

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

кафедра Тепловые энергетические Установки

«Допущен к защите»

Заведующий кафедрой _____

Кибарин А.А.

(Ф.И.О., ученая степень, звание)

« » 20 г.

(подпись)

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

На тему: ТЭО строительства ТЭС с внутривихровой
газификацией угля в северном Казахстане

Специальность БВ07А700-Теплоэнергетика, ТЭС

Выполнил (а) Таранов Т.А. ТЭС-10-3
(Фамилия и инициалы) группа

Научный руководитель Кибарин А.А.
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

Консультанты:

по экономической части:

Парашоков С.Г. канд. экон. наук, профессор
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

СГ « 02 » июль 20 14 г.
(подпись)

по безопасности жизнедеятельности:

Бетшидеева А.С. старший преподаватель
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

А « 1 » июль 20 14 г.
(подпись)

по применению вычислительной техники:

(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

« » 20 г.

(подпись)

Нормоконтролер: Дубовик В.А. доцент АЦЭС
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

« » 20 г.

(подпись)

Рецензент: _____
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

« » 20 г.

(подпись)

Алматы 2014 г.

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

Факультет Теплоэнергетики
Специальность Теплоэнергетика
Кафедра Тепло энергетические установки

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломного проекта

Студент Таранов Томас Артурович
(фамилия, имя, отчество)

Тема проекта Технико-экономическое обоснование строительства ТПУ с внутривихровой циркуляцией угля в Северной Казахстане

утверждена приказом ректора № ___ от «___» сентября 20__ г.

Срок сдачи законченной работы «___» _____ 20__ г.

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

Перечень подлежащих разработке дипломного проекта вопросов или краткое содержание дипломного проекта:

- Обзор ТПУ и различных способов газификации угля
- Описание тепловой схемы исследуемой ТПУ
- Расчет ТПУ с 2-х комтурными котлами угля газификации
- Расчет реактора газификации
- Расчет 3-х комтурной ТПУ с пропаривающей и парогенераторной паром и газификацией по-высокой газификации
- Расчет газификации угля и анализ условий угля
- Бизнес-план строительства ТПУ

Аңдатпа

Бұл дипломдық жобада Солтүстік Қазақстанның ішкі айналыммен көмір газдандыру БГҚ құрылуының техника-экономикалық негіздеуі талданған.

Жылутехникалық бөлімінде пайдаға асыратын 2 контурлы қазандықпен және пайдаға асыратын 3 контурлы қазандықпен, ал да газификацияның реакторының есебімен 300 МВт қуатты БГҚ құраманың жылу сұлбесін есептеуі талданған.

Өмірдің қауіпсіздігі бөлімінде еңбек шарттардың талдауы, шығырлы баспананың жасанды жарықтандыру және құбыр биіктіктерінің есептері талданған.

Экономика бөлімінде станса құрылуының ТЭН табысты іс жоспары құралған. Инвестициялық есептеу көрсеткіштер бойынша, БГҚ құрылуы үнемиеттік тиімді

Аннотация

В данном дипломном проекте предложено технико-экономическое обоснование строительства ПГУ с внутрицикловой газификацией угля в Северном Казахстане.

В теплотехническом разделе представлен расчет тепловой схемы ПГУ мощностью 550 МВт с 2-х контурным котлом утилизатором и 3-х контурным котлом утилизатором, а также расчет реактора газификации.

В разделе безопасности жизнедеятельности представлены анализ условий труда, расчеты искусственного освещения турбинного цеха и высоты дымовой трубы.

В разделе экономики составлен бизнес-план ТЭО строительства станции. Согласно расчетным инвестиционным показателям строительство ПГУ является экономически обоснованным.

Annotation

At this diploma project the feasibility study for the construction of the CCGT with introcyclic gasification of coal in the nothern region of Kazakhstan was proposed.

In a thermotechnical section the calculation of the heat circuit CCGT-550 MW with dual circuit boiler utilizer and three-circuit boiler utilizer, and the calculation of the gasification reactor were presented.

In the life safety section there are analysis of working conditions, the calculation of artificial lighting, chimney height.

There is a business plan for construction of the station in the economic section. According to calculation this construction is economically justified.

Содержание

Введение

1. Парогазотурбинные установки и газификация угля

1.1 Мировые тенденции развития рынка парогазовых установок

1.2 Газификация угля

2. Описание тепловой схемы ПГУ

2.1 Газовая турбина SGT5-8000H

- 2.2 Паросиловая установка
 - 2.3 Котел-утилизатор для ПГУ мощностью 550 МВт
 - 3. Расчет ПГУ с 2-х контурным котлом утилизатором
 - 3.1 Расчет котла-утилизатора
 - 3.2 Приближенный расчет паровой турбины
 - 3.3 Определение экономических показателей пгу
 - 4. Расчет реактора газификации
 - 5. Расчет 3-х контурной РГУ с промежуточным перегревом пара и деаэратором повышенного давления.
 - 5.1 Расчет котла-утилизатора.
 - 5.2 Определение мощности паровой турбины и экономических показателей ПГУ
 - 6. Безопасность жизнедеятельности
 - 7. Экономическая часть
- Заключение
- Список литературы

Введение

Анализ развития энергетики и промышленности Казахстана за последние годы показал, что нехватка энергетических мощностей серьезно сказывается на развитии экономики страны в целом. Во многих регионах строительство различных промышленных предприятий тормозится, т.к. наблюдается острый дефицит электроэнергии, и тарифы на подключаемую мощность для промышленных предприятий возрастают. Все это говорит о том, что новые мощные энергоблоки не только должны вводиться во всех

регионах Казахстана с энергоемким производством, но и строительство их должно быть как можно быстрее, а срок окупаемости – как можно короче.

Проекты строительства новых мощностей должны удовлетворять потребности регионов в электроэнергии и быть инвестиционно привлекательными. Этим условиям удовлетворяет строительство тепловых электрических станций с парогазовым циклом.

В рамках дипломного проекта была поставлена задача: разработать схему ТЭС с энергетическими установками, которые, обладают повышенным ресурсом и большим коэффициентом полезного действия, способны удовлетворить более коротким срокам окупаемости. Также, учитывая стратегические планы развития угольной энергетики и технологий по экологически чистому использованию угля, было принято решение в качестве основного энергоносителя использовать уголь, добываемый в Экибастузском угольном бассейне.

Целью дипломного проекта является разработка комбинированной энергетической установки, работающей на синтез-газе, получаемом при газификации угля. Главным объектом проектирования является паровая турбина мощностью 185 МВт, работающая в составе такой установки. Мощность газовой турбины составляет 375 МВт.

Значительным преимуществом такой энергоустановки является её способность работать в составе электростанции с внутрицикловой газификацией угля.

1. Парогазотурбинные установки и газификация угля.

1.1 Мировые тенденции развития рынка парогазовых установок.

Если в конце 80-х - начале 90-х годов прошлого столетия лучшие стационарные ГТУ имели КПД при автономном использовании 34-35%, а КПД создаваемых на их основе ПГУ составлял 50-52%, то в настоящее время на мировом рынке уже представлены энергетические ГТУ с КПД 38-39%, которые обеспечивают КПД ПГУ до 60%. Продолжаются интенсивные работы по дальнейшему повышению КПД ПГУ до 65%. Стоимость 1 кВт

установленной мощностью станций с ПГУ составляет на сегодняшний день порядка 1500-2000 долл.

Значительную роль в достижении высокого технического уровня новейших ГТУ и ПГУ ведущих зарубежных фирм сыграла широкая техническая и производственная кооперация и объединение основных производителей газовых турбин, в том числе изготовителей авиационных газотурбинных двигателей. В настоящее время на мировом рынке парогазовых технологий сложилась триада ведущих производителей, определяющая технический уровень и стоимостные показатели новейшего оборудования: General Electric (США), Siemens-Westinghouse (Германия, США) и Alstom (Франция, Швейцария, Швеция). Они имеют теснейшие технические, производственные и финансовые связи с энергомашиностроительными фирмами Японии, Италии, Англии и Бельгии, а также с ведущими производителями авиационных газотурбинных двигателей. Компания Siemens является крупнейшим в Европе производителем энергетических паровых и газовых турбин.

За последние 30 лет в России произошла переориентация значительной части централизованного производства тепла и электроэнергии на использование природного газа. Так, в 2005 году доля газа в топливном балансе электростанций энергосистем России составила 71,1%. Особенно интенсивно росло потребление газа в европейских районах, где его доля в суммарном расходе топлива ТЭС увеличилась с 30 до 84,6%. Все увеличение потребления газа шло на традиционных паротурбинных блоках путем простого вытеснения газом угля и мазута, поэтому при резком росте потребления газа в теплоэнергетике эффективность его использования не повышалась.

Сегодня доля ПГУ в странах Западной Европы составляет в среднем 25-30 % установленной мощности. При этом в странах с существенной долей природного газа в топливном балансе страны доля ПГУ в структуре

генерации электроэнергии постоянно возрастает. Одни только США ежегодно вводят в строй до 50 млн.кВт парогазовых мощностей. В целом же почти 70 % вводимых во всем мире электростанций работают на базе ПГУ.

Российское энергомашиностроение, занимавшее в 1970-х годах передовые позиции в области энергетического газотурбостроения, в настоящее время не готово к коммерческим поставкам современных мощных конкурентоспособных энергетических ГТУ высокого технического уровня, в больших количествах. Поэтому Российские энергомашиностроители ведут активную работу по созданию совместных предприятий с компанией Siemens для обеспечения потребностей энергетики современными ПГУ.

Вместе с тем, как уже отмечалось выше, на мировом рынке широко представлены ПГУ с КПД 57-58%, что дает основание энергогенерирующим компаниям заказывать более прогрессивное энергооборудование большой мощности у зарубежных производителей. При этом в новых рыночных условиях, когда отсутствует единая рыночная политика, газотурбинное оборудование заказывается у различных фирм, что существенно усложняет и удорожает эксплуатацию и ремонты.

Создание и организация серийного производства современных высокотемпературных ГТУ большой мощности для парогазовых технологий является главной задачей энергомашиностроения России начала XXI века. Успешное решение этой задачи не только определит возможности достижения мирового технического уровня теплоэнергетики России, но и, прежде всего, обеспечит экономическую независимость от импорта оборудования. Для Казахстана это даст возможность приобретения оборудования в рамках единого экономического пространства и позволит существенно сократить сроки проектирования и строительства.

В таблице 1.1 приведены основные характеристики наиболее мощных ГТУ выпускаемых в России и за рубежом.

Таблица 1.1

Основные характеристики наиболее мощных ГТУ

	Модель	Мощность	Начальная температура	Степень сжатия	КПД ГТУ	Температура газов за турбиной
Теплоэнерго-сервис-ЭК	ГТЭ-45У	42	1227	13,5	35	550
ЛМЗ	ГТЭ-160	157	1060	11,3	34,4	537
УТЗ	ГТЭ-25У	30	1060		30,6	476
Сатурн	ГТД-110	110	1210	14,7	36,3	517
Siemens	V64.3	69	1160	16,1	35,3	531
	V84.3A	300	1315	16,6	38	562
	V94.3A	420	1315	17	38,5	584
	W501G	250	1426	19,2	38,5	593
	W501ATS	250	1510	27	38,5	610
Alstom Power	GT 11 N2	115	1085	14,7	34,2	527
	GT 13 E2	200	1100	14,6	35,7	524
	GT 26	260	1234	33,4	39,1	615
GE	MS9001FA	255	1288	15,4	36,5	609
	Frame 9H	230	1440	23	39,5	
Mitsubishi	M701G	300	1410	17	39,5	587
	M701G2	334	1500	21	39,5	587

Главный российский производитель газовых турбин (лидирует по номенклатуре и общему количеству выпускаемой продукции) для ПГУ - ОАО «Силловые машины», выпускающие турбины на базе Ленинградского металлического завода (ЛМЗ) по лицензии Siemens (Германия). Известна также продукция ОАО «Сатурн - Газовые Турбины» (Рыбинск), ФГУП «ММПП «Салют» (Москва), ОАО «Авиадвигатель» (Пермь). Из-за рубежа поставляются ГТУ марок ABB, General Electric, Mitsubishi.

Наиболее перспективными и широко распространенными в энергетике стали ПГУ с котлами-утилизаторами (КУ), которые отличаются простотой и высокой эффективностью производства электрической энергии.

Для модернизации действующих и замещения отработавших свой ресурс функционирующих на газе теплофикационных и конденсационных энергоблоков мощностью до 100 МВт по различным схемам парогазового цикла и сооружения ГТУ-ТЭЦ малой мощности Российская авиационная промышленность может обеспечить необходимое количество конвертированных ГТУ мощностью до 30 МВт достаточно высокого технического уровня.

Вместе с тем анализ тенденций технического прогресса в стационарном и авиационном газотурбостроении и появление на мировом рынке мощных ГТУ с промподогревом газа Alstom-ABB и промхлаждением воздуха General Electric свидетельствуют о том, что рациональное усложнение схемы ГТУ с увеличением степени сжатия является серьезным резервом повышения технического уровня энергетической ГТУ и ПГУ на ее основе. Поэтому необходимо при проектировании современных ТЭС использовать мощные ГТУ и ПГУ нового поколения с целью достижения КПД конденсационных ПГУ при работе на газе порядка 65% и не менее 46% при пиковом и полупиковом режимах работы ГТУ по простому циклу.

Подавляющее большинство ГТУ в ПГУ, пиковых и полупиковых ГТУ, а также установок для работы с использованием тепла уходящих газов на выработку тепла и промышленного пара изготовлены для работы на природном газе. Жидкое топливо используется в основном в аварийных и пиковых ГТУ малой и средней мощности, а также в ограниченном числе ГТУ средней и большой мощности. Вместе с тем в мировой энергетике в последние годы существенно активизировались работы по использованию в эффективных парогазовых технологиях твердого топлива. Накоплен опыт

эксплуатации демонстрационных ПГУ на твердом топливе с использованием ГТУ различных типов. [8].

За последние 10-15 лет в мировой энергетике произошел прорыв в области комбинирования технологического и энергетического использования угля, а именно – идет процесс создания угольных тепловых электростанций (ТЭС) с парогазовыми установками (ПГУ) с внутрицикловой газификацией угля. На Западе стали применять газификацию угля на ТЭС, переводить на получаемый генераторный газ котлы, устанавливая дополнительно к паровым газовые турбины, т.е. реализуется вариант с ПГУ. Опыт газификации угля в Европе более чем за 100 лет ее использования был достаточным, чтобы уже в 1976 г. в Германии на электростанции «Келлерман» был пущен впервые в мире энергоблок с внутрицикловой газификацией. Получаемый в газификаторе из угля газ, очищенный от сажи и сероводорода в мокрых скрубберах, сжигался в двух высоконапорных парогенераторах при давлении 0,9 МПа. Продукты сгорания газа с температурой 800 °С подавались в газовую турбину мощностью 74 МВт, а получаемый в парогенераторах водяной пар давлением 12 МПа и температурой 530 °С подавался в паровую турбину мощностью 96 МВт. Суммарная мощность энергоблока составляла 170 МВт, КПД парогазового цикла – около 37 %. В США на электростанции «Кул Уотер» в 1984 г. была пущена парогазовая установка мощностью 110 МВт с газификацией битуминозного угля в газификаторах фирмы «Тексако». Топливо в газификаторы подается в виде водо-угольной суспензии под давлением 4 МПа. Газ, очищенный от механических примесей и сероводорода, сжигается в камере сгорания газовой турбины и подается в ее проточную часть с температурой 1250 °С. Выхлопные газы турбины направляются в котел-утилизатор, откуда пар поступает в паровую турбину мощностью 55 МВт. Образование оксидов азота подавляется путем впрыска воды в камеру

сгорания газа. Суммарный КПД ПГУ, в зависимости от температуры газа на входе в турбину, составляет от 37 до 41 %. Внутрицикловая газификация угля на ТЭС имеет ряд достоинств: возможность использовать твердое топливо любого качества, экологическая чистота всего топливного цикла ТЭС, маневренность и надежность системы топливоподготовки, возможность модульного строительства и расширения ТЭС.

Особенно эффективна газификация топлива на ТЭС с ПГУ, так как в этом случае повышение КПД теплового цикла ТЭС частично или полностью компенсирует снижение КПД системы топливоподготовки, связанное с включением в нее газификаторов, собственный КПД которых обычно не превышает 85 %. Успешный опыт работы ТЭС с внутрицикловой газификацией угля в Германии и США стимулировал развитие работ этого направления в ряде других стран. Сегодня в мире имеется уже более 30 промышленных и опытно-промышленных установок с газификацией угля на ТЭС. Только в США в ближайшие 10-12 лет на такие работы предполагается затратить до 10 млрд. долл. Исследованиями в этом направлении занимаются сегодня в Японии, Австралии и других странах [9].

В связи с тем, что Северный Казахстан не обладает большими запасами природного газа, а осуществление транспортировки природного газа из западного Казахстана является невозможным, появляется необходимость прибегнуть к внутрицикловой газификации угля. При сохранении тех же темпов добычи угля (115,6 млн. т/год), только разведанных запасов в Казахстане хватит еще на несколько столетий. В Северном Казахстане находится крупнейшее угольное месторождение Казахстана - Экибастузский угольный бассейн (разведанные запасы составляют 10 млрд. т).

1.2 Газификация угля

Газификация — преобразование органической части твердого или жидкого топлива в горючие газы при высокотемпературном (1000—

2000 °C)нагреве с окислителем (кислород, воздух, водяной пар, CO₂ или, чаще, их смесь). Полученный газ называют генераторным по названию аппаратов, в которых проводится процесс — газогенераторов.

Газификации могут быть подвергнуты любые виды твердых топлив от бурых углей до антрацитов.

Активность твердых топлив и скорость газификации в значительной степени зависит от минеральных составляющих, выступающих в роли катализаторов. Относительное каталитическое влияние микроэлементов углей при газификации может быть представлено рядом:

Mn>Ba>>B, Pb, Be>>Y, Co>Ga>Cr>Ni>V>Cu.

К основным параметрам, характеризующим отдельные процессы газификации твердых топлив, могут быть отнесены:

- тип газифицирующего агента;
- температура и давление процесса;
- способ образования минерального остатка и его удаление;
- способ подачи газифицирующего агента;
- способ подвода тепла в реакционную зону.

Все эти параметры взаимосвязаны между собой и во многом определяются конструктивными особенностями газогенераторов.

Обычно газифицирующими агентами служат воздух, кислород и водяной пар. При паро-воздушном дутье отпадает необходимость в установке воздухоразделения, что удешевляет процесс, но получается газ низкокалорийный, поскольку сильно разбавлен азотом воздуха.

Температура газификации в зависимости от выбранной технологии может колебаться в широких пределах 850-2000 °C. диапазон давлений газификации от 0.1 до 10.0 МПа и выше. Газификация под давлением предпочтительна в случаях получения газа, используемого затем его в синтезах, которые проводятся при высоких давлениях (снижаются затраты на сжатие синтез-газа).

В газогенераторах с жидким шлакоудалением процесс проводят при температурах выше температуры плавления золы (обычно выше 1300-1400 °С). "Сухозольные" газогенераторы работают при более низких температурах, и зола из него выводится в твердом виде [10].

По способу подачи газифицирующего агента и по состоянию топлива при газификации различают слоевые процессы, при которых слой кускового топлива продувается по противоточной схеме газифицирующими агентами, а также объёмные процессы, в которых большей частью по прямоточной схеме топливная пыль взаимодействует с соответствующим дутьем.

Процесс газификации угля первого поколения: Лурьги, Винклера и Копперс-Тотцека, достаточно хорошо изучены и применяются в промышленности в ряде стран для получения в основном синтез-газа и заменителя природного газа.

Большинство крупных газогенераторов на твердом топливе работают по прямому процессу с газификацией топлива в движущемся слое. При этом движение топлива и дутья происходит навстречу друг другу. По этой схеме подаваемое в газогенератор дутьё происходит через шлюзовую зону, где оно несколько подогревается, и далее поступает в зону горения топлива при недостатке кислорода. Кислород дутья вступает в реакции с углеродом образуя оксид и диоксид углерода одновременно.

Основными недостатками процесса Лурьги является сравнительно небольшая скорость разложения водяного пара дутья, необходимость использования водяного пара как охлаждающего теплоносителя, предотвращающего сплавления и спекания золы, а также содержания в газе высших углеводородов и фенолов [11].

Повышение температуры реализовано в процессе БГЛ с жидким шлакоудалением, разработанном фирмой "British gas" на основе процесса Лурьги. Этим способом можно перерабатывать малореакционные и коксующие угли широкого гранулометрического состава. Выделенные из

газа смолы и пыль возвращают в газогенератор, причем количество возврата может достигать до 15% на уголь. Процесс проверен на установке мощностью по углю 350 т/сут. В Ухтфильде. Процесс считается перспективным для применения в США, где ведутся работы по его совершенствованию [12].

Процесс Винклера основан на использовании псевдоожиженного слоя топлива. Принцип газификации мелкозернистого топлива в кипящем слое заключается в том, что при определенной скорости дутья и крупности топлива, лежащей на решетке слой топлива приходит в движение.

Процесс Винклера обеспечивает высокую производительность, возможность переработки различных углей и управлением составом конечных продуктов. Однако в этом процессе велики потери непрореагированного угля до 20-30% (масс.), выносимого из реактора, что ведет к потере теплоты и снижению энергетической эффективности процесса. Псевдоожиженный слой отличается большой чувствительностью к изменению режима процесса, а низкое давление лимитируется производительность газогенераторов [13].

Известны неудачные попытки осуществить прямоточную факельную газификацию в условиях сухого золоудаления. В настоящее время газификацию угольной пыли проводят с жидким шлакоудалением. Для этой цели получили распространение газогенераторы вертикального типа, близкие по конструктивному оформлению к котельным агрегатам с пылеугольным сжиганием (Бабкок-Вилькокс) и газогенераторы с горизонтальной камерой газификации (Копперс-Тотцек).

2. Описание тепловой схемы ПГУ

2.1 Газовая турбина SGT5-8000H

Газовая турбина SGT5-8000H является прекрасно зарекомендовавшим себя надежным механизмом для рынка 50 Гц и используется для процессов простого или комбинированного цикла, с комбинированным производством электроэнергии и тепла или без него, для всех диапазонов нагрузок, в

особенности для работы при пиковых нагрузках. Для комбинированного цикла комплексной газификации угля (КЦКГ) мы предлагаем нашу турбину SGT5-8000H (LC). Помимо электростанций, турбина SGT5-8000H может также использоваться в нефтяной и газовой промышленности. В качестве привода компрессора эта турбина, спроектированная на основании проверенных стандартов, может использоваться, например, для производства сжиженного природного газа (СПГ), либо в качестве прямого механического привода компрессора, либо для общего электрогенератора. Турбина SGT5-8000H имеет рекордную прочность и стойкость к износу. Такими турбинами наработано более 16 миллионов рабочих часов, и более 380 единиц находятся в эксплуатации в настоящее время.

Технические данные:

Газовая турбина Siemens	
Базовая выходная мощность (МВт)	375
Удельный расход теплоты топлива (кДж/кВт ч)	8999
Удельный расход теплоты топлива (брит. тепл. ед./кВт ч)	8530
КПД брутто (%)	40
Степень расширения	19,2
Расход выхлопных газов (кг/с)	829
Расход выхлопных газов (фунтов/с)	1828
Число оборотов турбины (об/мин)	3000
Температура выхлопных газов (°C/°F)	627/1161

Физические габариты газовой турбины

Примерный вес (кг/фунтов)	390 000/860 000
---------------------------	-----------------

Длина (м/футов)	13,1/43
Ширина (м/футов)	4,9/16
Высота (м/футов)	4,9/16

Технические характеристики:

- исключительно высокий, более 60 %, КПД при работе в режиме комбинированного цикла;
- короткое время пуска и работоспособность в циклическом режиме обеспечивают стабильную работу при промежуточных нагрузках;
- высокий КПД и низкие эмиссии при работе при частичной нагрузке;
- упрощенная конструкция с воздушным охлаждением двигателя и прочих деталей, что ведет к уменьшению затрат на обслуживание и эксплуатацию;
- передовые материалы, повышающие горение и температуру выхлопных газов;
- передовая система уплотнений, обеспечивающая низкий уровень утечек охлаждающего воздуха.
- корпус с горизонтальной плоскостью разъема;
- две камеры горения, доступные для входа персонала с целью проверки тракта газов высокой температуры без снятия крышки;
- камеры горения облицованы керамической плиткой, допускающей замену отдельных элементов;
- 13 ступенчатый компрессор с увеличенной производительностью. В компрессоре используются технологии: управления воздушным потоком CDA (Controlled Diffusion Airfoil), создания высокого давления НРА (High Pressure Air). В компрессоре используются лопатки с изменяемым углом наклона;

- Кольцевая высокотемпературная камера сгорания, температура газов перед первой ступенью 1500 °С;
- Четырехступенчатая турбина с монокристаллическими лопатками первой ступени. Лопатки 1-3 ступени покрыты керамикой и имеют воздушное охлаждение;
- Одновальная конструкция ПГУ;
- Повышенная температура и давление свежего пара (600°С, 17 МПа) в контуре котла-утилизатора;
- Гидравлическая система оптимизации высоты подъема ротора (НСО);
- Усовершенствованная система уплотнений снижающая утечки охлаждающего воздуха;
- Новые жаропрочные материалы позволяющие увеличить температуру в камере сгорания и на выходе из ГТУ.

Эта турбина мирового класса объединила в себе лучшие характеристики существующих линий продукции и достижения технологии. Одновальная турбина является основным двигателем установки комбинированного цикла SCC5-8000H мощностью более 570 МВт и КПД более 60 %

Газовая турбина SGT5-8000H и парогазовая установка SCC5-8000H 1S выступают законодателями экологически чистой технологии, о чем свидетельствует ежегодное снижение выбросов CO₂ на 40000 т по сравнению с традиционными станциями.

2.2 Паросиловая установка

В состав турбоустановки входит турбина паровая конденсационная, генератор переменного тока, масляная система турбоустановки, конденсационная установка и регенеративная установка.

Турбина паровая конденсационная без регулируемых отборов пара типа К-185-130, изготовленная по специальному заказу, под ГТУ SGT5-

8000Н. Представляет собой одновальный трехцилиндровый агрегат мощностью 185000 кВт и максимальной 190000 кВт при 3000 об/мин.

Турбина предназначена для непосредственного привода генератора переменного тока типа ТГВ-200-2МУ3 мощностью 180000 кВт и напряжением на клеммах 15750 В завода "Электротяжмаш".

Турбина предназначена для работы при следующих номинальных параметрах:

1) абсолютное давление острого пара перед автоматическими СК 128кгс/см²;

2) температура острого пара перед автоматическими СК 500°С;

3) абсолютное давление пара после промперегрева перед входом в автоматические СК

ЦСД при номинальном режиме 25,3 кгс/см²;

7) количество охлаждающей воды, проходящей через конденсаторы, составляет

25000 м³/ч, расчетная температура на входе в ОК 10°С и расчетное абсолютное давление в ОК 0,038 кгс/см²;

9) максимальный расход пара на турбину - 150 кг/м;

10) расход пара на Х.Х. составляет 30 т/час.

Турбина представляет собой одновальный агрегат, состоящий из двух цилиндров. Корпуса ЦВД и ЦСД изготовлены из жаропрочной стали марки 15Х1М1ФД. РВД цельнокованный, изготовлен из стали Р2М. В РСД первые семь дисков (ступеней) откованы заодно с валом, а четыре последних диска насадные. РНД состоит из вала, на который насажены восемь дисков. Роторы турбины выполнены гибкими. РВД и РСД соединены между собой жесткой муфтой и имеют общий средний подшипник. РСД и РНД соединены полугибкой муфтой.

Турбина имеет сопловое парораспределение. Острый пар подводится к СК ЦВД диаметром 255 мм. До клапанов имеется перемычка диаметром 175 мм для выравнивания давления между паропроводами.

В паровых коробках СК установлены металлические сита, предохраняющие от попадания посторонних предметов в турбину. Пройдя СК, пар поступает к четырем РК. За СК также имеется перемычка диаметром 175 мм, позволяющая производить поочередную проверку работы СК на работающей турбине путем полного их закрытия.

Каждый из четырех РК подает пар к одной из сопловых коробок, сваренных в корпус. Сопловые сегменты первой (регулирующей) ступени ЦВД установлены в сопловых коробках.

Паровпуск ЦВД находится со стороны второго подшипника, соответственно, РВД выполнен левого вращения. Встречное направление потоков пара в ЦВД и ЦСД выполнено с целью компенсации осевых усилий на упорном подшипнике.

Для снижения температурных напряжений в корпусе (фактор, ограничивающий скорость пуска) и улучшения условий пуска турбины предусмотрены паровой обогрев фланцев и шпилек ЦВД и ЦСД и подвод острого пара на передние уплотнения ЦВД. Для обеспечения правильного режима работы и дистанционного управления системой дренажей при пусках и остановках турбины предусмотрено групповое дренирование через расширитель дренажей в конденсатор.

Корпус турбины и выступающие под полом части корпусов СК облицовываются поверх теплоизоляционного слоя специальной металлической обшивкой. Температура на поверхности изоляции не должна превышать 50°C.

Для равномерного прогрева и остывания ротора турбина снабжена валоповоротным устройством, вращающим ротор турбины с частотой

вращения 3,4 об/мин. Оно приводится во вращение от электродвигателя мощностью 30 кВт.

Предусмотрено дистанционное управление валоповоротным устройством с местного щита.

2.3 Котел-утилизатор для ПГУ мощностью 550 МВт

Котел-утилизатор (КУ) - барабанный с принудительной циркуляцией в испарительных контурах высокого и низкого давлений, однокорпусный, вертикального профиля, подвесной, подвешивается к собственному каркасу через промежуточные металлоконструкции.

КУ устанавливается в здании, климатическое исполнение - УХЛ-4 по ГОСТ 15150.

Для обслуживания оборудования входящего в комплект поставки котла-утилизатора предусматриваются лестницы и площадки в необходимых местах.

Котел-утилизатор выполнен газоплотным за счет металлической обшивки и неметаллических уплотнений.

Пароводяной тракт состоит из отдельных контуров высокого и низкого давления.

На котле установлен газовый подогреватель конденсата (ГПК), предвключенный по конденсату деаэратору. В тракте конденсата предусмотрена установка водо-водяных теплообменников, нагревающих сетевую воду.

Поверхности нагрева котла-утилизатора выполнены из труб с наружным просечным спирально-ленточным оребрением. Расположение труб поверхностей нагрева КУ горизонтальное.

Рабочий диапазон регулирования нагрузки котла-утилизатора составляет 100%...50% от номинальной.

Регулирование давления и температуры пара в котле не предусматривается, так как он работает при скользящих параметрах пара, определяемых расходом и температурой газов, поступающих в котёл-утилизатор от ГТУ, и характеристиками паровой турбины.

Котел-утилизатор оснащается системами контроля технологических параметров, защит и блокировок и автоматического регулирования, необходимых для оперативного управления, безопасной эксплуатации и экономичной работы.

В компоновке КУ предусмотрены места для трассировки кабельных трасс, импульсных труб, а также обеспечена возможность установки необходимых измерительных устройств, арматуры, штуцеров, бобышек и других отборных устройств для КИП, автоматики, защит и блокировок в местах удобных для обслуживания.

Конструкция котла-утилизатора предусматривает дренирование поверхностей нагрева и трубопроводов, а также возможность проведения их предпусковых и эксплуатационных химических и водных промывок и консервации.

Котел-утилизатор оснащается предохранительной, запорной и регулирующей арматурой, циркуляционными насосами и насосами рециркуляции, расширителями непрерывной и периодической продувок.

Таблица 2.1

Технико-экономические показатели

Наименование параметра	Величина
Температура наружного воздуха, оС	3,3

Нагрузка ГТУ, %	100
Контур высокого давления:	
Паропроизводительность, т/ч	415,4
Давление пара на выходе из КУ, МПа	12,8
Температура пара на выходе, оС	565
Контур низкого давления:	
Паропроизводительность, т/ч	101,3
Давление пара на выходе из КУ, МПа	5
Температура пара на выходе, оС	200
Температура уходящих газов, оС	124,5
Нагрузка ВВТО, МВт	4
Аэродинамическое сопротивление всего газового тракта в границах проектирования, кПа (не более)	3250

3. Расчет ПГУ с 2-х контурным котлом утилизатором

1. Тепловая схема включает в себя ГТУ, КУ с ГПК, деаэратор и паровую турбину с конденсацией отработавшего пара. Деаэратор питается паром из

коллектора, к которому присоединены трубопроводы контура низкого давления КУ.

ГТУ сбрасывает выхлопные газы в собственный КУ.

Потоки перегретого пара, выходящие из контура высокого давления КУ, подаются к паровой турбине.

2. Исходная характеристика ГТУ

Выбираем ГТУ Siemens SGT5-8000H, имеющую следующие показатели:

- Электрическая мощность $N_э=375$ МВт;
- Расход уходящих газов $G_г=820$ кг/с;
- Температура газов на выходе $\theta_d=625$ °С;
- Электрический КПД ГТУ $\eta^{ГТУ}_э=40\%$.

3. Уходящие газы ГТУ представляют собой смесь атмосферного воздуха и чистых продуктов сгорания. Зависимость энтальпии газов от температуры показана ниже.

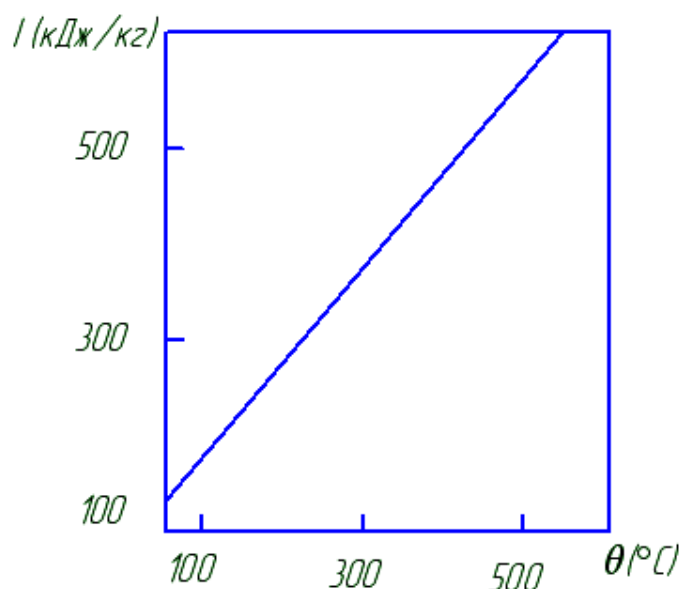


Рисунок 3.1 Диаграмма зависимости энтальпии уходящих газов ГТУ от температуры.

4. Температура наружного воздуха $t_{н.в}=3,3$ °С, давление $p_{н.в}=10^5$ Па (Среднегодовые показатели для г. Павлодар)

5. Давление в конденсаторе $p_k = 5$ кПа; допустимая влажность $y_k = 10\%$.
6. Давления в контурах КУ: $p_0^{B.D.} = 12,8$ МПа; $p_0^{H.D.} = 0,5$ МПа.
7. Давление в деаэраторе $p^D = 0,5$ МПа.

Энтальпию пара и воды будем определять по таблицам [5].

Необходимыми температурными напорами будем задаваться в процессе расчета.

При проведении дальнейших расчетов будем пренебрегать падением давления вследствие гидравлического сопротивления тракта КУ, а также увеличением энтальпии и температуры воды при повышении ее давления в насосах.

3.1 Расчет котла-утилизатора

Исходя из данной схемы, можно составить уравнение теплового и материального балансов соответствующие различным элементам КУ. Уравнения материального баланса отражают стационарность потока среды.

Для совокупных поверхностей пароперегревателя и испарителя высокого давления КУ уравнение теплового баланса

$$G_r(I_d - I_{\text{ЭК}}^{B.D.}) = G_{\text{П}}^{B.D.}(h_0^{B.D.} - h_{\text{ЭК}}^{B.D.}), \quad (1)$$

Где $G_r = 820$ кг/с – расход газов, покидающих ГТУ; $I_d = 666$ кДж/кг-энтальпия газов, покидающих ГТУ; $h_0^{B.D.} = 3512,1$ кДж/кг – энтальпия пара на выходе из перегревателя высокого давления КУ при $p_0^{B.D.} = 12,8$ МПа; $t_0^B = 565$ С; $h_{\text{ЭК}}^{B.D.} = 1523,4$ кДж/кг- энтальпия воды на выходе из экономайзера высокого давления (в состоянии насыщения при давлении $p_0^{B.D.}$).

Выбрав температурный напор $\delta t_{\text{ЭК}} = 31$ С, найдем температуру газов

$$\Theta_{\text{ЭК}}^{B.D.} = t_s + \delta t_{\text{ЭК}} = 330 + 31 = 361 \text{ С},$$

А по ней (рис.1.1) энтальпию газов перед экономайзером высокого давления $I_{\text{ЭК}}^{B.D.} = 386,1$ кДж/кг.

Из уравнения (1) определяем расход пара высокого давления, генерируемый КУ:

$$G_{\text{п}}^{\text{в.д}} = G_{\text{г}}(I_{\text{д}} - I_{\text{ЭК}}^{\text{в.д}})/(h_0^{\text{в.д}} - h_{\text{ЭК}}^{\text{в.д}}) = 820(666 - 386,1)/(3512,1 - 1523,4) = 115,39 \text{ кг/с.}$$

Для экономайзера контура высокого давления будет справедливым следующее соотношение:

$$G_{\text{г}}(I_{\text{ЭК}}^{\text{в.д}} - I_{\text{ух}}^{\text{в.д}}) = G_{\text{п}}^{\text{в.д}}(h_{\text{ЭК}}^{\text{в.д}} - h_{\text{д}}), \quad (2)$$

Где $h_{\text{п}}^{\text{в.д}} = 640$ кДж/кг - энтальпия питательной воды, поступающей из деаэратора (принимая давление в деаэраторе $p^{\text{д}} = 0,5$ МПа); $I_{\text{ух}}^{\text{в.д}}$ - энтальпия газов, покидающих теплообменники контура ВД (энтальпия газов за экономайзером контура высокого давления), которую требуется определить:

$$I_{\text{ух}}^{\text{в.д}} = I_{\text{ЭК}}^{\text{в.д}} - G_{\text{п}}^{\text{в.д}}(h_{\text{ЭК}}^{\text{в.д}} - h_{\text{д}})/G_{\text{г}} = 386,1 - 115,39(1523,4 - 640)/820 = 261,8 \text{ кДж/кг,}$$

Что соответствует температуре газов $\theta_{\text{ух}}^{\text{в.д}} = 230$ С.

Для совокупных поверхностей пароперегревателя и испарителя контура низкого давления КУ:

$$G_{\text{г}}(I_{\text{ух}}^{\text{в.д}} - I_{\text{ГПК}}) = G_{\text{п}}^{\text{н.д}}(h_0^{\text{н.д}} - h_{\text{ЭК}}^{\text{н.д}}). \quad (3)$$

В этом соотношении энтальпия газов на входе в ГПК $I_{\text{ГПК}}$ определяется по температуре:

$$\Theta_0^{\text{н.д}} = t_{\text{s}} + \delta t_0^{\text{н.д}} = 152 + 20 = 172 \text{ С,}$$

где $\delta t_0^{\text{н.д}} = 20$ С - выбранный температурный напор в пинч-точке. Получаем $I_{\text{ЭК}}^{\text{н.д}} = 185,8$ кДж/кг. Энтальпия пара на выходе из контура низкого давления определяется по давлению в контуре $p_0^{\text{н.д}} = 0,5$ МПа и температуре

$t_0^{\text{н.д}} = \theta_{\text{ух}}^{\text{н.д}} - \delta t^{\text{н.д}} = 230 - 30 = 200$ С, где $\delta t^{\text{н.д}} = 30$ С - принятый температурный напор. Получаем $h_0^{\text{н.д}} = 2855,6$ кДж/кг. Энтальпия воды в барабане контура низкого давления (энтальпия воды в состоянии насыщения при давлении $p_0^{\text{н.д}}$) $h_0^{\text{н.д}} = 640$ кДж/кг.

Из уравнения (3) определяем расход пара через контур низкого давления КУ:

$$G_{\text{п}}^{\text{н.д}} = G_{\text{г}}(I_{\text{ух}}^{\text{в.д}} - I_{\text{ГПК}})/(h_0^{\text{н.д}} - h_{\text{ЭК}}^{\text{н.д}}) = 820(261,8 - 185,8)/(2855,6 - 640) = 28,1 \text{ кг/с.}$$

Принимаем температуру питательной воды на входе в ГПК $t_{\text{п.в}} = 60$ С. Тогда ей соответствует энтальпия $h_{\text{п.в}} = 251$ кДж/кг.

Будем считать, что нагрев конденсата в ГПК и деаэраторе осуществляется примерно равномерно. Примем энтальпию воды за ГПУ $h_{ГПК}=460$ кДж/кг, ей соответствует температура $t_{ГПК}=110$ С.

Из уравнения теплового баланса для деаэратора

$$(G_{п}^{в.д}+G_{п}^{н.д}-G^д)h_{ГПК}+G^дh_0^{н.д}=(G^{н.д}+G^{в.д})h_д, \quad (4)$$

Найдем расход пара на деаэратор:

$$G^д=(G_{п}^{в.д}+G_{п}^{н.д})(h_д-h_{ГПК})/(h_0^{н.д}-h_{ГПК})=10,745 \text{ кг/с.}$$

Уравнение теплового баланса для точки смешения потоков конденсата из конденсатора и линии рециркуляции

$$(G_{п}^{в.д}+G_{п}^{н.д}-G^д)h_к+G^пh_{ГПК}=(G_{п}^{в.д}+G_{п}^{н.д}-G^д+G^п)h_{п.в}, \quad (5)$$

Где $h_к=138$ кДж/кг- энтальпия конденсата в состоянии насыщения при $p_к=5$ кПа, позволяет найти расход рециркуляции

$$G^п=(G_{п}^{в.д}+G_{п}^{н.д}-G^д)*(h_{п.в}-h_к)/(h_{ГПК}-h_{п.в})=(28,1+115,4-10,745)(251-138)/(460-251)=71,236 \text{ кг/с.}$$

Из уравнения теплового баланса для ГПК

$$G_г(I_{ГПК}-I_{ух})=(G_{п}^{в.д}+G_{п}^{н.д}-G^д+G^п)(h_{ГПК}-h_{п.в}) \quad (6)$$

Найдем энтальпию уходящих газов КУ:

$$I_{ух}=I_{ГПК}-(G_{п}^{в.д}+G_{п}^{н.д}-G^д+G^п)(h_{ГПК}-h_{п.в})/G_г=133,5 \text{ кДж/кг.}$$

Температура уходящих газов (рис.1) $\theta_{ух}=124,5$ С.

КПД КУ определяем:

$$\eta_{ку}=(I_д-I_{ух})(I_д-I_а)=(666-133,5)(666-6,995)=0,81.$$

Тепло, отданное газами ГТУ в паротурбинный цикл,

$$Q_{газ}=G_г(I_д-I_{ух})=820(666-133,5)= 436634,9 \text{ кВт};$$

Полученное паром,

$$\begin{aligned} Q_{пар}&=G_{п}^{в.д}h_0^{в.д}+(G_{п}^{н.д}-G^д)h_0^{н.д}-(G_{п}^{в.д}+G_{п}^{н.д}-G^д)h_к= \\ &=115,4*3512,1+(28,1-10,745)*2855,6-(115,4+28,1-10,745)*137,76= \\ &=436661,5 \text{ кВт.} \end{aligned}$$

Разница полученных величин равна 0,006%, что свидетельствует о правильности расчетов. В дальнейшем будем считать, что тепловая мощность одного КУ равна среднему значению $Q_{ку} = 436648,2$ кВт.

Тепло, подводимое к воде (пару) в отдельных элементах КУ:

Для ГПК

$$Q_{ГПК} = (G_{п}^{в.д.} + G_{п}^{н.д.} - G_{д} + G^p)(h_{ГПК} - h_{п.в.}) = (115,4 + 28,1 - 10,745 + 71,236)(460 - 251) = 42887,3 \text{ кВт};$$

Для испарителя низкого давления

$$Q_{исп}^{н.д.} = G_{п}^{н.д.} * r^{н.д.} = 28,1 * 2108,4 = 59347,7 \text{ кВт},$$

Где $r^{н.д.} = 2108,4$ кДж/кг- теплота испарения, определяемая по давлению $p_0^{н.д.}$, для пароперегревателя низкого давления

$$Q_{пп}^{н.д.} = G_{п}^{н.д.} (h_0^{н.д.} - h_s''^{н.д.}) = 28,1(2855,6 - 2748,5) = 3013,9 \text{ кВт},$$

Где $h_s''^{н.д.} = 2748,5$ кДж/кг- энтальпия насыщенного пара при давлении $p_0^{н.д.}$, для экономайзера высокого давления

$$Q_{ЭК}^{в.д.} = G_{п}^{в.д.} (h_0^{н.д.} - h_{ЭК}^{в.д.}) = 115,4(2855,6 - 640) = 101940,9 \text{ кВт};$$

Для испарителя высокого давления

$$Q_{исп}^{в.д.} = G_{п}^{в.д.} * r^{в.д.} = 115,4 * 1142,1 = 131786,8 \text{ кВт},$$

Где $r^{в.д.} = 1142,1$ кДж/кг- теплота испарения, определяемая по давлению $p_0^{в.д.}$, для пароперегревателя высокого давления

$$Q_{пп}^{в.д.} = G_{п}^{в.д.} (h_0^{в.д.} - h_s''^{в.д.}) = 115,4(3512,1 - 2667) = 97514,4 \text{ кВт},$$

Где $h_s''^{в.д.} = 2667$ кДж/кг- энтальпия насыщенного пара при давлении $p_0^{в.д.}$.

Соответствующие относительные величины

$$Q_{ГПК} = Q_{ГПК} / Q_{ку} = 42887,329 / 436648,230 = 0,098; \quad Q_{исп}^{н.д.} = 0,136; \quad Q_{пп}^{н.д.} = 0,007; \\ Q_{ЭК}^{в.д.} = 0,233; \quad Q_{исп}^{в.д.} = 0,302; \quad Q_{пп}^{в.д.} = 0,223.$$

3.2 Приближенный расчет паровой турбины

Расчет внутреннего относительного КПД паровой турбины проводится по приближенным формулам в два этапа. Сначала определим КПД части высокого давления (до смешения с потоком пара из контура низкого давления

КУ) $\eta_{oi}^{B.D}$, а также параметры потока пара на входе в камеру смешения; затем параметры пара в камере смешения и рассчитаем внутренний относительный КПД $\eta_{oi}^{H.D}$ части низкого давления (от камера смешения до конденсатора).

Пусть паровая турбина выполнена с дроссельным парораспределением. Тогда $\eta_{oi}^{B.D}$ можно оценить по приближенной эмпирической формуле 6.45 из [3] для группы ступеней малой верности:

$$\eta_{oi}^{B.D} = (0,92 - 0,2 / (G v_{cp})) (1 + (H_0^{гр} - 7 * 10^4) / 2 * 10^4) k_{вл} \quad (7),$$

где $v_{cp} = (v_0 v_z)^{0,5}$, а $H_0^{B.D} = 830,7$ кДж/кг - располагаемый теплоперепад группы ступеней, $k_{вл} = 1$ (группа ступеней работает перегретым паром).

Используя h-s-диаграмму, найдем удельный объем пара на входе в турбину $v_0 = 0,028$ м³/кг и удельный объем пара на выходе из ЧВД $v_z = 0,425$ м³/кг; $v_{cp} = (v_0 v_z)^{0,5} = 0,109$ м³/кг.

По расходу свежего пара $G^{B.D} = 115,4$ кг/с и формуле (7) получим

$$\eta_{oi}^{B.D} = (0,92 - 0,2 / (115,4 * 0,109)) (1 + (830,7 - 7 * 10^4) / 2 * 10^4) = 0,91.$$

Использованный теплоперепад

$$H_i^{B.D} = H_0 \eta_{oi}^{B.D} = 830,7 * 0,91 = 755,95 \text{ кДж/кг.}$$

Энтальпия пара на выходе из ЧВД

$$h_k^{B.D} = h_0^{B.D} - H_i^{B.D} = 3512,1 - 755,95 = 2756,1 \text{ кДж/кг.}$$

Энтальпия пара перед ЧНД определяется :

$$h_{см}^{H.D} = (G^{B.D} h_k^{B.D} + (G^{H.D} - G^D) h_0^{H.D}) / (G^{B.D} + G^{H.D} - G^D) =$$

$$= (115,4 * 2756,1 + (28,1 - 10,745) * 2855,6) / (115,4 + 28,1 - 10,745) = 2769,2$$

кДж/кг.

Таким образом, пар на входе в часть низкого давления имеет следующие параметры: $h_0^{CM} = 2769,2$ кДж/кг, $p_0^{H.D} = 0,5$ МПа, $t_0^{H.D} = 160,9$ С.

Для расчета КПД ЧНД воспользуемся эмпирической зависимостью (6.48) из [3]:

$$\eta_{oi}^{H.D} = 0,87 (1 + (H_0^{H.D} - 400) / 10^4) k_{вл} - \Delta H_{вс} / H_0^{H.D}, \quad (8)$$

где $H_0^{H.D.}=674,9$ кДж/кг- располагаемый теплоперепад ЧНД, ΔH_{bc} - потери с выходной скоростью, которые можно найти по эмпирической формуле (6.47) из [3]:

$$\Delta H_{bc}=0,5*10^{-3}((G_k v_k)/\psi)^2(1-(0,1/(\theta_z-1))), \quad (9)$$

Где $\theta_z=d_z/l_z$, либо по графикам (рис 1.2) для стандартных ступеней ЛМЗ. Определим длину рабочей лопатки последней ступени l_z , рассчитав объемный расход пара. Расход пара на выходе из ЧНД

$$G_{\Sigma}=(G_{II}^{B.D.}+G_{II}^{H.D.})-G^D=(115,4+28,1)-10,745=132,8 \text{ кг/с.}$$

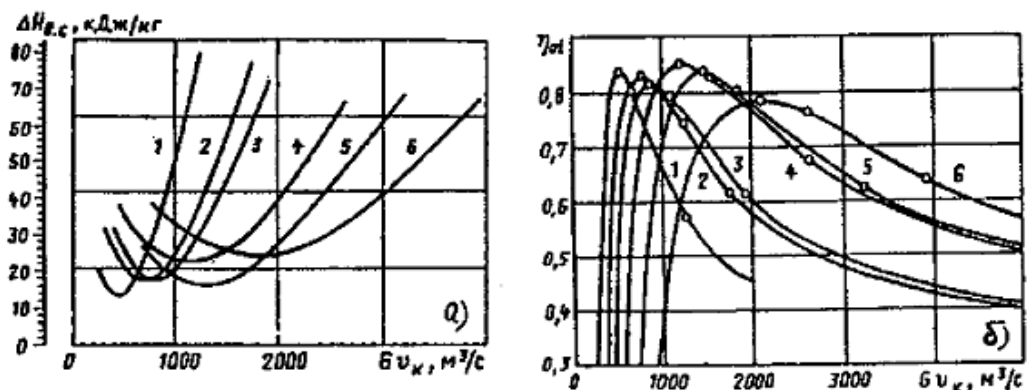


Рисунок 3.2 Выходные характеристики ЦНД со стандартными лопатками ЛМЗ: а- потери с выходной скоростью ΔH_{bc} в зависимости от Gv_k , б- КПД последней ступени: 1- $l_z=550$ мм, $d_k=1350$ мм, 2- $l_z=755$ мм, $d_k=1350$ мм, 3- $l_z=755$ мм, $d_k=1520$ мм, 4- $l_z=960$ мм, $d_k=1520$ мм, 5- $l_z=1000$ мм, $d_k=1800$ мм, 6- $l_z=1200$ мм, $d_k=1800$ мм

Удельный объем пара при давлении $p_k=5$ кПа и известных начальных параметрах пара на входе в ЧНД можно определить по h-s- диаграмме: $v_k=25$ м³/кг. Объемный расход $Gv=Gv_k=132,8*24=3177,7$ м³/с. Принимаем двухпоточную конструкцию ЦВД и объемный расход на один поток 1588,8 м³/с, по графикам (рис. 2) выберем стандартную лопатку производства ЛМЗ длиной $l_z=1000$ мм и корневым диаметром 1,8 м, которой будет соответствовать потеря с выходной скоростью $\Delta H_{bc}=19$ кДж/кг.

Коэффициент, учитывающий влияние влажности

$$K_{\text{вл}}=1-0,4(1-\gamma_{\text{вл}})(y_0+y_z)(H_0^{\text{вл}}/H_0^{\text{гп}}), \quad (10)$$

Где $H_0^{\text{гп}}=H_0^{\text{н.д}}=674,9$ кДж/кг, $H_0^{\text{вл}}=309,1$ кДж/кг – располагаемый теплоперепад в зоне влажного пара (по h-s- диаграмме), влажность в начале процесса $y_0=0$, в конце процесса расширения задаемся в первом приближении $y_z=0,1$; коэффициент $\gamma_{\text{вл}}=0,1$. Подставляя исходные данные в (10), получаем $K_{\text{вл}}=0,984$.

КПД ЦНД находим по (8):

$$\eta_{oi}^{\text{н.д}}=0,87(1+(674,9-400)/10^4)0,984-19/674,9=0,851.$$

Использованный теплоперепад ЦНД

$$H_i^{\text{н.д}}=H_0 \eta_{oi}^{\text{н.д}}=674,9*0,851=574,3 \text{ кДж/кг};$$

Энтальпия пара в конце процесса расширения

$$h_k^{\text{н.д}}=2769,1-574,3=2194,8 \text{ кДж/кг}.$$

По h-s- диаграмме определяем влажность y в конце процесса расширения пара $y=10\%$.

Внутренняя мощность паровой турбины

$$N_i^{\text{п.т}}=G^{\text{в.д}}H_0^{\text{в.д}}\eta_{oi}^{\text{в.д}}+(G^{\text{в.д}}+G^{\text{н.д}}-G^{\text{д}})H_0^{\text{н.д}}\eta_{oi}^{\text{н.д}}=$$

$$=115,4*830,7*0,91+(115,4+28,1-10,745)*674,9*0,851=163496,260 \text{ кВт}$$

Располагаемая мощность паровой турбины

$$N_0^{\text{п.т}}=G^{\text{в.д}}H_0^{\text{в.д}}+(G^{\text{в.д}}+G^{\text{н.д}}-G^{\text{д}})H_0^{\text{н.д}}=$$

$$=115,4*830,7+(115,4+28,1-10,745)*674,9=185472,965 \text{ кВт}.$$

Мощность относительный внутренний КПД паровой турбины

$$\eta_{oi}^{\text{п.т}}=N_i^{\text{п.т}}/N_0^{\text{п.т}}=163496,260/185472,965=0,882$$

3.3 Определение экономических показателей пгу

Механический КПД (по [3] $\eta_m=0,99$, а КПД электрогенератора ПТУ по табл. 6.3 [3])

$$\eta_{\text{э.г}}^{\text{ПТУ}}=0,98.$$

Абсолютный внутренний КПД ПТУ

$$\eta_i^{\text{ПТУ}}=N_i/Q_{\text{кy}}=163496,260/436648,230=0,374;$$

абсолютный электрический КПД ПСУ

$$\eta_{\text{э}}^{\text{ПСУ}}=\eta_i^{\text{ПТУ}}\eta_{\text{кy}}\eta_m\eta_{\text{эг}}=0,374*0,808*0,99*0,98=0,299$$

электрическая мощность ПГУ

$$N_{\text{э}}^{\text{ПГУ}}=N_{\text{э}}^{\text{ГТУ}}+N_i^{\text{П.Т.}}\eta_m\eta_{\text{эг}}=375*163,496*0,99*0,98=533,624 \text{ МВт};$$

тепло, подведенное в камеры сгорания ГТУ,

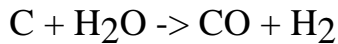
$$Q_{\text{к.с}}=N_{\text{э}}^{\text{ГТУ}}/\eta_{\text{э}}^{\text{ГТУ}}=375/0,4=937,5 \text{ МВт},$$

абсолютный электрический КПД ПГУ,

$$\eta_{\text{э}}^{\text{ПГУ}}=N_{\text{э}}^{\text{ПГУ}}/Q_{\text{к.с}}=533,624/937,5=0,57$$

4. Расчет реактора газификации

В реакторе предполагается аллотермический процесс паровой газификации угля (с подводом тепла в реакционную зону извне) согласно уравнению реакции :



Уравнение энергобаланса на 1 кг угля:

$$q_R + Q_C \cdot C_C + \frac{\mu_{\text{H}_2\text{O}}}{\mu_C} \cdot C_C \cdot h_{\text{П}} = Q_{\text{CO}} \cdot \frac{\mu_{\text{CO}}}{\mu_C} \cdot C_C + Q_{\text{H}} \cdot \frac{\mu_{\text{H}_2}}{\mu_C} \cdot C_C + q_{\text{Ф}}$$

Теплоты сгорания:

$$Q_C = 32,7 \text{ МДж/кг};$$

$$Q_{\text{CO}} = 10 \text{ МДж/кг};$$

$$Q_{\text{H}} = 120 \text{ МДж/кг}.$$

$h_{\text{П}} = h_0 = 3512,1 \text{ кДж/кг}$ - энтальпия пара, подаваемого в реактор для процесса газификации.

Молекулярные массы соответствующих веществ:

$$\mu_{\text{H}_2\text{O}} = 36 \text{ г/моль};$$

$$\mu_{\text{CO}} = 28 \text{ г/моль};$$

$$\mu_C = 12 \text{ г/моль};$$

$$\mu_{\text{H}_2} = 2 \text{ г/моль};$$

$$C_{\text{СГ}} = 1,61 \text{ кДж/кг}$$
- изобарная теплоемкость синтез-газа;

$$C_C = 0,448$$
 – массовая доля углерода;

$$t_{\text{СГ}} = 1273 \text{ С}.$$

Определяем физическое тепло синтез-газа, МДж/кг угля:

$$q_{\text{Ф}} := C_C \cdot \left(\frac{\mu_{\text{CO}}}{\mu_C} + \frac{\mu_{\text{H}_2}}{\mu_C} \right) \cdot C_{\text{СГ}} \cdot t_{\text{СГ}} \cdot \text{K}^{-1}$$

$$q_{\text{Ф}} = 2,29 \text{ МДж/кг}.$$

Теплота аллометрического процесса, МДж/кг угля:

$$q_R := \left(Q_{CO} \cdot \frac{\mu_{CO}}{\mu_C} \cdot C_C + Q_H \cdot \frac{\mu_{H2}}{\mu_C} \cdot C_C + q_{\Phi} \right) - Q_C \cdot C_C - \frac{\mu_{H2O}}{\mu_C} \cdot C_C \cdot h_{\Pi}$$

$$q_R = 2,34 \text{ МДж/кг.}$$

Теплота сгорания синтез-газа при высокой золоочистке, МДж/кг:

$$Q_{CG} := \frac{Q_{CO} \cdot \frac{\mu_{CO}}{\mu_C} \cdot C_C + Q_H \cdot \frac{\mu_{H2}}{\mu_C} \cdot C_C + q}{\frac{\mu_{CO}}{\mu_C} \cdot C_C + \frac{\mu_{H2}}{\mu_C} \cdot C_C}$$

$$Q_{CG} = 19,38 \text{ МДж/кг.}$$

Удельный расход синтез-газа на реактор:

$$\alpha_{CG.P} := \frac{q_R}{Q_{CG}}$$

$$\alpha_{CG.P} = 0,12.$$

Удельный расход синтез-газа на ГТУ:

$\alpha_{CG.П} = 0,2$ - удельный расход синтез газа на собственные нужды

$$\alpha_{CG.ГТУ} := C_C \cdot \left(\frac{\mu_{CO}}{\mu_C} + \frac{\mu_{H2}}{\mu_C} \right) - \alpha_{CG.P} - \alpha_{CG.Г}$$

$$\alpha_{CG.ГТУ} = 0,8.$$

Количество синтез-газа на ГТУ, кг/с:

$$m_{CG.ГТУ} := \frac{Q_{Э.Г}}{Q_{CG}}$$

$$m_{CG.ГТУ} = 48,37 \text{ кг/с.}$$

Количество угля на реактор:

$$B = (1 + \alpha_{CG.П}) \cdot m_{CG.ГТУ} = 60,51 \text{ кг/с.}$$

Тогда КПД ПГУ с учетом реактора газификации (энергетических затрат на реактор):

$$\eta_{э}^{ПГУ} = N_{э}^{ПГУ} / (Q_{CG} \cdot B) = 533,6 / (19,38 \cdot 60,51) \cdot 100\% = 45,5 \%$$

5. Расчет 3-х контурной РГУ с промежуточным перегревом пара и деаэратором повышенного давления.

Исходные данные

Расчет производится на базе ГТУ Siemens SGT5-8000H.

Тепловая схема включает в себя ГТУ с КУ, деаэратор и паровую турбину с конденсацией отработавшего пара. Деаэратор питается паром из НД.

Газотурбинная установка имеет следующие характеристики при температуре наружного воздуха $t_{н.в.}=15$ С, давлении $p_{н.в.}=10^5$ Па:

- Электрическая мощность $N_э=375$ МВт;
- Расход уходящих газов $G_г=820$ кг/с;
- Температура газов на выходе $\theta_d=625$ °С;
- Электрический КПД ГТУ $\eta^{ГТУ}_э=40\%$.

Будем для простоты пренебрегать гидравлическим сопротивлением пароперегревателей котла и паропроводных трактов с запорной и регулирующей арматурой, т.е. считать, что давление в барабанах котлов не отличаются от давлений пара перед входами в паровую турбину; будем также пренебрегать зависимостью энтальпии воды от давления.

Пусть давление в контуре ВД $p_0^{ВД}=12,8$ Мпа, контуре СД $p_0^{СД}=5$ Мпа, контуре НД $p_0^{НД}=0,5$ Мпа.

Давление в конденсаторе примем $p_к=5$ кПа.

КПД генератора $\eta_{э.г.}=0,98$, механический $\eta_{мех.}=0,99$.

Остальными необходимыми величинами будем задаваться в процессе расчета.

5.1 Расчет котла-утилизатора.

Для расчета КУ примем, что температура конденсата, поступающего в ГПК, $t_k^{\text{ГПК}}=60$ С, а недогревы питательной воды, поступающей в барабаны $\Delta t_B^{\text{ВД}}=\Delta t_B^{\text{СД}}=5$ С, $\Delta t_B^{\text{НД}}=10$ С.

По известным давлениям в контурах генерации пара определяем температуры насыщения в барабанах

$$t_s^{\text{ВД}}=329,8 \text{ С}, t_s^{\text{СД}}=264,1 \text{ С}, t_s^{\text{НД}}=152 \text{ С},$$

температуры питательной воды на входе в барабаны

$$t_1^{\text{ВД}}=t_s^{\text{ВД}}-\Delta t_B^{\text{ВД}}=329,8-5=324,8 \text{ С}, t_1^{\text{СД}}=259,1 \text{ С}, t_1^{\text{НД}}=142 \text{ С},$$

а соответствующие энтальпии (по рис 3.1)

$$h_1^{\text{ВД}}=1360,9 \text{ кДж/кг};$$

$$h_1^{\text{СД}}=1085,6 \text{ кДж/кг};$$

$$h_1^{\text{НД}}=594,9 \text{ кДж/кг}.$$

Энтальпии насыщенного пара в барабанах:

$$(h_s'')^{\text{ВД}}=2667,6 \text{ кДж/кг},$$

$$(h_s'')^{\text{СД}}=2794,2 \text{ кДж/кг},$$

$$(h_s'')^{\text{НД}}=2748,1 \text{ кДж/кг}.$$

Питательная вода в барабан НД подается ПЭННД из деаэратора и, следовательно, в соответствии с предположением об отсутствии нагрева питательной воды в насосах, энтальпия насыщенной воды в деаэраторе $(h_s')^{\text{Д}}=h_1^{\text{НД}}=594,9$ кДж/кг, которой соответствует температура насыщения $t_s^{\text{Д}}=t_s^{\text{НД}}=142$ С и давление $p_{\text{Д}}=0,5$ Мпа.

Примем, что недогрев конденсата на выходе из ГПК до состояния насыщения в деаэраторе составляет 10,6 С. Тогда температура конденсата, поступающего в деаэратор

$$t_k^{\text{Д}}=t_s^{\text{Д}}-\Delta t_{\text{Д}}=142-10,6=131,4 \text{ С},$$

а энтальпия $h_k^{\text{Д}}=4,19*131,4=550,5$ кДж/кг.

Давление в конденсаторе $p_k=5$ кПа соответствует энтальпия конденсата $h_k'=137,8$ кДж/кг, а температуре конденсата на входе в ГПК $t_k^{\text{ГПК}}=60$ С, энтальпия $h_k^{\text{ГПК}}=250,2$ кДж/кг.

Примем температурный напор на выходе из ППВД $\delta t_0^{\text{ВД}}=20$ С.

Тогда температура пара ВД составит $t_0^{\text{ВД}}=625-20=605$ С, а энтальпия $h_0^{\text{ВД}}=h(12,8 \text{ Мпа}, 605 \text{ С})=3614,5$ кДж/кг. Энтальпия газов на входе в котел-утилизатор $I_d=644,8$ кДж/кг.

Принимаем $\delta t_s^{\text{ВД}}=8$ С, получим в ней температуру газов $\theta_s^{\text{ВД}}=329,8+8=337,8$ С и энтальпию

$$I_s^{\text{ВД}}=361,6 \text{ кДж/кг.}$$

$t_0^{\text{СД}}= \theta_s^{\text{ВД}}=337,8$ С, а его энтальпия

$$h_0^{\text{СД}}=h(5 \text{ Мпа}; 337,8\text{С})=3035,9 \text{ кДж/кг.}$$

Примем, что температура пара, поступающего в ЦСД из промежуточного пароперегревателя ППП (рис 2.1), $t_0^{\text{ЦСД}}=560$ С; тогда его энтальпия $h_0^{\text{ЦСД}}=h(5 \text{ Мпа}; 560 \text{ С})=3573,6$ кДж/кг.

Для получения энтальпии за ЦВД рассчитаем процесс расширения пара в нем, зная параметры на входе 12.8 Мпа, 605 С и давление на выходе 5 Мпа.

$$v_{\text{ср}}=(v_0 * v_{\text{zt}}^{\text{ЦВД}})^{0,5}=(0,03*0,058)^{0,5}=0,041 \text{ м}^3/\text{кг.}$$

$$\eta_{0i}^{\text{ЦВД}}=(0,92-0,2/(80*0,041))(1+(417,5-700)/20000)=0,85.$$

Использованный теплоперепад ЦВД:

$$\Delta h_i^{\text{ЦВД}}=417,5*0,85=355,1 \text{ кДж/кг}$$

Энтальпия пара за ЦВД:

$$h_z^{\text{ЦВД}}=3614,5-355,1=3259,4 \text{ кДж/кг.}$$

Уравнения, позволяющие определить расходы пара :

$$1. G_r(I_s^{\text{ВД}}-I_s^{\text{СД}})=D_0^{\text{СД}}((h_s'')^{\text{СД}}-h_1^{\text{СД}})+D_0^{\text{ВД}}(h_1^{\text{ВД}}-h_1^{\text{СД}})+(D_0^{\text{НД}}-D_d)(h_0^{\text{НД}}-(h_s'')^{\text{НД}})$$

$$2. G_r(I_d-I_s^{\text{ВД}})=D_0^{\text{ВД}}(h_0^{\text{ВД}}-h_1^{\text{ВД}})+D_0^{\text{ВД}}(h_0^{\text{ЦСД}}-h_z^{\text{ЦВД}})=D_0^{\text{СД}}(h_0^{\text{ЦСД}}-(h_s'')^{\text{СД}})$$

$$3. G_r(I_s^{\text{СД}}-I_s^{\text{НД}})=(D_0^{\text{ВД}}+D_0^{\text{СД}})(h_1^{\text{СД}}-(h_s')^{\text{Д}})+D_0^{\text{НД}}((h_s'')^{\text{НД}}-h_1^{\text{НД}})$$

$$4. D_d((h_s'')^{\text{НД}}+(D_0^{\text{ВД}}+D_0^{\text{СД}}+D_0^{\text{НД}}-D_d)h_k^{\text{Д}})=(D_0^{\text{ВД}}+D_0^{\text{СД}}+D_0^{\text{НД}})(h_s')^{\text{Д}}.$$

Принимаем температурный напор $\delta t_s^{CD}=4,2$ С, получаем температуру газов в пинч-точке CD:

$$\theta_s^{CD}=t_s^{CD}+\delta t_s^{CD}=264,1+4,2=268,2 \text{ С}$$

и их энтальпию $I_s^{CD}=287,9$ кДж/кг.

Принимаем $\delta t_s^{HD}=4,4$ С, получаем температуру газов в пинч-точке HD $\theta_s^{HD}=152+4,4=156,4$ С и энтальпию в ней

$$I_s^{HD}=169,3 \text{ кДж/кг.}$$

Температура пара контура HD $t_0^{HD}=\theta_s^{CD}=268,2$ С, а его энтальпия $h_0^{HD}=h(0,5 \text{ Мпа; } 268,2 \text{ С})=2998,7$ кДж/кг.

Подставляя полученные значения и решая данную систему уравнений (в MathCad), получаем:

$$D_0^{BD}=84,3 \text{ кг/с, } D_0^{CD}=18,9 \text{ кг/с, } D_0^{HD}=21,6 \text{ кг/с, } D_D=2,5 \text{ кг/с.}$$

Расход пара в конденсатор

$$D_k=D_0^{BD}+D_0^{CD}+D_0^{HD}-D_D=84,3+18,9+21,6-2,5=122,3 \text{ кг/с}$$

$$D_p=D_k(h_k^{ГПК}-h_k')/(h_k^D-h_k^{ГПК})=122,3(250,5-137,8)/(550,5-250,5)=46 \text{ кг/с}$$

Тепловая мощность ГПК

$$Q_{ГПК}=(D_k+D_p)(h_k^D-h_k^{ГПК})=(122,3+46)(550,5-250,5)=50513,8 \text{ кВт.}$$

Энтальпия уходящих газов котла-утилизатора

$$I_{yx}^{KY}=I_s^{HD}-Q_{ГПК}/G_T=169,3-50513,8/820=107,66 \text{ кДж/кг,}$$

которой соответствует температура уходящих газов

$$\theta_{yx}^{KY}=98,3 \text{ С.}$$

При температуре наружного воздуха $t_{н.в.}=3,3$ С энтальпия газов $I_{н.в.}=7$ кДж/кг, тогда КПД котла-утилизатора:

$$\eta_{KY}=(644,8-107,66)/(644,8-7)=0,84.$$

Определяем тепловые мощности отдельных поверхностей нагрева, энтальпии и температуры газов между ними.

Тепловая мощность ИНД

$$Q_{ИНД}=D_0^{HD}((h_s'')^{HD}-h_1^{HD})=21,6(2748,1-594,9)=46607,8 \text{ кВт.}$$

Тепловая мощность ППНД

$$Q_{\text{ППНД}}=(D_0^{\text{НД}}-D_{\text{Д}})(h_0^{\text{НД}}-(h_s'')^{\text{НД}})=(21,6-2,5)(2998,7-2748,1)=4799,3 \text{ кВт.}$$

Тепловая мощность ЭкВД/СД

$$Q_{\text{ЭВД/СД}}=(D_0^{\text{ВД}}+D_0^{\text{СД}})(h_1^{\text{СД}}-(h_s')^{\text{Д}})=(84,3+18,9)(1085,6-594,9)=50661,4 \text{ кВт.}$$

Тепловая мощность ИСД

$$Q_{\text{ИСД}}=D_0^{\text{СД}}((h_s'')^{\text{СД}}-h_1^{\text{СД}})=18,9(2794,2-1085,6)=48094 \text{ кВт.}$$

Тепловая мощность ППСД

$$Q_{\text{ППСД}}=D_0^{\text{СД}}(h_0^{\text{СД}}-(h_s'')^{\text{СД}})=18,9(3035,9-2794,2)=4585,6 \text{ кВт.}$$

Тепловая мощность ЭкВД

$$Q_{\text{ЭкВД}}=D_0^{\text{ВД}}(h_1^{\text{ВД}}-h_1^{\text{СД}})=84,3(1360,9-1085,6)=23203,2 \text{ кВт.}$$

Тепловая мощность ИВД

$$Q_{\text{ИВД}}=D_0^{\text{ВД}}((h_s'')^{\text{ВД}}-h_1^{\text{ВД}})=84,3(2667,6-1360,9)=197443,2 \text{ кВт.}$$

Тепловая мощность ППВД

$$Q_{\text{ППВД}}=D_0^{\text{ВД}}(h_0^{\text{ВД}}-(h_s'')^{\text{ВД}})=84,3(3614,5-2667,6)=79805,9 \text{ кВт.}$$

Энтальпия пара, полученного в результате смешения пара, поступающего из ЦВД, и пара, генерируемого контуром СД:

$$h_{\text{см}}=(D_0^{\text{СД}}h_0^{\text{СД}}+D_0^{\text{ВД}}h_z^{\text{ЦВД}})/D_0^{\text{ЦСД}}=$$

$$=(18,9*3035,9+84,3*3259,4)/(84,3+18,9)=3218,3 \text{ кДж/кг,}$$

а соответствующая температура $t_{\text{см}}=t(5 \text{ Мпа; } 3218,3 \text{ кДж/кг})=409 \text{ С.}$

Тогда тепловая мощность ППП

$$Q_{\text{ППП}}=D_0^{\text{ЦСД}}(h_0^{\text{ЦСД}}-h_{\text{см}})=(84,3+18,9)(3573,6-3218,3)=36679,5 \text{ кДж/кг.}$$

Энтальпия и температура газов перед ИВД

$$I_{\text{ИВД}}=I_{\text{д}}-(Q_{\text{ППВД}}+Q_{\text{ППП}})/G_{\text{г}}=644,8-(79805,9+36679,5)/820=502,7 \text{ кДж/кг,}$$

$$\theta_{\text{ИВД}}=471 \text{ С.}$$

Энтальпия и температура газов за ИВД (перед ППСД):

$$I_0^{\text{СД}}=I_{\text{ИВД}}-Q_{\text{ИВД}}/G_{\text{г}}=502,7-197443,2/820=261,9 \text{ кДж/кг,}$$

$$\theta_0^{\text{СД}}=243,8 \text{ С.}$$

Энтальпия и температура газов за ЭкВД (перед ИСД):

$$I_{\text{ИСД}}=I_0^{\text{СД}}-(Q_{\text{ППСД}}+Q_{\text{ЭкВД}})/G_{\text{г}}=261,9-(4585,6+23203,2)/820=228,1 \text{ кДж/кг}$$

$$\theta_{\text{ИСД}}=211,8 \text{ С.}$$

Энтальпия и температура газов за ИСД (перед ППНД):

$$I_0^{\text{HD}} = I_{\text{ИСД}} - Q_{\text{ИСД}} / G_{\text{Г}} = 228,1 - 48094 / 820 = 169,4 \text{ кДж/кг}$$

$$\theta_0^{\text{HD}} = 156,5 \text{ С.}$$

Тепловая мощность, подведенная в камеру сгорания

$$Q_{\text{КС}} = N_{\text{Э}}^{\text{ГТУ}} / \eta_{\text{Э}}^{\text{ГТУ}} = 375 / 0,4 = 937,5 \text{ МВт.}$$

Тепловая мощность выхлопных газов ГТУ

$$Q_{\text{УХ}}^{\text{ГТУ}} = Q_{\text{КС}} - N_{\text{Э}}^{\text{ГТУ}} = 937,5 - 375 = 562,5 \text{ МВт.}$$

Полезная тепловая мощность котла

$$Q_{\text{КУ}} = 562,5 * 0,84 = 473,7 \text{ МВт.}$$

Тепловую мощность котла можно определить как

$$Q_{\text{КУ}} = (Q_{\text{р.т}} + Q_{\text{Г}}) / 2 = (Q_{\text{р.т}} + G_{\text{Г}}(I_{\text{д}} - I_{\text{УХ}}^{\text{КУ}})) / 2 = (542393,8 + 440448,9) / 2 = 491421,4 \text{ кВт}$$

Их относительная разность

$$\beta = (491,4 - 473,7) / 491,4 * 100\% = 3,7\%$$

5.2 Определение мощности паровой турбины и экономических показателей ПГУ

Прежде всего определим ее конструктивный облик. Давлению в конденсаторе $p_{\text{к}} = 5$ кПа соответствует удельный объем насыщенного пара $v_{\text{к}}'' = 28,19 \text{ м}^3/\text{кг}$, поэтому объемный расход пара, покидающего турбину,

$D_{\text{к}} * v_{\text{к}}'' = 122,4 * 28,19 = 3450,4 \text{ м}^3/\text{с}$. Из рисунка прил.4 [6] следует, что целесообразно использовать 2-х поточный ЦНД с рабочей лопаткой последней ступени длиной 1 м и корневым диаметром 1,8 м. Тогда при расходе одного потока $1725,2 \text{ м}^3/\text{с}$ потеря с выходной скоростью составит $\Delta H_{\text{в.с}} = 17,5 \text{ кДж/кг}$.

Примем, что перед тем, как поступить в ЦНД, пар проходит через совмещенный ЦВСД, состоящий из ЧВД, пар из которого направляется на промежуточный перегрев, и ЧСД, в который пар поступает из промежуточного перегрева. Пар НД котла направим непосредственно в ресивер ЦНД.

Механический КПД (по [3] $\eta_m=0,99$, а КПД электрогенератора ПТУ по табл. 6.3 [3])

$$\eta_{\text{э.г}}^{\text{ПТУ}}=0,98.$$

Абсолютный внутренний КПД ПТУ

$$\eta_i^{\text{ПТУ}}=N_i/Q_{\text{кy}}=183053/491421,4=0,372;$$

абсолютный электрический КПД ПСУ

$$\eta_{\text{э}}^{\text{ПСУ}}=\eta_i^{\text{ПТУ}}\eta_{\text{кy}}\eta_m\eta_{\text{эг}}=0,372*0,842*0,99*0,98=0,304$$

электрическая мощность ПГУ

$$N_{\text{э}}^{\text{ПГУ}}=N_{\text{э}}^{\text{ГТУ}}+N_i^{\text{П.Т.}}\eta_m\eta_{\text{эг}}=375*183,053*0,99*0,98=552,6 \text{ МВт};$$

тепло, подведенное в камеры сгорания ГТУ,

$$Q_{\text{к.с}}=N_{\text{э}}^{\text{ГТУ}}/\eta_{\text{э}}^{\text{ГТУ}}=375/0,4=937,5 \text{ МВт},$$

абсолютный электрический КПД ПГУ,

$$\eta_{\text{э}}^{\text{ПГУ}}=N_{\text{э}}^{\text{ПГУ}}/Q_{\text{к.с}}=552,6/937,5=0,59$$

В связи с незначительной разницей между коэффициентами полезного действия ПГУ с 2-хконтурным котлом-утилизатором - 57% и ПГУ с 3-хконтурным котлом утилизатором - 59%, принимаем расчет ПГУ с 2-хконтурным КУ. Учитывая, что устройство трехконтурного КУ сложнее, а следовательно затраты на обслуживание и покупку данного оборудования больше, по сравнению с 2-хконтурным КУ.

6. Безопасность жизнедеятельности

Общие сведения о предприятии

Предположительное расположение площадки КЭС (ПГУ-550) – город Павлодар . Площадка строительства расположена на открытой местности, с плавным рельефом.

Данная КЭС является одним из основных источников электроснабжения г. Павлодар, основана на рработу в базовом режиме нагрузок.

Основным потребителем тепла в зоне действия КЭС является коммунально-бытовой сектор города

Краткая природно-климатическая характеристика района предприятия

Основная черта климата – резкая континентальность: продолжительная и холодная зима (5-5.5 месяца), жаркое и короткое лето (3 месяца).

Таблица 6.1 - Средняя месячная и годовая температура воздуха,

Станции	Месяцы												Год
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Павлодар	- 17.8	- 17.4	- 10.6	2.4	13.3	19.1	21.4	18.9	12.2	3.0	-7.4	- 15.0	1.8

⁰С

Расчетная температура наиболее холодных суток -37°C , то же пятидневки -32°C . Средняя температура отопительного периода -8°C . Продолжительность отопительного периода составляет 205 дней.

Электростанция расположена в зоне недостаточного увлажнения .Среднегодовые осадки составляют 320 мм .Из них 87 мм зимой. Летом наибольшее количество осадков выпадает в июле 59 мм . Зимой в феврале 14мм.

Среднегодовая относительная влажность 69%. Зимой от 80 до 83 %.
 Наиболее засушливые месяцы май и август 52-58 %.

Преобладающие ветры – юго-западные, повторяемость среднегодовая 32 % , зимой 45 % .

Среднегодовая скорость ветра 4,2 м/с .

Наибольшие ветры в ноябре – декабре 4,7 – 4,9 м/с .

Максимальная скорость ветра зимой достигает 40 –43 м/с.

Таблица 6.2.

Характеристики	Величина	
	И юль	Ав густ
Коэффициент стратификации атмосферы , А	200	
Коэффициент рельефа местности	1	
Средняя максимальная температура наиболее жаркого месяца	+27,5	
Средняя температура наиболее холодного месяца	-17,7	
Повторяемость ветра , % за	И юль	Ав густ
Север	12	4
Северо-восток	14	7
Восток	8	9
Юго-восток	10	2
Юг	9	13
Юго-запад	13	26
Запад	17	15
Северо-запад	17	4
Штиль	-	-

Таблица 6.3. - Характеристика используемого топлива

Вид топлива	Теплота сгорания Q_H ккал/кг ; ккал/м ³	Зольность А, %	Сернистость S, %
Уголь:			
Экибастузский	4150	39,5	0,7
Мазут:			
М-100	9609	0.13	1.56

Основным топливом для ТЭЦ является Экибастузский уголь, в качестве растопочного топлива принят мазут марки М-100.

На КЭС установлено следующее оборудование: котел утилизатор паропроизводительностью приблизительно 145 кг/с.

- Турбина ГТУ-375 и турбина Т-175.

-

Характеристика влияния ТЭЦ на окружающую среду

На проектируемой ТЭЦ для выработки электрической и тепловой энергии используется органическое топливо в топливоиспользующих установках и в связи с технологическими особенностями самого процесса получения указанных энергий, ТЭЦ оказывает следующее воздействие на окружающую среду.

1. Необходимость отчуждения земель для строительства объектов.
2. Повышенный уровень водопотребления и водоиспользования.
3. Пыление с открытых площадей хранения топлива, золы и шлаков, а также в процессе их транспорта.
4. Выделение углеводородных соединений с установок разгрузки и хранения мазута и масла.
5. Выброс в атмосферу продуктов сжигания органического топлива: золы; частиц недогоревшей пыли; сажи; газов, создающих «парниковый» эффект; токсичных газов, токсичных металлов, сероводород и др.

6. Снижение видимости от попадания в атмосферу взвешенных веществ.
7. Большое потребление кислорода энергетикой на органическом топливе.
8. Большое количество золошлаковых отходов (ЗШО), собираемых на золоотвалах.
9. Отходы (сбросы) продуктов технологического процесса: воды с пылью после гидроуборки оборудования и запыленных помещений технологических установок; замазученных и замасленных вод от эксплуатации мазутного и масляного хозяйства; сбросные воды от послемонтажных предпусковых, эксплуатационных химических, водных и кислотных промывок оборудования; сбросные воды от системы водоподготовки (после ХВО, от непрерывных и периодических продувок); сбросные воды от продувок оборотной системы гидрозолоудаления; поверхностные сточные воды; сбросные воды от очистки конденсаторов турбин и подогревателей; обмывочные воды поверхностей нагрева; продувочные воды систем охлаждения турбин.
10. Тепловое воздействие: от системы охлаждения конденсаторов турбин; от тепла уходящих газов за топливоиспользующей установкой; от потери тепла в системе вентиляции; от потери тепла через тепловую изоляцию технологических устройств; от отвода тепла технической водой, используемой в технологическом цикле (охлаждение маслоохладителей, подшипников, и т.д.); от потери теплоты из-за продувок и утечек конденсата (пароперегреватель, конденсатор).
11. Экологические проблемы систем гидрозолоудаления (ГЗУ): использование природной воды; загрязнение грунтовых вод и поверхностных водоемов сбросами; пыление золоотвалов; отчуждение земель.
12. Шумовое воздействие.
13. Самовозгорание топлива на открытых складах.
14. Воздействие напряженного электрического поля.

15. Вынос тепла в атмосферу (при системе технического водоснабжения с помощью градирен) в виде теплого воздуха и пара.

Расчет выбросов от КЭС и их рассеивание в атмосфере.

Станция с внутрицикловой газификацией экологически менее опасна. Благодаря предварительной очистке газа сокращаются выбросы оксидов серы, азота и твердых частиц. Использование бинарного цикла позволяет существенно увеличить КПД электростанции и, следовательно, сократить удельный расход топлива. В табл. 4 приведены характерные величины удельных выбросов и КПД для ТЭС с внутрицикловой газификацией, а также для ТЭС с традиционным сжиганием.

Таблица 6.4

Величины удельных выбросов и КПД для ТЭС с внутрицикловой газификацией и традиционным сжиганием угля

Параметры	Традиционная угольная ТЭС	ТЭС с внутрицикловой газификацией
Концентрация вредных веществ в дымовых газах мг/м ³		
SO(x)	130	10
NO(x)	150	30
твердые частицы		
Электрический КПД, %	33-35	42-46

Выброс в атмосферу частиц и недожога золы

$$M_3 = 0,01 * B * (a_{yH} * A^P + q_4^{yH} * \frac{Q_H^P}{32680}) * (1 - \eta)$$

$$M_3 = 0,01 * 60500 * (0,95 * 39,5 + 0,5 * \frac{17380}{32680}) * (1 - 0,99) = 228 \text{ г/с}$$

$A^P = 39,5$ % - зольность топлива на рабочую массу,

$q_4^{yH} = 0,5$ % - потеря теплоты от механического недожога топлива

$a_{yH} = 0,95$ – доля частиц уносимая из топки,

$\eta = 0,99$ – КПД золоуловителя,

$B = 60,5 \text{ кг/с} = 60500 \text{ г/с}$ – расход натурального топлива.

Определение минимальной высоты трубы

$$H = \sqrt{A * F * m * n * \left(\frac{M_{SO_2}}{\hat{M}_{SO_2}} + \frac{M_{NO_2}}{\hat{M}_{NO_2}} + \frac{M_C}{\hat{M}_C} \right)^3 \sqrt{\frac{N}{V * T}}} =$$
$$= \sqrt{200 * 2 * 0.8 * 1 * \sqrt[3]{\frac{1}{355,9 * 96,5}} * \left(\frac{60}{0.5} + \frac{25}{0.085} + \frac{228}{0.5} \right)} = 92 \text{ м}.$$

где $A=200$ –коэффициент зависящий от температурной стратификации атмосферы.

$V_{\Gamma}=355,9 \text{ м}^3/\text{с}$ –объём дымовых газов на КЭС при расходе топлива на реактор газификации $B=60,5 \text{ кг/с}$.

$F=2$ –коэффициент скорости оседания вредных веществ в атмосферном воздухе, при среднем эксплуатационном коэффициенте очистки выбросов более 90 %.

$T = T_{\text{УХ}} - T_{\text{ЛЕТ}}^{\text{СР.МАКС}} = 124,5 - 28 = 96,5^{\circ}\text{С}$ –разность температур выбрасываемых из котла газов и средней максимальной температуры наружного воздуха наиболее жаркого месяца года в 13.00 часов дня (принимается по СНиП 2.01.01.- 82 «Строительная климатология и геофизика»).

$\eta=1$ –безразмерный коэффициент, учитывающий влияние рельефа местности, в данном случае ровная и слабопересечённая местность.

При принятой ориентировочно высоте трубы определяются безразмерные коэффициенты m и n , учитывающие условия выхода дымовых газов из трубы.

Значение коэффициентов m и n определяются в зависимости от параметров:

$$f = 1000 * \frac{W_0^2 * D}{H^2 * \Delta T} = 1000 * \frac{15 * 15 * 2,7}{50 * 50 * 96,5} = 2,5$$

$$v_m = 0,65 * \sqrt[3]{\frac{V_{\bar{A}} * \Delta \bar{O}}{f}} = 0,65 * \sqrt[3]{\frac{355,9 * 96,5}{50}} = 5,73$$

Откуда :

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1 * \sqrt{f} + 0,34 * \sqrt[3]{f}} = \frac{1}{0,67 + 0,1 * \sqrt{2,5} + 0,34 * \sqrt[3]{2,5}} = 0,789$$

Коэффициент $n=1$ при $v_m > 2$

Диаметр устья дымовой трубы:

$$D = \sqrt{\frac{V_{\Gamma}}{n * W_0}} = \sqrt{\frac{355,9}{3,14 * 15}} = 2,7 \text{ м}$$

$W_0=15$ м/с—скорость выхода дымовых газов.

По стандарту выбираем:

- высота 90 м
- диаметр устья 3.6 м

Расчёт максимальной концентрации вредных веществ

Величина максимальной приземной концентрации вредных веществ:

$$C_{M_3} = \frac{A * M_3 * F * m * n * \eta}{H^2 * \sqrt[3]{V_{\Gamma} * \Delta T}} = \frac{200 * 228 * 2 * 0,789 * 1 * 1}{90 * 90 * \sqrt[3]{355,9 * 96,5}} = 0,273 \text{ мг} / \text{м}^3$$

$$\tilde{N}_{i_{SO_2}} = \frac{A * M_{SO_2} * F * m * n * \eta}{H^2 * \sqrt[3]{V_{\bar{A}} * \Delta \bar{O}}} = \frac{200 * 60 * 2 * 0,789 * 1 * 1}{90 * 90 * \sqrt[3]{355,9 * 96,5}} = 0,072 \text{ и} \cdot \text{и}^3$$

$$\tilde{N}_{i_{NO_x}} = \frac{A * M_{NO_x} * F * m * n * \eta}{H^2 * \sqrt[3]{V_{\bar{A}} * \Delta \bar{O}}} = \frac{200 * 25 * 2 * 0,789 * 1 * 1}{90 * 90 * \sqrt[3]{355,9 * 96,5}} = 0,03 \text{ и} \cdot \text{и}^3$$

Отсюда видно, что величина концентрации сернистого ангидрида и оксидов азота при высоте трубы 90 м не превышает допустимые.

Анализ условий труда в турбинном цехе ТЭЦ

К опасным производственным факторам относят факторы, воздействие которых на работающего приводит к травме; к вредным – факторы, которые приводят к заболеванию.

В турбинном цехе КЭС, так же как и на всей КЭС в целом, имеются опасные и вредные производственные факторы. Имеется тепловое (инфракрасное) излучение (выше 45 °С) в конденсационном помещении, подвале машинного зала, помещениях баков, деаэраторов и насосов, в теплофикационных туннелях, в зонах турбогенераторов (отметки +8 и +9 м), паропроводов и др. В турбинном цехе, в теплофикационном отделении есть парение (из-за неплотностей в оборудовании трубопроводах); повышенная скорость движения воздуха в зонах площадок турбогенераторов на отметках +8 и +9 м, у паропроводов и деаэраторов. Имеет место превышение допустимых значений уровня общей вибрации на ограниченных участках зон расположения турбин (отметки +3,5; +8; +9 м), генераторов, оборудования турбинного цеха высокого напряжения. Повышенная и пониженная относительная влажность в турбинном цехе бывает в зоне вспомогательного оборудования. Имеются вредные вещества в виде газа и жидкостей.

В системах регулирования мощных турбин вместо турбинного масла используется огнестойкая жидкость Иввиоль. Она состоит из триксиленилфосфата и антиокислительных присадок. Температура самовоспламенения иввиоли значительно выше, чем у турбинного масла ($t_c = 750$ °С). Поскольку иввиоль очень ядовита, она вредно влияет на нервную систему человека и может вызвать паралич конечностей. Поэтому при работах, связанных с иввиолью, соблюдают особые меры предосторожности. Предельно допустимая концентрация иввиоли в воздухе — не более 1,5 мг/м³.

Персонал турбинного цеха подвергается высокому нервно-эмоциональному напряжению, связанному со сменностью работы и большой ответственностью за нормальный режим работы оборудования.

Характеристика пожарной опасности в ТЦ, возможные причины пожара

Горение и взрыв могут возникнуть либо вынужденно от искры. Либо в результате самовоспламенения горючей смеси. Причинами пожара или взрыва в турбинном цехе могут быть недопустимый нагрев и искрения в контактах машин, аппаратов, проводов при прохождении точки замыкания или токов перегрузки сети. Источниками пожара или взрыва в турбинном цехе являются самовоспламеняющиеся смеси утечек водорода с воздухом (вблизи генераторов с водородным охлаждением), горючих газов, пыли, масла. Представляют опасность все горячие поверхности турбоустановок и паропроводов, расположенные вблизи маслопроводов и напротив фланцевых соединений.

Опасны участки внешних маслопроводов высокого давления, неплотно закрытые отверстия паропроводов и дренажей, присоединенных к цилиндру турбины.

Поэтому взрыво- и пожароопасность является одним из основных требований эксплуатации в турбинном цехе КЭС.

Особенности тушения пожаров в турбогенераторах

При загорании обмоток генератор или синхронный компенсатор следует немедленно отключить.

Турбина отключается автоматом безопасности со срывом вакуума.

В генераторах с воздушным охлаждением включается устройство водяного пожаротушения. Применение пены запрещено. Если генератор

имеет водородное охлаждение, то отключают автомат гашения поля (АГП) и вытесняют водород углекислым газом.

Для противопожарной защиты зданий и сооружений на площадке КЭС предусмотрена пожарная часть на два автохода.

Из всех зданий и сооружений предусмотрено не менее двух эвакуационных выходов, расположенных рассредоточено. Для зданий высотой 10 м и более предусмотрены выходы на кровлю из лестничных клеток или по наружным стальным лестницам, при высоте зданий более 20 м – по стальным маршевым лестницам с уклоном не более 6:1. В местах перепада высот более 1 метра предусмотрены лестницы независимо от высоты здания

Будут приняты следующие виды противопожарной защиты зданий и сооружений соответствующие ГОСТ 12.1.033-81:

1. Кабельные туннели и короба, проходные полуэтажи, автоматическое тушение высокократной, воздушно – механической пеной.

2. В местах примыкания галереи топливо – подачи к дробильному отделению, разгрузочному устройству, башне пересыпки главного корпуса на основном тракте в местах примыкания галереи конвейера выдачи и на питателях угля предусмотрена разводка от внутриплощадочного противопожарно–хозяйственного водопровода.

3. В котельном цехе на отметке –11.5и 0.00 метров и в машинном зале на отметке 0.00 метров установлены противопожарные посты, переносные пеногенераторы, которые предназначены для локального пожаротушения

При возникновении дыма или повышении температуры в помещении, комбинированные извещатели системы обнаружения подают импульс:

- на открытие определенных задвижек с электроприводом

- на включение рабочего насоса, который забирает из резервуара готовый 6% раствор пенообразователя и нагнетает его в сеть противопожарной установки.

В котельном цехе предусмотрена установка сигнализаторов повышения температуры уходящих газов с выводами показателей на щит, а также аварийная блокировка механизмов. При выходе из строя дымососов автоматически отключаются дутьевые вентиляторы горячего угля и питатели пыли. Для тушения очагов тления и загорания топлива у молотковых мельниц и сепараторов пыли предусмотрена установка пенных огнетушителей типа ОП-5 и углекислотных ОУ-5 и ОУ- 8

В турбинном цехе наиболее опасным участком при пожаре является маслосистема турбоустановки. Для предотвращения пропитки маслом изоляции предусмотрено покрытие их кожухом из белой жести. На маслосистеме генераторов установлены автоматические газоанализаторы, подающие световой и звуковой сигналы на при содержании водорода в воздухе системы не менее 1% по объему так как установка с водородным охлаждением.

На маслосистеме для тушения пожара резервуаров с мазутом предусмотрен закольцованный противопожарный водопровод с установкой пожарных гидрантов и передвижными средствами пожаротушения. Для тушения очагов загорания в помещениях мазутонасосной и маслоаппаратной предусмотрен подвод пара с ручным управлением запорной задвижкой, расположенной в безопасном месте с наружной стороны здания.

Профилактические мероприятия, направленные на предупреждение пожаров в ТЦ

Оборудование ТЭЦ, как правило, размещается в огнестойких зданиях. Для предупреждения распространения пожара с одного здания на другое, а также для возможного подъезда пожарных машин необходимо

предусматривать подъездные пути с твердым обоснованием и устраивать противопожарные разрывы. При этом обращают особое внимание на правильное размещение оборудования с точки зрения предотвращения пожара или взрыва при эксплуатации.

Каждое производственное помещение, где имеются горючие вещества и топливо, должно иметь устройство противопожарного назначения, К таким устройствам относятся противопожарные преграды, устройство защитных зон, обваловок и водяных завес.

Для ликвидации пожаров необходимо предусматривать системы автоматического пожаротушения и сигнальные устройства.

При пожаре необходимо в кратчайшее время эвакуировать из помещений людей. В каждом цехе на случай возникновения пожара обеспечивают эвакуацию людей. Это время определяется расстоянием от рабочего места до выходной двери. Выходы считаются эвакуационными, если они ведут из помещения наружу или в безопасное помещение, на лестничные клетки и др. В каждом помещении должно быть не менее двух эвакуационных выходов на расстоянии 30—100 м от рабочего места.

Основными профилактическими мероприятиями, направленными на предупреждение пожаров, являются строгое соблюдение правил хранения и обращения с горючими и смазочными материалами. Не разрешается хранение горючих материалов в открытой таре в производственных помещениях, на лестничных клетках и свободных площадках.

К масляной системе предъявляются особые требования пожаробезопасности. Для обеспечения прочности маслопроводы сваривают только дипломированные сварщики дуговой сваркой, а не газовой. Качество сварных швов тщательно контролируется просвечиванием гамма-лучами. Масляную систему и баки очищают от шлама и загрязнений паром под давлением 4-6 кгс/см². Масляные баки разрешается ремонтировать только после их очистки. При этом должны соблюдаться правила техники безопас-

ности при работе в резервуарах. Запрещена промывка масляных баков легковоспламеняющимися жидкостями. После окончания ремонтных сварочных работ маслопроводы испытывают повышенным давлением, равным 1,25 рабочего, но не менее 18-20 кгс/см².

Обслуживающий персонал обязан вести постоянное наблюдение за исправностью и техническим состоянием оборудования, содержанием в чистоте всего помещения, наличием свободных проходов и т. п.

Большое значение имеет система плано-предупредительного ремонта, обеспечивающая ряд организационных и технических мероприятий по уходу, надзору, обслуживанию и ремонту оборудования, зданий и сооружений.

Исправное и работоспособное оборудование обеспечивает выполнение производственного плана и безопасные условия труда.

Обслуживающий персонал должен уметь проводить профилактическую работу, направленную на предупреждение пожаров и поддержание санитарно-гигиенических условий труда.

Расчет искусственного освещения в механическом цехе

Задачей расчета является определение потребной мощности электрической осветительной установки для создания в помещении заданной освещенности.

Исходные данные:

Таблица 6.5

Размеры и параметры	a	b	h	E	l1	l2	l3	P 1	P 2
Величина измерения	м	м	м	лк	м	м	м	кВт	кВт
Значение	6	12	7	300	25	15	25	2	0,5

Принимаем лампы типа ДРЛ, светильники типа С35ДРЛ. Длина цеха А = 60 м. Ширина цеха В = 48 м.

Расчет числа и мощности ламп светильников

Установка и расположение светильников определяется параметрами:

h – расчетная высота,

L – расстояние между соседними светильниками,

l – расстояние от крайних светильников до стен.

Распределение освещенности по площади поля существенно зависит от типа светильника и отношения:

$$\lambda = \frac{L}{h}.$$

Для заданного типа светильника С35 ДРЛ величина $\lambda = (0,6 \div 1,0)$.

Расстояние между лампами выбираем кратным расстоянию между колоннами.

В соответствии с размерами цеха предварительно выбираем расстояние между светильниками L , м:

$$L = \lambda \cdot h = (0,6 \div 1,0) \cdot 7$$

Принимая во внимание расстояние между колоннами и учитывая что расстояние светильников от стен или рядов колонн принимается в пределах $0,3 \div 0,5 L$ выбираем $L = 6$ м и подсчитываем количество светильников в одном пролете: $N = 18$ св. А затем количество светильников в цехе $N = 78$.

Определяем индекс помещения i :

$$i = \frac{A \cdot B}{h(A + B)} = \frac{60 \cdot 48}{7(60 + 48)} = 3,8$$

Определяем коэффициент использования η :

для этого необходим индекс помещения i и коэффициенты отражения поверхностей помещения. Для упрощения используем таблицу 2 для наиболее распространенных коэффициентов отражения.

Таблица 6.6

Тип КСС	Индекс помещения, i					
	Г-1	0,6	0,8	1,25	2,0	3,0
η	0,35	0,45	0,6	0,63	0,68	0,77

Принимаем $\eta = 0,70$

Определим необходимый световой поток ламп:

$$\Phi = \frac{EkSz}{N\eta}, \text{ лм}$$

где: E – заданная минимальная освещенность; z – отношение $E_{cp}/E_{мин}$;

k – коэффициент запаса; η – коэффициент использования;

S – освещаемая площадь.

Коэффициент запаса k можно принять равным 1,1; z для ламп типа ДРЛ принять равным 1,15.

$$S = 60 \cdot 48 = 2880 \text{ м}^2 ;$$

$$\Phi = \frac{300 \cdot 1,1 \cdot 2880 \cdot 1,15}{72 \cdot 0,70} = 21685,7 \text{ лм.}$$

По световому потоку выбираем ближайшую стандартную лампу из табл.3. Световой поток не должен отличаться от расчетного в пределах минус 10 и плюс 20 %.

Таблица 6.7

Тип лампы	Мощность, Вт	Напряжение, В	Ток, А	Φ, лм
ДРЛ 400	400	135	3,25	23000

Для заданных пролетов размещение светильников производим по углам площадки со сторонами $L_a \times L_b = 6 \times 6 \text{ м}$.

Определение расчетной нагрузки

Расчетная нагрузка P_p – это нагрузка по которой производим расчет электрической сети. Для осветительных установок расчетная нагрузка примерно равна установленной мощности:

$$P_p = P_y \cdot k_c; \quad P_y = N \cdot p,$$

где:

N – количество светильников;

p – мощность лампы одного светильника;

k_c – коэффициент спроса.

Для производственных зданий, состоящих из отдельных крупных пролетов, коэффициент спроса k_c принимаем равным 0,95.

$$P_p = 72 \cdot 400 \cdot 0,95 = 27360 \text{ Вт.}$$

Таким образом, для обеспечения оптимальной освещенности на рабочем месте необходимо установить 72 лампы светильника типа С35ДРЛ общей мощностью 27 360 Вт.

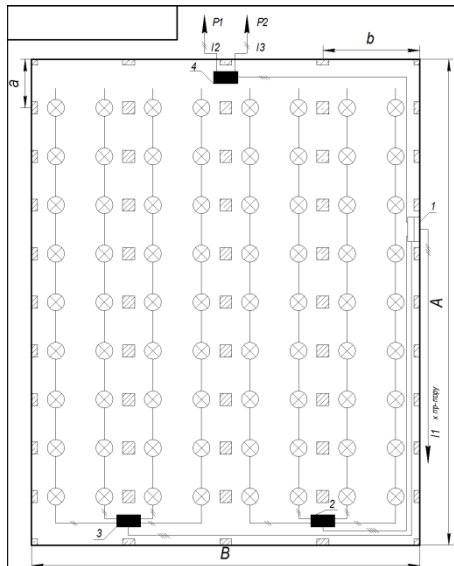


Рисунок 6.1. План размещения светильников в механическом цехе

7. Экономическая часть

В данном разделе дипломного проекта представлен расчет КЭС К-550, а также эффективность использования КЭС как источников электроснабжения.

Исходные данные

Годовой объём выработки электрической энергии: $\mathcal{E}_B=4026$ млн.кВт ч;
Та как ПГУ работает исключительно в базовом режиме нагрузок, то, количество часов использования установленной мощности:

$$T_M=7320 \text{ часов}$$

Удельный расход топлива на выработку одного кВт*ч электроэнергии :
 $b_3 = 242$ гут/кВтч - Расход угля на реактор газификации составляет 60,5 кг/с Экибастузского угля (20% от данного расхода составляют собственные нужды реактора газификации)

Теплотворная способность топлива $Q_p=4150$ ккал/кг

Цена топлива $C_T=1300$ тенге /тнт;

Определение годового отпуска энергии КЭС

При работе электростанций, часть вырабатываемой энергии расходуется на собственные нужды станций.

В данном случае величину расхода электроэнергии на собственные нужды станций принимаем 5 %, т.к основные расходы на собственные нужды относятся к реактору газификации. Данные расходы изначально заложены в расход натурального топлива на реактор газификации (составляют 20%).

Годовой отпуск электрической энергии :

$$\mathcal{E}_{от} = \mathcal{E}_B \cdot (1 - \mathcal{E}_{сн}) = 4026 \cdot (1 - 0,05) = 3825 \text{ млн. кВтч,}$$

\mathcal{E}_B - годовая выработка электрической энергии

Определение затрат на топливо

Годовой расход топлива на выработку электрической энергии:

$$B_3 = \mathcal{E}_B \cdot b_3 = 4026 \cdot 242 = 925,58 \text{ тыс. туг,}$$

Итого расход топлива КЭС составляет

$$B_y = B_3 = 925,58 \text{ тыс. туг}$$

Так как затраты на оплату топлива и его транспортировку осуществляются по натуральному топливу, то полученные величины расхода топлива необходимо перевести в натуральное топливо.

Расход натурального топлива будет

$$B_n = B_y : K_n = 925,55 / (4150 / 7000) = 1561,21 \text{ тыс. тнт.}$$

K_n - коэффициент перевода условного топлива в натуральное, определяется исходя из соотношения теплотворной способностей условного и натурального топлива

Планируется строительство данной ПГУ в г. Павлодар. Расстояние от города Экибастуз до города Павлодар составляет 131 км. Так как месторождение угля находится за пределами города, то принимаем расстояние 150 км.

Затраты на транспорт 1 тнт твердого топлива :

$$C_{тр} = R \cdot (0,8 - 1,0) = 150 \cdot 1,1 = 165 \text{ тенге/тнт.}$$

Составляющая затрат на топливо определяется

$$I_T = B_n \cdot (C_T + C_{тр}) = 1561,21 \cdot (1300 + 165) = 2287,18 \text{ млн. тенге.}$$

Расчет КПД использования топлива

Коэффициент полезного использования топлива, с учетом расхода электроэнергии на собственные нужды определяется:

$$KПД_3 = 123 : b_3 \cdot 100\% = 123 : 242 \cdot 100\% = 50,83\%$$

Коэффициент использования топлива станцией будет

$$KПД = 0,86 \cdot \mathcal{E}_{от} / (7 \cdot B) \cdot 100\% = 0,86 \cdot 3824,7 / (7 \cdot 925,58) = 50,76\%, \text{ где}$$

0,86 - коэффициент перевода электроэнергии в тепло;

7 - теплотворная способность условного топлива, 7000 ккал/кг.

Расчет затрат на воду

Вода на ПГУ расходуется на охлаждение пара в конденсаторах турбин, пополнение системы теплофикации, охлаждения генераторов и трансформаторов, гидрозолоудаления и т.д. Для укрупненных расчетов затраты на водоснабжение можно принять 0,12 тенге/кВтч.

$$Z_{\text{в}} = \text{Э}_{\text{в}} \cdot 0,12 = 4026 \cdot 0,12 = 523,38 \text{ млн. тенге}$$

Расчет затрат на заработную плату

По одной статье планируется и учитывается основная заработная плата производственных рабочих, непосредственно участвующих в технологическом процессе производства энергии. К основной заработной плате относятся выплаты, связанные с отработанным временем (тарифные ставки и должностные оклады, премии рабочих из ФЗП, доплата за работу в праздничные дни и ночное время, районные коэффициенты к заработной плате и др.).

Численность ППП можно определить через штатный коэффициент, показывающий, какое количество персонала приходится на 1 МВт установленной электрической мощности станции. Установленная электрическая мощность станции определяется через максимальное число часов использования установленной мощности и годовую выработку электрической энергии, т.е.

$$N_{\text{y}} = \text{Э}_{\text{в}} / T_{\text{м}} = 4026 / 7,320 = 550 \text{ МВт}$$

Численность персонала станции определяется

$$\text{ЧП} = K_{\text{ш}} \cdot N_{\text{y}} = 1,3 \cdot 550 = 715 \text{ чел.}$$

Суммарный фонд заработной платы включает в себя:

- основную заработную плату (Изпо), в которую входит заработная плата работников, занятых в технологическом процессе производства энергии и включает в себя выплаты, связанные с отработанным временем

(тарифные ставки и должностные оклады, премии рабочим из фонда заработной платы, доплата за работу праздничные дни и ночное время и др.)

$$I_{\text{зпо}} = 800 \cdot 715 / 1000 = 572 \text{ млн. тенге/год};$$

- дополнительная заработная плата (Изпд) включает в себя выплаты, не связанные с рабочим временем (оплата очередных, дополнительных и учебных отпусков, за время выполнения государственных обязанностей и др.)

$$I_{\text{зпд}} = 572 \cdot 0,1 = 57,2 \text{ млн. тенге/год};$$

- начисления на заработную плату (Изпн) включают в себя отчисления на социальный налог-10% и начисления в пенсионный фонд-10%.

$$I_{\text{зпн}} = (572 + 57,2) \cdot 0,2 = 125,84 \text{ млн. тенге.}$$

Формула для определения суммарного фонда заработной платы будет следующей

$$I_{\text{зп}} = I_{\text{зпо}} + I_{\text{зпд}} + I_{\text{зпн}} = 572 + 57,2 + 125,84 = 755,04 \text{ млн. тенге.}$$

Расчет амортизационных отчислений

Амортизационные отчисления — отчисления части стоимости основных фондов для возмещения их износа. Амортизационные отчисления включаются в издержки производства или обращения. Производятся коммерческими организациями на основе установленных норм и балансовой стоимости основных фондов, на которые начисляется амортизация.

Амортизационные отчисления производятся по определённым нормам относительно балансовой стоимости объекта основных фондов. Чтобы найти амортизационный период, надо 100 делить на норму амортизации.

Норма амортизации — это установленный годовой процент возмещения стоимости изношенной части основных средств.

Предельные нормы амортизации устанавливаются согласно Указа Президента РК, имеющего силу закона №2235 от 24.04.95г., выше которых норму амортизации использовать нельзя.

При проведении предварительных расчетов для определения стоимости основных производственных фондов (капитальных вложений.) в странах СНГ и за рубежом, широко используется показатель удельных капитальных вложений $K_{уд}$. Его величина, даже для станций одного типа, находится в широких пределах в зависимости от мощности блоков, их количества, вида используемого топлива и экологических требований.

В расчетах примем величину $K_{уд}$ для ПГУ 550 МВт -3000 \$/кВт установленной мощности, в связи с наличием реактора газификации, 2-х турбин и т.д. Стоимость доллара США примем из расчета 182 тенге.

$$K_{уд} = 3000\$/кВт$$

$$K = K_{уд} \cdot N_y = 3000 \cdot 182 \cdot 550 \cdot 1000 = 300300 \text{ млн. тенге.}$$

В среднем, в зависимости от мощности блоков и станции в целом, вида потребляемого топлива, норма амортизации находится в пределах 6-8%. Для проведения укрупненных расчетов, норму амортизационных отчислений примем в размере 6% от величины K

$$I_{ао} = 0,06 \cdot K = 0,06 \cdot 300300 = 18018 \text{ млн. тенге.}$$

Расчет затрат на проведение текущего ремонта

Эту составляющую затрат, кроме затрат на проведение текущего ремонта производственного оборудования входят и затраты на технический осмотр и содержание оборудования в рабочем состоянии (обтирочные и смазочные материалы) и определяются в размере

$$I_{рем} = 0,15 \cdot I_{ао} = 0,15 \cdot 18018 = 2702,7 \text{ млн. тенге.}$$

Расчет платы за выбросы

Величина оплаты за выбросы вредных веществ, зависит от объема выбросов, которые, в свою очередь, зависят от вида сжигаемого топлива (уголь, газ, мазут), его количества и способа улавливания вредных веществ (электрофильтры, эмульгаторы и др.).

В нашем случае, величина платы за выбросы, отличается от традиционного значения при сжигании Экибастузского угля, в связи с тем, что строительство ПГУ, даже с учетом реактора газификации позволяет значительно сократить количество вредных выбросов. Поэтому принимаем удельную величину платы за выбросы 40 тг/тнт

$$I_{\text{выб}} = 40 \cdot V_{\text{н}} = 40 \cdot 1561,21 = 62,45 \text{ млн. тенге.}$$

Расчет общестанционных и цеховых расходов

Эта составляющая предусматривает затраты на административно-управленческие (зарплата, канцелярские, командировочные), общепроизводственные (содержание, амортизация, текущий ремонт общестанционных средств испытания, исследования, рационализация и охрана труда), отчисления на целевые расходы (техническая пропаганда, содержание вышестоящих организаций), обслуживание цехов и управление ими (зарплата управления цехом, амортизация и затраты по содержанию и текущему ремонту зданий, расходы по охране труда).

Для укрупненных расчетов можно пользоваться формулой

$$I_{\text{общ}} = 0,2 - 0,25 \cdot (I_{\text{ао}} + I_{\text{зп}} + I_{\text{рем}}) = 0,2 \cdot (18\ 018 + 755,04 + 2702,7) = 4295,15 \text{ млн.}$$

тенге

Расчет себестоимости отпуска энергии

В связи с тем, что КЭС вырабатывает только электрическую энергию, то коэффициент распределения затрат:

$$K_p = 1 ,$$

который показывает, какое количество топлива (в долях от единицы, или в %) израсходовано на отпуск электрической энергии,

Таблица 7.1

Составляющие затрат на производство электрической и тепловой энергии

Составляющие затрат	И _э , эл. энергия, млн.тг
Топливо, И _т	2287,18
Вода, И _в	523,38
Фонд заработной платы, И _{зп}	755,04
Амортизационные отчисления, И _{ао}	18018
Ремонт, И _р	2702,7
Общестанционные, И _{об}	4295,15
Плата за выбросы, И _{выб}	62,45
Итого затрат	28643,9

Себестоимость отпуска электрической энергии определяется

$$S_э = (И_т + И_в + И_зп + И_ао + И_р + И_об + И_выб) / \mathcal{E}_{от} = 28643,9 / 3824,7 = 7,49 \text{ тг /кВтч}$$

Экономическая оценка строительства и эксплуатации КЭС

Экономическая оценка строительства и эксплуатации КЭС на предварительных этапах принятия решений обычно производится на основе составления бизнес-плана, а в случае его положительного вывода, разрабатывается инвестиционный проект. Это современный метод оценки принятия технико-экономических решений, учитывающий изменение стоимости денег по времени и весь комплекс затрат на реализацию проекта: цены и ценовая политика на перспективу; объем реализации продукции; доход и прибыль от реализации проекта; часть прибыли, идущая на возврат кредита; процентная ставка банка, под которую предприятие берет кредит; срок кредита.

Сложность финансово-экономической оценки строительства и эксплуатации крупных энергетических объектов связана с тем, что инвестиции поступают в несколько этапов, и имеет место длительность срока получения результатов от реализации проекта. Длительность таких операций приводит к неопределённости оценки инвестиций и риску ошибок. Поэтому в практике используются методы оценки инвестиционных проектов, чтобы свести к минимуму уровень погрешности проектов. Это методы: определения чистой текущей стоимости (NPV), срока окупаемости проекта (PP), расчета внутренней нормы прибыли (IRR), расчета рентабельности инвестиций (PI), определения бухгалтерской рентабельности инвестиций (ROI). Естественно, что в практике не всегда применяются все пять методов оценки инвестиционных проектов, поэтому и данной работе будут использованы только первые три метода.

Как уже указывалось во введении, строительство таких крупных объектов, как электрические станции, в развитых странах обычно происходит при преобладающей финансовой и правовой поддержке государства, позволяя ему контролировать стратегические объекты. Остальная часть денежных средств обеспечивается за счет создания, чаще всего, акционерных обществ, пользующихся льготным кредитом.

В расчетах, долевое распределение капитала (К) на строительство КЭС следующее: 50% вкладывает государство, 20% вкладывает АО «Алюминий Казахстана», 20% вкладывает АО «Петропавловский трубный завод» и 10% обеспечивает АО «Энергоинвест». Эти денежные средства идут не только на строительство станции, но необходимы средства и на эксплуатационные расходы станции на первый год ее работы. Эксплуатационные расходы второго и последующих годов эксплуатации заложены в себестоимости электрической энергии, а значит и в тарифе на них. Здесь 40% - АО «Энергоинвест», а остальные 60% государство, АО «Петропавловский трубный завод» и АО «Алюминий Казахстана».

Таким образом, объем инвестиций I_0 , которые АО «Энергоинвест» берет в банке под льготный кредит (11%) будет составлять 10% от суммарных капвложений в строительство КЭС и 40% от суммарных эксплуатационных расходов.

Таким образом

$$I_0 = 0,1 \cdot K + 0,4 \cdot Z = 0,1 \cdot 300300 + 0,4 \cdot 28643,9 = 41487,56 \text{ млн. тенге}$$

Известно, что при оценке инвестиционного проекта используются всего четыре показателя:

I_0 - первоначальные инвестиции;

CF - денежный поток, направляемый на возврат кредита;

r - процентная ставка банка по кредиту (11%);

n - календарный год кредита.

При разработке и анализе инвестиционных проектов наиболее сложным является расчет прибыли и денежного потока CF, направляемого на возврат кредита.

Определимся, что отпускной тариф на электрическую энергию от нашей КЭС будет иметь рентабельность 25%, т.е. для текущего проекта

$$T_{\text{оэ}} = S_3 \cdot 1,25 = 7,49 \cdot 1,25 = 9,36 \text{ тенге/кВтч,}$$

Доход от реализации электрической энергии от КЭС составит:

$$D = T_{\text{оэ}} \cdot \mathcal{E}_{\text{от}} = 9,36 \cdot 3824,7 = 35\,804,87 \text{ млн. тенге,}$$

а суммарные затраты определяются по выражению:

$$Z = S_3 \cdot \mathcal{E}_B = 7,49 \cdot 4026 = 28\,643,896 \text{ млн. тенге.}$$

Разница между ними даст прибыль:

$$ПР = D - Z = 35\,804,87 - 28\,643,896 = 7\,160,974 \text{ млн. тенге.}$$

После оплаты налога на прибыль, в размере 30%, образуется чистая прибыль:

$$ЧП = ПР \cdot (1 - 0,2) = 7\,160,974 \cdot (1 - 0,2) = 5\,728,78 \text{ млн. тенге,}$$

которая целиком идет на возврат кредита в банк, т.е. это и будет денежный поток CF.

Метод определения чистой текущей стоимости NPV

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

$$NPV = \frac{CF_1}{(1+r)^1} + \frac{CF_2}{(1+r)^2} + \frac{CF_3}{(1+r)^3} + \dots + \frac{CF_n}{(1+r)^n} - I_0 = \sum_1^n \frac{CF_n}{(1+r)^n} - I_0$$

$$r=0,11$$

Таблица 7.2

Расчет NPV

метод определения чистой текущей стоимости NPV				
год	CF	R11	PV11	NPV
0	-41487,56	1,00	-41487,56	-41487,559
1	5728,78	0,90	5161,06	-36326,496
2	5728,78	0,81	4649,61	-31676,890
3	5728,78	0,73	4188,83	-27488,056
4	5728,78	0,66	3773,72	-23714,332
5	5728,78	0,59	3399,75	-20314,580
6	5728,78	0,53	3062,84	-17251,741
7	5728,78	0,48	2759,31	-14492,426
8	5728,78	0,43	2485,87	-12006,557
9	5728,78	0,39	2239,52	-9767,035
10	5728,78	0,35	2017,59	-7749,448
11	5728,78	0,32	1817,65	-5931,802
12	5728,78	0,29	1637,52	-4294,283
13	5728,78	0,26	1475,24	-2819,041
14	5728,78	0,23	1329,05	-1489,994
15	5728,78	0,21	1197,34	-292,654
16	5728,78	0,19	1078,68	786,031

Расчёт NPV идёт до первого положительного значения PV. В итоге получим окупаемость проекта на 16 –ый год.

Метод расчёта внутренней нормы прибыли IRR

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

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

IRR при $NPV=0$, - это проект не обеспечивает роста ценности фирмы, но и не ведёт к её снижению. Этот коэффициент дисконта ($R = 1: (1+r)^n$) разделяет инвестиции на приемлемые и невыгодные. IRR сравнивают с тем уровнем окупаемости вложений, которые фирма выбирает для себя с учётом того, по какой цене сама получила капитал для инвестирования и какой чистый уровень прибыльности хотела бы иметь при его использовании (барьерный коэффициент).

Таблица 7.3

Расчет внутренней нормы прибыли

метод расчета внутренней нормы прибыли IRR							
год	CF	R11	PV11	R15	PV15	NPV11	NPV15
0	41487,56	1,00	41487,56	1	41487,56	41487,56	41487,56
1	5728,78	0,90	5161,06	0,87	4981,55	36326,50	36506,01
2	5728,78	0,81	4649,61	0,76	4331,78	31676,89	32174,23
3	5728,78	0,73	4188,83	0,66	3766,77	27488,06	28407,47
4	5728,78	0,66	3773,72	0,57	3275,45	23714,33	25132,02
5	5728,78	0,59	3399,75	0,50	2848,22	20314,58	22283,80
6	5728,78	0,53	3062,84	0,43	2476,71	17251,74	19807,09
7	5728,78	0,48	2759,31	0,38	2153,66	14492,43	17653,43
8	5728,78	0,43	2485,87	0,33	1872,75	-	-

						12006,56	15780,68
9	5728,78	0,39	2239,52	0,28	1628,48	-9767,04	14152,21
10	5728,78	0,35	2017,59	0,25	1416,07	-7749,45	12736,14
11	5728,78	0,32	1817,65	0,21	1231,36	-5931,80	11504,78
12	5728,78	0,29	1637,52	0,19	1070,75	-4294,28	10434,03
13	5728,78	0,26	1475,24	0,16	931,09	-2819,04	-9502,94
14	5728,78	0,23	1329,05	0,14	809,64	-1489,99	-8693,30
15	5728,78	0,21	1197,34	0,12	704,04	-292,65	-7989,27
16	5728,78	0,19	1078,68	0,11	612,20	786,03	-7377,06

Величина IRR определяется по формуле:

$$IRR = r_1 + \frac{NPV_{r_1}}{NPV_{r_1} - NPV_{r_2}}(r_2 - r_1) = 11 + \frac{786,03}{786,03 - (-7377,06)} \cdot (15 - 11) = 11,4\%$$

IRR служит индикатором уровня риска по проекту - чем больше IRR превышает принятый фирмой барьерный коэффициент, тем больше запас прочности проекта и тем менее страшны ошибки при оценке будущих денежных поступлений.

Метод расчёта окупаемости инвестиций PP

Метод состоит в определении того срока, который необходим для возмещения суммы первоначальных инвестиций

$$PP = I_0 / CF_n$$

$$PP = 41487,56 / 5728,78 = 7,2 \text{ года} = 7 \text{ лет } 2,4 \text{ месяца.}$$

Заключение

Можно сделать следующие выводы:

- проект имеет большой срок окупаемости (на 16-ой год по методу NPV и 7 лет 3 месяца по методу PP). Согласно статистике « о предельных тарифах на электрическую энергию энергопроизводящих организаций» утвержденной Министерством энергетики и минеральных ресурсов Республики Казахстан, базовый тариф на электроэнергию в северном Казахстане с каждым годом увеличивается примерно на 8 %. Однако также из года в год происходит рост цен на топливо, цен на транспортировку топлива а также инфляция валюты. В данном расчете мы не учитываем данные факторы т.к считаем их взаимокompенсирующими.

- полученная согласно методу IRR степень риска($IRR=11,4\%$) позволяет сглаживать лишь незначительные ошибки при оценке будущих денежных поступлений, что является конечно же отрицательным фактором, и на основе этого можно сделать вывод о недостаточности запаса прочности у проекта.

Заключение

Предложенный проект ПГУ в Северо-Казахстанской области, мощностью 550 МВт проектируется на основе программы развития электроэнергетики до 2050 года, которая является стратегической программой отрасли РК.

В наше время представляется возможным осуществление работы ПГУ не только на газе, но и на твердом топливе, таком как уголь.

В связи с тем, что Северный Казахстан не обладает большими запасами природного газа, а осуществление транспортировки природного газа из западного Казахстана является невозможным, появляется необходимость прибегнуть к внутрицикловой газификации угля. При сохранении тех же темпов добычи угля (115,6 млн. т/год), только разведанных запасов в Казахстане хватит еще на несколько столетий. В Северном Казахстане находится крупнейшее угольное месторождение Казахстана - Экибастузский угольный бассейн (разведанные запасы составляют 10 млрд. т).

В связи с незначительной разницей между коэффициентами полезного действия ПГУ с 2-хконтурным котлом-утилизатором - 57% и ПГУ с 3-хконтурным котлом утилизатором - 59%, в основу проекта был принят расчет ПГУ с 2-хконтурным КУ. Учитывая, что устройство трехконтурного КУ сложнее, а следовательно затраты на обслуживание и покупку данного оборудования больше, по сравнению с 2-хконтурным КУ.

Расчет реактора газификации был произведен на основе ПГУ с 2-хконтурным котлом утилизатором. КПД ПГУ с учетом реактора газификации (энергетических затрат на реактор) получился равным 45,5 %, что на порядок выше КПД традиционных станций.

В рамках дипломной части по Безопасности жизнедеятельности был произведен расчет параметров дымовой трубы, концентрации вредных веществ, а также произведен анализ условий труда и безопасности данной станции.

В экономической части дипломного проекта составлен бизнес-план строительства станции. Проект имеет большой срок окупаемости (на 16-ой год по методу NPV и 7лет 3 месяца по методу PP). Согласно статистике « о предельных тарифах на электрическую энергию энергопроизводящих организаций» утвержденной Министерством энергетики и минеральных ресурсов Республики Казахстан, базовый тариф на электроэнергию в северном Казахстане с каждым годом увеличивается примерно на 8 %. Однако также из года в год происходит рост цен на топливо, цен на транспортировку топлива а также инфляция валюты. В данном расчете мы не учитываем данные факторы т.к считаем их взаимокompенсирующими.

Список литературы

1. Тезисы докладов научно-технической сессии по проблемам газовых турбин М., 1997. С. 8-12
2. Пичугин И.И., Цветков А.М., Симкин М.С. Особенности проектирования паровых турбин ЛМЗ// Теплоэнергетика. 1993. №5. С. 10-21.
3. Щегляев А.В. Паровые турбины М.: Энергоатомиздат, 1993. 384с.
4. Стационарные газотурбинные установки / Л.В. Арсеньев, В.Г. Тырышкин, И.А. Богов и др. Под ред. Л.В. Арсеньева и В.Г. Тырышкина. Л.: Машиностроение, 1989. 543с.
5. Ривкин С.Л., Александров А.А. Теплофизические свойства воды и водяного пара. М.: Энергия, 1980. 424с.
6. Трухний А.Д. Расчет тепловых схем утилизационных парогазовых установок: учебное пособие / А.Д. Трухний, А.А. Романюк. М: Издательский дом МЭИ. 2006. 40с
7. Расчет структурной схемы ПГУ с газификацией угля. Методические указания к расчетно-графическому заданию. Новосибирск. 1997.
8. Ольховский Г.Г. Перспективы тепловых электростанций // Электрические станции, 2010, № 1
9. Ольховский Г.Г. Парогазовые установки с газификацией угля (аналитический обзор). // М:ВТИ, 2007, 183 с.
10. Капустин М.А., Нефедов Б.К. Окись углерода и водород-перспективное исходное сырье для синтезов продуктов нефтехимии. // Тематический обзор. Сер. Нефтехимия и сланцепереработка. М.: ЦНИТ, - 1981.- 58с.
11. Альтшулер В.С. Современное состояние и развитие технологии газификации твердого топлива // Химическая технология. – 1985.- №1.- с.309-314.

12. Химическая технология твердых горючих ископаемых: Учеб. Для вузов/Под ред. Г.Н Макарова, Г.Д. Харламповича. - М.: Химия. 1986.-496., ил.
13. Тереньтьев Т.А., Тюков В.М., Смаль Ф.В. Моторное топливо из альтернативных сырьевых ресурсов –М.: Химия 1989.- 271с.
14. А.Г. Костюк, В.В. Фролов, Турбины тепловых и атомныхэлектрических станций, М.: Издательство МЭИ, 2001.
15. В.С. Варварский, В.Б. Грибов, Е.Н.Прутковский. Парогазовая ТЭЦ с внутрицикловой газификацией твердого топлива// Теплоэнергетика, 2003. №8. С. 16-20.
16. Разработка отечественной ПГУ с внутрицикловой газификацией топлива. / Г.Г.Ольховский , С.И.Сучков, А.Н. Епихин и др. // Теплоэнергетика. №2. 2010. С. 19-26.
17. Степанов С.Г. Газификация угля. Тенденция развития, инженерные решения, новый принцип // Ресурсы России. 2002. №4. С. 36-42.
18. Колодцев Х.И. Основные факторы и пути повышения интенсивности газификации на воздушном дутье // Газификация твердого топлива. Труды третьей научно-технической конференции. М.: Гостоптехиздат. 1957. С.
19. Колодцев Х.И., Бабий В.И., Кустовский СЛ. Газогенератор ВТИ для газотурбинных установок // Теплоэнергетика, 1961, №4. С.44-48.
20. Сучков С.И. О возможности эффективного решения проблем сжигания некоторых топлив посредством применения их газификации // Сб. док. V научно-практической конференции «Минеральная часть топлива, шлакование, очистка котлов, улавливание и использование золы». Челябинск, 7-9 июня 2011. Том III, с.204-210