ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ БІЛІМ ЖӘНЕ ҒЫЛЫМ МИНИСТРЛІГІ

СӘТБАЕВ УНИВЕРСИТЕТІ

Т.К. Бәсенов атындағы Сәулет, құрылыс және энергетика институты

Энергетика кафедрасы

5В071700 – Жылу энергетикасы

БЕКІТЕМІН
Кафедра меңгерушісі м.а.
PhD докторы, ассистент профессор
_____Е.А. Сарсенбаев
«28» _____01_____2019 ж.

Дипломдық жұмысты орындауға
ТАПСЫРМА

Білім алушы *Ишманов Гани Ауганбаевич*
Тақырыбы *«Шымкет қаласының ауданы үшін ЖЭО-ғын салу жобасы»*
Университет ректорының *2018ж. «30» қазандағы № 1210-б* бұйрығымен бекітілген
Аяқталған жұмысты тапсыру мерзімі *«25» сәуір 2019 ж.*
Дипломдық жұмыстың бастапқы берілістер: *ЖЭО құру негіздемесі және негізгі жабдық таңдау . Турбина бөлігіндегі қосалқы жабдық таңдау.*
Дипломдық жұмыста қарастырылатын мәселелер тізімі
а) Энергоблоктың құрылымдық жылулық сұлбасын таңдау есебі;
б) ТГМП-314 қазандық агрегатының ұлғайтылған есебі;
в) Турбина бөлігіндегі қосалқы жабдық таңдау;
Сызбалық материалдар тізімі *Сызбалық материалды слайдпен дайындау.*
Ұсынылатын негізгі әдебиеттер *5 атау.*

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ БІЛІМ ЖӘНЕ ҒЫЛЫМ МИНИСТРЛІГІ

СӘТБАЕВ УНИВЕРСИТЕТІ

Т.К. Бәсенов атындағы Сәулет, құрылыс және энергетика институты

Энергетика кафедрасы

Ишманов Гани Ауганбаевич

Шымкет қаласының ауданы үшін ЖЭО-ғын салу жобасы

ДИПЛОМДЫҚ ЖҰМЫС

5В071700 – Жылу энергетикасы

Алматы 2019

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ БІЛІМ ЖӘНЕ ҒЫЛЫМ МИНИСТРЛІГІ

СӘТБАЕВ УНИВЕРСИТЕТІ

Т.К. Бәсенов атындағы Сәулет, құрылыс және энергетика институты

Энергетика кафедрасы

ҚОРҒАУҒА ЖІБЕРІЛДІ
Кафедра меңгерушісі м.а.
PhD докторы, ассистент профессор
_____Е.А. Сарсенбаев
«30» _____04_____2019 ж.

ДИПЛОМДЫҚ ЖҰМЫС

Тақырыбы: «Шымкет қаласының ауданы үшін ЖЭО-ғын салу жобасы»

5В071700 – Жылу энергетикасы мамандығы бойынша

Орындаған Ишманов Г.А.

Пікір беруші
АЭжБУ''Жылуэнергетикалық
қондырғылар''кафедрасының
доценті, техн.ғыл.канд.

_____Туманов М.Е.

«02» _____04_____ 2019 ж.

Ғылыми жетекші
PhD доктор, сениор-лектор

_____Умышев Д.Р.

«02» _____04_____ 2019 ж.

Алматы 2019

Дипломдық жұмысты дайындау

КЕСТЕСІ

Бөлімдер атауы, қарастырылатын мәселелер тізімі	Ғылыми жетекші мен кеңесшілерге көрсету мерзімдері	Ескерту
Энергоблоктың құрылымдық жылулық сұлбасын таңдау есебі	03.04.2019	жоқ
ТГМП-314 қазандық агрегатының ұлғайтылған есебі	11.04.2019	жоқ
Турбина бөлігіндегі қосалқы жабдық таңдау	20.04.2019	жоқ

Дипломдық жұмыс бөлімдерінің кеңесшілері мен норма бақылаушының аяқталған жұмысқа қойған **қолтаңбалары**

Бөлімдер атауы	**Кеңесшілер, аты, әкесінің аты, тегі (ғылыми дәрежесі, атағы)**	**Қол қойылған күні**	**Қолы**
Негізгі бөлім	Д.Р.Умышев Доктор PhD, сениор-лектор	02.05.19	
Экономика бөлімі	Д.Р.Умышев Доктор PhD, сениор-лектор	02.05.19	
Норма бақылау	Н.Е. Балгаев Доктор PhD, сениор-лектор	02.05.19	

Ғылыми жетекші _____ Д.Р.Умышев

Тапсырманы орындауға алған білім алушы _____ Г.А. Ишманов

Күні «4» 03 2019 ж.

АҢДАТПА

Бұл дипломдық жобада ЖЭО құру негіздемесі және негізгі жабдық таңдау мәселелері қарастырылды. Шымкент қаласының ауданы үшін ЖЭО-ғын салу жобасын қарастыра отырып энергия блогының негізгі жылу схемасын таңдадық және есептедік. . Қазіргі заманғы энергетикалық жүйелер ірі блоктық генераторлық қондырғыларды кеңінен қолдану арқылы сипатталады.

АННОТАЦИЯ

В данном дипломном проекте рассмотрены вопросы выбора основного оборудования и обоснование создания ТЭЦ. Рассмотрим проект строительства ТЭЦ для района г. Шымкент, выбираем и рассчитаем основную тепловую схему энергоблока. . Современные энергетические системы характеризуются широким использованием крупных блочных генераторных установок

ANNOTATION

This diploma project deals with the selection of the main equipment and the rationale for the creation of CHP. Consider the project of construction of CHP for the district of Shymkent, choose and calculate the main thermal scheme of the power unit. . Modern power systems are characterized by extensive use of large block generator sets

МАЗМҰНЫ

	Кіріспе	7
1	ЖЭО құру негіздемесі және негізгі жабдық таңдау	9
1.1	Жылу жүктемесінің өлшемі	9
1.2	Жылу жүктемесінің негіздемесі	9
1.3	ЖЭО негізгі жабдығын таңдау	12
1.4	Су ысыту қазандықтарының шыңдық жүктемесін таңдау	12
1.5	Электр энергиясы және жылу жіберудің сұлбаны құрамдастыру есебі	12
1.6	Бірінші нұсқа үшін ЖЭО келтірілген шығындардың есебі	17
1.7	Жабдықтардың тиімді құрамын таңдау	22
2	Энергия блогының негізгі жылу схемасын таңдау және есептеу	23
3	ТГМП-314 котлоагрегаттың үлкейтілген есептеуі	36
4	Экономикалық бөлім	42
	Қорытынды	44
	Пайдаланылған әдебиеттер тізімі	45

КІРІСПЕ

Қазақстан Республикасының энергетикалық саласы оны дамытудың күрделі кезеңіне өтті, бұл электр энергиясын тұтынудың одан әрі айтарлықтай артуымен айқындалады. Бұл жағдайда бастапқы энергия ресурстарының құнының өсуі, генерациялау көздері үшін экологиялық талаптардың қатал болуы. Көптеген ЖЭО-дың жабдықтары бойынша өз ресурстық ресурсын дамытумен қатар, атом электр станцияларының құрылысы дағдарысы, энергетикалық жүйелердің резервтік қуатының қолайсыз төмендеуі, сондай-ақ олардың маневрліктерінің төмендеуі байқалады.

Мұндай жағдайда энергиямен жабдықтауда, оның ішінде үй шаруашылығында елеулі бұзылыстарды болдырмау үшін электр энергиясын үнемдеуге, энергияны дамытудың стереотиптік қағидаттарын қайта қарастыруға, электр энергиясын өндіруге, электр энергиясын өндіруге, отын үнемдеуге қол жеткізудің жаңа тәсілдерін енгізу қажет. жылу электр станцияларының жабдықтарын қажетті сенімділігін қамтамасыз ету себебімен.

Энергетика саласының маңызды міндеті - қолданыстағы жабдықты жетілдіруге негізделген тиімділікті арттыру, оны пайдаланудың жаңа режимдерін құру, жаңа интеграцияланған технологиялық қондырғыларды құру және оларды пайдалану әдістерін жеңілдету болып табылады. Қазіргі заманғы энергетикалық жүйелер ірі блоктық генераторлық қондырғыларды кеңінен қолдану арқылы сипатталады. Энергетикалық кешен республикамыздың тұрақты әлеуметтік-экономикалық дамуын қамтамасыз ете отырып, республиканың экономикасының негізгі түйіндерінің бірі болып табылады. Қолданыстағы қуаттардың қазіргі жағдайы мен техникалық деңгейі сыни болып табылады. Жобалық ресурстың 53% қуат жабдығын сарқылған.

Қазіргі кезеңде, электр энергетикасын дамытуға шектеулі инвестициялармен, салаға 2020 жылға дейін ең күрделі кезеңде. Электр станцияларын және қазандықтарды қайта құрудың ең арзан жолына бару керек - олардың жекелеген құрамдас бөліктерін және бөлшектерін ауыстыру, металдың қызмет ету мерзімін ұзарту және т.б. Экономикалық тұрғыдан негізделген жекелеген құрамдас бөліктер мен элементтерді ауыстыру емес, сонымен бірге базалық жабдықты жақсартылған экономикалық көрсеткіштермен жетілдірілген модельдермен толық ауыстыру.

Республиканың электр энергетикасы саласының отын балансының қазіргі құрылымы бойынша, газ тұтыну үлесі үнемі өсіп келеді және 2020 жылға қарай шамамен 80% -ға жетеді, басымдық ең тиімді және қоршаған ортаға зиян келтірмейтін аралас циклді газ турбиналық қондырғыларды жоғары тиімділікпен пайдалану болып табылады. Қарастырылып отырған кезеңде сыйымдылықты енгізу құрылымында өзгерістер болады, ал қайта құру үлесі айтарлықтай артады.Жаңа құрылыспен салыстырғанда: қуаттың жалпы енгізілуінде аудандық жылу қондырғыларының үлесі артады. Жанармайды неғұрлым тиімді пайдалануға қол жеткізу үшін жылу мен электр энергиясының жиынтық өндірісі басым болуы керек.

Қазақстандағы дәстүрлі емес және жаңартылатын энергия көздерін пайдалану мүмкіндіктері өте шектеулі, олар тұтастай республиканың жалпы отындық сұранысының 5% -нан астамын қамтамасыз ете алады.

Дегенмен, мұндай қуат көздері республика үшін өте маңызды, өйткені басқа қуаттардан айырмашылығы олар отын үнемдеуді ескеріп, қоршаған ортаға зиян тигізбейді және мұқият энергия үнемдеуге және тиімді экономикаға көшуді қамтамасыз етеді. Жақын болашақта баламалы энергияны дамытудың негізгі бағыттары гидроэнергетикалық ресурстарды дамыту, сондай-ақ ағаш целлюлозасын, тұрмыстық қалдықтарды, биогазды және жел әлеуетін пайдалану керек.

Отын-энергетикалық кешеннің қосымша тарифі мен бағалық саясаты отын-энергетикалық кешен бағаларын белгілеуге бағытталған, ол отын-энергетикалық ресурстарды өндіру мен бөлу шығындарын толығымен көрсетеді. Сонымен бірге жақын арада тарифтік саясаттың басты бағыты республикадағы саланы субсидиялау мен тарифтерді төмендету болып табылады.

Жоспарланған энергетикалық саясатты іске асыру үшін мынадай басым міндеттерді шешу қажет:

1. Ішкі жалпы өнімнің энергия сыйымдылығын одан әрі төмендету;
2. Энергия үшін тұтынушыларға төлемдерді қалыпқа келтіру;
3. Қолданыстағы монополиялар аясындағы салалар үшін заңнамалық-құқықтық базаны жетілдіру;
4. Кәсіпорындарды мемлекеттік қолдау үшін жағдай жасау;
5. Шетелдік инвесторларды тарту;
6. Өнеркәсіпті басқаруды жетілдіру.

Біздің мемлекетіміздің энергетикалық саясатын дәйекті және сәтті жүзеге асыру ұлттық экономиканы тиімді және сенімді энергиямен қамтамасыз етуді ғана емес, сонымен қатар Қазақстанның экономикалық жаңаруын түбегейлі жеделдетуге және халықтың өмір сүру деңгейін жақсартуға мүмкіндік береді.

1 ЖЭО құру негіздемесі және негізгі жабдық таңдау

1.1 Жылу жүктемесінің өлшемі

190 мың тұрғыны бар қаланы қамтамасыз ететін ЖЭО құрамыз. Т-250/300-240 үш блокты құрайтын және ТГМП-314 қазандық агрегатынан тұратын жабдық таңдаймыз. Турбина үшін номиналды жылуландырудың жылулық жүктемесі жәнетехнологиялық сарапталуы кестеде елтірілген.

1.1- кесте. Турбинаның техникалық берілгендері

Турбоагрегат типі	Мөлшері	$Q_{ТФО}$, Гкал/сағ	$Q_{ТХО}$, Гкал/сағ
Т-250-240	3	330	-

Турбинадан сарапталынып жылуландыруға, яғни тұтынушыға беріжылін жылу мөлшері:

$$Q^{ч}_{тфо}=3Q_{тфо\ т\text{-}250} \qquad (1.1)$$

$$Q^{ч}_{тфо} = 3\cdot 330=990 \text{ Гкал/сағ.}$$

Жылуландыру коэффициенті: $a_{тф}=0,6$.

ЖЭО жылуландыруға жіберіжылін жалпы жылу мөлшері:

$$Q^{ТЭЦ}_{тф}= Q^{ч}_{тфо}/a_{тф} \qquad (1.2)$$

$$Q^{ТЭЦ}_{тф} = 990/0,6= 1650 \text{ Гкал/сағ}$$

1.2 Жылу жүктемесінің негіздемесі

Жылумен жабдықталатын тұрғындар санын есептейміз. Ол үшін $\eta_{тс}$=0,9 тең деп қабылдаймыз. Бір тұрғынға шаққандағы салыстырмалы жылу шығыны және максимум жүктеме кезіндегі қолдану сағат саны:

Вентиляция және жылуландыру үшін:

$$q_{ОВ}^{ГОД}=13{,}1 \text{ Гкал/жыл·адам;} \tag{1.3}$$

$$h_{ОВ}^{MAX}=2500 \text{ сағ.} \tag{1.4}$$

Ыстық сумен қамтамасыз етуге:

$$q_{ГВ}^{ГОД}=8{,}1 \text{ Гкал/ жыл·адам;} \tag{1.5}$$

$$h_{ГВ}^{MAX}=3500 \text{ сағ.} \tag{1.6}$$

$$h_{ТФ}^{MAX} = \frac{q_{ме}^{дмЂ} \cdot h_{ме}^{MAX} + q_{де}^{дмЂ} \cdot h_{де}^{MAX}}{q_{ТФ}^{дмЂ}}; \tag{1.7}$$

$$h_{ТФ}^{MAX} = \frac{13{,}1 \cdot 2500 + 8{,}1 \cdot 3500}{13{,}1 + 8{,}1} = 2800 \text{ сағ.}$$

Бұл жағдайда тұрғындар саны келесідей анықталады:

$$z_{расч} = Q^{ТЭЦ}_{тф} \cdot \eta_{т.с} \cdot h_{max}^{тф} / q^{год}_{уд}; \tag{1.8}$$

$z_{расч}$ =1650·0,9·2800/21,2=196000 тұрғын.

Есептік мерзім басындағы қала тұрғындарының саны:

$$z_{нач}=z_{расч}/(1+i/100)^{Трасч}; \tag{1.9}$$

$z_{нач}$=196132/$(1+1{,}5/100)^5$=182000 тұрғын.

мұндағы, і- қала тұрғындарының жылдық өсуі;

$T_{расч}$- ЖЭО белгілі уақыттан соң жобалық жүктемеге жету уақыты.

Есептік период басындағы жылулық жүктеме

$$Q_{тф.нач}=Q^{ТЭЦ}_{тф}\cdot z_{нач}/z_{расч}; \quad (1.10)$$

$Q_{тф.нач}$ =1650·182000/196000=1531,6 Гкал/сағ.

Есептік периодтқа жылдық жылу беру жүктемесін есептеу:
Жылу және вентиляция

$$Q^{ГОД}_{О+В}=z_{расч}\cdot q^{ГОД}_{О+В}; \quad (1.11)$$

$Q^{ГОД}_{О+В}$ =196132 · 13,1=2569329,2 Гкал/жыл.

Ыстық сумен қамтамасыз ету:

$$Q^{ГОД}_{Г.В}=z_{расч}\cdot q^{ГОД}_{Г.В}; \quad (1.12)$$

$Q^{ГОД}_{Г.В}$ =196132 ·8,1=1588669,2 Гкал/жыл.

Есептік жыл үшін максималды сағаттық жүктеме:
Жылу және вентиляция

$$Q^{Р}_{О+В}= Q^{ГОД}_{О+В}/ h_{О+В}^{МАХ}; \quad (1.13)$$

$Q^{Р}_{О+В}$ =2569329,2/2500=1027,7 Гкал/сағ.

Ыстық сумен қамтамасыз ету:

$$Q^{Р}_{Г.В}= Q^{ГОД}_{Г.В}/ h_{Г.В}^{МАХ}; \quad (1.14)$$

$Q^{Р}_{Г.В}$ =1588669,2/3500=453,9 Гкал/сағ.

Сонда есептік жыл үшін ЖЭО бөлінетін қосынды жылдық жылу мөлшері:

$$Q^{ТЭЦ}_{тф.год} = (Q^{ГОД}_{О+В} + Q^{ГОД}_{Г.В})/\eta_{т.с}; \quad (1.15)$$

$$Q^{ТЭЦ}_{тф.год} = (2569329,2+1588669,2)/0,9=4619998,2 \text{ Гкал/жыл}$$

ЖЭО бөлінетін сағаттық қосынды жылу мөлшері:

$$Q^{ТЭЦ}_{тф}=(Q^{Р}_{О+В}+Q^{Р}_{Г.В})/\eta_{т.с}; \quad (1.16)$$

$$Q^{ТЭЦ}_{тф} =(1027,7+453,9)/0,9=1646,2 \text{ Гкал/сағ.}$$

Жылдық жылу беруден ЖЭО сарапталынған жылуландыру мөлшері:

$$Q^{ТЭЦ}_{тф.о.год}= Q^{ТЭЦ}_{тф.год} \cdot a_{тф}^{ГОД}; \quad (1.17)$$

$$Q^{ТЭЦ}_{тф.о.год} =4619998,2 \cdot 0,89=4111798,4 \text{ Гкал/жыл.}$$

мұндағы, $a_{тф}^{ГОД}$ – жылуландырудың жылдық коэффициенті

1.3 ЖЭО негізгі жабдығын таңдау

ЖЭО блоктық сұлбасын ескере отырып және жылу жүктемесінің құрылымы және өлшеміне байланысты негізгі жабдықтың келесі түрін таңдаймыз:

3×Т-250-240. ЖЭО құрудағы бәсекелестік нұсқасы ретінде 4×Т-180-130 таңдап аламыз.

1.4 Су ысыту қазандықтарының шыңдық жүктемесін таңдау

Номиналды режимдегі жылуландыру деңгейіне және турбинада сұрыпталған жылуландыруға номиналды жылу беру мөлшерінің қосындысын ескере отырып ПВК сағаттық жыллу беру келесідей анықталады:

$$Q^{ПВК}=Q^{ТЭЦ}_{тф}-Q^{ТЭЦ}_{тфо}; \quad (1.18)$$

$$Q^{ПВК} =1650-990= 660 \text{ Гкал/сағ .}$$

$$n=Q^{ПВК}/180; \quad (1.19)$$

$$n=660/180=3,67.$$

Өнімділігі 180 Гкал/сағ. тең КВГМ-180 төрт шыңдық су ысыту қазандығын таңдаймыз

1.5 Электр энергиясы және жылу жіберудің сұлбаны құрамдастыру есебі

ЖЭО негізгі жабдығындағы екі нұсқаны салыстырып, қарастырамыз:
I – нұсқа үшін – 3хТ-250-240;
II – нұсқа үшін – 4хТ-180-130.

ЖЭО салынған капиталды салым мөлшері келесі кестеде келтірілген.

1.2- кесте. Негізгі жабдыққа кеткен капиталды салым мөлшері

Жабдық типі	1 тал жабдыққа кеткен шығын мөлшері (млн. ш.б.)	
	Бас бөлігіндегі	Қалған бөлік
Т-250/300-240+1000 т/ч	96	60
КВГМ-180	–	3,5

ӘБЖ және жылу жүйесіне кеткен капиталды салым мөлшерін анықтаймыз.

Жылу желілері үшін 15 км, ал ӘБЖ үшін 25 км тең болатын ұзындықтарды таңдап аламыз.

Салыстырмалы капиталдық салым:

Жылу желісіне – $k_{жж}=4\cdot10^6$ ш.б./км [11] ,

ӘБЖ үшін – $k_{ЭБЖ}=0,56$ ш.б./км.

Толық капиталдық салым:

Жылу желісіне – $K_{ТС}= k_{ТС}\cdot l_{ТС}=4\cdot10^6\cdot15=60$ млн ш.б.,

ӘБЖ үшін – $K_{ЛЭП}= k_{ЛЭП}\cdot l_{ЛЭП}=0,56\cdot10^6\cdot25=14$ млн ш.б..

Сонда, ЖЭО үшін жалпы капиталдық салым:

$$K_{ТЭЦ}= K_1^{Т-250}+2\cdot K_2^{Т-250}+4\cdot K^{ПВК}; \quad (1.20)$$

$$K_{ТЭЦ}=96+2\cdot60+4\cdot3,5=230 \text{ млн ш.б.}$$

ЖЭО үшін салыстырмалы капиталдық салым:

$$k_{ТЭЦ}=K_{ТЭЦ}/N_{ТЭЦ}; \quad (1.21)$$

$$k_{ТЭЦ}=230/750=0,307 \text{ млн ш.б./МВт.}$$

Жоғарыдағы келтірілген ретпен екінші нұсқа үшін есептеу жүргіземіз. ТЭЦ үшін негізгі жабдық түрі келесі кестеде келтірілген:

1.3- кесте. Екінші нұсқа үшін негізгі жабдық түрі

Турбоагрегат түрі	Мөлшері	$Q_{ТФО}$, Гкал/сағ	$Q_{ТХО}$, Гкал/сағ
Т-180/210-130+670 т/ч	4	270	–

Турбинадан бөлінетін сағаттық номиналды жылу:

$$Q_{ТФО}^{Т-180}=270 \text{ Гкал/сағ [17];}$$
$$Q_{ТФО}^{\Sigma}=4\cdot 270=1080 \text{ Гкал/ч;}$$

ЖЭО бөлінетін сағаттық жылу мөлшері:

$$Q_{ТФ}=\sum Q_{ТФО}/\alpha_{ТФ}; \quad (1.22)$$

$$Q_{ТФ}=1080/0,6=1800 \text{ Гкал/сағ.}$$

ЖЭО бөлінетін жылдық жылу мөлшері:

$$Q^{г}_{ТФ}=\sum Q_{ТФО}\cdot h_{ТФ}/\alpha^{ГОД}_{ТФ}; \quad (1.23)$$

$$Q^{г}_{ТФ}=1080\cdot 3500/0,89=4247191 \text{ Гкал/жыл.}$$

ПВК бөлінетін қажетті жылу мөлшері:

$$Q^{ПВК}=Q_{тф}-Q_{тфо}; \quad (1.24)$$

$$Q^{ПВК}=1800-1080=720 \text{ Гкал/сағ.}$$

$$n=Q^{ПВК}/180=720/180=4 \text{ шт.}$$

Бағасы әрқайсысы 3,5 млн.ш.б. болатын төрт КВГМ-180 таңдаймыз, капиталды салым мөлшері келесі кестеде келтірілген.

1.4 - кесте. II – нұсқа үшін негізгі жабдыққа кеткен капиталды салым мөлшері

Жабдық типі	1 тал жабдыққа кеткен шығын мөлшері (млн. ш.б.)	
	Бас бөлігіндегі	Қалған бөлік
Т-180/210-130+670 т/ч	70	50
КВГМ-180	–	3,5

Капиталовложения в тепловые сети и ЛЭП принимаем такими же как и в варианте I:

Жылу желісіне және ЭБЖ кеткен капиталды салым мөлшері жоғарыдағы ретпен есептелінеді:

Жылу желісіне – $K_{ТС}= k_{ТС}\cdot l_{ТС}=4\cdot10^6\cdot15=60$ млн.ш.б.,

ЭБЖ – $K_{ЛЭП}= k_{ЛЭП}\cdot l_{ЛЭП}=0,56\cdot10^6\cdot25=14$ млн.ш.б.,

ЖЭО үшін жалпы капиталдық салым:

$$K_{ТЭЦ}= K_1^{Т-180}+4\cdot K_2^{Т-180}+5\cdot K^{ПВК}; \quad (1.25)$$

$$K_{ТЭЦ}= 70+3\cdot50+4\cdot3,5=234 \text{ млн. у.е.}$$

ЖЭО үшін салыстырмалы капиталдық салым:

$$k_{ТЭЦ}=K_{ТЭЦ}/N_{ТЭЦ}; \quad (1.26)$$

$$k_{ТЭЦ}=235,2/720=0,325 \text{ млн.у.е./МВт.}$$

Бірінші нұсқадағы жабдық құрамы үшін жылдық отын шығынын анықтау

ЖЭО жылдық отын шығыны турбо және қазандық агрегаттарының энергетикалық сипаттамасы негізінде анықталады.

1.5 - кесте. Т-250/300-240, МВт/МВт турбинасының энергетикалық сипаттамасы

Турбина	r_k	Δr	$W_{ТХО}$	$W_{ТФО}$	c	a
Т-250	1,98	1.32	-	0.63	40,7	39,6

$$Q^{т}_{год}=aT+r_{к}N_{т}h-DrЭ_{т}+Q_{тхо}h_{тхо}+Q_{тфо}h_{тфо}\ ; \qquad (1.27)$$

$$Эт=WтхоQтхоhтхо+WтфоQтфоhтфо-cT\ . \qquad (1.28)$$

мұндағы, а – бос жүріске кеткен жылу шығыны,МВт;

с – айналымдағы шығындар,МВт;

Т – турбинаның бір жылдағы жұмыс істеу сағат саны;

h – электрлік қуаттының жылдық қолдану сағат саны;

$r_к$ – конденсацияланған ағының біркелкі өсу мөлшері;

Dr – конденсацияланған ағының біркелкі өсу мөлшерінің азаюы;

$W_{тхо}$ – технологиялық сұрыпта электр энергиясы өндірісінің салыстырмалы мәні МВт/МВт;

$W_{тфо}$ – жылулық сұрыпта электр энергиясы өндірісінің салыстырмалы мәні МВт/МВт.

Берілгені:

Т=6000 сағ/жыл; h=5500 сағ/жыл;

$h_{тфо}$=3500 сағ/жыл.

$$Э^{т}_{т\text{-}250}=0{,}63\cdot384\cdot3500-40{,}7\cdot6000=602520\ \text{МВт- сағ/жыл.}$$

$$Q^{т}_{год\ т\text{-}250}=39{,}6\cdot6000+1{,}98\cdot250\cdot5500-1{,}32\cdot602520+384\cdot3500=3508773{,}6\ \text{МВт-сағ/жыл.}$$

ЖЭО шинасындағы жалпы электр энергиясының өндірілуі:

$$Э_{тэц}=SN_i h_i(1-DЭ_{с.н.}/100)\ . \qquad (1.29)$$

ΔЭсн=6%

$$Э_{тэц}=750\cdot 5500(1-6/100)=3{,}88\cdot 10^6 \text{ МВт- сағ/жыл.}$$

Бу қазандығында жалпы жылуға қажеттілік:

$$Q_{ка}=1{,}02(SQ_т+Q_{роу});\ . \qquad (1.30)$$

$$Q_{роу}=(1-a_{тх})Q_{тх}\ . \qquad (1.31)$$

мұндағы, $Q_{тх}=0$; $Q_{роу}=0$

$$Q_{ка}=1{,}02(3\cdot 3508773{,}6)=10{,}53\cdot 10^6 \text{ МВт- сағ/жыл.}$$

Бу қазандығындағы отынның жылдық салыстырмалы шығыны:

$$B_{ка}=Q_{ка}/(\eta_{КА}\cdot К_П)\ . \qquad (1.32)$$

$$B_{ка}=10{,}53\cdot 10^6/(0{,}93\cdot 8{,}14)=1{,}39\cdot 10^6 \text{ т ш.т./жыл ,}$$

мұндағы, $К_П$=7 Гкал/т у.т.=8,14 МВт-сағ/т ш.т.

ПВК отын шығыны:

$$B_{пвк}=Q_{пвк}h_{тфо}(1-a_{тф\ год})/(h_{пвк}К_П)\ . \qquad (1.33)$$

$$B_{пвк}=660\cdot 3500(1-0{,}89)/(0{,}86\cdot 8{,}14)=36297{,}9 \text{ т ш.т./жыл,}$$

мұндағы, $a_{тф\ жыл}$- $a_{тф}$=0,6 тең болғандағы жылу берудің жылдық коэффициенті;

ЖЭО отынның жылдық шығыны:

$$B_{тэц}=B_{ка}+B_{пвк}\cdot \qquad (1.34)$$

$$B_{тэц}=1{,}39\cdot 10^6+36297{,}9=1{,}426\cdot 10^6 \text{ т ш.т./жыл.}$$

Екінші нұсқа үшін отынның жылдық шығынын анықтаймыз.

Турбина үшін энергетикалық сипаттамалар келесі кестеде келтірілген

1.6 - кесте. Т-180/210-130, МВт/МВт типтегі турбинаның энергетикалық сипаттамалары

Турбина	r_k	Δr	$W_{ТХО}$	$W_{ТФО}$	c	a
Т-180	2.316	1.3	-	0.6	24,4	29,89

$$Э^{т}_{т\text{-}180}=0{,}6\cdot 314\cdot 3500-24{,}4\cdot 6000=513000 \text{ МВт-сағ/жыл};$$

$$Q^{т}_{год\ т\text{-}180}=29{,}89\cdot 6000+2{,}316\cdot 180\cdot 5500-1{,}3\cdot 513000+314\cdot 3500=$$
$$=2904280 \text{ МВт-сағ/жыл};$$

ЖЭО шинасындағы жалпы электр энергиясының өндірілуі:
$\Delta Эсн=8\%$

$$Э_{ТЭЦ}=720\cdot 5500(1-8/100)=3{,}64\cdot 10^{6} \text{ МВт-сағ/жыл}.$$

Бу қазандығында жалпы жылуға қажеттілік:

$$Q_{ка}=1{,}02(4\cdot 2904280)=11{,}62\cdot 10^{6}\text{МВт - сағ/жыл}.$$

$$B_{ка}=Q_{ка}/(\eta_{КА}\cdot К_{П})=11{,}62\cdot 10^{6}/(0{,}93\cdot 8{,}14)=1{,}53\cdot 10^{6} \text{ т ш.т./жыл},$$

мұндағы, $К_{П}$=7 Гкал/т ш.т.=8,14 МВт-ч/т ш.т.

ПВК отын шығыны:

$$B_{ПВК}= 720\cdot 3500(1-0{,}89)/(0{,}86\cdot 8{,}14)=39597{,}7 \text{ т ш.т./жыл},$$

ЖЭО отынның жылдық шығыны:

$$B_{ТЭЦ}=B_{ка}+B_{ПВК}=1{,}53\cdot 10^{6}+39597{,}7 =1{,}57\cdot 10^{6} \text{ т у.т./год}.$$

1.6 Бірінші нұсқа үшін ЖЭО келтірілген шығындардың есебі

Тұрақты шығындар:

$$И_{пост}=1,3\cdot(1,2\cdot К_{ТЭЦ}\cdot Р_а/100+k_{шт}\cdot N_{ТЭЦ}\cdot з_{сг}), \quad (1.35)$$

мұндағы, $Р_а$ =4,3 % –амортизация нормасы;

$з_{сг}$=2500 ш.е./жыл –орташа жылдық жалақы мөлшері;

$k_{шт}$=0,45 чел./МВт – штаттық коэффициент.

$$И_{пост}=1,3\cdot(1,2\cdot 229,2\cdot 10^6\cdot 4,3/100+0,45\cdot 750\cdot 2500)= 16,47\cdot 10^6 \text{ ш.б./жыл}$$

Айнымалы шығындар:

$$И_{пер}=В_{ТЭЦ}\cdot Ц_{тут} \quad (1.36)$$

$$И_{пер} =1,426\cdot 10^6\cdot 70= 85,56\cdot 10^6 \text{ ш.б./жыл,}$$

мұндағы, $Ц_{тут}$=70 ш.б./– тонна шартты отынның салыстырмалы бағасы

ЖЭО келтірілген шығындар

$$З_{прив} = E_н \sum_{t=1}^{T_{расч}} (K_t^0 + И_{пост}^t)(1+E_{пр})^{T-t} + И_{пост}^{расч} + \sum_{t=3}^{T_{расч}} \Delta З_{топл}^t (1+E_{пр})^{T-t} + \sum_{t=3}^{T_{расч}} \Delta З_{э.э}^t (1+E_{пр})^{T-t} \quad (1.37)$$

мұндағы, $Е_н$=0,12 тең капиталды салымдардың тиімділігінің нормативті коэффициенті;

$К_t^0$ – график бойынша t-шы жылдағы капиталды салымдар; $И^t_{пост}$- график бойынша t-шы жылдағы тұрақты жылдық шығындар;

$Е_{пр}$=0,08, біркелкі шығындарды үлестірудің нормативті коэффициенті.

Үшінші және төртінші қосындылар мәні үлкен болған кезде ғана ескеріледі.

Капиталды салымдардың игеру динамикасын анықтау үшін $Т_{жыл}$-дің бас-басы қондырғысын іске қосу мерзімдері, $Т_{стр}$ құрылыстық уақыты, $Т_{рас}$ жобалық қуаттылықты игеру мерзімі және негізгі агрегатка кететін капиталды салым мөлшері $К^*_{гол}$ ескеріледі:

$$Т_{расч}=Т_{стр}+2=4+2= 6 \text{ жыл;}$$

$$Т_{стр}=Т_{ввод}+4 \text{ ай} = 4 \text{ жыл.}$$

мұндағы,$T_{ввод}$- соңғы агрегаттың іске қосу мерзімі.

Негізгі агрегатка кететін капиталды салым мөлшері $К^*_{гол}$:

$$К^*_{гол}=1,25 \cdot К_{гол} \tag{1.38}$$

$$К^*_{гол} = 95,6 \cdot 1,25=119,5 \text{ млн ш.б./жыл.}$$

$К^*_{гол}$ күрделі салымдары бірінші, екінші және үшінші жылдардың арасында бөлінеді:

$$К_1:К_2:К_3\ t/12=1:1,7:2,7t/12$$

t=5, үшінші жылдан бастап бастапқы агрегат іске қосуға дейінгі ай саны:

$К_1$=31,24 млн ш.б/жыл;

$К_2$=53,11 млн ш.б/жыл;

$К_3$=35,15 млн ш.б/жыл.

Үшінші жылдағы тұрақты шығындар:

$$И^{III}_{пост} = 1,1 \cdot И_{пост} \frac{K^{\Sigma}_{III}}{K_{ТЭЦ}} \frac{t_{раб}}{12}; \tag{1.39}$$

$$И^{III}_{пост} = 1,1 \cdot 16,47 \frac{135}{229,2} \frac{7}{12} = 6,2 \cdot 10^6 \text{ ш.б/жыл}$$

.

Үшінші жылдағы электр энергия өндірісі:

$$Э_{III} = N \cdot h^{эIII}_{уст} \frac{t}{12}; \tag{1.40}$$

$$Э_{III} = 250 \cdot 3500 \frac{7}{12} = 510,4 \cdot 10^3 \, МВт-с/жыл.$$

Үшінші жылы ЖЭО-нан қалалық тұтынушыларға жылу шығару:

$$Q_{тф}^{III} = \frac{Q_{тфо}^{III}}{\alpha_{час}^{тф}} h_{\max}^{тф} \frac{t_{раб}}{12}; \qquad (1.41)$$

$$Q_{тф}^{III} = \frac{82,5}{0,6} 3500 \frac{7}{12} = 281 \cdot 10^3 \, МВт - с / жыл$$

ЖЭО-да үшінші жылда отын шығыны:

$$B_{год}^{III} = \frac{Q_{турб}^{III}}{7\eta_{к}^{бр}} + \frac{Q_{тф}^{III}(1-\alpha_{год}^{тф})}{7\eta_{ПВК}^{бр}}; \qquad (1.42)$$

$$B_{год}^{III} = \frac{2047,6}{7 \cdot 0,93} + \frac{281(1-0,89)}{7 \cdot 0,86} = 319 \cdot 10^3 \, т.у.т / год$$

$$И_{ТС} = 0,075 \cdot К_{ТС}$$

$$И_{ТС} = 0,075 \cdot 60 = 4,5 \cdot 10^6 \text{ ш.б/жыл,}$$

$И_{ЛЭП} = 0,034 \cdot К_{ЛЭП} = 0,034 \cdot 14 = 0,476 \cdot 10^6$ ш.б/жыл – жылу желілері мен электр жеткізу желілерін пайдалану шығындары.

$З_{ТЭЦ}$=59,8 млн. ш.б/жыл.

Екінші нұсқа үшін осындай есептеу төменде келтірілген.

Тұрақты шығындар:

$$И_{пост} = 1,3 \cdot (1,2 \cdot К_{ТЭЦ} \cdot Р_а / 100 + k_{шт} \cdot N_{ТЭЦ} \cdot з_{сг}),$$

мұндағы, $Р_а$ =4,3 % –амортизация нормасы;

$з_{сг}$=2500 ш.б/жыл– орташа жылдық еңбекақы;

$k_{шт}$=0,45 чел./МВт – штаттық коэффициент.

$$И_{пост} = 1,3 \cdot (1,2 \cdot 235,2 \cdot 10^6 \cdot 4,3/100 + 0,45 \cdot 720 \cdot 2500) = 16,8 \cdot 10^6 \text{ ш.б/жыл.}$$

Айнымалы шығындар:

$$И_{пер} = В_{ТЭЦ} \cdot Ц_{тут} = 1,57 \cdot 10^6 \cdot 70 = 94,2 \cdot 10^6 \text{ ш.б./жыл,}$$

мұндағы, $Ц_{тут}$=70 у.е./тут – отынның бір тоннасына шаққандағы бағасы.

ЖЭО-ның құнын ескере отырып:

$$З_{прив} = E_н \sum_{t=1}^{T_{расч}} (K_t^0 + И_{пост}^t)(1+E_{пр})^{T-t} + И_{пост}^{расч} + \sum_{t=3}^{T_{расч}} \Delta З_{топл}^t (1+E_{пр})^{T-t} + \sum_{t=3}^{T_{расч}} \Delta З_{э.э}^t (1+E_{пр})^{T-t}$$

Капиталды салымдардың игеру динамикасын анықтау үшін $Т_{жыл}$-дің бас-басы қондырғысын іске қосу мерзімдері, $Т_{стр}$ құрылыстық уақыты, $Т_{рас}$ жобалық қуаттылықты игеру мерзімі және негізгі агрегатка кететін капиталды салым мөлшері $К^*_{гол}$ ескеріледі.

$Т_{расч}=Т_{стр}+2=5+2=7$ жыл;

$Т_{стр}=Т_{ввод}+6$ ай $=5$ жыл.

Негізгі агрегатка кететін капиталды салым мөлшері $К^*_{гол}$:

$$К^*_{гол}=1,25 \cdot К_{гол}=70,3 \cdot 1,25=87,88 \text{ млн ш.б./жыл.}$$

$К^*_{гол}$ күрделі салымдары бірінші, екінші және үшінші жылдардың арасында бөлінеді

$К_1:К_2:К_3$ $t/12=1:1,7:2,7t/12$

$t=5$, үшінші жылдан бастап бастапқы агрегат іске қосуға дейінгі ай саны;

$К_1=23$ млн ш.б/жыл;

$К_2=39$ млн ш.б/жыл;

$К_3=25,85$ млн ш.б./жыл.

Үшінші жылдағы тұрақты шығындар:

$$И_{пост}^{III} = 1,1 \cdot И_{пост} \frac{K_{III}^{\Sigma}}{K_{ТЭЦ}} \frac{t_{раб}}{12} = 1,1 \cdot 16,8 \frac{110}{235,2} \frac{7}{12} = 5,04 \cdot 10^6 \text{ ш.б./жыл.}$$

Үшінші жылдағы электр энергия өндірісі:

$$Э_{III} = N \cdot h_{уст}^{эIII} \frac{t}{12} = 180 \cdot 3500 \frac{7}{12} = 367,5 \cdot 10^3 \, МВт - \text{ш.б./жыл.}$$

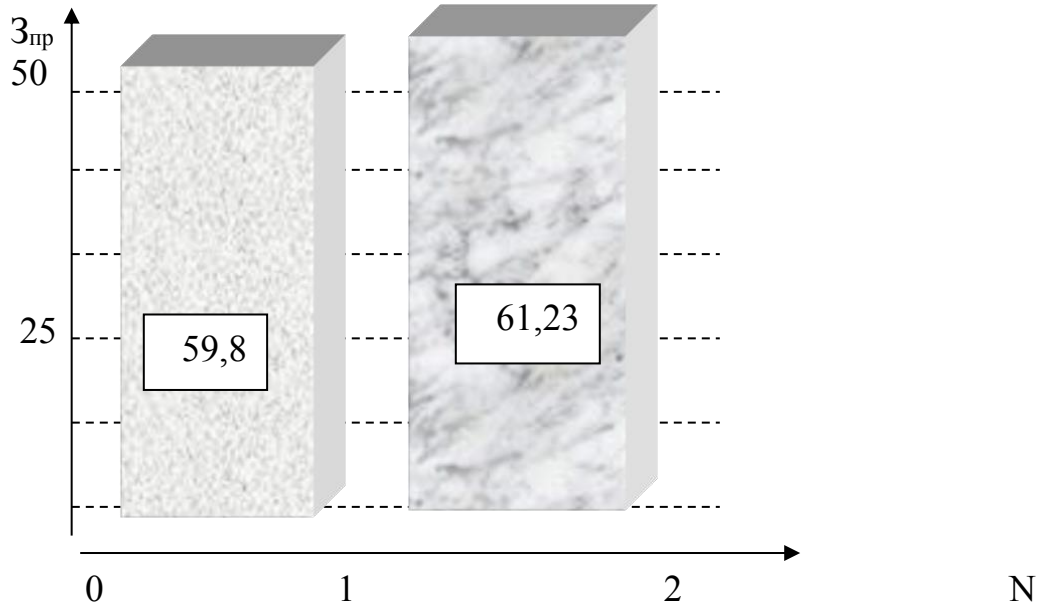
Үшінші жылы ЖЭО-нан қалалық тұтынушыларға жылу шығару:

$$Q_{тф}^{III} = \frac{Q_{тфо}^{III}}{\alpha_{час}^{тф}} h_{\max}^{тф} \frac{t_{раб}}{12} = \frac{67,5}{0,6} 3500 \frac{7}{12} = 230 \cdot 10^3 \, МВт - \text{ш.б./жыл.}$$

1.7 Жабдықтардың тиімді құрамын таңдау

Келтірілген шығындар ең аз болып келетін нұсқа құрылыс үшін ең тиімді нұсқа болып табылады. Егер келтірілген шығындар айырмашылығы 3% бен 5% аралығын құраса, онда ол нұсқаларда экономикалық тиімділігі тең болып табылады. Бұл жағдайда, қарастырылып жатқан нұсқаларда қосалқы факторлар ескеріледі (жабдықты жасау, схеманың болуы, қоршаған ортаны қорғау, отын мен энергия теңгерімі және т.б.).

Салыстыру үшін үш нұсқаға арналған есептелген төмендетілген шығындардың қатынасы келесі диаграммада көрсетілген.



1.1– сурет. Келтірілген шығындарды салыстыру диаграммасы

Диаграммадан көріп отырғанымыздай, бірінші нұсқасы ең тиімді болып табылады, яғни келтірілген шығындар аз. Дегенмен, дәлірек салыстыру үшін NPV бойынша жабдық нұсқаларын салыстыру жүргіземіз.

2 Энергия блогының негізгі жылу схемасын таңдау және есептеу

Электр станциясының негізгі жылу схемасы (ПТС) электр және жылу энергиясын өндіру технологиялық процесінің негізгі мазмұнын анықтайды. Ол осы процесті жүзеге асырумен айналысатын негізгі және қосалқы жылу-энергетикалық жабдықты және бу-су жолының бір бөлігін қамтиды.

Біз қазіргі уақытта 23,54 МПа және 540 ° С таза бу параметрлері үшін әзірленген және конденсатордағы қысым 4,9 кПа болатын 250 МВт номиналды қуаттағы Т-250-240 турбокомпаниясының схемасын қабылдаймыз. Турбина жылдамдығы 50 1 / с. Турбинада жылу жүктемесін 1381,4 ГДж / сағ қамтамасыз ететін екі сатылы жылу алу мүмкіндігі бар.

Турбинаның маңызды артықшылығы - конденсация режимінде 305 МВт қуат беретін 1000 т / сағ максималды бу шығынымен жұмыс істеу мүмкіндігі. Бұл тек жылу желілері әлі толық дайын болмаған кезде, турбоагрегатты тиімді пайдалануды ғана емес, сондай-ақ жылу жүктемесі төмен болған кезде жүктің қисық ауыспалы бөлігін жабуға белсенді тартуға мүмкіндік береді

Жаңа бу қазандығы, CSD-I және CSD-II аралық жылытқышы. CSD-II 26/35 сатысы үшін параллельді қыздыру экстракциясын іріктеу желінің жылытқышы II сатысында жүзеге асырылады, қысым 59-200 кПа шамасында өзгеруі мүмкін I сатысында желілік жылытқышты таңдау қатарлас жүргізіледі және 28/37 кезеңінде қабылданады -II.

LPC-дан, бу екі бөлікке тік бөлікпен бөлінген конденсаторға кіреді. Олардың әрқайсысы ауыспалы құбыр құбырымен төменгі қысым цилиндрінің тиісті ағынына қосылады, оның негізгі және кіріктірілген жылу генераторы бар, ол суды немесе суды жылытуға арналған. Конденсацияның екі жартысы салқындатқыш суда қатарға қосылады; Осылайша, бұл екі секциялы екі жақты конденсатор, бұл турбиналық қондырғының тиімділігін бір секциялы конденсаторға қарағанда 0,15-0,3% -ға арттырады.

Ағын суларының регенеративті қыздыру жүйесі эжекторлар мен герметиктердің тоңазытқыштарынан, беткі типті бес ПНД, 0,7 МПа деаэраторы және үш ПВД бар.

Турбогенераторда 8 регенеративті таңдау және 2 жылу шығару бар. Турбоагрегат қуаты N = 250 МВт, бастапқы параметрлері Po = 24 МПа, т = 560 ОС, конденсаторлық қысым Рк = 0,54 кПа, турбиналық қондырғы желілік судың екі сатылы қыздыруымен ҚТ = $Q_{тном}$ режимінде жұмыс істейді.

Hs-диаграммасында кеңейту үдерісін құру.

Қыздыру параметрлерін анықтау үшін жылу желісінің 150/70 жылу кестесін орнатамыз.

Есептеу үшін t_n^p нүкте аламыз. Бұл жағдайда қайтару желісінің температурасы $t_{ос} = 70^0 C$ тең болады. Жоғарғы желілік жылытқыштың артындағы температураны есептейміз.

$$t_{c2}^{\max} = t_{ос}^{\max} + \alpha_{ТЭЦ}\left(t_{пс}^{\max} - t_{ос}^{\max}\right), \qquad (2.1)$$

мұндағы, $\alpha_{ТЭЦ} = 0{,}65$ – турбо қондырғының жылу жүктемесінің үлесі:

$t_{пс}^{\max} = 150^0 C$ – тура сұлбаның температурасы;

$t_{ос}^{\max} = 70^0 C$ – кері сұлбаның температурасы.

$$t_{c2}^{\max} = 70 + 0{,}65(150 - 70) = 122^0 C. \qquad (2.2)$$

Желілік судың қызу температурасының мәні:

$t_{c1} = \dfrac{122 + 70}{2} = 96^0 C$ – бірінші қыздырғыштағы судың температурасы.

Қыздырғыштағы будың қанығу температурасы:

$\delta t_1 = \delta t_2 = 3^0 C$ – температуралық ағын;

$t_{под1}^{нас} = t_{c1} + \delta t_1 = 96 + 3 = 99^0 C$ –ПСН қанықтыру температурасы;

$t_{под2}^{нас} = t_{c2} + \delta t_2 = 122 + 3 = 125^0 C$ ПСВ ішіндегі қанықтыру температурасы.

$P_{нас1}\left(t_{под1}^{нас}\right) = 99{,}7$ $кПа$;

$P_{нас2}\left(t_{под2}^{нас}\right) = 236{,}7$ $кПа$;

Таңдаудағы қысым формуламен анықталады:

$$P_m = P_{нас} + \Delta P_{пот}, \text{ где } \Delta P_{пот} = 6 - 8\%. \quad (2.3)$$

$$P_{тн} = P_{нас1} + \Delta P_{пот} = 1{,}06 P_{нас1} = 1{,}06 \cdot 99{,}7 = 105{,}7 \ кПа;$$
$$P_{тв} = P_{нас2} + \Delta P_{пот} = 1{,}06 P_{нас2} = 1{,}06 \cdot 236{,}7 = 250{,}9 \ кПа.$$

Табылған қысым мәндеріне техникалық шектеулер орнатылған:

- жоғары жылуландыру сұрыпындағы будағы қысымды өлшеу шегі (екі жылуландыру сұрыпымен қоса)0,059-0,29 $МПа$;

- төменгі жылуландыру сұрыпындағы будағы қысымды өлшеу шегі (жоғары жылуландыру сұрыпы өшірілген) 0,049-0,196 $МПа$;

$P_{тв} = 0{,}251 \ МПа$ тең болған жағдайда осы шектеулер орындалады.

Турбиналық таңдаулардағы бу қысымы анықтамалық деректерге сәйкес қабылданады.

2.1 – кесте. Іріктелген сұрыптағы қысым мөлшері

Сұрып	Р,МПа
I	5,76
II	4,07
ПТН	2,48
III	1,69
IV	1,00
V	0,559
VI	0,28
VII	0,093
VIII	0,027
IX	-

Реттеуіш клапандарында шығын мөлшерін 4%; толып кету құбырларында 2%, диафрагмадағы шығын мөлшерін 5%; салыстырмалы ішкі тиімділік коэффициенті: ЦВД - 0,8; ЦСД - 0,84; ЦНД - 0.09 тең деп аламыз.

$$\Delta P_{кл.св.п.} = 0{,}04 \cdot P_0 = 0{,}04 \cdot 23{,}54 = 0{,}94 \ МПа;$$
$$P_0' = P_0 - \Delta P_{кл.св.п} = 23{,}54 - 0{,}94 = 22{,}6 \ МПа;$$

$$P_2^{ЦВД} = 1{,}1 \cdot P_{ПП} = 1{,}1 \cdot 4{,}07 = 4{,}48 \ МПа;$$
$$P_0^{ЦСД-II} = 0{,}98 \cdot P_2^{ЦСД-I} = 0{,}98 \cdot 0{,}559 = 0{,}548 \ МПа;$$
$$P_0^{ЦНД} = 0{,}98 \cdot P_2^{ЦСД-II} = 0{,}98 \cdot 0{,}093 = 0{,}091 \ МПа.$$

ПНД-3 және ПСВ-дағы бу бір іріктеуден алынып, қысым $P_{тв} = 0{,}251 \ МПа$ болған жағдайда, ПНД-3 регенеративті іріктеудегі қысым мөлшері 0,251-ге тең болады.

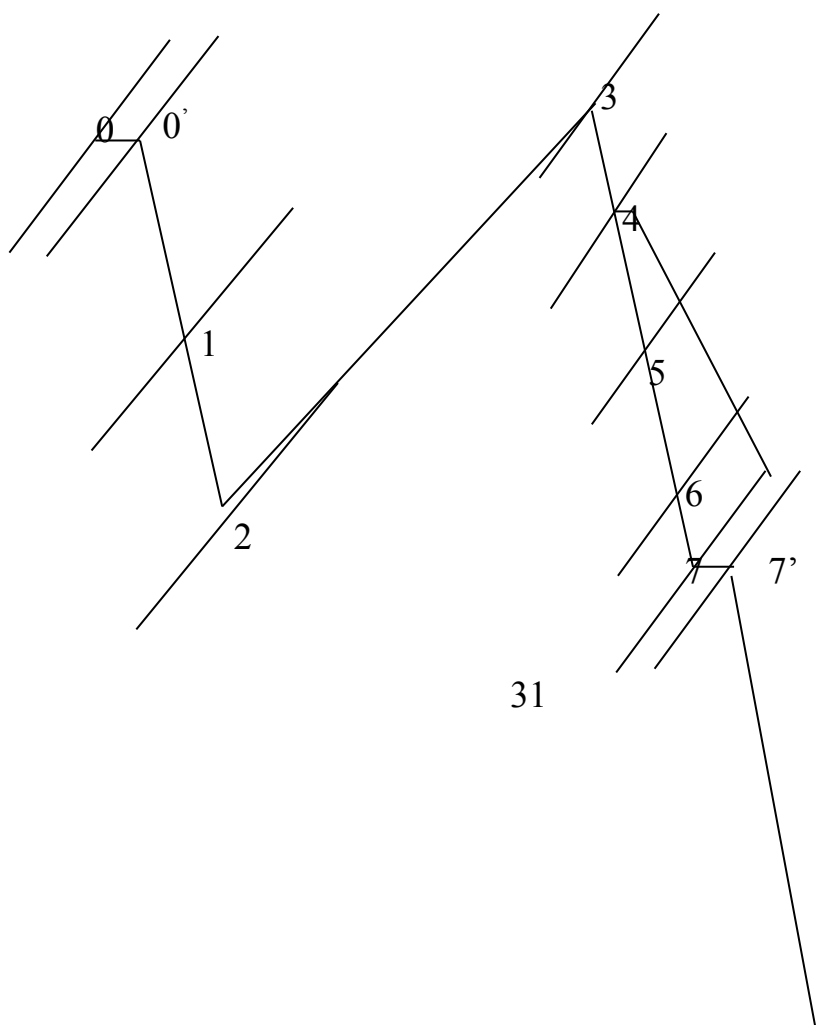
6 –шы іріктеудегі қысымның реттелуін анықтаймыз:

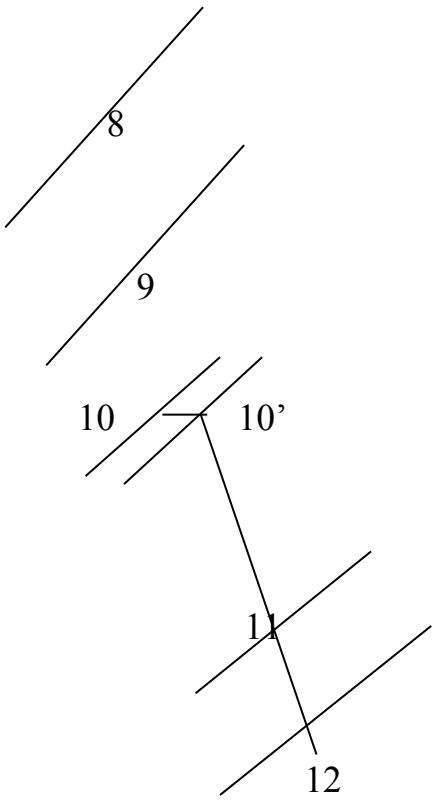
$$P_6 = \sqrt{\left(\frac{G^{отс}}{G_p^{отс}}\right)^2 \cdot \left(P_{6p}^2 - P_{твр}^2\right) + P_{тв}^2} \qquad (2.4)$$

Турбина қалыпты режимде жұмыс істегендіктен $\frac{G^{отс}}{G_p^{отс}}$=1 деп алуға болады.

$$P_6 = \sqrt{1^2\left(0{,}28^2 - 0{,}098^2\right) + 0{,}251^2} = 0{,}363 \ МПа.$$

Есептелінген мәліметтер бойыша hs – диаграммасында ұлғаю деңгейінің үрдісін құрамыз.





2.1 –сурет. hs-диаграммасындағы ұлғаю деңгейі

Су қыздырғышындағы қысым деңгейін анықтаймыз:

$$P_{Пj} = P_j - \Delta P, \qquad (2.5)$$

мұндағы, ΔP – бу құбырындағы қысымның шығыны, 6 % тең деп аламыз.
Температура воды в подогревателях: қыздырғыштағы судың температурасы:

$$t_в = t_н - \Delta t,$$

Δt – температуралық ағын, 4^oC в ПВД, 3^oC в ПНД тең деп қабылданады.

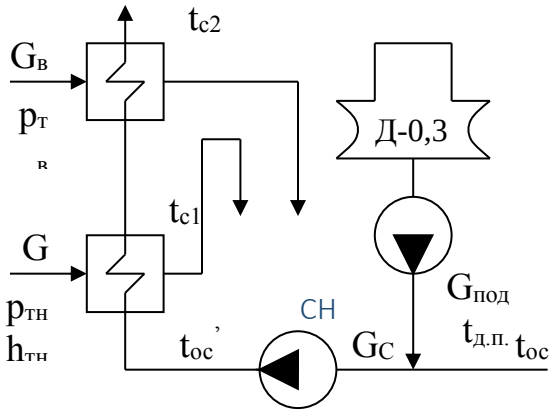
ПНД қысым мөлшерін 1,5 МПа тең деп аламыз, ал ПВД қысым деңгейі келесідей анықталады:

Рв=1,25·Ро=1,25·23,54=29,43 МПа.

2.2 - кесте. Регенерация жүйесіндегі су және будың жағдайы

N	Бу			Конденсат		Су		
	P, МПа	t (x), °C	h, кДж/кг	$t_н$, °C	h`, кДж/кг	$t_в$, °C	$P_в$, МПа	$h_в$, кДж/кг
0	23,54	540	3318	-	-	-	-	-
0`	22,6	540	3318	-	-	-	-	-
1	5,76	345	3026	-	-	-	-	-
П1	5,3		3026	266	1172	262	29,43	1180
2	4,07	300	2953	-	-	-	-	-
П2	3,79		2953	246	1073	242	29,43	1053
3	4,03	540	3539	-	-	-	-	-
4	2,48	485	3425	-	-	-	-	-
ПТН	2,31		3425	-	-	-	-	-
5	1,69	435	3329	-	-	-	-	-
П3	1,57		3329	199	853	195	29,43	865
6	1,0	375	3224	-	-	-	-	-
Д-7	0,7		3224	164	697	164	0,7	687
7	0,559	320	3136	-	-	-	-	-
П5	0,52		3136	153	646	150	1,5	641
7’	0,548	320	3136	-	-	-	-	-
8	0,363	285	3036	-	-	-	-	-
П6	0,338		3036	138	580	134	1,5	572
9	0,27	260	2994	-	-	-	-	-
П7	0,251		2994	127	535	124	1,5	531
ПСВ	0,251		2994	127	535	125		
10	0,113	190	2847	-	-	-	-	-
П8	0,105		2847	101	417	98	1,5	427
ПСН	0,105		2847	101	417	99		
10’	0,091	190	2847	-	-	-	-	-
11	0,027	155	2793	-	-	-	-	-
12	0,0049	120	2722	-	-	-	-	-

Желілік судың екі сатылы қыздыруы қолданылғандықтан, қуаттағыш суды деаэрациялау үшін вакуумдық деаратор қолданылады.



2.2 –сурет. Жылу беру деадераторының жұмыс жасау сұлбасы

Желілік судың шығыны:

$$G_{CB} = \frac{Q_m}{C_p^в \cdot (t_{c2} - t_{oc})}, \qquad (2.6)$$

мұндағы, $Q_m = 1381,4$ кДж/ч;

$C_p^в = 4,19$ кДж/(кг°С).

$$G_{CB} = \frac{1381,4 \cdot 10^9}{4,19 \cdot 10^3 (122 - 70)} = 6,34 \cdot 10^6 \text{ кг/сағ.}$$

Жылу жүйесінің қуаттағышының шамасы:

$$G_{под} = 0,02 G_{CB} = 127 \text{ т/ сағ.}$$

PSN кіру кезінде температураны анықтау үшін араластыру теңдеуін жасаймыз:

$$C_p^в \cdot G_{CB} \cdot t'_{OC} = G_{под} \cdot t_{д.п} \cdot C_p^в + (G_{CB} - G_{под}) \cdot t_{oc} \cdot C_p^в, \qquad (2.7)$$

мұндағы $t_{д.п} = 45^0 C$ вакуумдық деаэраторлар үшін.

$$t'_{OC} = \frac{G_{под} \cdot t_{д.п} \cdot C_p^в + (G_{CB} - G_{под}) \cdot t_{OC} \cdot C_p^в}{G_{CB} \cdot C_p^в};$$

$$t'_{OC} = \frac{127 \cdot 45 + \left(6{,}34 \cdot 10^3 - 127\right) \cdot 70}{6{,}34 \cdot 10^3} = 69{,}5^0 C.$$

Жоғарғы $G_в$ және төменгі $G_н$ қыздырғышта бу шығынын анықтау:

$$G_в\left(h_{тв} - h'_в\right)\eta_п = G_{св} \cdot C_p^в \cdot \left(t_{c2} - t_{c1}\right), \qquad (2.8)$$

мұндағы $h'_в$ – қыздырғыш қысымы бойынша анықтаймыз; $\eta_п = 0{,}98$.

$$G_в = \frac{G_{СВ} \cdot C_p^в \cdot \left(t_{c2} - t_{c1}\right)}{(h_{тв} - h'_в) \cdot \eta_п} = \frac{6340 \cdot 4{,}19 \cdot (122 - 96)}{(2994 - 531) \cdot 0{,}98} = 286{,}1 \text{ т/ сағ;}$$

$$G_н \cdot \left(h_{тн} - h'_н\right)\eta_п = G_{СВ} \cdot C_p^в \cdot \left(t_{c1} - t'_{OC}\right),$$

мұндағы $h'_н$ – қыздырғыштар қысымы бойынша анықтаймыз:

$$G_н = \frac{G_{СВ} \cdot C_p^в \cdot \left(t_{c1} - t'_{OC}\right)}{\left(h_{тн} - h'_н\right) \cdot \eta_п} = \frac{6340 \cdot 4{,}19 \cdot (96 - 69{,}5)}{(2847 - 427) \cdot 0{,}98} = 296{,}8 \text{ т/ сағ.}$$

Су және бу балансын құрау

Турбина үшін бу шығынын $G_т$=1 деп қабылдаймыз. Сонда, стопорлық клапандарға жаңа бу беру ЦВД $G_о=G_т+G^{пр}_{упл}=1{,}02 \cdot G_т$. Бу генераторының бу жүктемесі $G_{пе}=G_о+G_{ут}=1{,}012 \cdot G_о=1{,}032 \cdot G_т$, мұндағыаз тығыздық салдарынан ағып кету шығыны $G_{ут}=0{,}012 \cdot G_о=0{,}01224 \cdot G_т$. Жемдік су шығыны $G_{пв}=G_{пе}=1{,}032 \cdot G_т$.

Қосымша су шығыны $G_{доб}=G_{ут}=0{,}01224G_т$.

ПВД жүйесін есептеу

h_1=3026 кДж/кг	$h_{21}^{оп}$=1180 кДж/кг
h_2=2953 кДж/кг	$h_{22}^{оп}$=1053 кДж/кг
h_3=3329 кДж/кг	$h_{23}^{оп}$=865 кДж/кг

$h_j^{опп}$= f ($P_{под\ j}$, $t_{н\ j}$+20)	$h_{дрj}$= f ($P_{под\ j}$, $t_{в\ j+1}$+10)
$h_1^{опп}$=2865 кДж/кг	$h_{др1}$=1085 кДж/кг
$h_2^{опп}$=2858 кДж/кг	$h_{др2}$=873 кДж/кг

$h_3^{опп}$=2832 кДж/кг $h_{др3}$=719 кДж/кг

Су энтальпиясының қоректейтін насостардағы көбейуі:

$$\Delta h_{пн} = \frac{v_{‰} \cdot \Delta m_{пн}}{\eta_{,}}; \quad (2.9)$$

$$\Delta h_{пн} = \frac{v_{‰} \cdot \Delta m_{пн}}{\eta_{,}} = \frac{0{,}0010906 \cdot (29{,}43 - 0{,}7) \cdot 10^3}{0{,}8} = 35{,}9$$ кДж/кг.

ПВД 3 алдындағы су энтальпиясы, қоректейтін насостардың жұмысын ескере отырып:

$$h_{13} = h`_{д} + \Delta h_{пн} \quad (2.10)$$

$$h_{13} = 687 + 35{,}9 = 722{,}9 \text{ кДж/кг.}$$

Қыздыпғыштарға жеткізілетін бу тығыздатқыштардың шығыны:

$$G^1_{упл} = \frac{1}{3} \cdot G^{пр}_{упл} = \frac{1}{3} \cdot 0{,}02 \cdot G_T = 0{,}0067 \cdot G_T.$$

Бу тығыздатқыштардың энтальпиясы:

$$h^I_{упл} = h_o = 3318 \text{ кДж/кг.}$$

ПВД 1 жылулық баланс:

$$G_{пв}\left(h^{оп}_{21} - h^{оп}_{22}\right) = G_1\left(h^{опп}_1 - h_{др1}\right) \cdot \eta_n \cdot;$$

$$G_1 = \frac{1{,}04 \cdot (1180 - 1053)}{(2865 - 1085) \cdot 0{,}98} \cdot G_m = 0{,}0757 \cdot G_m.$$

ПВД 2 жылулық баланс:

$$G_{пв}\left(h^{оп}_{22} - h^{оп}_{23}\right) = \left[G_1\left(h_{др1} - h_{др2}\right) + G^I_{упл}\left(h^I_{др1} - h_{др2}\right) + G_2\left(h^{опп}_2 - h_{др2}\right)\right] \cdot \eta_n. \quad (2.11)$$

$$G_2 = \frac{1{,}04 \cdot (1053 - 865) / 0{,}98 - 0{,}0757 \cdot (1085 - 873) - 0{,}0067 \cdot (3318 - 873)}{(2858 - 873)} = 0{,}0842 \cdot G_m.$$

ПВД 3жылулық баланс:

$$G_{пв}\left(h_{23}^{оп}-h_{31}\right)=\left[\left(G_1+G_2+G_{упл}^{I}\right)\cdot\left(h_{др2}-h_{др3}\right)+G_3\left(h_3^{опп}-h_{др3}\right)\right]\cdot\eta_n. \qquad (2.12)$$

$$G_3=\frac{1{,}04\cdot(865-722{,}9)/0{,}98-(0{,}0757+0{,}0067+0{,}0842)\cdot(873-719)}{(2832-719)}=0{,}0592\cdot G_m.$$

ОПП-ғы су қызуын анықтаймыз:

$$\Delta h_j=\frac{G_j\left(h_j-h_j^{опп}\right)\cdot\eta_n}{G_{пв}}. \qquad (2.13)$$

$$\Delta h_1=\frac{0{,}0757\cdot(3026-2865)\cdot 0{,}98}{1{,}04}=11{,}48 \text{ кДж/кг.}$$

$$\Delta h_2=\frac{0{,}0842\cdot(2953-2858)\cdot 0{,}98}{1{,}04}=7{,}54 \text{ кДж/кг.}$$

$$\Delta h_3=\frac{0{,}0592\cdot(3329-2832)\cdot 0{,}98}{1{,}04}=27{,}72 \text{ кДж/кг.}$$

Жылытқыштап арқасындағы су энтальпиясын анықтаймыз.

$$h_{21}=h_{21}^{оп}+\Delta h_1=1180+11{,}48=1191{,}48 \text{ кДж/кг.}$$

$$h_{22}=h_{22}^{оп}+\Delta h_2=1053+7{,}54=1060{,}54 \text{ кДж/кг.}$$

$$h_{23}=h_{23}^{оп}+\Delta h_3=865+27{,}72=892{,}72 \text{ кДж/кг.}$$

Нақтыланған жылулық балансын құраймыз.
ПВД 1 үшін:

$$G_{пв}\left(h_{21}-h_{22}\right)=G_1\left(h_1-h_{др1}\right)\cdot\eta_n.$$

$$G_1=\frac{1{,}04\cdot(1191{,}48-1060{,}54)}{(3026-1085)\cdot 0{,}98}\cdot G_m=0{,}0716\cdot G_m.$$

ПВД 2үшін:

$$G_{пв}\left(h_{22}-h_{23}\right)=\left[G_1\left(h_{др1}-h_{др2}\right)+G_{упл}^{I}\left(h_{упл}^{I}-h_{др2}\right)+G_2\left(h_2-h_{др2}\right)\right]\cdot\eta_n.$$

$$G_2 = \frac{1{,}04 \cdot (1060{,}54 - 892{,}72)/0{,}98 - 0{,}0716 \cdot (1085 - 873) - 0{,}0067 \cdot (3318 - 873)}{(2953 - 873)} = 0{,}0704 \cdot G_т.$$

ПВД-3 Виален схемасы бойынша қосылғандықтан, ПВД-3 теңдеу мәні өзгермейді.

$h_{пв}$ - анықтау керек.

$h_{пв}^{ут} = h_{21} + \Delta h_3 = 1191{,}48 + 27{,}72 = 1219{,}2$ кДж/кг, $t_{пв}$=276 °С.

ПВД-8	ПВД-7	ПВД-6
0,0716	0,0704	0,0592

Материалдық баланс теңдеуін құраймыз:

$$G_{пв} + G_{вып} = G_{др}^{\Sigma} + G_д + G_{ок}, \qquad (2.14)$$

мұндағы, $G_{пв}$=1,04$G_т$; $G_{вып}$=0,002$G_{ок}$;

$$G_{др}^{\Sigma} = G_1 + G_2 + G_3 + G'_{упл} = 0{,}0716 + 0{,}0704 + 0{,}0592 + 0{,}0067 = 0{,}2079 \cdot G_т$$

$$1{,}04 + 0{,}002\ G_{ок} = 0{,}2079 G_т + G_д + G_{ок}$$

$$G_{ok} = \frac{1{,}04 G_т - G_д - 0{,}2079\, G_т}{1 - 0{,}002} = \frac{0{,}8321\, G_т - G_д}{0{,}998} = 0{,}834\, G_т - 1{,}002 \cdot G_д$$

Жылулық баланс теңдеуі:

$$G_{пв} h'_д + G_{вып} h''_д = \left[G_{др}^{\Sigma} h_{др} + G_д h_д + G_{ок} h_{24}\right] \cdot \eta_п$$

$$\left(1{,}04 G_т \cdot 687 + 0{,}002\left(0{,}834\, G_т - 1{,}002\, G_д\right) \cdot 2763\right)/0{,}98 = 3224 \cdot G_д + 534{,}6 G_т - 642{,}3 \cdot G_д + 0{,}2079\, G_т \cdot 719$$

$G_{ок}$=0,8148 $G_т$;

$G_д$=0,0192.

ПНД жүйесін есептеу

h_4=3136 кДж/кг	h_{24}=641 кДж/кг	$h_{др4}$=646 кДж/кг
h_5=3036 кДж/кг	h_{25}=572 кДж/кг	$h_{др5}$=580 кДж/кг
h_6=2994 кДж/кг	h_{26}=531 кДж/кг	$h_{др6}$=535 кДж/кг
h_7=2847 кДж/кг	h_{27}=427 кДж/кг	$h_{др7}$=417 кДж/кг
$h'_{псв}$=535 кДж/кг		

$h'_{псн}$=417 кДж/кг

Дренаждық сорғылармен байланысқан, ПНД 4-5-6-7 арқылы жылулық балансы теңдеулер жүйесін құраймыз:

$$(G_4+G_5)\cdot(h_{24}-h_{др5})+(G_{ок}-G_4-G_5)\cdot(h_{24}-h_{25})=G_4\cdot(h_4-h_{др4})\cdot\eta.$$

$$(G_4+G_5)\cdot(654-580)+(0{,}8148-G_4-G_5)\cdot(641-572)=G_4\cdot(3136-646)\cdot 0{,}98;$$

$$G_4-0{,}0002\,G_5=0{,}0231;$$

$$G_4=0{,}021;$$

$$(G_{ок}-G_4-G_5-G_6)\cdot(h_{25}-h_{26})=[G_5\cdot(h_5-h_{др5})+G_4\cdot(h_{др4}-h_{др5})]\cdot\eta.;$$

$$(0{,}8148-0{,}021-G_5-G_6)\cdot(572-531)=[G_5\cdot(3036-580)+G_4\cdot(646-580)]\cdot 0{,}98;$$

$$G_5-0{,}0167\,G_6=0{,}01274;$$

$$G_5=0{,}0127;$$

$$G_6(h_6-h_{др6})\cdot\eta=(G_{ок}-G_4-G_5-G_6-G_7)(h_{26}-h_{27})+G_{СП1}(h_{26}-h_{др7});$$

$$G_6(2994-535)\cdot 0{,}98=(0{,}8148-0{,}021-0{,}0127-G_6-G_7)(531-427)+0{,}303(531-417)$$

$$G_6+0{,}04138\,G_7=0{,}0461;$$

$$G_6=0{,}0461.$$

$$G_7\cdot q_{сп1}=G_к(h'_{псн}-h'_к)$$

$$G_7\cdot 2218=0{,}069(417-210)$$

$$G_7=0{,}0065.$$

ОУ+СП, О Эконденсаторын, аралас бір жылытқыш ретінде есептейміз. G_8=0, $G_{оэ}$=0,002 $G_т$ деп қабылдаймыз.

$$G_{27}=G_{ок}-G_{4,5,6,7}-G_{псв}-G_{псн};$$

$$G_{27}=(0{,}8148-0{,}021-0{,}0127-0{,}0461-0{,}0065)G_m-286{,}1-296{,}8=0{,}6911G_m-582{,}9.$$

Конденсаторға кететін бу шығыны:

$$G_k=G_{27}-\frac{2}{3}\cdot G^{пр}_{упл}-G_{дв}-G_{ОЭ.}=0{,}6911G_m-582{,}9-0{,}012G_m-$$

$$-0{,}002G_m-\frac{2}{3}0{,}02=0{,}6638G_m-582{,}9$$

ОУ+СП және ОЭ үшін жылулық балансы:

$$\left[G_к \cdot h_к^{`} + G_{доб.в} \cdot h_{доб.в.} + \frac{2}{3} \cdot G_{упл}^{пр} \cdot h_д + G_{оэ} \cdot h_д\right] \cdot \eta_п = G_{27} \cdot h_{27}$$

h_{27} энтальпиясын анықтаймыз.

$$\left[(0{,}6638\, G_m - 582{,}9) \cdot 210 + 0{,}012\, G_m \cdot 125{,}7 + \frac{2}{3} \cdot 0{,}02 G_m \cdot 3318 + 0{,}002 \cdot 3318\, G_m\right] \times$$

$$\times 0{,}98 = (0{,}6911\, G_m - 582{,}9) \cdot h_{27}^{ф}$$

$$h_{27}^{ф} = \frac{187{,}9 G_m - 119960{,}8}{0{,}6911\, G_m - 582{,}9}$$

$G_m = 980$ т/ч депқабылдаймыз.

мұндағы, $h_{27}^{ф} = 617{,}3$ кДж/кг, ал $t_{27}^{™} = 45{,}4$ °С, яғни 60 °С төмен, демек линия рециркуляции желісі жұмыс істемейді, сәйкесінше ПНД 8 де жұмыс жасамайды.

Турбинаға арналған бу шығынын анықтау және оның қуатын тексеру

Теплофикациондық режимдегі бушығынын анықтау:

$$G_m = \frac{N_э}{(h_0 - h_k + \Delta h_{п.п}) \cdot \eta_м \cdot \eta_г} + \sum_1^n G_{отб.i} \cdot Y_{отб.i} = \text{ кг/с,} \qquad (2.15)$$

мұндағы, $N_э$ – генератор клеммаларындағы электрлік қуат;

$\eta_м \eta_г$ – турбогенератордыңэлектромеханикалық ПӘК;

$y_{отб.i}$ – $i-шы$ турбина таңдаудағы бу шығыныжәнесол таңдауға кететін толтыру коэффициенті;

$\alpha_{упл}^{пр}$ – турбинаның соңғы тығыздатқыштары арқылы кететінкелтірілген салыстырмалы бу шығыны:

$$\alpha_{упл}^{пр} = \sum_{j=1}^{k} \alpha_{упл.j} \cdot \left(\frac{1 - \Delta h_{упл.j}}{(h_0 - h_k + \Delta h_{п.п})}\right), \qquad (2.16)$$

мұндағы $\alpha_{упл.j}$ и $\Delta h_{упл.j}$ – турбинаның $j-шы$ соңғы тығыздатқыштары арқылы кететінкелтірілген салыстырмалы бу шығыныжәне сол будың турбинадағы жұмысы.

Турбинаға кететін бу шығыны:

$$G_0 = \frac{250 \cdot 10^3}{3318 - 2722 + 586} + 0{,}539 + 0{,}486 + 0{,}0304 + 0{,}0082 + 0{,}0074 + 0{,}0034 + 0{,}0015 +$$
$$+ 41{,}9 + 79{,}5 + 82{,}4 = 273{,}6 \text{ кг/с} = 984{,}96\ т/ч$$

Онда:

$$G_o = 1{,}015 \cdot G_m = 1{,}015 \cdot 984{,}96 = 999{,}7 \text{ т/сағ;}$$
$$G_{пе} = 1{,}027 \cdot G_m = 1{,}027 \cdot 984{,}96 = 1011{,}55 \text{ т/сағ;}$$
$$G_к = 0{,}0065 \cdot G_m = 0{,}0065 \cdot 984{,}96 = 64 \text{ т/сағ;}$$
$$G_1 = 0{,}0716 \cdot G_m = 0{,}0716 \cdot 984{,}96 = 54{,}7 \text{ т/сағ;}$$
$$G_2 = 0{,}0704 \cdot G_m = 0{,}0704 \cdot 984{,}96 = 53{,}9 \text{ т/сағ;}$$
$$G_3 = 0{,}0592 \cdot G_m = 0{,}0592 \cdot 984{,}96 = 58{,}3 \text{ т/сағ;}$$
$$G_4 = 0{,}0192 \cdot G_m = 0{,}0192 \cdot 984{,}96 = 18{,}9 \text{ т/сағ;}$$
$$G_5 = 0{,}021 \cdot G_m = 0{,}021 \cdot 984{,}96 = 20{,}6 \text{ т/сағ;}$$
$$G_6 = 0{,}0127 \cdot G_m = 0{,}0127 \cdot 984{,}96 = 12{,}5 \text{ т/сағ;}$$
$$G_7 = 0{,}065 \cdot G_m = 0{,}065 \cdot 984{,}96 = 64 \text{ т/сағ;}$$

Турбина қуаты:

$$N_э = \left[\sum G_{отбj} \cdot \left(h_o - h_{отбj}\right) + G_к \cdot \left(h_0 - h_к\right)\right] \cdot \eta_м \cdot \eta_г =$$
$$= \begin{bmatrix} 54{,}7 \cdot (3486 - 3273) + 53{,}9 \cdot (3486 - 3199) + 58{,}3 \cdot (3486 - 3088) + \\ + 18{,}9 \cdot (3486 - 2980) + 20{,}6 \cdot (3486 - 2887) + 12{,}5 \cdot (3486 - 2720) + \\ + 64 \cdot (3486 - 2616) + 151 \cdot (3486 - 2424) \end{bmatrix} / 3{,}6 \cdot 0{,}99 \cdot 0{,}99 =$$
$$= 256{,}7 МВт$$

Қуатты анықтаудағы қателік 3% құрайды

3 ТГМП-314 котлоагрегаттың үлкейтілген есептеуі

Пайдаланылатын отын: негізгі – газ, қосалқы – мазут М-100.

Бастапқы берілгендері

Бу өндіруі $Д_0$= 1000 т/ч
Ыстық бу қысымы P_0=25 МПа
Қызып тұрған бу температурасы t_0=545 ^{0}С
Элемент бойынша газ құрамы:

3.1 - кесте. Элемент бойынша газ құрамы

$Q^н_р$,ккал/м^3	CH_4,%	C_2H_6,%	C_3H_8, %	C_4H_{10}, %	C_5H_{12}, %	N_2, %	CO_2, %	$\rho^с_{г.тл}$, кг/м^3
8570	98,9	0,3	0,1	0,1	0	0,4	0,2	0,712

3.2 - кесте. Элемент бойынша газ құрамы

$Q^н_р$,ккал/кг	$W_р$, %	$A_р$, %	$S^р_{к+ор}$,%	$C^Р$,%	$H^Р$,%	$N^Р+O^Р$, %
9260	3,0	0,1	2,8	83,0	10,4	0,7

Котлоагрегаттың мазутты жағу кезіндегі есептеулері

Сұйық отынды толық жағуға кететін ауаның теориялық шамасы (α=1 кезінде):

$$V^0=0,0889\cdot(C^Р+0,375\cdot S^р_{к+ор})+0,265\cdot H^Р-0,0333\cdot O^Р$$

$$V^0= 0,0889\cdot(83,0+0,375\cdot 2,8)+0,265\cdot 10,4-0,0333\cdot 0,5\cdot 0,7= 10,21 \text{ м}^3/\text{кг}$$

α=1 отын толық жанып кету кезіндегі жану өнімдерінің минималды теориялық көлемі:

$$V^0_{N_2} =0,79\cdot V^0+0,8\cdot N^Р/100$$

$$V^0_{N_2}=0,79\cdot 10,2+0,8\cdot 0,5\cdot 0,7/100=8,1\ м^3/кг,$$

Үш атомды газдардың теориялық көлемі:

$$V_{RO_2}=1,866\cdot\frac{C^p+0,375\cdot S^p_{ф+''р}}{100}$$

$$V_{RO_2}=1,866\cdot\frac{83,0+0,375\cdot 2,8}{100}=1,57\ м^3/кг$$

Су буларының теориялық көлемі:

$$V^0_{H_2O}=0,111\cdot H^P+0,0124\cdot W^P+0,0161\cdot V^0$$

$$V^0_{H_2O}=0,111\cdot 10,4+0,0124\cdot 3,0+0,0161\cdot 10,2=1,36\ м^3/кг$$

$\alpha>1$ артық ауа кезіндегі ($\alpha=1,03$ деп қабылдаймыз).

С\су буларының көлемі:

$$V_{H_2O}=V^0_{H_2O}+0,0161\cdot(\alpha-1)\cdot V^0$$

$$V_{H_2O}=1,36+0,0161\cdot(1,03-1)\cdot 10,2=1,364\ м^3/кг$$

Түтін газдарының көлемі:

$$V_г=V_{RO_2}+V^0_{N_2}+V_{H_2O}+(\alpha-1)\cdot V^0$$

$$V_г=1,57+8,1+1,364+(1,03-1)\cdot 10,21=11,34\ м^3/кг$$

Күлдің өлшемсіз концентрациясы:

$$\mu_{зл}=\frac{A^p\cdot a_{ун}}{100\cdot G_г},$$

$a_{ун}=0,06$

$G_г=1-A^P/100+1,306\cdot\alpha\cdot V^0$, кг/кг – түтін газдарының массасы.

Есептеулер нәтижелерін 3.3 кестеге енгіземіз.

3.3 – кесте. Есептеулер нәтижелері

Көлемі	Өлшемі	Газоходтар			
		$\alpha_т$=1,03	$\alpha_{пп}$=1,06	$\alpha_{вэ}$=1,08	$\alpha_{рп}$=1,28
газоходтардағы α орта мәні	–	1,03	1,045	1,07	1,18
$(\alpha-1)\cdot V^0$	$м^3$/кг	0,306	0,459	0,714	1,836
V_{H_2O}	$м^3$/кг	1,364	1,367	1,371	1,39
$V_г$	$м^3$/кг	11,34	11,496	11,755	12,896
r_{RO_2}	–	0,138	0,136	0,133	0,122
r_{H_2O}	–	0,12	0,119	0,116	0,106
$r_п$	–	0,258	0,255	0,249	0,288
$G_г$	кг/кг	14,72	14,92	15,25	16,72
$\mu_{зл}$	кг/кг	$4{,}1\cdot10^{-6}$	$4{,}02\cdot10^{-6}$	$3{,}9\cdot10^{-6}$	$3{,}6\cdot10^{-6}$

Котлоагрегаттың жылулық балансы:

Жылулық баланстың ортақ теңдеуін құраймыз:

$$Q_р^р=Q_1+Q_2+Q_3+Q_4+Q_5+Q_6$$

1 кг сұйықотындағы бар жылу:

$$Q_р^р=Q_н^р+Q_{в.вн.}+i_{тл},$$

мұндағы, $Q_{в.вн.} = \beta'[I_{хв}^0{}' - I_{хв}^0]$ – ауаарқылықазандыққаенгізілгенжылу,

β' –котлоагрегат кірісіндегі ауа шамасының теориялық керек мәніне қатынасы,

$I_{хв}^0{}'$, $I_{хв}^0$ –котлоагрегат кірісіндегі қажет ауа көлемінің теоряилық энтальпиясының суық ауаға қатынасы, ауа жылытқыштың кірісіндегі ауа температурасының және суық ауаның I-t кестесі бойныша анықталады [5].

$$\beta'=\alpha_т+\Delta\alpha_т+\Delta\alpha_{ВП}=1{,}03-0{,}05+0{,}2=1{,}28$$

$$I_{хв}^0{}' = C_р\cdot V^0\cdot t_в=0{,}32\cdot10{,}21\cdot60=196 \text{ ккал/кг}$$

$$I_{хв}^0 = C_р\cdot V^0\cdot t_{хв}=0{,}32\cdot10{,}21\cdot30=98 \text{ ккал/кг}$$

$Q_{в.вн.}$=1,28·[196-98]= 115,6 ккал/кг

$i_{тл}$ – отынның физикалық жылуы.

$i_{тл}=C_{тл}\cdot t_{тл}$

$C_{тл}=0,415+0,0006\cdot t_{тл}=0,415+0,0006\cdot 120=0,487$ ккал/(кг·^{0}С)

$i_{тл}=0,487\cdot 120=58,44$ ккал/кг,

Сонда $Q_р^р=9260+115,6+58,44=9434$ ккал/кг

Шығатын газдар мен кететін жылу шығынын анықтаймыз:

$$q_2=\frac{(I_{ух}-\alpha_{ух}\cdot I_{хв}^0)\cdot(100-q_4)}{Q_р^р},$$

мұндағы, $t_{ух}$=140 ^{0}С, $I_{ух}$=637 ккал/кг, q_4=0 (қабылданды), $\alpha_{ух}$=1,28,

$$q_2=\frac{(637-1,28\cdot 98)\cdot(100-0)}{9434}=5,42\ \%$$

Химиялық толық емес жанудан жылу шығыны q_3=0,5 % деп қабылдаймыз, механикалық толық жанудан q4 = 0 қоршаған ортаға жылушығыны q5 = 0.4%, шламның физикалық жылумын кететін жылу шығыны q_6=0.

Пайдалы қолданылатын жылуды анықтаймыз:

$$q_1=Q_1/Q_р^р=\eta_{КА}^{бр}=100-q_2-q_3-q_4-q_5-q_6=100-5,42-0,5-0-0,4-0=93,68\ \%$$

Қазанға сағат сайынға кететін отын шығыны анықтау:

$$B=\frac{Q_{КА}}{Q_р^р\cdot\eta_{КА}^{бр}}\cdot 100,\ кг/ч,$$

мұндағы,

$Q_{КА}=Д_{пе}\cdot(i_{пе}-i_{пв})+Д_{пр}\cdot(i_s-i_{пв})=1000\cdot(838,7-259)+12,6\cdot(387-259)=$ =1312,8ккал/т,

Онда:

$$B=\frac{581312,8\cdot 10^3}{9434\cdot 93,68}\cdot 100=65775,9\ кг/ч=65,8\ т/ч$$

Алынған отын шығынын келесі есептеулерде қолданамыз.

Газтәріздес отынның толық жаныуна кететін ауаның теориялық шамасы (α=1 кезінде):

$$V^0=0,0476\cdot[\sum(m+n/4)\cdot C_mH_n+0,5\cdot(CO+H_2)+1,5\cdot H_2S-O_2]=$$
$$=0,0476\cdot[(1+4/4)\cdot 98,9+(2+6/4)\cdot 0,3+(3+8/4)\cdot 0,1+(4+10/4)\cdot 0,1+0,5\cdot(0+0)+1,5\cdot(0+0)]=$$
$$9,52\ м^3/кг$$

α=1 арқылы отынның толық жану кезіндегі өнімнің теориялық минималды көлемі:

Азоттың теориялық көлемі:

$$V^0_{N_2}=0,79\cdot V^0+0,01\cdot N_2=0,79\cdot 9,52+0,01\cdot 0,4=7,525\ м^3/кг,$$

Үш атомды газдардың теориялық көлемі:

$$V_{RO_2}=0,01(\sum m\cdot C_mH_n+CO_2+CO+H_2S)=0,01\cdot(1\cdot 98,9+2\cdot 0,3+3\cdot 0,1+4\cdot 0,1+0,2+0+0)=$$
$$1,004\ м^3/м^3$$

Су буларының теориялық көлемі:

$$V^0_{H_2O}=0,01\cdot(\sum\frac{n}{2}\cdot C_mH_n+H_2S+H_2+0,124\cdot d_г+1,41\cdot V^0)=$$
$$V^0_{H_2O}=0,01\cdot(2\cdot 98,9+3\cdot 0,3+4\cdot 0,1+5\cdot 0,1+0+0+0,124\cdot 10+1,61\cdot 9,52)=2,16\ м^3/м^3$$

Артық ауа кезіндеα>1(α=1,05 деп қабылдаймыз):
Су буларының көлемі:

$$V_{H_2O}=V^0_{H_2O}+0,0161\cdot(\alpha-1)\cdot V^0$$
$$V_{H_2O}=2,16+0,0161\cdot(1,05-1)\cdot 9,52=2,168\ м^3/м^3,$$

Түтінді газдардың көлемі:

$$V_г = V_{RO_2} + V^0_{N_2} + V_{H_2O} + (\alpha-1)\cdot V^0$$

$$V_г = 1{,}004+7{,}525+2{,}16+(1{,}05-1)\cdot 9{,}52 = 11{,}165\ м^3/м^3,$$

Үшатомдыгаздар мен Су буларының көлемдік үлестері:

$$r_{RO_2} = V_{RO_2}/V_г \quad r_{H_2O} = V_{H_2O}/V_г$$

$G_г = 1 - A^р/100 + 1{,}306\cdot\alpha\cdot V^0$, кг/кг – түтінді газдардың массасы.
Есептеулер нәтижелерін 3.4. кестесіне енгіземіз.

3.4 - кесте. Есептеулер нәтижелері

Көлемі	Өлшемі	Газоходтар			
		$\alpha_т$=1,05	$\alpha_{пп}$=1,08	$\alpha_{вэ}$=1,1	$\alpha_{рвп}$=1,3
газоходтардағы α орта мәні	–	1,05	1,065	1,095	1,2
$(\alpha-1)\cdot V^0$	$м^3/м^3$	0,476	0,6188	0,904	1,904
V_{H_2O}	$м^3/м^3$	2,168	2,17	2,174	2,191
$V_г$	$м^3/м^3$	11,165	11,308	11,593	12,593
r_{RO_2}	–	0,09	0,0888	0,0866	0,0797
r_{H_2O}	–	0,194	0,192	0,187	0,174
$r_п$	–	0,284	0,2808	0,274	0,254

Котлоагрегаттың жылулық балансы

Жылулық баланстың ортақ теңдеуін құраймыз:

$$Q^р_р = Q_1+Q_2+Q_3+Q_4+Q_5+Q_6$$

1м^{3}сұйық отындағы бар жылу:

$$Q^р_р = Q^р_н + Q_{в.вн.} + i_{тл},$$

$$\beta' = \alpha_т + \Delta\alpha_т + \Delta\alpha_{ВП} = 1{,}05+0{,}05+0{,}2 = 1{,}3$$

$$I^0_{хв}{}' = C_р\cdot V^0\cdot t_в = 1{,}28\cdot 9{,}52\cdot 30 = 365\ кДж/м^3$$

$$I^0_{хв} = C_р \cdot V^0 \cdot t_{хв} = 1{,}28 \cdot 9{,}52 \cdot 15 = 183 \text{ кДж/м}^3 = 43{,}71 \text{ ккал/м}^3$$

$$Q_{в.вн.} = 1{,}3 \cdot [365-183] = 236{,}6 \text{ кДж/м}^3 = 56{,}5 \text{ ккал/м}^3$$

$i_{тл} \approx 0$ ккал/м^3 (газ үшін) – отынның физикалық жылуы.

Онда:

$$Q^р_р = 8570 + 56{,}5 = 8626{,}5 \text{ ккал/м}^3$$

Шығатын газдар мен кететін жылу шығынын анықтаймыз:

$$q_2 = \frac{(I_{—,} - \alpha_{—,} \cdot I^0_{,‰}) \cdot (100 - q_4)}{Q^р_р},$$

мұндағы, $t_{ух} = 120\ ^0C$,

$$I_{ух} = (1{,}004 \cdot 1{,}708 + 7{,}525 \cdot 1{,}302 + 1{,}39 \cdot 1{,}5 + 1{,}904 \cdot 1{,}304) \cdot 120 =$$
$$= 1929{,}62 \text{кДж/м}^3 = 461 \text{ ккал/м}^3,$$

$q_4 = 0$ (деп қабылданды), $\alpha_{ух} = 1{,}28$ (см. п.4.2.2.) ,

$$q_2 = \frac{(461 - 1{,}28 \cdot 43{,}71) \cdot (100 - 0)}{8626{,}5} = 4{,}69\ \%$$

Химиялық толық емес жанудан жылу шығыны $q_3 = 0{,}5$ % деп қабылдаймыз, механикалық толық жанудан $q_4 = 0$, қоршаған ортаға жылу шығыны $q_5 = 0{,}4$ %, шламның физикалық жылумын кететін жылу шығыны$q_6 = 0$.

Пайдалы қолданылатын жылуды анықтаймыз:

$$q_1 = \frac{Q_1}{Q^р_р} = \eta^{бр}_{КА} = 100 - q_2 - q_3 - q_4 - q_5 - q_6 = 100 - 4{,}69 - 0{,}5 - 0 - 0{,}4 - 0 = 94{,}41\ \%$$

Қазанға сағат сайынға кететін отын шығыны анықтаймы

4 Экономикалық бөлім

Негізгі қордың баланстық бағасы:

$$С^б_{осн.ф} = К_{ТЭЦ} + К_{Т.С.} + К_{ЛЭП} = 229{,}2 + 60 + 14 = 303{,}2 \text{ млн ш.б.}$$

Электрлік және жылулық энергияға қабылданған тариф:

1 кВт · ч=0,045 ш.б., 1ГДж/ч=13 ш.б.

Станцияның қызмет көрсету мерзімін $T_{сл}$=25 жыл деп қабылдаймыз. Амортизацияның қалыпты көрсеткіші:

$$P_а=(1/T_{сл})\cdot 100\%=(1/25)\cdot 100\%=4\%$$

Табыс мөлшері:

$$П=Q\cdot Ц-И_{□}+И_а$$

Q- шығарылып жатқан өнім мөлшері;
Ц- өнім бағасы;
$И_{□}$- жылдық қосынды ұстанымдар.

$$И_{□}=И_{пост}^{ТЭЦ}+И_{пер}^{ТЭЦ}+И_{ТС}+И_{ЛЭП}=16,47+85,56+4,5+0,48=107 \text{ млн ш.б.}$$

$$П=45\cdot 3,88+13\cdot 1,65\cdot 1,16-107+12,13=98,22 \text{ш.б./жыл}$$

Таза дисконтталған баға:

$$NPV=-I+\sum_{t=t_П}^{T_{СЛ}}\frac{П_t}{(1+r)^t}$$

$$I=С^{б}_{осн.ф}-С_а=303,2-15,16=288,04 \text{ млн ш.б.}$$

r =30% болатын мөлшерлеме алынған жағдайда:

$$NPV=-288,04+\sum_{t=6}^{25}\frac{98,22}{(1+0,3)^t}=-200,33 млн.у.е.$$

r =20% болатын мөлшерлеме алынған жағдайда:

$$NPV=-288,04+\sum_{t=6}^{25}\frac{98,22}{(1+0,2)^t}=-95,82 млн.у.е.$$

r =10% болатын мөлшерлеме алынған жағдайда:

$$NPV=-288,04+\sum_{t=6}^{25}\frac{98,22}{(1+0,1)^t}=227,4 млн.у.е.$$

II нұсқа үшін

Негізгі қордың баланстық бағасы:

$$С^{б}_{осн.ф}=К_{ТЭЦ}+К_{Т.С.}+К_{ЛЭП}=235,2+60+14=309,2 \text{ млн у.е.}$$

Электрлік және жылулық энергияға қабылданған тариф:
1 кВт · ч=0,045 у.е. , 1ГДж/ч=13 у.е.
Станцияның қызмет көрсету мерзімін $Т_{сл}$=25 жыл деп қабылдаймыз.
Амортизацияның қалыпты көрсеткіші:

$$Р_а=(1/Т_{сл})\cdot 100\%=(1/25)\cdot 100\%=4\%$$

Табыс мөлшері:

$$П=Q\cdot Ц-И_{□}+И_а$$

$$И_{□}=И_{пост}^{ТЭЦ}+И_{пер}^{ТЭЦ}+И_{ТС}+И_{ЛЭП}=16,8+94,2+4,5+0,48=116 \text{ млн у.е.}$$

$$П=45\cdot 3,64+13\cdot 1,8\cdot 1,16-116+12,37=87,3 \text{ ш.б./жыл}$$

Таза дисконтталған баға:

$$NPV=-I+\sum_{t=t_П}^{T_{СЛ}}\frac{П_t}{(1+r)^t}$$

$$I=С^{б}_{осн.ф}-С_а=309,2-15,46=293,74 \text{ млн ш.б.}$$

r =30% болатын мөлшерлеме алынған жағдайда:

$$NPV=-293,74+\sum_{t=7}^{25}\frac{87,3}{(1+0,3)^t}=-233,87\,млн.у.е.$$

r =20% болатын мөлшерлеме алынған жағдайда:

$$NPV=-293,74+\sum_{t=7}^{25}\frac{87,3}{(1+0,2)^t}=-152,13\,млн.у.е.$$

r =10% болатын мөлшерлеме алынған жағдайда:

$$NPV=-293,74+\sum_{t=7}^{25}\frac{87,3}{(1+0,1)^t}=118,47\,млн.у.е.$$

ҚОРЫТЫНДЫ

Бүгінгі күні өндірістің экологиялық қауіпсіздігі мәселелеріне және энергия тасығыштарға бағаның өсуіне байланысты, төгінді жылуды кәдеге жарату және бастапқы отынды үнемдеу проблемалары бүкіл әлемде өзекті болып табылады. Осыған байланысты суық пен жылуды өндіру үшін екінші ретті энергия ресурстарын пайдаланатын жаңа технологиялық жүйелерді жетілдіру және әзірлеу перспективалы болып табылады.

Энергетика саласының маңызды міндеті - қолданыстағы жабдықты жетілдіруге негізделген тиімділікті арттыру, оны пайдаланудың жаңа режимдерін құру, жаңа интеграцияланған технологиялық қондырғыларды құру және оларды пайдалану әдістерін жеңілдету болып табылады. Қазіргі заманғы энергетикалық жүйелер ірі блоктық генераторлық қондырғыларды кеңінен қолдану арқылы сипатталады. Энергетикалық кешен республикамыздың тұрақты әлеуметтік-экономикалық дамуын қамтамасыз ете отырып, республиканың экономикасының негізгі түйіндерінің бірі болып табылады. Қолданыстағы қуаттардың қазіргі жағдайы мен техникалық деңгейі сыни болып табылады. Жобалық ресурстың 53% қуат жабдығын сарқылған.

ПАЙДАЛАНЫЛҒАН ӘДЕБИЕТТЕР ТІЗІМІ

1. Александров А.А., Григорьев Б.А. Таблицы теплофизических свойств воды и водяного пара: Справочник.— М.: Изд-во МЭИ, 1999.— 168 с.

2. Бадылькес И.С., Данилов Р.Л. Абсорбционные холодильные машины.— М.: Пищевая промышленность, 1966.— 356 с.

3. Бараненко А.В., Попов А.В, Тимофеевский Л.С. и др. Абсорбционные бромистолитиевые преобразователи теплоты нового поколения.— Холодильная техника, 2001, № 4, с. 18-20.

3. Бараненко А.В., Попов А.В., Тимофеевский Л.С. Энергосберегающие абсорбционные бромистолитиевые водоохлаждающие и водонагревательные преобразователи теплоты.— Инженерные системы, 2001,

4.СНиП РК 2.04-03-2002 “Строительная теплотехника”.Е.И. Янтовский, Л.А.Левин. Промышленные тепловые насосы. – М.: Энергоатомиздат,1989. – 128с.

5.Павлов К.Ф., Романков П.Г., Носков А.А. Примеры и задачи по курсу процессов и аппаратов химической технологии. Изд. 10-е, пер.и доп. Л.,Химия, 1987. – 576с.

6.Байзакова А.А, Санатова Т.С. Методические указание к выполнению расчетно-графических работ по охрана труда. Алматы: АИЭС, 2005.

7.Безопасность жизнедеятельности. Защита от производственного шума. Методические указания к выполнению дипломного проекта, Алматы: АИЭС 1995г.

8.Прутковский, Е. Н. Руководящий технический материал / Е. Н. Прутковский, В.С. Варварский, В.П. Дробот, Н.Д. Маркозов и др. // Установки парогазовые стационарные – РТМ 108.020.22-84, 1984. – 54с.

9.Нормы технологического проектирования тепловых электрических станций. – М.: Минэнерго СССР, 1981.

10.Кузнецов Н.В. Тепловой расчет котельных агрегатов (Нормативный метод) / Н.В. Кузнецов. – М.: Энергия, 1973.

11.Григорьева В. А. Тепловые и атомные электрические станции: Справочник / В. А. Григорьев, В. М. Зорин. – М.: Энергоатомиздат, 1