ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ ҒЫЛЫМ ЖӘНЕ ЖОҒАРЫ БІЛІМ МИНИСТРЛІГІ

«Қ.И. Сәтбаев атындағы Қазақ ұлттық техникалық зерттеу университеті» коммерциялық емес акционерлік қоғамы

Энергетика және машина жасау институты

«Энергетика» кафедрасы

Қамбар Бекарыс Нұрбақытұлы

ПТ-60/75-130/13 турбиналы Өскемен ЖЭО-ын ұлғайту

ДИПЛОМДЫҚ ЖҰМЫС

6В07101 - «Энергетика»

Алматы 2023

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ ҒЫЛЫМ ЖӘНЕ ЖОҒАРЫ БІЛІМ МИНИСТРЛІГІ

Қ.И. Сәтбаев атындағы Қазақ ұлттық техникалық зерттеу университеті коммерциялық емес акционерлік қоғамы

Энергетика және машина жасау институты

«Энергетика» кафедрасы

ҚОРҒАУҒА ЖІБЕРІЛДІ
Кафедра меңгерушісі
PhD, қауымдастырылған профессор
_____ Е.А. Сарсенбаев
«08» 06 2023ж.

ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ
НАО «КазНИТУ им.К.И.Сатпаева»
Институт энергетики
и машиностроения

ДИПЛОМДЫҚ ЖҰМЫС

Тақырыбы: «ПТ-60/75-130/13 турбиналы Өскемен ЖЭО-ын ұлғайту»

«6В07101 – Энергетика» мамандығы бойынша

Орындаған Қамбар Б.Н.

Сын-пікір беруші
АЭжБУ PhD, «Жылу энергетикалық қондырғылар» кафедрасының доценті
_____ Д.Р. Умышев
(колы)
«02» 06 2023 ж.

Ғылыми жетекші
Техника ғылымдарының магистрі, аға оқытушы
_____ А.С. Нығыманова
(колы)
«06» 06 2023 ж.

Алматы 2023

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ ҒЫЛЫМ ЖӘНЕ ЖОҒАРЫ БІЛІМ МИНИСТРЛІГІ

Қ.И. Сәтбаев атындағы Қазақ ұлттық техникалық зерттеу университеті

Энергетика және машина жасау институты

Энергетика кафедрасы

6В07101-«Энергетика» мамандығы бойынша

«БЕКІТЕМІН»
Кафедра меңгерушісі
PhD, қауымдастырылған
профессор
_____ Е. А. Сарсенбаев
«16» 01 2023 ж.

Дипломдық жұмыс орындауға
ТАПСЫРМА

Студент *Қамбар Бекарыс Нұрбақытұлы*
Тақырыбы: *«ПТ-60/75-130/13 турбиналы Өскемен ЖЭО-ын ұлғайту»*
Институттың Ғылыми кеңесі бекіткен. *№ 408-п «28» қараша 2022 ж.*
Аяқталған жұмысты тапсыру мерзімі *«30» мамыр 2023 ж.*
Дипломдық жұмыстың бастапқы берілгендері *ТОО AES Өскемен ЖЭО-да белгіленген N=241,5 МВт қуаттылығы орнатылған, жылулық қуаттылығы 959,1 Гкал/сағ, сосын ішінде турбоагрегаттардың қуаттылығы 596 Гкал/сағ. Станцияда екі қысымда жандырғыш қондырғысы қарастырылған күрделі жылулық сұлбасы бар.*
Дипломдық жұмыста қарастырылатын мәселелер тізімі
а) Өскемен ЖЭО-ның сипаттамасы
б) Турбина және оның қосымша қондырғыларының сипаттамасы
в) Жылулық схемаларды есептеу
г) Жобаның экономикалық тиімділігі
Сызбалық материалдар тізімі (міндетті сызбалар дәл көрсетілуі тиіс) *Сызбалық материалдар слайдтармен көрсетілген:*
Ұсынылатын негізгі әдебиет:

1. *Рыжкин В.Я. Тепловые электрические станции. – М.:Энергоатомиздат, 1987. – 327 б.*
2. *Трухний А.Д., Ломакин Б.В. Теплофикационные паровые турбины и турбоустановки. – М.: МЭИ, 2002. – 303 б.*
3. *Бузина Д.П. Теплофикационные паровые турбины. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 241 б.*
4. *Григорьев В.А., Зорин В.М. Теплоэнергетика и теплотехника. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 600 б.*

Дипломдық жұмысты дайындау
КЕСТЕСІ

Бөлімдер атауы, қарастырылатын мәселелер тізімі	Ғылыми жетекші мен кеңесшілерге көрсету мерзімдері	Ескерту
Негізгі бөлім	03.03.2023ж.	нор
Арнайы бөлім	05.04.2023 ж.	нор
Жылулық есептеу бөлімі	24.04.2023 ж.	нор
Экономика бөлімі	03.05.2023 ж.	нор.

Аяқталған жұмысқа қойылған
кеңесшілер мен норма бақылаушының
қолтаңбалары

Бөлімдер атауы	Ғылыми жетекші, кеңесшілер	Қол қойылған күні	Қолы
Негізгі бөлім	А.С.Ныгыманова, аға оқытушы		06.06.2023
Арнайы бөлім	А.С.Ныгыманова, аға оқытушы		06.06.2023
Норма бақылау	Ә.О.Бердібеков, аға оқытушы		06.06.2023

Жоба жетекші _____ /А.С.Ныгыманова /
(қолы)

Тапсырманы орындауға алған студент _____ / Б.Н.Қамбар/
(қолы)

Күні «06» 02 2023 ж.

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ ҒЫЛЫМ ЖӘНЕ ЖОҒАРЫ БІЛІМ МИНИСТРЛІГІ
«Қ.И.СӘТБАЕВ АТЫНДАҒЫ ҚАЗАҚ ҰЛТТЫҚ ТЕХНИКАЛЫҚ ЗЕРТТЕУ УНИВЕРСИТЕТІ»

6В07101-«Энергетика» мамандығы бойынша
Қамбар Бекарыс Нұрбақытұлының
«ПТ-60/75-130/13 турбиналы Өскемен ЖЭО-ын ұлғайту»
тақырыбындағы дипломдық жұмысына

ҒЫЛЫМИ ЖЕТЕКШІНІҢ ПІКІРІ

Осы дипломдық жұмыста студент Өскемен қаласындағы ЖЭО-н карастырды. Жұмыстың мақсаты ПТ-60/75-130/13 турбинасымен ұлғайту және ЖЭО-дағы қондырғының пайдалы әсер ету коэффициентін арттыру. ПТ-60/75-130/13 қоршаған орта температурасында регенеративті жылыту және желілік жылытқыштар жүйесі, сондай-ақ турбоқондырғының және энергоблоктың жылу үнемділігінің көрсеткіштері есептелген. Жұмыс барысында бу турбинасы есептелінді. Қондырғының жалпы сипаттамалары мен есептік схемалары келтірілді. ЖЭО-ның принципиалды жылулық схемасы қарастырылды. Жоғары және төмен қысымды жылытқыштар үшін де жылулық баланс теңдеуі келтірілген. Конденсатордағы бу шығыны мен турбинадағы будың үлестік шығындары анықталды.

Диплом жазушы Қамбар Бекарыс жұмысты орындау барысында аса жауапкершілікпен, әрбір есебін мұқият шығарып, алған теориялық білімін практика жүзінде жоғары деңгейде көрсетті. Алдына қойылған міндеттерді уақытылы орындап, мақсатқа толық жетті.

Қорытынды мен ұсыныстардың айғақтылығы және нақтылығы бойынша дипломдық жобадағы алдына қойылған мәселені шешу дәрежесі жоғары, зерттеу толығымен аяқталған.

Дипломдық жұмыс қойылатын талаптарға сәйкес келеді және мемлекеттік аттестациялық комиссияның отырысында қорғауға жіберіледі. Ал, түлек Қамбар Бекарыс Нұрбақытұлы «Энергетика» мамандығы бойынша «бакалавр» академиялық дәрежесіне лайықты және дипломдық жұмысын А-«өте жақсы» 91 баллмен бағалаймын.

Ғылыми жетекші

Техника ғылымдарының магистрі,
«Энергетика» кафедрасының
аға оқытушысы
_____ А.С. Нығыманова
(қолы)
«06» 06 2023 ж.

Ф ҚазҰТЗУ 706-16. Ғылыми жетекшінің пікірі

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫНЫҢ ҒЫЛЫМИ ЖӘНЕ ЖОҒАРЫ БІЛІМ МИНИСТРЛІГІ
«Қ.И.СӘТБАЕВ АТЫНДАҒЫ ҚАЗАҚ ҰЛТТЫҚ ТЕХНИКАЛЫҚ ЗЕРТТЕУ УНИВЕРСИТЕТІ»

Тақырыбы: **«ПТ-60/75-130/13 турбиналы Өскемен ЖЭО-ын ұлғайту»**
6В07101-«Энергетика» мамандығы бойынша
Қамбар Бекарыс Нұрбақытұлының
дипломдық жұмысына

СЫН ПІКІР

Дипломдық жұмыс жалпы үш бөлімнен, яғни Өскемен ЖЭО-ның сипаттамасынан, жылулық схемаларды есептеуден және экономикалық бөлімнен, сонымен қатар қорытынды мен қолданылған әдебиеттер тізімінен тұрады.

Бұл дипломдық жұмыста ПТ-60/75-130/13 турбиналы Өскемен ЖЭО-ын ұлғайту қарастырылған. Жылулық сұлбаларды таңдап, БКЗ-320-140 қазандығының пайдалы әсер коэффициентін және өнімінің жануын есептеген. Ауа және отын жануы энтальпиясының есебі, сонымен қатар турбинаға кеткен бу шығыны мен турбина алымынан толық өңделмеген бу энергия коэфициенттерінің есебі келтірілген. Нәтижесінде станцияның ПӘК-і жеткілікті жоғары 84% көрсеткішіне тең екендігін көрсеткен. Электроэнергияға жұмсалатын отынның меншікті шығыны әрбір кВт/сағ мөлшеріне 200 грамм меншікті отыны тиесілі. Бұл дегеніміз, дипломдық жобаның мақсаты орындалғанын айғақтайды

Дипломдық жұмыстың әдістемелік базасы, жоспары және мақсаты жобаның мазмұнына және тақырыбына сәйкес келеді. Студент өзбетінше жұмыс істегендігі байқалады.

Жұмыс бойынша ескерту:

Кемшіліктер ретінде аздап грамматикалық қателіктер, тыныс белгілері дұрыс қойылмай кеткендігін айтуға болады. Дипломдық жұмыстың жалпы деңгейі жоғары, талаптарға сай жазылған.

Сонымен, дипломдық жұмыс маманды дайындау бағыты бойынша берілетін академиялық дәрежесі мен біліктілігіне сай келеді деп ойлаймын.

Жұмысты бағалау

Қорыта келе, Қамбар Бекарыс Нұрбақытұлының дипломдық жұмысы В «жақсы» (88 балл) бағасына, ал автор – «Энергетика» бакалавры академиялық дәрежесін иемденуге лайық деп бағалаймын.

Сын-пікір жазушы
АЭжБУ PhD, «Жылу энергетикалық
қондырғылар» кафедрасының доценті
_____Д.Р. Умышев
(қолы)
«02» 06 2023 ж.

Қолтаңбаны растайтын
Подпись заверяю
Қызмет
«02» 06 2023 ж.

Ф КазНИТУ 706-17. Рецензия

Протокол

о проверке на наличие неавторизованных заимствований (плагиата)

Автор: Қамбар Бекарыс Нұрбақытұлы

Соавтор (если имеется):

Тип работы: Дипломная работа

Название работы: ПТ-60-75-130-13 турбиналы Өскемен ЖЭО-ын ұлғайту

Научный руководитель: Айнур Ныгыманова

Коэффициент Подобия 1: 8.9

Коэффициент Подобия 2: 3.8

Микропробелы: 21

Знаки из здругих алфавитов: 159

Интервалы: 0

Белые Знаки: 0

После проверки Отчета Подобия было сделано следующее заключение:

☑ Заимствования, выявленные в работе, является законным и не является плагиатом. Уровень подобия не превышает допустимого предела. Таким образом работа независима и принимается.

☐ Заимствование не является плагиатом, но превышено пороговое значение уровня подобия. Таким образом работа возвращается на доработку.

☐ Выявлены заимствования и плагиат или преднамеренные текстовые искажения (манипуляции), как предполагаемые попытки укрытия плагиата, которые делают работу противоречащей требованиям приложения 5 приказа 595 МОН РК, закону об авторских и смежных правах РК, а также кодексу этики и процедурам. Таким образом работа не принимается.

☐ Обоснование:

Дата 8-06.2023

Заведующий кафедрой Энергетика

Сарсембаев Е.А.

Протокол

о проверке на наличие неавторизованных заимствований (плагиата)

Автор: Қамбар Бекарыс Нұрбақытұлы

Соавтор (если имеется):

Тип работы: Дипломная работа

Название работы: ПТ-60-75-130-13 турбиналы Өскемен ЖЭО-ын ұлғайту

Научный руководитель: Айнур Ныгыманова

Коэффициент Подобия 1: 8.9

Коэффициент Подобия 2: 3.8

Микропробелы: 21

Знаки из здругих алфавитов: 159

Интервалы: 0

Белые Знаки: 0

После проверки Отчета Подобия было сделано следующее заключение:

☑ Заимствования, выявленные в работе, является законным и не является плагиатом. Уровень подобия не превышает допустимого предела. Таким образом работа независима и принимается.

☐ Заимствование не является плагиатом, но превышено пороговое значение уровня подобия. Таким образом работа возвращается на доработку.

☐ Выявлены заимствования и плагиат или преднамеренные текстовые искажения (манипуляции), как предполагаемые попытки укрытия плагиата, которые делают работу противоречащей требованиям приложения 5 приказа 595 МОН РК, закону об авторских и смежных правах РК, а также кодексу этики и процедурам. Таким образом работа не принимается.

☐ Обоснование:

Дата

05.06.2023 г.

проверяющий эксперт

АҢДАТПА

Аталмыш дипломдық жұмыста Өскемен қаласының ЖЭО-ын ПТ-60/75-130/13 турбинасымен ұлғайту қарастырылып отыр. Жылдан жылға тұрғын санының көбеюіне байланысты өндіріс орындары да көбейеді, сондықтан өндіріске жіберілетін бу, жылу тұтыну және жылуландыру да ұлғаяды. Осыған байланысты маңызды шешімнің бірі Өскемен қаласындағы 60/75-130/13 турбиналы ЖЭО-ын ұлғайту болып табылады. Өйткені бұл турбинаның жылуландыру және өндірістік алымдары бар.

АННОТАЦИЯ

В данном дипломном работе предусмотрено расширение ТЭЦ г. Усть-Каменогорска турбиной ПТ-60/75-130/13. Из года в год в связи с увеличением численности населения увеличиваются и производственные мощности, поэтому увеличивается и количество пара, теплопотребления и теплоснабжения, направляемых на производство. Одним из важных решений в этой связи является расширение турбинной ТЭЦ 60/75-130/13 в г. Усть-Каменогорске. Потому что у этой турбины есть теплофикационные и производственные отборы.

ANNOTATION

This diploma project provides for the expansion of the CHPP G.Ust-Kamenogorsk turbine PT-60/75-130/13. From year to year, due to the increase in the population, production capacities are also increasing, therefore, the amount of steam, heat consumption and heat supply directed to production is also increasing. One of the important decisions in this regard is the expansion of the turbine CHP 60/75-130/13 in Ust-Kamenogorsk. Because this turbine has heating and production selections.

МАЗМҰНЫ

	Кіріспе	7
1	Өскемен ЖЭО-ның сипаттамасы	9
1.1	Станцияның технологиялық құрылымы	9
1.2	Жылулық сұлбаларды таңдау	11
1.3	БКЗ-320-140 қазандығы	13
1.3.1	Бу қазанның пайдалы әсер коэффициентін және өнімімнің жануын есептеу	13
1.3.2	Ауа және отын жануы энтальпиясының есебі	16
1.4	Турбина және оның қосымша қондырғыларының сипаттамасы	20
1.4.1	ПТ-60/75-130/13 типті турбинаның сипаттамасы	20
1.4.2	ПТ-60/75-130/13 турбинасының жылулық есебі	23
1.4.3	Су мен будың параметрлерін анықтау	25
1.4.4	Қоректік судың шығынын анықтау	25
1.4.5	Турбинаға кеткен бу шығыны мен турбина алымынан толық өнделмеген бу энергия коэфициенттерінің есебі	28
1.4.6	Турбина қондырғысының техникалық - экономикалық көрсеткіштері	30
1.4.7	Турбинадағы будың кеңеюінің жұмыс үрдісін құр	32
2	Жылулық схемаларды есептеу	36
2.1	Есептелген жүктемені қамтамасыз ету үшін іріктеу үлесін анықтау	36
2.2	Жобалау шарттары бойынша станция жүктемелерінің сәйкестіктерін тексеруі	36
2.2.1	Су мен бу параметрлері	36
2.2.2	Су мен бу балансы	37
2.2.3	Жылулық тұтынушылар бу үлесі	37
3	Экономикалық бөлімі	39
3.1	Жабдықтардың қысқаша сипаттамасы	39
3.2	Экономикалық бөлімнің есебі	40
3.3	Жобаның экономикалық тиімділігі	43
	Қорытынды	45
	Пайдаланылған әдебиеттер тізімі	46

КІРІСПЕ

Қазақстанда 30-50-ші жылдарда пайдалы қазбалардың кен орындарында қазба жұмыстарымен айналысатын ірі өнеркәсіп орталықтары дамыды. Бұл кәсіпорындар негізгі фактор бола бастады, тікелей жақын жердегі жұмыс поселкелер, содан соң жетіліп келе жатқан қалалар, көп қабатты құрылыс ошағымен және қажетті қалалық инфрақұрылыммен қалыптаса бастады. Бұл қалаларды электр және жылумен жабдықтау жұмысын қалалық ЖЭС-ы қамтамасыз етті (олар Өскемен, Лениногорск (Риддер), Балқаш, Жезказган және т.б қалалар). Қазақстанда әлемде алғаш рет шамадан тыс бу параметрлерін қолданатын энергоблоктар өнеркәсіп орындарында пайдалана бастаған еді, 1150 киловольт кернеумен қамтылған электр желілері салынды, 1500 киловольт кернеуде тұрақты тоқ желісі бойынша жобаның құрылыс жұмыстары іске асырыла бастады. Қазақстандық энергожүйелеріне өзіндік ерекше ауқымды қамтитын, одақ аралық жүйелердін құрамына кіретін апатқа қарсы жүйесі орнатылды. Осынын бәрі сол уақыттағы жоғары технологиялық, энергетикалық жүйе құрастыруға мүмкіндік берді.

Қазақстан Республикасында бір ортадан жылумен жабдықтаудын қарқынды дамуы барысында барлық бағыттағы негізгі өнеркәсіп көздері дами бастады.

1990 жылы Қазақстан Республикасының бір ортадан жылумен жабдықтау жүйесінің көрсеткіші 54% құрады, сосын ішінде 42% аралас өндіру үлесінде, осы мәліметтерді есептей отырып еліміз Еуропада жоғары көрсеткіштерді көрсете білген негізгі аймақтардың бірі болып табылады.

Қазақстан Республикасында жылумен жабдықтау жүйелерінде 66 жылу көздерінде жұмыс атқаратын 42 жылумен жабдықтау орталықтары орнатылған, соның ішінде: ЖЭС - 38 ; ГРЭС - 4 және 24 ірі қазандықтар бар. Жылу көздерінің орнатылған жалпы жылулық қуаттылығы - 29 мың Гкал/сағ құрайды.

Артып келе жатқан сұраныстарды қанағаттандыру үшін, бірінші кезекке мұнай шығарулар жолсерік газы қолданатын жаңа газотурбиналық электр станциялар ғимаратын тұрғызу көзделген, олардың ішінде Жаңажол, Орал, Қарашығанақ, Прорвенстік ГТУ, Ақтөбеде орналасқан Батыс-Қазақстандық ГТЭС және т.б. Электр энергиясының өндірістігінің артуы, келесі жұмыс атқарып келе жақан электр станцияларында өнімнің артуына байланысты, бірінші кезекте Екібастұз және Ақсу ГРЭС-тері, сонымен қатар жаңа қуаттылықты орнату болып табылады.

XX ғасырдың 90 жылдарының басындағы энергетикадағы қиыншылықтар бүгінгі таңда да бар және көптеген аудандарда энергияны аз тұтынумен білдіріледі.

Ескі қондырғылардың тозуының және жаңа қондырғының біртіндеп енгізілуі – мұның бәрі станциялардың жұмысына жақсырақ қарауға себеп болады.

Соңғы жылдардағы экономикалық өсуге байланысты энергетикалық қуаттылықтың тапшылығы пайда болуы мүмкін. Жаңа станциялардың құрылысы үлкен қаражатты қажет етеді. Сонымен қатар көптеген станцияларда станция жұмысын оптимизациялау кезінде анықталатын ішкі энергетикалық резервтер бар. Одан басқа, ЖЭО жұмысын оптимизациялауы станцияның техника-экономикалық көрсеткіштерін жоғарылатуға мүмкіндік береді.

Осы аталған мәселеге орай Қазақстанның энергетикалық тәуелсіздігін құрудың зор маңызы бар. Сол себепті бұл жұмыста Қазақстан энергетикасының қалыптасуы мен даму тарихы кеңінен қарастырылады.

Энергетикалық қорлар адам қоғамының дамуында манызды роль атқарады. Жаңа технологиялардың дамуы, энергияны пайдалану және халық санының өсуі тығыз байланысты. XXI ғасырда энергияны пайдалану мен Жер халқының саны күрт өсуі байқалады. Алайда, өнеркәсіп өндірісінің өсуіне сәйкес энергия пайдаланудың артуы дамыған елдерде байқалса, халық көп қоныстанған аймақтардың дамуы энергия өндіруді өсіруді талап етеді. Энергияны пайдаланудың өсуіне байланысты қоршаған ортаға әсері айқындала түсуде.

Аталмыш дипломдық жобада Өскемен қаласының ЖЭО-ын ПТ-60/75-130/13 турбинасымен ұлғайту қарастырылып отыр. Жылдан жылға тұрғын санының көбеюіне байланысты өндіріс орындары да көбейеді, сондықтан өндіріске жіберілетін бу, жылу тұтыну және жылуландыру да ұлғаяды. Осыған байланысты маңызды шешімнің бірі Өскемен қаласындағы 60/75-130/13 турбиналы ЖЭО-ын ұлғайту болып табылады. Өйткені бұл турбинаның жылуландыру және өндірістік алымдары бар.

1 Өскемен ЖЭО-ның сипаттамасы

1.1 Станцияның технологиялық құрылымы

Өскемен жылулық электр станциясы (ӨЖЭС), Алтайлық энергожүйенің басқа бөлімшелердің ортасында жобалаулар, құрылыстар және ары қарай дамытулар барысында өте ұзақ тарихи уақыты бар мекеме екенін айтып кетсе керек. Бұл мекемеге тоқтала кетсек, станция туралы мәліметтер 1939 жылы Өскемен ГЭС мен Өскемен ЖЭО-ның мырыш зауыты жанында жобалау басталғаннан бері келе жатыр. Осы жылда станцияның салынуы да басталды.

1939 жыл ЖЭО-ның құрылысы үшін келесі қосалқы бөлімшелердің әзірлеу жылы болды деп айтуға болады. Қуаттылығы 210 кВт болатын уақытша электр станциясы салынды. Соғыс басталған мезеттен құрылыс тоқтап қалды. 1942 жылы Өскеменге «Электроцинк» заводынан орджоникидзевск қондырғысы алып келген бойда құрылыс қайта жандандырылды.

1946 жылдың басында станцияда 6 адам жұмыс атқарды, құрылыс барысында станцияда жұмысшылар саны да қатарласып арта бастады, алғашқы агрегатты қосу барысында станцияда жұмыскерлер саны 272 адамды құрады. 27 қырқүйек 1947 жылы, Өскемен мырыш зауыты іске қосылар кезде, 60 атм. 4 МВт жоғары қысымда жұмыс істейтін екі блок жұмысын бастады.

1951 жылдың желтоқсан айында қуаттылығы 26 МВт құрайтын 2-ші ретті ағылшын қондырғысы ӨЖЭО-да іске қосылды. 1952 жылдың қараша айында ӨЖЭО-ғы өнімділігі 75 т/сағ болатын 3 қазандықпен және қуаттылығы 12 МВт болатын 2 турбинамен ұлғайтылды.

«Алтайэнерго» комсомол ұйымы әрекеті бойынша ӨЖЭО-ғы базасыда 1952 жылы қыркүйек айында, Лениногорск тау-кен техникумы филиалында 1-ші курс оқу жаттығулары басталды (кейін ол мекеме Өскемен энергетикалық техникумына ауысты).

Сонымен бірге станцияның қуаттылығының артуына байланысты қалалық жылу жүйелері салына басталды, осымен қатар уақыт өте 100 қазандықтардың жабылуына себеп болды. Нәтижесінде қала іші экологиялық тазаруына үлес қосты. 1952-1953 жылдар аралығында алғашқы бойлер іске қосылды және кеншілер ауданы маңында алғашқы магистраль салынды.

1954 жылы станцияға Т-25-29, қуаттылығы 25 МВт болатын теплофикациялық турбина енгізілді. 1959 жылы станцияда құрылыстың кезекті төртінші бөлімі аяқталады. 1963 жылы тағы да Белинкое көшесі мен Ленин қиылысынан Комендантский өзеніне дейін ұзындығы 3000 м құрайтын магистраль желісі, ал 1966 жылы Лев Толстой (қазіргі Ленин көшесі бастамасы) көшесімен тағы бір магистраль желісі тартылды. 1966 мен 1970 жылдар аралығында станцияға кезекті бесінші бөлігі енгізілді.

1966 және 1970 жылдары ӨЖЭО-на алғашқы жоғары қысымда Т-50-130, Т-100-130 және Р-40-130 теплофикациялық блоктар енгізілді. 1967 және 1970 жылдары ӨЖЭО-на кезекті алтыншы бөлімі іске қосылды, ал 1981 жылы кезекті

жетінші бөлігінін құрылысы басталды, бірақ ол құрылыс бөлігі әлі күнге дейін аяқталмаған, бұған оның өз себебі болды. 1991 жылы станцияға № 14- 500т/сағ болатын жұмысшы қазандық іске қосылды.

Жүргізілген келесі белгілі жөндеу жұмыстарынан кейін станция AES компаниясының меншігі болып табылады, құрылысқа жұмсалған негізгі қаражаттын бөлігі вагон аударғыштарға, ыстық сумен қамтамасыз ету сорғышы мен №3 күл төгіндісі.

Бүгінгі күні станцияда 465 адам жұмыс атқарады. Негізгі тұтынушылар Өскемен жылу жүйелері, КазЦинк, УМЗ, ЗАО ВКРЭК және т.б ірі өндіріс орындары.

Станция Кузнецк бассейнінен алынатын тас көмірінде және жандыру үшін мазут отынында жұмыс істеуге жобаланған. Соңғы жылдары қазандықтар Қазақстандық көмірде жұмыс істеуге модернизацияланған, оның ішінде Екібастұз разрезінен шығатын тас көмірі.

Станция ПӘК-і жеткілікті жоғары - 80% көрсеткішке ие. Электроэнергияға жұмсалатын отынның меншікті шығыны әрбір кВт/сағ мөлшеріне 200 грамм меншікті отыны тиесілі.

Станцияда орта қысымда төрт қазандық, бес бу турбинасы (31,5 МПа) және де жоғары қысымдағы бес қазандық, үш бу турбинасы (13,8 МПа) орнатылған. Станцияда орнатылған электр қуаты 251,5 МВт шамасын, ал жылулық қуаттылығы 1112 МВт немесе басқаша айтқанда 959,1 Гкал/сағ құрайды. Станцияның көрнекті жасына қарамастан, ол әлі күнге дейін сенімді және қауіпсіздік деңгейі биік дәрежеде жұмыс атқарып жатыр.

ЖШС «AES Өскемен ЖЭО»-да белгіленген N=241,5 МВт қуаттылығы орнатылған, жылулық қуаттылығы 959,1 Гкал/сағ, сосын ішінде турбоагрегаттардың қуаттылығы 596 Гкал/сағ.

Станцияда екі қысымда жандырғыш қондырғысы қарастырылған күрделі жылулық сұлбасы бар.

Станцияда келесі қазандықтар орнатылған:

– орта қысымда № 7, 8, 9,10, ЦКТИ–75–39Ф типті;

– жоғары қысымда № 11, 12, 13, 14, БКЗ–320–140 типті;

– жоғары қысымда № 15, ТПЕ–500 типті.

ЖЭО-да келесі орнатылған:

– орта қысымда № 4, Р–3,5–29,7 типті;

– орта қысымда № 5, Р–9–29/1,2 типті;

– орта қысымда № 6, 7, Р–8–29/7 типті;

– орта қысымда № 8, Р–25–29/1,2 типті;

– жоғары қысымда № 9, Р–38–130/34 УТМЗ типті;

– жоғары қысымда № 10, Т–50–130/34 УТМЗ типті;

– жоғары қысымда № 11, Т–100–130 УТМЗ типті.

Орнатылған теплофикациялық түйін келесі $Q_Б = 974,5$ Гкал/сағ жүктемені қаматамасыз етеді. Теплофикациялық түйін қондырғысы жеке бойлерда орналасқан, ал тұтынушыға жылу беретін қондырғы, жылумен қамтамасыз ететін сорғы бөлмесінде орнатылған.

Станция Екібастұз көмірінде жұмыс істейді, көмірдің сипаттамасы төменде көрсетілген:

$Q_H^P = 15880,5$ кДж/кг - отынның төменгі жылу шығару қабілеттілігі;

$K_{ЛО} = 1,21$ - отынның үгітілу коэффициенті;

$A^P = 40,9\%$ - отын күлділігі;

$V_Г^0 = 6,24$ м^3/кг – газдың теориялық көлемі;

$V^0 = 5,82$ м^3/кг – жануға қажетті ауаның теориялық көлемі.

ЖЭО-ның сумен қамтамасыздандыру жүйесі – тура ағынды.

Станция аумағында келесі қондырғылар орнатылған:

1) Бас ғимарат.
2) Ашық бөлу қондырғысы.
3) Жабық бөлу қондырғысы.
4) Отын жіберу галереясы.
5) Түтін шығару құбыры.
6) Суды хим.дайындау цехы.
7) Көмір қоймасы.
8) Ыстық сумен жабдықтаудың сорғы қондырғысы.
9) Май және мазут шаруашылығы.
10) Механикалық шеберхана.
11) Жағармай қоймасы.

Станция аумағынан тыс жобаланып жатқан тазарту ғимараттарын және қалдық пен күл тазартқыштарын орналастырамыз.

Тұрмыстық мұқтаждықтарға жылулық жүктеменің ұлғаюына байланысты, $Q_Б$=200 ГДж/сағ шамасына, Өскемен ЖЭО-ын қайта құру және кеңейту бойынша келесі шараларды өткізуді ұсынып жатырмыз:

– ПТ-60/75-130/13 екі турбинасын орнату, қолданатын турбиналарды қою үшін, резервтегі аралықты қолданып және станцияның негізгі корпустарында кеңейту жұмысын өткізу керек;

– жобаланып қойған қазандықтарды орнату үшін: отын беру, сумен күлді жою, шаң дайындау қондырғыларының сұлбаларын қолдану қажет;

– тұтынушының жылулық жүктемесін қамтамасыз ету үшін, ПТ-60/75-130/13 турбиналары қасынан торлық жылытқыштар орнату керек;

– шектік жүктемені қамтамасыз ету үшін, жұмыс істемейтін қазандықтарды бұзудан кейін, негізгі корпус аралықтарында шектік су қыздырғыш қазандықтар орнату керек.

1.2 Жылулық сұлбаларды таңдау

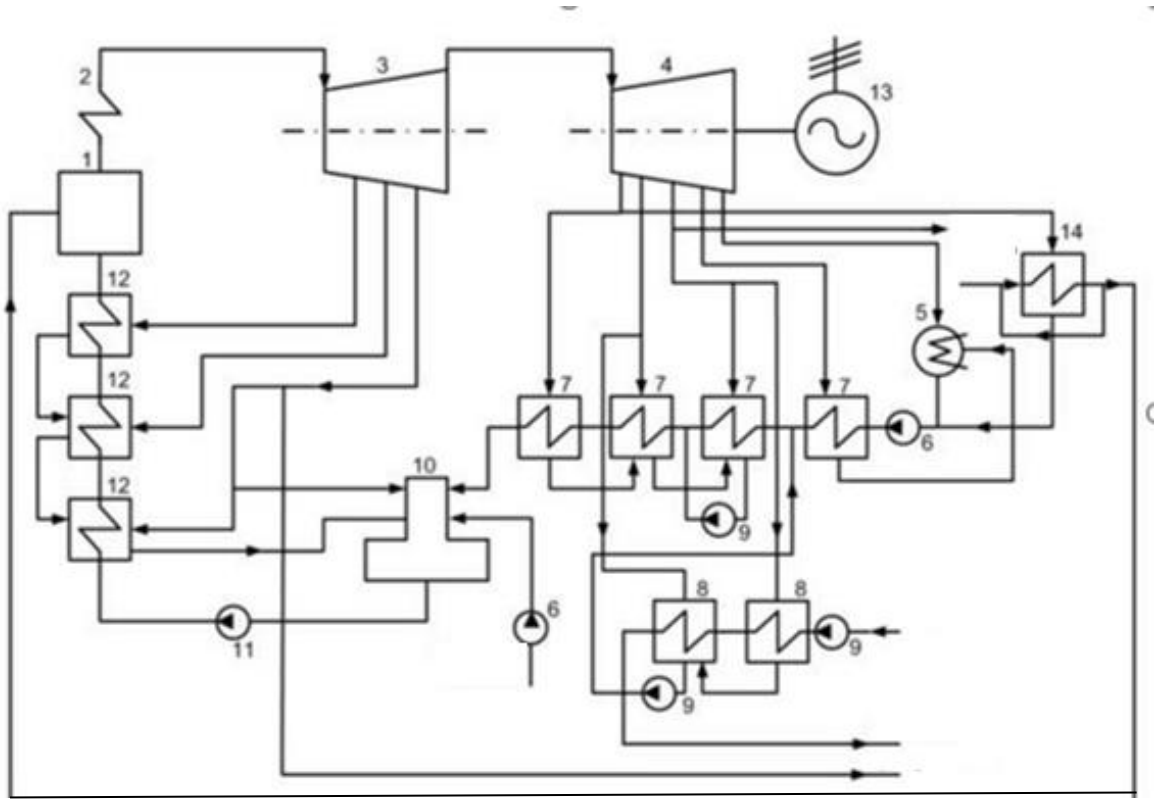
Қазіргі станцияда дипломдық жобаның тапсырмасы бойынша, электр энергиясын өндіру үшін арналған және бу бойынша жылулық жүктемелерді қанағаттандыратын екі ПТ-60/75-130/13 турбинасын орнатамыз:

тұрмыстық мұқтаждықтарға: $Q_Б$ = 400 ГДж/сағ;
өзіндік мұқтаждықтарға: $Q_{СН}$ = 16 ГДж/сағ;
технологиялық мұқтаждықтарға: $D_{пр}$ = 160 ГДж/сағ.

Станцияда отын ретінде Майкүбі жерінен шыққан тас көмір қолданылады.

Станция Өскемен қаласында орналасқан, -39 ^{0}С есепті температурамен жылыту ұзақтықтығы 5088 сағат жылытқыш мерзімде орналасқан. Қысқы мерзімде желдетуге және ыстық сумен жабдықтауға тұрмыстық жүктеменің 20% қабылданып жатады.

ПТ-60/75-130/13 турбинасының жылулық сұлбасы 1 суретте көрсетілген.



1 – бу қазандығы; 2 – буды қайта қыздыру; 3 – жоғары қысымды цилиндр; 4 – төмен қысымды цилиндр; 5 – конденсатор; 6 – конденсаттық сорғы; 7 – төмен қысымды регенеративті қыздырғыштар; 8 – желілік су қыздырғыштар; 9 – дренажды сорғылар; 10 – деаэратор; 11 – қоректік сорғы; 12 – жоғары қысымды регенеративті қыздырғыштар; 13 – генератор; 14 – ауа колорифері

Сурет 1 – ПТ-60/75-130/13 турбинасының жылулық схемасы

Схема бойынша қазандықтағы бу, бу құбырлары арқылы турбинаға барып түседі. Турбинада пайдаланылған бу конденсаторда конденсациаланады да, негізгі конденсат конденсаттық сорғымен келесі кезекті суытқыш эжекторларға, тығыздауыштарға, төменгі қысымдағы қыздырғыштарға (ТҚҚ), одан соң деаэраторға, келесі жоғары қысымдағы деаэраторға (ЖҚД) беріледі. ЖҚД бактарындағы қоректендіргіш сулар қоректендіргіш сорғылармен, су бірнеше

қыздырғыш қондырғылардан өтіп жоғары қысымдағы қыздырғыштарға беріледі (ЖҚҚ), ол жерде су $t_{пв}$ = 2420 ^{0}С дейін қыздырылып, ауыстырып қосатын магистральға немесе тікелей қазанға беріледі. Өндірістен қайтарылатын конденсат үшін және қосымша су үшін энергетикалық қазандықтар келесі жайды ескерген:

а) Атмосфералық деаэраторда газсыздандырудың бірінші сатысы;

б) ЖҚД-ғы екінші сатысы.

Энергетикалық қазандықтардың қосымша сулары атмосфералық деаэратордан соң негізгі конденсат желісіне барады.

Әрбір турбогенератор сұлбасына желілік қондырғы орнатылған, ол станцияда негізгі корпусында орналасқан желілік және негізгі желілік қыздырғыштан (НЖҚ), конденсатты ағызып жіберу сорғылардан және де суды максималды температураға дейін қыздыратын шектік су қыздырыш қазандықтан (ШСҚҚ) тұрады. Осы жерде де жылулық желінің қоректік түйіні қондырғысын жобалаймыз. Жылулық желінің қоректік суын газсыздандыру бірсатылы вакуумды деаэраторда (ДВ) орындалады. Жылулық желінін қоректік суы ХВО-да өңделеді.

1.3 БКЗ-320-140 қазандығы

БКЗ-320-140 қазандығы – П-тәріздес үлкен блокты конструкциямен салынған, беттік қыздырылу құрылымы бар, бір барабанды, табиғи айналымды қазандық.

Диірмен құрылымдар түрі – промбункері бар шар барабанды диірмендер.

Оттық бірінші газ өтетін құбырда орналасқан, екінші газ өтетінге бәсеңдейтін бөлгіш орналасқан үнемдегіш және ауа жылытқыш орналасқан.

Қазанның бу қыздырғышы радиациялық, конвективті типті, екі тасқынды, қыздырудан ортақ 3542 м^2 бетпен төрт сатыдан істелінген.

Бу қыздырғыштың конвекциялық беттері қазандықтың газ өтетіндей жоғарғы көлденең бетінде орналасқан.

Конвекциялық шахтада өзі жылжымалы қазандықтан газ өтетіндей орналастырған онда үнемдегішпен және ауа жылытқышпен жабдықталған. Экономайзерлі және ауа қыздырғыштың беттік қыздырылуы, су экономайзерінің беттік пакетіне қарағанда, каркаспен байланыспаған, бұл конвективті шахта арасына конденсатор орналастырғанша, бір бірімен тығыз орналасуға мүмкіндік береді, осы арқылы ауа соруды азайтуға мүмкіндік береді.

1.3.1 Бу қазанның пайдалы әсер коэффициентін және өнімнің жануын есептеу

БКЗ-320-140 қазандығы – П-тәріздес, беттік қыздырылу құрылымы бар. Күл жойғыштығы – қатты.

Оттықтағы асқын коэффициенті $\alpha_{\text{Т}} = 1{,}2$ және бу генераторындағы беттік қыздыруындағы ауа жұтылуы.

Кесте 1 – Отын құрамы

Отынның шыққан жері	Отын маркасы	Отынның жұмыс массасы, %							Q_H^P, МДж/кг
		O^P	N^P	H^P	S^P	C^P	W^P	A^P	
Екібастұз	СС	6,6	0,8	2,8	0,8	41,1	7,0	40,9	15,880

Кесте 2 – Бастапқы мәліметтер

Қазан типі	Қазан агрегатының өнімділігі, т/сағ	Ысытылған будың параметрлері		Қоректік судың температурасы, °С	Қайта ысыту параметрлері			
		$P_{\text{п.п.}}$, МПа	$t_{\text{п.п.}}$, °С		$P_{\text{п.п.}}$ кіру	$t_{\text{п.п.}}$ кіру	$P_{\text{п.п.}}$ шығу	$t_{\text{п.п.}}$ шығу
БКЗ-320	320	14	555	240	-	-	-	-

Көбінесе ауа коэффициент барлық үстіңгі жылу оттық камерадан кейін қосалқы түрінде жинақтау жолымен көшірме көлемде ауа алдында орналастырылған үстіңгі бірыңғай жұту газ жолымен жасалады:

$$\alpha_i = \alpha_{\text{Т}} + \sum_1^i \Delta\alpha\,, \qquad (1)$$

мұндағы

i - үстіңгі жылу түтін күйіндегі газ жолының саны;

$\alpha_{\text{Т}}$ - оттықта ауа коэффициентінің көшірме түрі.

Ауа көлемі және жану өнімі. Отын шығынын анықтау. Теориялық ауа деңгейі, отынның толық күйіп кетуіне қажет:

- Қатты отынның жануына керек ауа мөлшері, м^3/кг:

$$V^0 = 0{,}0889 \cdot \left(C^{\text{P}} + 0{,}375 \cdot S^{\text{P}}\right) + 0{,}265 \cdot H^{\text{P}} - 0{,}0333 \cdot O^{\text{P}},$$

$$V^0 = 0{,}0889 \cdot \left(41{,}1 + 0{,}375 \cdot 0{,}8\right) + 0{,}265 \cdot 2{,}8 - 0{,}0333 \cdot 6{,}6 = 3{,}5$$

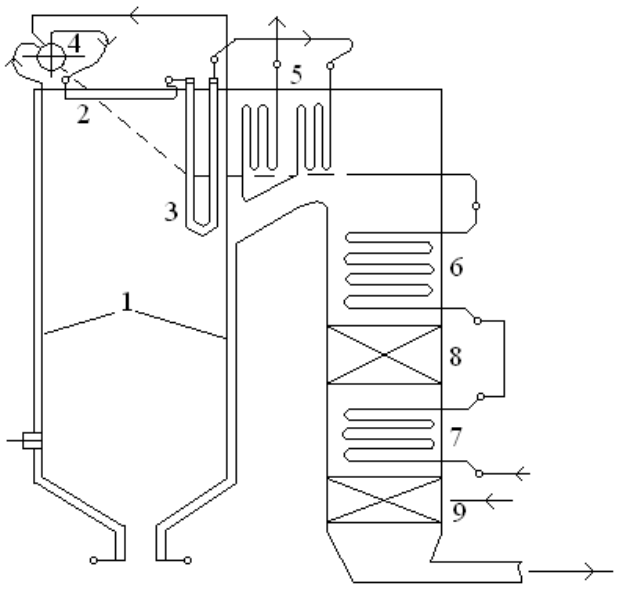
Теориялық азот деңгейі:

- қатты отын жағу кезіндегі, м^3/кг:

$$V_{N_2}^o = 0{,}79 \cdot V^o + 0{,}8 \cdot \frac{N^P}{100}, \qquad (2)$$

$$V_{N_2}^o = 0{,}79 \cdot 3{,}5 + 0{,}8 \cdot \frac{0{,}8}{100} = 2{,}8$$

Барабанды қазандықтың сұлбасы 2-суретте берілген.



1 – оттық экрандар (бу түзгіш қыздырғыш бет); 2 – жоғарғы бу қыздырғыш; 3 – ширмалық бу қыздырғыш; 4 – қазандық барабаны; 5 – конвективті бу қыздырғыш; 6, 7 – экономайзердің сәйкес бірінші және екінші сатысы; 8, 9 – ауа қыздырғыштың бірінші және екінші сатылары

1-сурет – Барабанды қазандықтың сұлбасы

Үш атомдық газ деңгейі:
- қатты отын жағу кезіндегі, м^3/кг:

$$V_{RO_2} = 0{,}0186 \cdot \left(C^P + 0{,}375 \cdot S^P\right), \qquad (3)$$

$$V_{RO_2} = 0{,}0186 \cdot \left(41{,}1 + 0{,}375 \cdot 0{,}8\right) = 0{,}770$$

Теориялық сулы бу деңгейі:
- қатты отын жағу кезіндегі, м^3/кг:

$$V_{H_2O}^o = 0{,}111 \cdot H^P + 0{,}0124 \cdot W^P + 0{,}0161 \cdot V^o, \qquad (4)$$

$$V_{H_2O}^{o} = 0{,}111 \cdot 2{,}8 + 0{,}0124 \cdot 7 + 0{,}0161 \cdot 3{,}5 = 0{,}45$$

Отын жану деңгейін есептеу үшін ауаның табылған көшірме коэффициенті қолданылады. Есеп 1-кестеге сәйкес шығарылады.

1.3.2 Ауа және отын жануы энтальпиясының есебі

Теориялық керек ауа энтальпиясы, ϑ температура бойынша алынады, кДж/кг (кДж/м^3):

$$H_B^o = V^o (c\vartheta)_B , \qquad (5)$$

$\alpha = 1$кезіндегі газдың энтальпиясы, газ температурасы ϑ болғанда алынады, кДж/кг (кДж/м^3):

$$H_Г^0 = V_{RO_2} (c\vartheta)_{RO_2} + V_{N_2}^O (c\vartheta)_{N_2} + V_{H_2O}^O (c\vartheta)_{H_2O} , \qquad (6)$$

Отынның жану кезіндегі жану өнімдерінің энталпиясы үшін $\alpha \geq 1$, кДж/ кг (кДж/м^3), келесі формулада анықталады:

$$H_Г = H_Г^O + (\alpha_{CP} - 1) H_B^O + H_{ЗЛ} , \qquad (7)$$

Газ энтальпиясы жұмыс істеу кезіндегі көшірме ауа нәтижесін есептеу үшін 2-кестеде көрсетілген.

Бу генераторының жылу балансы. Құрастырылған жылу баланс бугенераторы қорытындысы тепе-теңдік орналасқаннан кейін орталарына түскен агрегат саны жылуы, жылу ұғымы Q_p^p және қолданылған қажет саны Q_1 жылудың жоғалтуы Q_2, Q_3, Q_4, Q_5, Q_6 жылулық балансты анықтау коэффициенті қажетті шығын отыны керек.

Жылу балансына сүйене отырып, пайдалы әсер коэффициенті және керекті отын шығыны есептелінеді.

Жылу балансы және бірыңғай есебі бу генераторының номиналдық қуаттылығымен орындалады.

Жылу балансының бірлік отыны есебі, кДж/кг (кДж/м^3):

$$Q_P^P = Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5 + Q_6 , \qquad (8)$$

Орныққан жылу келесі формуламен:

$$Q_P^P = Q_H^P + Q_{B.BH} + Q_{TЛ}\cdot, \quad (9)$$

мұндағы

Q_H^P - жұмысшы қатты отынның төменгі жану жылулығы, кДж/кг (кДЖ/м^3);

$Q_{B.BH}$ - сыртқы қыздырғыш жылуы, бөгде жылу көздерінің есебінен бу генераторына жіберілетін ауа, кДж/кг (кДж/м^3);

$Q_{TЛ}$ - отынның физикалық жылуы, кДж/кг.

Сыртқы ауа қыздыру отынының жылуы, кДж/кг (кДж/м^3):

$$Q_{B.BH} = (\alpha_{\text{Т}} - \Delta\alpha_{\text{Т}} - \Delta\alpha_{\text{ПЛ}} + \Delta\alpha_{\text{ВП}})\left[(H_{\text{В}}^{\text{О}})' - H_{XB}\right], \quad (10)$$

мұндағы

$\Delta\alpha_{\text{ПЛ}}$ - шаң дайындағыш қондырғысына ауа жұту мөлшері $\Delta\alpha_{\text{ПЛ}} = 0{,}1$

$\Delta\alpha_{\text{ВП}}$ - ауа қыздырғышқа жұтылатын ауа көлемі, $\Delta\alpha_{\text{ВП}} = 0{,}03$;

$(H_{\text{В}}^{\text{О}})'$ - бу генераторынан тыс алдын ала қыздырылған теориялық ауа денгейі энтальпиясының температурасы, $t'_{\text{ВП}} = 70\ ^0C$ температурасымен анықталады, себебі өте ылғал отын $W^n \geq 5\%$ кг/МДж, $H_{\text{В}}^{\text{О}}$ - 2 кесте бойынша сызықтық интерполяциясымен анықталады;

H_{XB} - t_{XB}=30 °С температурадағы теориялық суық ауа энтальпиясы.

$$Q_{B.BH} = (1{,}2 - 0{,}05 + 0{,}1 + 0{,}03)[557{,}8 - 239] = 408{,}06.$$

Көрсетілген ылғалдылық W^n келесі формуламен анықталады, % кг/МДж:

$$W^n = \frac{W^p}{Q_H^p}, \quad (11)$$

мұндағы

W^p - отынның жұмысшы массасының ылғалдылығы, %;

Q_H^P - отынның төменгі жану жылуы, МДж/кг.

$$W^n = \frac{7}{15{,}880} = 0{,}375$$

Отынның физикалық жылуы, кДж/кг:

$$Q_{TЛ} = c_{TЛ}^P \cdot t_{TЛ}, \quad (12)$$

Жұмысшы массасының жылу сыйымдылығы, кДж/кг:

$$c_{ТЛ}^{P} = c_{ТЛ}^{C} \frac{100 - W^{P}}{100} + \frac{W^{P}}{100}, \quad (13)$$

$$c_{ТЛ}^{P} = 0{,}99 \cdot \frac{100 - 7}{100} + \frac{7}{100} = 0{,}99$$

мұндағы

$c_{ТЛ}^{C}$ - құрғақ отын массасының жылу сыйымдылығы, кДж/(кг · К).

Отының физикалық жылуы, сыртқы әсерсіз байланысы болғанда $W^{P} > 1{,}6 \cdot Q_{H}^{P} \cdot 10^{-3}$.

Бұл жағдайда отын температурасы t=20 °С.

$$Q_{ТЛ} = 0{,}99 \cdot 20 = 19{,}8$$

$$Q_{P}^{P} = 15880 + 408{,}6 + 19{,}8 = 21654{,}55$$

Бугенератор коэффициент қажеттілігін анықтау үшін қайтарма баланста қолданады, %:

$$\eta = 100 - (q_2 + q_3 + q_4 + q_5 + q_6), \quad (14)$$

Кететін газдарымен жоғалатын жылу, %:

$$q_2 = \frac{(H_{УХ} - \alpha_{УХ} \cdot H_{ХВ}) \cdot (100 - q_4)}{Q_{P}^{P}}, \quad (15)$$

мұндағы

$H_{УХ}$ – кететін газдар энтальпиясы;

$\vartheta_{УХ} = 180$ ^{0}С көлемінде анықталады;

$\alpha_{УХ}$ – кететін газ коэффициенті.

$$q_2 = \frac{(1748{,}2 - 1{,}36 \cdot 266{,}9) \cdot (100 - 1{,}5)}{21654{,}55} = 6{,}3$$

Отынның химиялық және механикалық жанбауынан болатын жылулық жоғалтулар q_3 және q_4.

Сыртқы суудан болатын жоғалтулар бу генераторының номиналды өнімділігін анықтаймыз, %:

$$q_5 = q_5^{НОМ} \cdot D^{НОМ} / D, \quad (16)$$

мұндағы

$D^{НОМ}$ – бугенератордың номиналды өнімділігі, т/сағ;

$q_5^{НОМ} = 0{,}5$ % - жылу жоғалтуы.

$$q_5 = 0{,}5 \cdot 320/330 = 0{,}5$$

Күлдің физикалық жылуымен кететін жылу, %:

$$q_6 = \frac{a_{ШЛ}\,(ct)_{ШЛ}\,A^p}{Q_P^P}, \qquad (17)$$

мұндағы

$a_{ШЛ} = 1 - a_{УН} = 1 - 0{,}95 = 0{,}05$ – күлді жою мөлшері;

$(ct)_{ШЛ}$ – күл энтальпиясы.

Қатты күлді шығаруда күлдің темперетурасы 600 °С деп қабылдайды, %.

$$q_6 = \frac{0{,}05 \cdot 690 \cdot 40{,}9}{21654{,}55} = 0{,}04$$

$$\eta = 100 - (6{,}3 + 0{,}5 + 1{,}5 + 0{,}5 + 0{,}04) = 91{,}16$$

Газ құбырымен жүргендегі жылу жоғалтуды есептеуде жылу сақтау коэффициенті анықталады, %:

$$\varphi = 1 - \frac{q_5}{\eta_{ПГ} + q_5}, \qquad (18)$$

$$\varphi = 1 - \frac{0{,}5}{88{,}5 + 0{,}5} = 0{,}99.$$

Бу генераторына пайдалы берілген жылудың толық мөлшері, кВт:

$$Q_{ПГ} = D_{ПП}(h_{ПП} - h_{ПВ}) + D_{ПР}(h_{КИП} - h_{ПВ}) + D_{ВТ.ПП}(h''_{ВТ.ПП} - h'_{ВТ.ПП}), \qquad (19)$$

$$Q_{ПГ} = 91{,}66 \cdot (2638{,}3 - 1037{,}6) + (0{,}1 \cdot 91{,}66) \cdot (1627{,}9 - 1037{,}6) = 5410{,}7.$$

мұндағы

$D_{ПП}$ – өндірілген ысытылған будың мөлшері, кг/с;

$D_{ПР}$ – қазан үрлеуіне кеткен судың шығыны, кг/с;

$D_{ВТ.ПП}$ – екінші бу ысытқыш арқылы кеткен будың шығыны, кг/с;

$h''_{ВТ.ПП}, h'_{ВТ.ПП}$ - бу ысытқыштан кіргендегі және шыққандағы екінші будың энтальпиясы, кДж/кг;

$h_{ПП}, h_{ПВ}, h_{КИП}$ – сәйкесінше ысытылған будың, бу генераторының барабанындағы қоректік су мен қайнаған судың энтальпиясы, кДж/кг.

Энтальпия бу генераторының жұмыс тракты бойынша қысымды есепке ала отырып сәйкесінше температуралар арқылы анықталады;

Бу генераторының барабанындағы қысымның үлкендігін және қоректік судың сулы экономайзерге кіріп-шыққандағы қысымын анықтау үшін келесі шамаларды қолдануға болады, МПа:

$$P_Б = 1{,}1 \cdot P_{ПП}, \tag{20}$$

$$P_Б = 1{,}1 \cdot 14 = 15{,}4.$$

$$P_{ПВ} = (1{,}05 \div 1{,}08) \cdot P_Б, \tag{21}$$

$$P_{ПВ} = 1{,}05 \cdot 15{,}4 = 16{,}17.$$

мұндағы

-1,05 коэффициенті жоғары қысымды бу генераторларына;

-1,08 коэффициенті орташа қысымды бу генераторларына жатады.

Отын шығын, м^3/с:

$$B = \frac{Q_{ПГ}}{Q_Р^Р \eta_{ПГ}}, \tag{22}$$

$$B = \frac{20746{,}6 \cdot 10^3}{21587{,}49 \cdot 0{,}917} = 1{,}05.$$

Есепті отын шығыны, м^3/с:

$$B_Р = B \cdot \left(1 - \frac{q_4}{100}\right), \tag{23}$$

$$B_Р = 1{,}05 \cdot \left(1 - \frac{1{,}5}{100}\right) = 1{,}03$$

1.4 Турбина және оның қосымша қондырғыларының сипаттамасы

1.4.1 ПТ-60/75-130/13 типті турбинаның сипаттамасы

Конденсациялық қондырғысы бар және будың екі реттелетін жылыту іріктеуімен ПТ-60/75-130/13 типті булы жылуландыру турбинасы турбогенератордың тікелей жетегі үшін және жылытуға қажет жылуды жіберуге арналған.

Желілік суды бумен екі жылыту іріктеуімен сатылы қыздыру кезінде реттеу желідегі судың берілген температурасын жоғарғы желілік қыздырғышта тұрақты ұстап тұрады. Желілік суды бір төменгі жылыту іріктеуімен қыздыру кезінде желідегі судың температурасы төменгі желілік қыздырғышпен тұрақтанады.

Реттелетін іріктеулердегі абсолюттік қысым келесі шектерде өзгеруі мүмкін:

- жоғарғы 0,5-2,5 кгс/см^2 (0,049-0,245 МПа) екі жылыту іріктеуі қосылған кезде;
- төменгі 0,3-1,0 кгс/см^2 (0,029-0,128 МПа) жоғарғы жылыту іріктеуі сөндірілген кезде.

75 МВт турбинаның ең үлкен қуаты реттелмейтін іріктеулердің болмаған кезінде регенерацияға іріктеуден асқан кезінде жетеді: жылыту іріктеулерінің диаграмма бойынша режимдерінде анықталатын шамалары кезінде және конденсациялық тәртіпте.

ПТ-60/75-130/13 типті турбинаның басты параметрлері 3 кестеде келтірілген.

Кесте 3 – ПТ-60/75-130/13 типті турбинаның басты параметрлері

Көрсеткіштер атауы	Шамасы
Нақтылы қуаты, МВт	60
Ең үлкен қуаты, МВт	75
Жаңа будың қысымы (абс.), кгс/см² (МПа)	12,75
Жаңа будың температурасы, ºС	565
Жылулық жүктеме, Гкал/сағ:	
нақтылы (екі іріктеу бойынша қосындысы)	175
ең үлкен (конденсаторға келіп түсетін будың жылуын пайдаланған кезде)	184
Жаңа будың шығыны, т/сағ:	
Нақтылы	480
ең үлкен	485
Нақтылы қуат кезіндегі конденсациялық тәртіптегі	398
Ең үлкен қуат кезіндегі конденсациялық тәртіптегі	437
Ротордың айналу жиілігі, айналым/мин	3000
Конденсаторлар арқылы өтетін салқындатқыш судың нақтылы шығыны, м^3/сағ	16000

Конденсаторлар кірісіндегі салқындатқыш судың нақтылы температурасы, ºС	20
Нақтылы қуат кезіндегі конденсациялық режимдегі конденсатордың есептік абсолютті қысымы, кгс/см^2 (МПа)	0,057 (0,0056)

Турбина келесідей реттелетін бу сұрыптауларына ие: нақты қысыммен (1,275+-0,29) МПа өндірістік және екі жылытқыш сұрыптау: 0,049-0,245 МПа шегінде нақты қысыммен жоғарғы және 0,029-0,128 МПа шегінде қысыммен төменгі. Жылытқыш сұрыптаудың қысымын реттеу жоғары жылытқыш сұрыптау камерасында орнатылған бір реттеуші диафрагма көмегімен жүзеге асырылады. Жылытқыш сұрыптаулардағы реттелетін қысым екі жылытқыш сұрыптаудың қосылып тұрған кезде – жоғарғы сұрыптауда, бір төменгі жылытқыш сұрыптау қосылып тұрған кезде – төменгі сұрыптауда сақталады. Ысытудың төменгі және жоғарғы сатысының желілік жылытқыштары арқылы желідегі су өз ретімен және бірдей мөлшерде өткізіледі.

Желілік жылытқыш арқылы өтетін су шығыны қадағаланады. 60 МВт қуаттылықта реттелетін сұрыптаулардың атаулы шамалары; өндірістік сұрыптау - 1,275 МПа нақтылы қысымда 185 т/с; жиынтық жылытқыш сұрыптау - жоғарғы сұрыптауда - 1,275 МПа және төменгі сұрыптауда 0,034 МПа нақтылы қысым кезінде 285 ГДж/сағ; сұрыптау камерасында 1,275 МПа нақты қысымда ең үлкен өндірістік сұрыптау шамасы 300 т/с құрайды. Өндірістік сұрыптаудың осы шамасында және жылытқыш сұрыптаулардың болмауы кезінде турбинаның қуаты - 70МВт құрайды. 60 МВт атаулы шама және жылытқыш сұрыптаулардың болмауы кезінде ең көп өндірістік сұрыптау 250 т/с құрайды, жылытқыш іріктеулердің ең үлкен жиынтық шамасы 420 Гдж/с (200т/с) құрайды, жылытқыш іріктеудің осы көлемі және өндірістік іріктеудің болмауы жағдайында турбинаның қуаты 75 МВт құрайды, 60МВт атаулы қуаттылықта және өндірістік іріктеудің болмауы кезінде ең көп өндірісітік іріктеу - 250 т/с құрайды. Өшірулі өндірістік және жылытқыш іріктеу, 20^0 С температурамен 8000 м^3/сағ суытқыш судың шығыны, толықтай қосылған регенерация кезінде турбинаның ең көп қуаты 60МВт құрайды. Өндірістік және жылытқыш іріктеулердің белгілі үйлестірулері жағдайында алынатын турбинаның 75 МВт ең көп қуаты іріктеу шамасына тәуелді және режимдер диаграммасымен анықталады. Орнатылған түйін арқылы ішетін және желілік суды өткізумен турбина орнатудың жұмыс мүмкіндігі қарастырылуда. Конденсаторда желілік сумен суыту кезінде турбина жылулық график бойынша жұмыс істеуі мүмкін. Орнатылған түйіннің ең көп жылулық қуаттылығы пайдаланылған бөлігінде 80 ºС аспайтын температураны ұстап тұрғанда 130 ГДж/с құрайды. Нақтыдан негізгі параметрлердің келесідей ауытқулары кезінде атаулы қуаттылықпен турбинаның ұзақ уақыт жұмысына рұқсат етіледі, жаңа будың бастапқы параметрлерінің кез-келген үйлесімде бір уақытта өзгеруі кезінде қысым 12,25-тен 13,23 МПа дейін және температура 545 ºС -тен 562 ºС дейін, сонымен қатар суытатын су температурасы 20 ºС жоғары болмауы тиіс; конденсаторға кіру алдындағы суытқыш судың температурасының 33 ºС дейін жоғарылауы және суытқыш судың 8000 м^3/сағ шығыны кезінде, егер жаңа будың бастапқы параметрлері атаулыдан төмен

болмаса; өндірістік және жылытқыш іріктеулер буының шамасының бір уақытта нөлге дейін азаюы кезінде. Жаңа будың қысымының 13,72 МПа дейін және температурасының 565^0 С дейін жоғарылауы кезінде жалпы ұзақтығы жарты сағаттан аспайтын турбинаның жұмысына рұқсат етіледі, сондай-ақ бұл параметрлерде турбина жұмысының жалпы ұзақтығы 200 сағ/жылына аспауы тиіс.

1.4.2 ПТ-60/75-130/13 турбинасының жылулық есебі

Жаңа бу параметрі бойынша P_0=12,75 МПа және $t_0=565^0$С h-s диаграммасынан О нүктесін табамыз және ондағы энтальпиясы h_0=3520кДж/кг. Турбина алдында реттеуші және тоқтатушы клапандар бар. Бұл клапанда дроссельдеу процесі болады.

Дроссельдеуден кейін жоғалатын қысым P_0-дің (3 – 5)%, МПа:

$$\Delta P = 0{,}03 \cdot P_0 , \tag{24}$$

$$\Delta P = 0{,}03 \cdot 12{,}75 = 0{,}383.$$

Турбина соплоларының алдындағы қысымы, МПа:

$$P_{0'} = P_0 - \Delta P = P_0 - 0{,}03 \cdot P_0, \tag{25}$$

$$P_{0'} = 12{,}75 - 00{,}383 = 12{,}37.$$

h-s диаграммада $P_{0'}$ және h_0 изоэнтальпия қиылысында О' нүктесі изобарасын табамыз. О' нүктесінен $P_{пр}$ ЖҚЦ-нан кейінгі қысым, изобарасымен қиылысатын адиабата түсіреміз. Бұл шаманы біз, МПа:

$$P_{прI} \approx \frac{P_0}{11}, \tag{26}$$

$$P_{прI} \approx \frac{Đ_0}{5} = \frac{12{,}75}{5} = 2{,}55 .$$

Нақты $P_{прI}$ мәнін былай анықтауға болады, МПа:

$$P_{прI} = P_{2отб} = 2{,}55.$$

h-s диаграммада I_a нүктесін табамыз. Бұл жерде ЖҚЦ-дағы адиабаталық кеңеюдегі энтальпиясы $h_{прIa}$ = 3047 кДж/кг.

Орныққан жылу айырымы, кДж/кг:

$$H_0^{ЖҚЦ} = h_0 - h_{прIa}, \quad (27)$$

$$H_0^{ЖҚЦ} = 3520 – 3047 = 473.$$

Нақты жылу айырымы, кДж/кг:

$$H_i^{ЖҚЦ} = H_0^{ЖҚЦ} \cdot \eta_{Oi}^{ЖҚЦ}, \quad (28)$$

$$H_i^{ЖҚЦ} = 473 \cdot 0,845 = 400.$$

ЖҚЦ-нан кейінгі будың энтальпиясы, кДж/кг:

$$h_{прI} = h_0 - H_i^{ЖҚЦ}, \quad (29)$$

$$h_{прI} = 3520 – 400 = 3120.$$

ЖҚЦ дан кейінгі $P_{прI}$ бу қысымы бойынша h-s диаграммасынан аралық қыздырғыш алдындағы бу күйін сипаттайтын I нүктесін табамыз.

ТҚЦ будың ұлғаю процессін құру

h-s диаграммасында адиабаталық бу ұлғаю процессін саламыз. Ол үшін II_a нүктесінен адиабатаны жұмыс істеген бу қысымы $P_к$ = 0,0015 МПа изобарамен қиылысқанға дейін түсіреміз де, $К_a$ нүктесін алып және ондағы энтальпиясын h_{Ka}= 1920 кДж/кг.

Орныққан жылу айырымы, кДж/кг:

$$H_0^{ЦНД} = h_{прII} – h_{Ka}, \quad (30)$$

$$H_0^{ЦНД} = h_{прII} – h_{Ka} = 3120 – 1920 = 1200.$$

Нақты жылу айырымы, кДж/кг:

$$H_i^{ЦНД} = H_0^{ЦНД} \cdot \eta_{Oi}^{ЦНД}, \quad (31)$$

$$H_i^{ЦНД} = H_0^{ЦНД} \cdot \eta_{Oi}^{ЦНД} = 1200 \cdot 0,866 = 1039.$$

Жұмыс істелінген будың энтальпиясы, кДж/кг:

$$h_K = h_{прII} - H_i^{ЦНД}, \quad (32)$$

$$h_K = h_{прII} - H_i^{ЦНД} = 3120 – 1039 = 2081.$$

h-s диаграммада К нүктесін табамыз, ол турбинадағы жұмыс істелінген будың қалпын сипаттайды ($h_К$ = const және $P_к$ = const қиылысында).

1.4.3 Су мен будың параметрлерін анықтау

P_i –да көрсетілген будың қысымдарымен іріктелінген h-s диаграммамен t_i температурасын және қыздырылып жатқан будың h_i энтальпиясын анықтаймыз. h-s диаграммада будың параметрлерін анықтау үшін изобарамен қиылысатын нүктені табу керек О' – I, пп – II, II – К. Нәтижелерді кестеге енгіземіз

P'_i – қыздырғыштағы будың қысымы (құбырөткізгішпен тасығандағы дроссельдеуден кейінгі қысымның жоғалуы $\Delta P_i = 0{,}1 \cdot P_i$).

Қыздырылған будың қаныққан сызық бойында температура $t_{нi}$ және энтальпия $h_{нi}$ конденсаты қысым бойынша Р қыздырғыш анықталады.

Қыздырғыштан кейігі судың температурасы $t_{пi}$ қыздырғыш будың температурасына байланысты анықталады: $t_{пi} = t_{нi} – (3÷5)^0C$

1.4.4 Қоректік судың шығынын анықтау

Қоректік суға кеткен шығын үлесі бойынша: $\alpha_{пв} = \alpha_0 + \alpha_{пр} + \alpha_{ут}$,

$\alpha_{пв} = 1 + 0{,}025 + 0{,}015 = 1{,}04$ деп қабылдаймыз.

Қыздырғыштардың есептемесінің мақсаты – турбина алымынан қыздырғыш будың шығыны анықтау. Ол үшін қыздырғыштың жылулық баланс теңдеуі құрылады,кДж:

$$Q_{гр} \cdot \eta_п = Q_{нагр}, \qquad (33)$$

мұндағы

$\eta_п$ – қыздырғыштың ПӘК і (0,98÷0,99),%.

ЖҚҚ тобының есебі.

ЖҚҚ-1 бу шығыны, кг/с:

$$\alpha_1 = \frac{\alpha_{пв} \cdot (h_{пв} - h_{п2})}{(h_1 - h_{н1}) \cdot \eta_п}, \qquad (34)$$

$$\alpha_1 = 1{,}04*(1062-925)/[(3255-1086)*0{,}98]=0{,}067.$$

ЖҚҚ-2 бу шығыны, кг/с:

$$\alpha_2 = \frac{(\alpha_{пв} \cdot (h_{п2} - h_{п3}) / \eta_п) - D_1 \cdot (h_{н1} - h_{н2})}{(h_2 - h_{н2)}}, \quad (35)$$

α_2 = {[1,04·(925-768)·1/0,98]-0,067·(1086-942)}/(3114-942) = 0,0723

ЖҚҚ-3 жылулық баланс теңдеуі,кг/с:

$$\alpha_3 \cdot (h_{н3} - h_{н4}) + (\alpha_1 + \alpha_2) \cdot (h_{н2} - h_{н3}) = \alpha_{пв} \cdot (h_{п3} - h_{пн}) / \eta_п \ , \quad (36)$$

ЖҚҚ-3 бу шығыны, кг/с:

$$\alpha_3 = \frac{(\alpha_{пв} \cdot (h_{п3} - h_{пн}) / \eta_п) - (\alpha_1 + \alpha_2) \cdot (h_{н2} - h_{н3})}{(h_3 - h_{н3)}}, \quad (37)$$

$h_{пн}$ –ЖҚҚ-3 алдындағы қоректік судың энтальпиясы, кДж/кг:

$$h_{пн} = h_{пд} + \delta h_{пн}, \quad (38)$$

мұндағы

$\delta h_{пн}$ – қоректік сорғыда қоректік судың энтальпиясын көтеру,

$\delta h_{пн}$ – қоректік сорғыда қоректік судың энтальпиясының жоғарылауы, кДж/кг:

$$\delta h_{пн} = \frac{v' \cdot (P_{пн} - P_д) \cdot 10^3}{\eta_{пн}}, \quad (39)$$

$\delta h_{пн}$ = 0,001·(15,4-1,27)/0,8 = 17.

мұндағы

v' ’ –судың меншікті көлемі (v' ’=0,001 м^3/кг);

$\eta_{пн}$ – қоректік судың ПӘК і (0,8÷0,85);

$P_{пн}$ –жаңа будың қысымына тәуелді қоректік сорғыдан пайда болған қысым.

$$h_{пн} = h_{нд} + \delta h_{пн}, \quad (40)$$

$h_{пн}$ = 598 + 17 = 616.

α_3 = {[1,04*(746-616)/0,98] – (0,067 + 0,07)*(942-788)}/(2966-788) = 0,064.

Деаэратордағы бу шығыны, кг/с:

$$\alpha_д = \frac{(\alpha_{пв} \cdot h_{пд} \cdot \frac{1}{\eta_п}) - h_{н3} * \sum \alpha_{ПВДi} - h_{п4} \cdot [(\alpha_{пв} - \sum \alpha_{ПВДi})]}{(h_3 - h_{п4})}, \quad (41)$$

мұндағы

$\sum \alpha_{ЖҚҚ} = \alpha_1 + \alpha_2 + \alpha_3 = 0{,}13947$;

$\alpha_{пв} - \sum\alpha_{ЖҚҚ} = 0{,}9$.

$$\alpha_д = \frac{(1{,}04 \cdot 598 \cdot 1{,}02) - 788 \cdot 0{,}2 - 563 \cdot 0{,}84}{2966 - 563} = 0{,}00146.$$

Деаэратордағы негізгі конденсат шығыны, кг/с:

$$\alpha_{кд} = 0{,}84 - \alpha_д, \quad (42)$$

$$\alpha_{кд} = 0{,}84 - 0{,}00146 = 0{,}839.$$

ТҚҚ-4 есебі.

ТҚҚ-4 бу шығыны,кг/с:

$$\alpha_4 = \frac{\alpha_{кд} \cdot (h_{п4} - h_{п5})}{(h_4 - h_{н4}) \cdot \eta_п}, \quad (43)$$

$$\alpha_4 = [0{,}839 \cdot (563-385)]/[(2776-584) \cdot 0{,}98] = 0{,}0695.$$

ТҚҚ-5 есебі.

ТҚҚ-5 бу шығыны,кг/с:

$$\alpha_5 = \frac{[\alpha_{кд} \cdot (h_{п5} - h_{см}) / \eta_п] - \alpha_4 \cdot (h_{н4} - h_{н5})}{(h_5 - h_{н5})}, \quad (44)$$

$$\alpha_5 = \{[0.839 \cdot (385-281)/0{,}98] - 0{,}0695 \cdot (584-405)\}/(2674-405) = 0{,}0337.$$

мұндағы:

$h_{см}$ – араласқаннан кейінгі негізгі конденсат энтальпиясы.

$$h_{см} = h_{п6} + \delta h_{см}, \quad (45)$$

$$\delta h_{см} = 9 \text{ кДж/кг и } h_{см} = 272 + 9 = 281.$$

ТҚҚ-6 есебі.

ТҚҚ-6 жылулық баланс теңдеуі, кг/с:

$$\alpha_6 \cdot (h_6 - h_{н6}) + (\alpha_4 + \alpha_5) \cdot (h_{н5} - h_{н6}) = \alpha_к \cdot (h_{п6} - h_{п7}) / \eta_п, \quad (46)$$

Араласу нүктесіндегі материалдық балансы теңдеуі:

$$\alpha_4 + \alpha_5 + \alpha_6 + \alpha_к = \alpha_{кд}, \quad (47)$$

мұндағы

$\alpha_к$ – конденсаторға будың шығыны бөлігі.

Араласу нүктесіндегі материалдық балансы теңдеуінен:

$$\alpha_к = \alpha_{кд} - \alpha_4 - \alpha_5 - \alpha_6, \quad (48)$$

$\alpha_к$ өлшемін ТҚҚ-6 жылулық баланс теңдеуінеқойып:

$$\alpha_6 = \frac{[(\alpha_{кд} - \alpha_4 - \alpha_5) \cdot (h_{п6} - h_{п7}) / \eta_п] - (\alpha_4 + \alpha_5) \cdot (h_{н5} - h_{н6})}{[(h_{п6} - h_{п7}) / \eta_п] + (h_6 - h_{н6})}, \quad (49)$$

α_6={[0,7358· (272-80)/0,98]-(0,0695+0,0337) · (405-289)}/{[(272--80)/0,98]+(2630-289)}=0,052

$\alpha_к$ = 0,7358-0,052 = 0,6838.

ТҚҚ-7 есебі.

ТҚҚ-7 бу шығыны, кг/с:

$$\alpha_7 = \frac{\alpha_к \cdot (h_{п7} - h_{пэ,\ пу})}{(h_7 - h_{н7}) \cdot \eta_п}, \quad (50)$$

α_7 = 0,06838· (80-71)/[(1920-96)/0,98] = 0,000344.

мұндағы

$h_{пэ,\ пу}$ – негізгі конденсат энтальпиясы тығыздайтын қыздырғыш және эжектордан кейін температурасына байланысты анықталады $t_{пэ,пу}$.

1.4.5 Турбинаға кеткен бу шығыны мен турбина алымынан толық өнделмеген бу энергия коэфициенттерінің есебі

Турбинада болатын нақты жылу ауытқуы, кДж/кг:

$$\sum H_i = H_i^{ЦВД} + H_i^{ЦСД} + H_i^{ЦНД}, \quad (51)$$

$\sum H_i$ =400 + 1039 = 1439.

Будың аралық қыздырғышсыз турбинасының толық өндірілмеген теңдеуінің коэффиценті былай анықталады:

$$y_i = \frac{h_i - h_к}{\sum H_i}, \qquad (52)$$

$$y_1 = \frac{3255 - 1920}{1439} = 0{,}93;$$

$$y_2 = \frac{3114 - 1920}{1439} = 0{,}83;$$

$$y_3 = \frac{2966 - 1920}{1439} = 0{,}73;$$

$$y_4 = \frac{2776 - 1920}{1439} = 0{,}59;$$

$$y_5 = \frac{2674 - 1920}{1439} = 0{,}52;$$

$$y_6 = \frac{2630 - 1920}{1439} = 0{,}49;$$

$$y_7 = \frac{2545 - 1920}{1439} = 0{,}43.$$

Турбинаның іріктелген толық өндірілмеген энергия буының туынды коэффицент суммасын анықтаймыз, кДж/кг:

$$\sum \alpha_i \cdot y_i = \alpha_1 \cdot y_1 + \alpha_2 \cdot y_2 + \alpha_3 \cdot y_3 + \alpha_4 \cdot y_4 + \alpha_5 \cdot y_5 + \alpha_6 \cdot y_6 + \alpha_7 \cdot y_7, \qquad (53)$$

$$\sum \alpha_i \cdot y_i = 0{,}256.$$

Турбиналық бу шығыны ,кг/с:

$$D_0 = \frac{N_i}{[\eta_м \cdot \eta_г \cdot (1 - \sum \alpha_i \cdot y_i)] \cdot \sum H_i}, \qquad (54)$$

мұндағы

$\eta_м$ – турбинаның механикалық ПӘК-і ($\eta_м$=0,99÷0,995), %;

$\eta_г$ – генератор ПӘК-і ($\eta_г$ = 0,975÷0,99), %.

$$D_0 = \frac{80 \cdot 10^3}{[0{,}99 \cdot 0{,}99 \cdot (1 - 0{,}256)] \cdot 1439} = 76.$$

Алымдардағы бу шығыны, кг/с:

$$D_i = \alpha_i \cdot D_0, \quad (55)$$

$$D_1 = \alpha_1 \cdot D_0 = 5{,}092;$$

$$D_2 = \alpha_2 \cdot D_0 = 5{,}49;$$

$$D_3 = \alpha_3 \cdot D_0 = 4{,}86;$$

$$D_д = \alpha_д \cdot D_0 = 0{,}11;$$

$$D_4 = \alpha_4 \cdot D_0 = 5{,}28;$$

$$D_5 = \alpha_5 \cdot D_0 = 2{,}56;$$

$$D_6 = \alpha_6 \cdot D_0 = 3{,}95;$$

$$D_7 = \alpha_7 \cdot D_0 = 0{,}026.$$

Қоректік су шығыны,кг/с:

$$D_{пв} = \alpha_{пв} \cdot D_0, \quad (56)$$

$$D_{пв} = 1{,}04 \cdot 76 = 79{,}04.$$

Аралық қыздырғышқы кеткен бу шығыны, кг/с:

$$D_{пп} = D_0 - D_1 - D_2, \quad (57)$$

$$D_{пп} = 61{,}9$$

Үрлеудегі бу шығыны,кг/с:

$$D_{пр} = \alpha_{пр} \cdot D_0, \quad (58)$$

$$D_{пр} = 1{,}9.$$

1.4.6 Турбина қондырғысының техникалық-экономикалық көрсеткіштері

Бу қазандығының шығыны келесі формуласы арқылы анықталады, кг/с:

$$B_p = \frac{D_0 \cdot (h_0 - h_{пв}) + D_{пр} \cdot (h_{кв} - h_{пв})}{Q_н^р \cdot \eta_{пк}^{бр}}, \quad (59)$$

$$B_р = \frac{76 \cdot (3485 - 1062) + 1{,}9 \cdot (1627 - 1062)}{15{,}870 \cdot 91{,}2} = 71{,}9.$$

мұндағы

$h_{кв}$ – қанығу күйіндегі барабанда қысым бар кезде судың энтальпиясы ;

$P_{пр} = 1,15 \cdot P_0$, МПа;

$h_{кв} = 1627$ кДж/кг;

$\eta^{бр}_{ПК}$ – бу қазанының брутто ПӘК-і, %.

Конденсациялық станция мен ЖЭО дағы конденсациялық режимде жұмыс істейтін судың меншікті шығыны, кг/кВт-сағ:

$$d_0 = \frac{3600}{\eta_м \cdot \eta_г \cdot \sum H_i}, \quad (60)$$

$$d_0 = \frac{3600}{\eta_м \cdot \eta_г \cdot \sum H_i} = 2,58.$$

Аралық қыздырғышсыз турбинаға үлестік жылу шығыны, кг/кВт-сағ:

$$Q_э = d_0 \cdot (h_0 - h_{пв}), \quad (61)$$

$$q_э = d_0 \cdot (h_0 - h_{пв}) = 6341,6.$$

Турбина генераторының абсолюттік электрлік ПӘКі, %:

$$\eta_э = \frac{\sum H_i}{(h_0 - h'_{пп}) + (h''_{пп} - h_{пв})} \cdot \eta_м \cdot \eta_г, \quad (62)$$

$$\eta_э = 1439 \cdot 0,98 \cdot 0,98 / [(3520 - 3120) + (3120 + 1014)] = 0,57.$$

Конденсациялық режимде жұмыс істейтін конденсациялық электростанция мен жылуэлектр орталығының абсолютті ПӘК-і, %:

$$\eta_с^к = \eta_э \cdot \eta_{пк}^{бр} \cdot \eta_{тр}, \quad (63)$$

$$\eta_с^к = 0,57 \cdot 0,912 \cdot 0,98 = 0,509.$$

Электроэнергия станциясынан 1 кВт-сағ жіберілген үлесті шартты отын шығыны, кг/кВт-сағ:

$$b_{усл} = \frac{3600}{Q_{усл} \cdot \eta_с^к}, \quad (64)$$

$$b_{усл} = \frac{3600}{Q_{усл} * \eta_c^к} = 0{,}241.$$

1.4.7 Турбинадағы будың ұлғаюының жұмыс үрдісін құру

is-диаграммасындағы P_0, t_0 бу параметрлері бойынша стопор клапанының алдындағы бу күйінде A_0 нүктесі анықталады.

Стопорлы, реттеуші клапандар мен бу құбырларындағы шығындарды ескере отырып, реттеуші саты соплолары алдындағы бу қысымы құрайды, Па:

$$P_0^{/} = P_0 \cdot (0{,}95 \div 0{,}96), \qquad (65)$$

мұндағы

p_0 – стопорлы клапан алдындағы таза бу қысымы, Па:

$$P_0^{/} = 127 \cdot 10^5 \cdot 0{,}95 = 120{,}65 \cdot 10^5.$$

Шығаратын келтеқұбырдағы шығындарды ескере, турбинаның соңғы сатысынан кейінгі қысым анықталады, Па:

$$P_{2z} = \left[1 + \lambda \cdot \left(\frac{C_{вп}}{100}\right)^2\right] \cdot P_к, \qquad (66)$$

мұндағы

$P_к$ – конденсатордағы немесе кері қысымды турбинаның шығарылымындағы қысым, Па;

$C_{вп}$ - шығаратын келтеқұбырдағы ағынның орташа жылдамдығы, м/с ($C_{вп} = 100 \div 120$ м/с);

λ - шығаратын келтеқұбырдағы аэродинамикалық қасиеттерді ескеретін тәжірибелі коэффициент ($\lambda = 0{,}08 \div 0{,}1$).

$$P_{2z} = \left[1 + 0{,}08\left(\frac{100}{100}\right)^2\right] \cdot 5{,}8 \cdot 10^3 = 6{,}264 \cdot 10^3.$$

A_0 нүктесінен турбинадағы будың $P_к$ қысымға дейін изоэнтропты кеңеюінің вертикаль сызығы өткізіледі және В нүктесі табылады. A_0B кесіндісінің ұзындығы H_0 турбинаның жылушығыны болып табылады. A'_0 нүктесінен төменгі түзуді P_{2z} изобарамен қилысуына дейін жіберіп F нүктесін табады. A'_0F кесіндінің ұзындығы H'_0 турбинасының ағынды бөлігінің жылулық шығыны болады.

Алдын-ала берілген ПӘК бойынша будың турбинаға шығыны (сақиналық тығындағыштан ағуды есептемегенде), кг/с:

$$H_0^{`}=i_0-i_{2z}, \quad (67)$$

$$H_0^{`} = 3486 - 2055 = 1431.$$

$$G = \frac{N_0}{H_0' \cdot \eta^T{}_{0э}}, \quad (68)$$

мұндағы

N_0 – турбинаның есептік электр қуаты, кВт;

H_0' - турбинаның ағынды бөлігінің жылулық шығыны, кДж/кг;

$\eta^T{}_{0э}$ - турбоагрегаттың қатысты электр қатысты ПӘК-і анықталады, %.

$$G=\frac{80 \cdot 10^6}{1431 \cdot 0.813} = 69.$$

$$\eta_{0э}^T = \eta_{0i}^T \cdot \eta_м \cdot \eta_г, \quad (69)$$

мұндағы

$\eta_м$ - турбинаның механикалық ПӘК-і, %;

$\eta_г$ - электргенераторының ПӘК-і, %.

$$\eta_{0э}^T = 0{,}84 \cdot 0{,}985 \cdot 0{,}98 = 0{,}81.$$

η_{0i}^T - турбинаның ішкі ПӘК-і, %:

$$\eta_{oi}^T = \frac{\eta_{oe}}{\eta_м}, \quad (70)$$

мұндағы

η_{oe} - турбинаның тиімді ПӘК-і, %.

$$\eta_{0i}^T = \frac{0{,}83}{0{,}985} = 0{,}84.$$

Турбинаның пайдалы жылушығыны, кДж/кг:

$$H_0=i_0-i_K, \quad (71)$$

$$H_0 = 3486 - 2045 = 1441.$$

$$H_i = H_0 \cdot \eta_{oi}^T, \quad (72)$$

мұндағы

H_o - A_0 мен B нүктелерінің ара қашықтығын құрайтын турбинаның бар жылу шығыны, кДж/кг.

$$H_i = 1441 \cdot 0{,}84 = 1210{,}4.$$

Шығаратын келтеқұбырдан кейінгі бу энтальпиясы $i'_{\hat{e}}$:

$$i'_{\hat{e}} = i_0 - H_i, \quad (73)$$

мұндағы

i_0 - стопор клапаны алдындағы бу энтальпиясы, кДж/кг.

$$i'_K = 3486 - 1210{,}4 = 2275{,}6.$$

Шығушы жылдамдықты жылу шығыны $\Delta H_{вс}$ және турбинаның соңғы сатысынан кейінгі бу энтальпиясы анықталады. Шығушы жылдамдықпен жылу шығыны, кДж/кг:

$$\Delta H_{BC} = (0{,}02 \div 0{,}025) \cdot H_0, \quad (74)$$

$$\Delta H_{BC} = 0{,}02 \cdot 1441 = 28{,}8.$$

Турбинаның соңғы сатысынан кейінгі бу энтальпиясы, кДж/кг:

$$i_z = i'_k - \Delta H_{BC}, \quad (75)$$

i_z= const сызығының P_{2Z} изобарасымен қиылысында D нүктесі алынады, ал $i'_k = const$ P_{2Z} және P_K изобараларымен қиылысында H_i және ΔH_{BC} қолданумен E және K нүктелері табылады, кДж/кг:

$$i_z = 2275{,}6 - 28{,}8 = 2246{,}8.$$

Реттеуші саты типі мен оған жылулық шығын таңдалады. ПТ-80/100-130/13 турбинасы еківенецті реттеуші сатының жылулық шығыны h_0^{pc}=390 кДж/кг.

Реттеуші сатыдағы жылулық шығынды пайдалы қолдануды анықтау үшін реттеуші сатының ішкі қатысты ПӘК-ін формулалар бойынша санайды, %:

$$\eta_{oi}^{pc} = 0{,}8 - \frac{2 \cdot 10^{-4}}{G} \cdot \sqrt{\frac{P_0^{'}}{V_0^{'}}}, \qquad (76)$$

мұндағы

G – турбинаға бу шығыны, кг/с;

$P_0^{'}$ – реттеуші саты соплолары алдындағы бу қысымы, Па;

$V_0^{'}$ – реттеуші саты соплолары алдындағы меншікті бу көлемі $A_0^{'}$ нүктесінен өтетін изохораға сай, м^3/кг.

$$\eta_{oi}^{pc} = 0{,}8 - \frac{2 \cdot 10^{-4}}{0{,}69 \cdot 10^2} \cdot \sqrt{\frac{12{,}065 \cdot 10^6}{0{,}030}} = 0{,}74.$$

Пайдалы қолданатын жылулық шығын, кДж/кг:

$$h_1 = h_0^{PC} \cdot \eta_{oi}^{PC}, \qquad (77)$$

$$h_1 = 390 \cdot 0{,}74 = 288{,}6.$$

A_0 нүктесінен C нүкте сіне дейін салынған is-диаграмасында бұл нүктеде шығындарды ескерумен реттеуші сатыдан кейінгі бу энтальпиясын анықтайды. C нүктесінен $i = const$ параллель P_2^{pc} қиылысқанша сызық жүргізіледі, және М нүктесі алынады, ол реттеуші сатыдағы процесс соңына сай келеді.

2 Жылулық схемаларды есептеу

2.1 Есептелген жүктемені қамтамасыз ету үшін іріктеу үлесін анықтау

Өскемен қаласы бойынша жіберілетін $t_{ПР}^{MAX} = 130\,^0C$, ал кері қайтушы $t_{ОБ}^{MAX} = 70\,^0C$ температурасын қабылдаймыз, ыстық сумен қамтамасыз ету температурасы $t_{ГВ} = 70\,^0C$.

Бөлме іші температурасы 18 ^{0}С тең.

Жоба тапсырмасына сәйкес, жылулық желідегі су НЖҚ-та (ОСП) қыздырылады.

Қаныққан бу температурасына дейін желілік жылытқыштарда температураны 5 ^{0}С мәніне тең етіп қабылдаймыз.

Осыдан шығатыны, ^{0}С:

$$t_{Н}^{ОСП} = t^{ОСП} + 5\,, \tag{78}$$

$$t_{Н}^{ОСП} = 100 + 5 = 105\ .$$

Осы температурадан желілік қыздырғыштарының корпусына түсетін қысымды анықтаймыз $P_{К}^{ОСП} = 0{,}12$ МПа.

Құбырлардағы қысым шығынын ескере отырып, сұрыптау камераларындағы қажетті қысымды табамыз, Мпа:

$$P_{К}^{ВСП} = t_{Н}{}^{ВСП} \cdot 1{,}1\,, \tag{79}$$

$$P_{К}^{ВСП} = 0{,}12 \cdot 1{,}1 = 0{,}132\,.$$

ОСП-ға желілік суларға жылытуға буды IV сұрыптаудан алып жатыр.

2.2 Жобалау шарттары бойынша станция жүктемелерінің сәйкестіктерін тексеру

2.2.1 Су мен бу параметрлері

Ары қарай есеп айырысулар өндіріс үшін турбиналарға таңдауларға камераларда қос параметрлерін нақтыладық.

Кеңейту процесінде есептеуде және құрастыруда турбиналардың салыстырмалы ішкі сатыларының ПӘК-ін және жұмыстарының тәртібін ескереміз.

Алған мәліметтерді кестеге енгіземіз.

Бу кеңейтулері процессі суретте көрсетілген.

Жылу алмастырғыштың будың, судың, конденсаттың параметрлері қолдануымен айырбас шарттар бойынша мәліметтері нақтыланды.

Энтальпияларды және температураларды анықтауда кестелер қолданған.

2.2.2 Су мен бу балансы

Есептеуді жеңілдету үшін, турбинаның реттегіш сатысы алдындағы бу есептеуінің үлестерін 1-ге тең деп қабылдаймыз, қалған шығынды осы ұлғайту үлесі деп қабылдаймыз.

Қазандықтағы бу үлесі:

$$\alpha_{ПЕ} = \alpha_0 + \alpha_{УТ} + \alpha_{УПЛ}, \quad (80)$$

мұндағы

$\alpha_{ут}$= 0,016 – шығып кетудегі бу үлесі;

$\alpha_{упл}$= 0,02 – турбинаны тығыздауға берілген бу үлесі.

$$\alpha_{ПЕ} = 1+0{,}016+0{,}02=1{,}036.$$

Қоректендіргіш су үлесі:

$$\alpha_{ПВ} = \alpha_{ПЕ} + \alpha_{ПР}, \quad (81)$$

мұндағы

$\alpha_{ПР}$=0,01 – үрлеу су үлесі.

$$\alpha_{ПВ} = 1{,}036+0{,}01=1{,}046.$$

Тұтынушыларға берілетін бу үлесін есептеу үшін турбинадағы мүмкін болатын бу шығынын $D_0^I = 310$ т/сағ деп аламыз, турбинаның режимді диаграммасына сүйене отырып.

2.2.3 Жылу тұтынушылардың бу үлесі

Өзіндік қажеттіліктерге:

$$\alpha_{СН}=D_{СН}/ D^{I}_{0}, \quad (82)$$

$$\alpha_{СН}= 2,65/310=0,0082.$$

$$D_{СН}=Q_{СН}\cdot 10^{3}/I_{СН}, \quad (83)$$

$$D_{СН}= 8\cdot 10^{3}/3120=2,56.$$

Өндірістік қажеттіліктеріне:

$$\alpha_{ПР\text{-}ВО}=D_{ПР\text{-}ВО}/ D^{I}_{0}, \quad (84)$$

$$\alpha_{ПР\text{-}ВО}= 80/310=0,2580.$$

Желілік қыздырғыштарға:

Тапсырмаға сәйкес тұрмыстық жүктеме $Q_{Б}$=200 ГДж/сағ, бір турбинадағы ОСП және ПВК қамтиды.

Жылу бөлуді желілік су қыздырғыштарының температураларына пропорционалды жасаймыз:

ПВК үшін, ГДж:

$$Q_{ПВК} = Q_{Б} \cdot \frac{t_{ПР} - t^{I}}{t_{ПР} - t_{ОБ}}, \quad (85)$$

$$Q_{ПВК} = 200 \cdot \frac{130-100}{130-70} = 100.$$

ОСП үшін, ГДж:

$$Q_{ОСП} = Q_{Б} \cdot \frac{t^{I} - t_{ОБ}}{t_{ПР} - t_{ОБ}}, \quad (86)$$

$$Q_{ОСП} = 200 \cdot \frac{100-70}{130-70} = 100.$$

ОСП кеткен бу шығыны, т/сағ :

$$D_{п}^{ОСП} = Q_{ОСП}\cdot 10^{3}/ (I_{п}^{ОСП}-I_{н}^{ОСП}) \cdot \eta_{т}, \quad (87)$$

$$D_{п}^{ОСП}= 100\cdot 10^{3}/(2680-439)\cdot 0,98= 45,5336.$$

ОСП бу үлесі:

$$\alpha_{ОСП}=D_{п}^{ОСП}/ D^{I}_{0}, \quad (88)$$

мұндағы
$t_{пр}=130^0C$ – берілетін температура;
$t^I=100^0C$ – негізгі температура;
$t_{об}=70^0C$ – қайтарымдағы температура.

$$\alpha_{ОСП}= 45,5336/310=0,1468.$$

3 Экономикалық бөлім

Қазіргі уақытта Қазақстан Республикасының энергетикасы екінші рет өмірге келуді өткізіп жатыр. Ескі потенциал мен қуаттылықты интенсивті түрде қайта қалпына келтіру жүріп жатыр. Батыстық фирмалармен бірігіп энергия алудың жаңа әдістерін үйрену мен ескіні жетілдірумен бірге өздерінің тәжірибелері арқасында қазіргі ЖОЭ-ны жобалау үшін көптеген зерттеулік бағыттар жүргізіліп жатыр.

Жетекші бағыттардың бірі ретінде Өскемен ЖЭО санауға болады, өйткені тұтынушылардың жылу мен электрлік қажеттіліктері жыл санап өсуіне байланысты қаланы қажетті энергия көзімен қамтамасыз ету мақсатында қаланың электрлік және жылу қуатын арттыру керек.

Жобада орындалған экономикалық есептеу теникалық сұрақтардың оптималды шешімін табуға, ал технико-экономикалық көрсеткіштер жобаны бағалауға мүмкіндік береді.

3.1 Жабдықтардың қысқаша сипаттамасы

Кесте 4 – БКЗ-320-140 қазандығы

Параметрі	Қазан түрі
Қазан бірбарабанды, табиғи айналыммен тік-суқұбырлы, П-типті құрастырылуы бар	БКЗ-320-140
Номиналды өндіргіштігі	320 т/сағ
Барабандағы қысым	159 кгс/см^2
Аса қызған бу қысымы	140 кгс/см^2
Аса қызған бу температурасы	560 ^OC

3.2 Экономикалық бөлімнің есебі

Есептеу үшін бастапқы мәліметтер:
Турбоагрегат жұмысының сағат саны n = 7000 сағ;
Станцияның жылулық жүктемесі Q = 633,3МВт;
Турбоагрегаттың электрлік жүктемесі N = 80 МВт;
Турбинаға будың сағаттық шығыны D = 470 т/сағ;
Турбоагрегатқа капиталды шығын - 10 560 000 000 теңге;
Қазандық агрегатына капиталды шығын - 5 385 000 000 теңге.
Қосымша жабдықтарға шығындар:
-Желдеткіш- 7 000 000 теңге;
-Түтінсорғыш - 9 000 000 теңге;
-Ыстық үрлеу желдеткіші - 2×8 000 000=16 000 000 теңге;
-Скруббермен Вентури құбыры - 5×8400 000=42 000 000 теңге;
-ММТ диірмені - 2000 -2600-730- 5×42400 000=212 000 000 теңге;
-БСУ мен ПСУ- 5×4604000=23020000 теңге;
Барлық құрылыстық жұмыстарға кететін шығындар – 90 000 000 теңге.

ЖЭО-2 абсолютті капитал жұмсалымы құрайды, млн.теңге :

$$К=К_{турб}+К_{казан}+К_{желд}+К_{т\ үтін}+К_{ыуж}+К_{скруб}+К_{ММТ}+К_{стр}, \quad (89)$$

$$К = 10560+5385+7+9+16+42+212+23+90=16344.$$

ЖЭО эксплуатация шығынын анықтау.
Технологиялық қажеттілік үшін отын.
Қатты отын үшін, млн. теңге/жыл:

$$И_{топл} = И_{пр} \cdot В_{н}, \quad (90)$$

мұндағы
$И_{пр}$ – отынның прейскурантты бағасы;
$В_{н}$ – Энергетикалық қазанға табиғи отынның жылдық шығыны.

$$И_{топл} = 5000 \cdot 753360 = 3766,8.$$

Амортизациялық шығындар.
5 % норма кезінде амортизациялық бөліп шығару құрайды, млн. теңге/жыл:

$$И_{а} = 0,05 \cdot К, \quad (91)$$

мұндағы

К – капитал жұмсалымының абсолютті мөлшері, млн. теңге.

$$И_а = 0,05 \cdot К = 0,05 \cdot 16344 = 817,2.$$

Қосымша жұмысшылардың айлық жалақысы, млн. теңге/жыл:

$$И_{озп} = \alpha_{пр} \cdot З/П_{ср} \cdot Т, \quad (92)$$

мұндағы

$\alpha_{пр}$ – қосымша өндірістік жұмысшылардың саны – 60 жұмысшы;

$З/П_{ср}$ – бір өндірістік жұмысшының жылдық орташа еңбек ақысы (79200000 тг/жыл).

$$И_{озп} = \alpha_{пр} \cdot З/П_{ср} \cdot Т = 60 \cdot 110\ 00012 = 79,2.$$

Әлеуметтік салыққа бөліп шығару.

Әлеуметтік салыққа бөліп шығару 11% құрайды, млн. теңге/жыл:

$$И_{со} = 0,11 \cdot И_{озп}, \quad (93)$$

$$И_{со} = 0,11 \cdot И_{озп} = 0,11 \cdot 79,2 = 8,7.$$

Жөндеу жұмыстары фонды, млн. теңге/жыл:

$$И_{рф} = 0,05 \cdot И_а, \quad (94)$$

$$И_{рф} = 0,05 \cdot И_а = 0,05 \cdot 817,2 = 40,8.$$

ЖЭО өндірісіне жұмсалған жалпы шығындар, млн. теңге/жыл:

$$\Sigma И = И_{топл} + И_а + И_{озп} + И_{рф} + И_{со}, \quad (95)$$

$$\Sigma И = 3766,8 + 817,2 + 79,2 + 40,8 + 8,7 = 4712,7$$

Жылуға бөлінетін шығын коэффициенті, %:

$$К_р^т = В_н / В_у, \quad (96)$$

$$К_р^т = 12600/12800 = 0,9.$$

Электр энергиясына бөлінетін шығын коэффициенті, %:

$$К_р^э = 1 - К_р^т, \quad (97)$$

$$К_р^э=1-0,9 = 0,1.$$

Жылу жіберуге жұмсалатын жылдық шығындар, млн. теңге/жыл:

$$И^т= К_р^т \cdot И, \quad (98)$$

$$И^т=0,9 \cdot 4712,7= 4241,4.$$

соның ішінде жылу жіберуге кеткен отынның шығыны, млн. теңге/жыл:

$$И_{топл}^т= К_р^т \cdot И_{топл}, \quad (99)$$

$$И_{топл}^т=0,9 \cdot 3766,8= 3390,12.$$

Электр энергиясын жіберуге жұмсалатын жылдық шығындар, млн. теңге/жыл:

$$И^э= 0,1 \cdot И, \quad (100)$$

$$И^э =0,1 \cdot 4712,7= 471,27.$$

соның ішінде электр энергиясын жіберуге кеткен отынның жылдық шығыны, млн. теңге/жыл:

$$И_{топл}^э= 0,1 \cdot И_{топл}, \quad (101)$$

мұндағы

$И_{топл}^э$,$И_{топл}^т$ — жалпы отынға кететін шығын, млн. теңге/ жыл.

$$И_{топл}^э=0,1 \cdot 3766,8= 376,68.$$

Жіберілетін электр энергиясының өзіндік құны.

Жіберілетін электр энергиясының өзіндік құны құрайды, теңге/кВт·сағ:

$$S_{отп}^э = И^э / W_{отп}, \quad (102)$$

мұндағы

$И^э$ — Электр энергиясын жіберуге жұмсалатын жылдық шығындар, теңге/жыл;

$W_{отп}$ — электростанциядан электр энергиясын жылдық жіберу, кВт·сағ/ жыл.

$$S_{отп}^э = 471,27 \cdot 10^6 / 365 \cdot 10^6 = 1,29.$$

Электр энергиясын жіберу бойынша отынның құрайтын өзіндік құны, теңге/кВт·сағ:

$$S_{топл}^{э} = И_{топл}^{э} / W_{отп}, \quad (103)$$

мұндағы

$И_{топл}^{э}$ — электр энергиясын жіберуге кеткен отынның жылдық шығыны, теңге/жыл;

$W_{отп}$ — электростанциядан электр энергиясын жылдық жіберу, кВт·сағ/ жыл.

$$S_{топл}^{э} = 376,68 \cdot 10^6 / 365 \cdot 10^6 = 1,03.$$

Өзіндік құн құрылымы.

Өзіндік құн құрылымы жалпы станция бойынша жылдық шығында әр өзіндік құн тармағының меншікті салмағын зерттеуге мүмкіндік береді.

ЖЭО бойынша жалпы шығын суммасындағы отын шығыны құрайды, %:

$$И_{топл.}\% = (И_{топл} / И) \cdot 100 , \quad (104)$$

мұндағы

$И_{топл}$ — отынға жылдық жұмсалатын шығын, млн.теңге/жыл;

И — ЖЭО өндірісіне жалпы жұмсалатын шығын, млн.теңге/жыл.

$$И_{топл.}\% = (3766,8/4712,7) \cdot 100 = 80.$$

3.3 Жобаның экономикалық тиімділігі

Басқадай шығындар, млн.тг/жыл:

$$И_{пр} = 0.1 \cdot (И_{со} + И_{а} + И_{рф}) , \quad (105)$$

$$И_{пр} = 0,1 \cdot (8,7+817,2 +40,4)=866,3.$$

Турбинаның жылдық жылу беруі, Гкал/жыл:

$$Q^{Г}_{тепл} = Q \cdot n \cdot 3,6, \quad (106)$$

$$Q^{Г}_{тепл} = 633,3 \cdot 7000 \cdot 3,6=15959160.$$

Өндірілген жылуэнергиясының бағасы, тг/жыл:

$$C_{тепл} = Q^{г}_{тепл} \cdot Ц_{тепл} \cdot \beta^{тэ}_{эс} \cdot 10^{-3}, \quad (107)$$

мұндағы

$Ц_{тепл}$ –жылуэнергияның бағасы 1200 тг/ГДж;

$\beta^{тэ}_{эс}$ - жылуэнергияның бағасына электростанцияның үлесі, 0,38.

$$C_{тепл}=15959160 \cdot 1200 \cdot 0{,}38 \cdot 10^{-3} = 727392.$$

Жылуэнергиясының өзіндік құны, теңге/ГДж:

$$S_{тэ} = К_{год}/Q^{г}_{тепл} = (И_{а} + И_{топл} + И_{ээ} + И_{рф} + И_{пр})/Q^{г}_{тепл}, \quad (108)$$

$$S_{тэ} = (817{,}2+3766{,}8+468{,}58+40{,}8+866{,}3) \cdot 10^{6} / 15959160 = 864.$$

Өтелу мерзімі, жыл:

$$C_{окуп} = К_{з}/[(Ц_{тариф} - S_{тэ}) \cdot Q^{г}_{тепл} + (Ц_{тариф.} - S_{ээ}) \cdot Q^{г}_{элект.}], \quad (109)$$

$$C_{окуп} = 16344 \cdot 10^{6}/[(1200–864) \cdot 15959160 + (6-1{,}28) \cdot 365 \cdot 10^{6}] = 3{,}7$$

ҚОРЫТЫНДЫ

Жалпы дипломдық жұмысымды қорытындылайтын болсам, бұл жұмысты орындау барысында қойылған талаптар мен мақсаттар жүзеге асырылды.

ЖЭО-ң жылулық жүктемесі, экологиялық, экономикалық және ПТ-60/75-130/13 турбинасының жылулық есептемелері есептелді. Турбинаның жылулық сұлбасы, қосымша жабдықтары сипатталды.

Экономикалық бөлімде ЖЭО-ң шығыны, қаржыландыру және оның қайтарымдылық мерзімінің есептеулері жүргізілді және экономикалық тиімділігі бағаланды.

Бұл дипломдық жобаны орындау барысында көптеген күрделі есептер мен тапсырмалардың оңтайлы өз шешімдері табыла білгенін айта кетуге болады. Негізгі бөлім бойынша Өскемен қаласында ЖЭО құрылысының ЖЭО-ы жайлы есептеулер жүргізіп, ЖЭО-на керекті жабдықтар мен қондырғыларды тиімді жолмен таңдай білдім. Станция Кузнецк бассейнінен алынатын тас көмірінде және жандыру үшін мазут отынында жұмыс істеуге жобаланған. Соңғы жылдары қазандықтар Қазақстандық көмірде жұмыс істеуге модернизацияланған, оның ішінде Екібастұз разрезінен шығатын тас көмірі.

Станция ПӘК-і жеткілікті жоғары - 84% көрсеткішке ие. Электроэнергияға жұмсалатын отынның меншікті шығыны әрбір кВт/сағ мөлшеріне 200 грамм меншікті отыны тиесілі.

Станцияда орта қысымда төрт қазандық, бес бу турбинасы (31,5 МПа) және де жоғары қысымдағы бес қазандық, үш бу турбинасы (13,8 МПа) орнатылған. Станцияда орнатылған электр қуаты 251,5 МВт шамасын, ал жылулық қуаттылығы 1112 МВт немесе басқаша айтқанда 959,1 Гкал/сағ құрайды. Станцияның көрнекті жасына қарамастан, ол әлі күнге дейін сенімді және қауіпсіздік деңгейі биік дәрежеде жұмыс атқарып жатыр.

Экономикалық бөлімі бойынша жалпы Өскемен қаласында ЖЭО-ның бизнес-жоспарын құрастырып, керекті нәтижеге қол жеткіздім. Демек бұл дипломдық жоба сәтті орындалды деп қорытынды жасауға болады.

Негізінде XXI ғасырда Жер шары нағыз экологиялық қате мен техникалық-технологиялық өрлеу үстінде болып саналады. Адам санының күннен-күнге арта түсуі жылу және электр энергияларының көп мөлшерде қажеттілігін туындатады. Алайда табиғи байлықтар мәңгі емес екенін естен шығармауымыз керек, энергия көздерін тиімді пайдаланып, экологиялық балансты сақтай білу қажет. Сонымен қатар ЖЭО салу мақсатында экономикалық тиімділігін арттыру шаралары еліміздің экономикасын әлдеқайда жақсартады және болашақта еліміздің нағыз энергетикалық держава екендігін айқындайтын болады. Жылуэнергетикалық қондырғы жұмысы тиімділін жоғарылату энергетикалық ғылымның негізгі мақсаттарының бірі.

ПАЙДАЛАНЫЛҒАН ӘДЕБИЕТТЕР ТІЗІМІ

1 Рыжкин В.Я.Тепловые электрические станции. – М.:Энергоатомиздат, 1987. – 327 б.

2 Костюк А.Г., Фролов В.В Турбины тепловых и атомных электрических станций. – М.: МЭИ, 2001. – 440б.

3 Трухнин А.Д., Ломакин Б.В. Теплофикационные паровые турбины и турбоустановки. – М.: МЭИ, 2002. – 303 б.

4 Бузина Д.П. Теплофикационные паровые турбины. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 241 б.

5 Григорьев В.А., Зорин В.М. Теплоэнергетика и теплотехника. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 600 б.

6 Капелович Б.Э. Эксплуатация паротурбинных установок.- М.: Энергия, 1986 – 420 б.

7 Морозов Г.Н., Гиршфельд В.Я. Тепловые электрические станции. – М.:Энергоатомиздат, 1986. – 345 б.

8 СмирновА.Д., Антипов К.М. Справочная книжка энергетика. – М.:Энергоатомиздат, 1984. – 250 б.

9 Абрамов А.И. Повышение экологической безопасности ТЭС. – М.: МЭИ, 2001. – 384 б.

10 Фомина В.Н. Экономика электроэнергетики. – М.: МЭИ, 2005. – 415 б.

11 Самсонов В.С., Вяткин М.А. Экономика предприятий энергетического комплекса. – М.: Высшая школа, 2003. – 515 б.

12 Архипов Л.И, Удыма П.Г. Энергосберегающие технология защиты окружающей среды. – М.: Энергоиздат, 1988. – 106 б.

13 Соловьев Ю.П. Проектирование теплоснабжающих установок для промышленных предприятий. – М.: Энергоиздат, 1978. – 352 б.

14 Рогалев Н.Д. Экономика энергетики. – М.: МЭИ, 2005. –148б.

15 Лимонов А.И. Экономка производства. – Минск: Росчерк, 2007 – 348 б.

16 Ривкин С.Л., Александров А.А. Теплофизические свойства воды и водяного пара. – М.: Энергоиздат, 1984. – 321 б.

17 Рыжкин В.Я. Тепловые электрические станции. – М.: Энергия, 1976.– 275 б.

18 Баженов К.В., Грачев П.А. Тепловые и атомные электрические станции. - М.: Энергоиздат, 1982. - 255 б.

19 Григорьев В.А., Зорин В.М. Тепловые и атомные электрические станции. – М: Энергоатомиздат, 1989. – 325 б.

20 Абрамов А.И., Елизаров Д.П., Ремезов А.Н. Повышение экологической безопасности. –М.: Энергоиздат, 2002. – 412 б.

21 Архипов Л.И., Удыма П.Г. Энергосберегающие технология защиты окружающей среды. –М.: Энергоиздат, 1988. - 106 б.

22 СТ КазНИТУ 09-2017 Общее требование к постоению, изложениям, оформлению и содержанию текстого и графического материала . Работы учебные КазНИТУ имени К.И.Сатбаев,2023.-47 с