$	тенге/кВтч	9
11.		$\Pi_{уг}$	тенге/гуг	14185,6

Таблица 4.2 - Калькуляция себестоимости электроэнергии

№ п/п	Наименование статей затрат	Годовые издержки, И, млн. тенге	Себестоимость, $S_{\text{отп}}$, тг/кВтч	Структура себестоимости %
1.	Топливо на технологические цели	14185,6	5,2	58,2
2.	Вода на технологические	3515,2	1,3	14,4
3.	нужды	1020	0,38	4,2
4.	Основная зарплата, ОЗП	102	0,038	0,42
5.	Дополнительная зарплата, ДЗП	1122	0,4	4,6
6.	Отчисления на социальное страхование	4023	1,49	16,5
7.	Расходы на содержание и эксплуатацию Цеховые расходы	402,3	0,149	1,65
	Итого	24370	9	100

4.2 Определение эффективности инвестиционного проекта

Для определения эффективности инвестиционного проекта необходимо рассчитать чистый дисконтированный доход и индекс доходности, табл.4.3.

Показатели, необходимые для оценки инвестиционного проекта:

- I_0 – первоначальные инвестиции;
- CF – денежный поток, направляемый на возврат кредита;
- r – процентная ставка банка по кредиту (10 %);
- n – календарный год кредита.

$$I_0 = 214570 \text{ млн. тенге};$$

Чистый денежный поток по отпущенной электроэнергии:

$$CF = (T - S_{\text{отп}}) * W_{\text{отп}} = (11,25 - 9) * 2704 = 6084 \text{ млн. тенге}, \quad (4.26)$$

где T – тариф на отпущенный кВт*ч с учетом планируемой рентабельности (25%).

$$T = 9 * 1,25 = 11,25 \text{ тг/кВт*ч}; \quad (4.27)$$

Метод определения чистой текущей стоимости NPV

Это метод анализа инвестиций, показывающий, на какую ценность фирма может прирасти в результате реализации инвестиционного проекта и определяется:

$$NPV = \frac{CF_1}{(1+r)^1} + \frac{CF_2}{(1+r)^2} + \dots + \frac{CF_n}{(1+r)^n} - I_0 = \sum_1^n \frac{CF_n}{(1+r)^n} - I_0. \quad (4.28)$$

Показатели	Кап. вложения (К), млн тг/год	Денежный поток по основной деятельности, млн тг/год	Амортизационные отчисления, млн тг/год	Доход от продаж и э/э млн тг/год	Чистый денежный поток, млн тг/год	Коэф-т дисконтирования	Чистый дисконт. доход	NPV нарастающим итогом
0	- 214570	22176,8	16092,75	6084	-214570	1,000	-214570,000	-214570,000
1	-	22176,8	16092,75	6084	22176,8	0,928	20572,171	-193997,829
2	-	22176,8	16092,75	6084	22176,8	0,861	19083,646	-174914,183
3	-	22176,8	16092,75	6084	22176,8	0,798	17702,826	-157211,357
4	-	22176,8	16092,75	6084	22176,8	0,740	16421,916	-140789,441
5	-	22176,8	16092,75	6084	22176,8	0,687	15233,689	-125555,752
6	-	22176,8	16092,75	6084	22176,8	0,637	14131,437	-111424,316
7	-	22176,8	16092,75	6084	22176,8	0,591	13108,939	-98315,376
8	-	22176,8	16092,75	6084	22176,8	0,548	12160,426	-86154,950
9	-	22176,8	16092,75	6084	22176,8	0,509	11280,544	-74874,406
10	-	22176,8	16092,75	6084	22176,8	0,472	10464,326	-64410,080
11	-	22176,8	16092,75	6084	22176,8	0,438	9707,167	-54702,913
12	-	22176,8	16092,75	6084	22176,8	0,406	9004,793	-45698,120
13	-	22176,8	16092,75	6084	22176,8	0,377	8353,241	-37344,879
14	-	22176,8	16092,75	6084	22176,8	0,349	7748,832	-29596,047
15	-	22176,8	16092,75	6084	22176,8	0,324	7188,156	-22407,892
16	-	22176,8	16092,75	6084	22176,8	0,301	6668,048	-15739,844
17	-	22176,8	16092,75	6084	22176,8	0,279	6185,573	-9554,271
18	-	22176,8	16092,75	6084	22176,8	0,259	5738,008	-3816,262
19	-	22176,8	16092,75	6084	22176,8	0,240	5322,828	1506,566
20	-	22176,8	16092,75	6084	22176,8	0,223	4937,688	6444,254

Таблица 4.3 - Расчет индекса доходности

Метод расчёта внутренней нормы прибыли IRR

Внутренняя норма прибыли представляет собой уровень окупаемости средств, направленных на цели инвестирования. Это значение r , при котором $NPV = 0$.

$$\sum_1^n \frac{CF_n}{(1+r)^n} - I_0 = 0, \text{ решаемое относительно } r. \quad (4.28)$$

Результаты расчета внутренней нормы прибыли представлены в табл. 4.4.

Таблица 4.4 - Внутренняя норма прибыли

Год	CF	R8	PV8	R10	PV10
0	-214570	1	-214570	1	-214570
1	22176,8	0,927644	20572,171	0,9090909	20160,727
2	22176,8	0,860523	19083,646	0,8264463	18327,934
3	22176,8	0,798259	17702,826	0,7513148	16661,758
4	22176,8	0,7405	16421,916	0,6830135	15147,053
5	22176,8	0,68692	15233,689	0,6209213	13770,048
6	22176,8	0,637217	14131,437	0,5644739	12518,225
7	22176,8	0,591111	13108,939	0,5131581	11380,205
8	22176,8	0,54834	12160,426	0,4665074	10345,641
9	22176,8	0,508664	11280,544	0,4240976	9405,1281
10	22176,8	0,471859	10464,326	0,3855433	8550,1164
11	22176,8	0,437717	9707,1672	0,3504939	7772,8331
12	22176,8	0,406046	9004,7933	0,3186308	7066,2119
13	22176,8	0,376666	8353,2406	0,2896644	6423,829
14	22176,8	0,349412	7748,8317	0,2633313	5839,8446
15	22176,8	0,32413	7188,1556	0,239392	5308,9496
16	22176,8	0,300677	6668,0478	0,2176291	4826,3178
17	22176,8	0,278921	6185,5731	0,1978447	4387,5617
18	22176,8	0,258739	5738,0085	0,1798588	3988,6924
19	22176,8	0,240018	5322,8279	0,163508	3626,084
20	22176,8	0,222651	4937,6882	0,1486436	3296,44
		\sum_8	221014,25	\sum_{10}	188803,6
		NPV8	6444,2537	NPV ₁₀	-25766,4

Величина IRR определяется по формуле:

$$IRR = r_1 + \frac{NPV_{r_1}}{NPV_{r_1} + NPV_{r_2}} \cdot (r_2 - r_1) = 8 + 6444,3 / (6444,3 + 25766,4) \cdot (10 - 8) = 8,4\% \quad (4.29)$$

Из расчетов видно, что $NPV > 0$, $IRR > CC$, отсюда вывод – проект можно принять.

Как показал расчет срока окупаемости станции (таблица 4.3) капитальные вложения в проект расширения ЖГРЭС мощностью 420 МВт окупаются на девятнадцатый год эксплуатации, при условии, что тариф на электроэнергию принимается равным 11,25 тг/кВт*ч, под 8% годовых

Заключение

В данном дипломном проекте был рассмотрен вопрос повышения экономичности работы Жамбылской ГРЭС, путем расширения двумя пылеугольными энергоблоками, общей мощностью 420 МВт.

Была произведена оценка эффективности установки турбодетандера на Жамбылской ГРЭС. Сделан вывод о высокой экономической эффективности инвестиционного проекта, высокие показатели экономической эффективности инвестиционных проектов обеспечиваются минимальными капитальными вложениями и издержками.

Также был произведен тепловой расчет схемы расширяемой части ЖГРЭС с заданными начальными параметрами, построен процесс расширения пара в турбине в h-s диаграмме.

В разделе безопасности жизнедеятельности был проведен анализ потенциально опасных и вредных факторов на проектируемом объекте, воздействующих на персонал, таких как: шум, освещенность, запыленность и т.д. Произведен расчет искусственного освещения и зануления электродвигателя насоса стока машзала.

В экономической части составлен бизнес – план расширения ЖГРЭС, срок окупаемости составит девятнадцать лет, с тарифом 11,25 тг/кВт*ч.

Список литературы

- 1 Елизаров Д.П. Теплоэнергетические установки электростанций. – М.: Энергоиздат, 1987.
- 2 Рыжкин В.Я. Тепловые электрические станции. - М.: Энергоатомиздат, 1987.
- 3 Бойко Е.А. Котельные установки и парогенераторы (конструкционные характеристики энергетических котельных агрегатов): Справ. пособие / Е.А.Бойко, А.А.Шпиков. – Красноярск: КГТУ, 2003. - 230 с.
- 4 Брускин Р.В. Выбор основного и вспомогательного оборудования тепловых и атомных электрических станций. – Казань: Казан. гос. энерг. ун-т, 2010. – 44 с.
- 5 Борисов Г.С. Основные процессы и аппараты химической технологии: Пособие по проектированию. - Москва: Химия, 1991.
- 6 Лавыгин В.М. Вспомогательное оборудование тепловых электростанций. - Москва: Энергоатомиздат, 1987.
- 7 Агабабов В.С. Основные особенности применения детандер – генераторных агрегатов на ТЭЦ // Энергосбережение и водоподготовка. - 2002.
- 8 Агабабов В.С., Корягин А.В. Определение энергетической эффективности использования детандер – генераторного агрегата в системах газоснабжения // Теплоэнергетика. - 2002.
- 9 МСН 2.04-03-2005 Защита от шума.
- 10 СН РК 5.03-07-2019 Несущие и ограждающие конструкции.
- 11 СП РК 2.02-101-2014 Пожарная безопасность зданий и сооружений.
- 12 СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
- 13 СНиП РК 2.04.05-2002 Естественное и искусственное освещение.
- 14 СанПиН 2.2.4.1191-03 Электромагнитные поля в производственных условиях
- 15 Безопасность жизнедеятельности: Учебное пособие/Н.Н. Гребнева. - Тюмень: ТюмГУ, 2012.
- 16 Охрана труда и техника безопасности: Учебное пособие/ Аманжолов Ж. – 2-ое издание. – Фолиант, 2011. – 440 с.
- 17 Безопасность жизнедеятельности: Методические указания к выполнению выпускной работы /М.К.Дюсебаев, А.С.Бегимбетова. – Алматы: АИЭС, 2008. -10 с.
- 18 Экономика отрасли: Методические указания для курсовых работ / Парамонов С.Г. - Алматы: АУЭС, 2013.
- 19 И.Б.Бакытжанов, В.О.Байбекова, К.С.Олжабаева «Тепловые электрические станции. Дипломное проектирование» Методические указания для студентов специальности 5В071700– Теплоэнергетика. – Алматы: АУЭС, 2013.

20 Э.К. Аракелян, В.В. Кудрявый, Ю.Л. Гуськов. Влияние детандер – генераторных агрегатов на тепловую экономичность ТЭЦ. – Электрические станции, 1997.