

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ БІЛІМ ЖӘНЕ ҒЫЛЫМ МИНИСТРЛІГІ

Қ.И. Сәтбаев атындағы Қазақ ұлттық техникалық зерттеу университеті

Ө. Бүркітбаев атындағы Өнеркәсіптік автоматтандыру және цифрлау институты

«Энергетика» кафедрасы

Зинуллин Аманай Таскайратович

Батыс Қазақстан облысындағы мұнай өндіру кәсіпорнында ГТЭС жаңғырту
жобасы

ДИПЛОМДЫҚ ЖҰМЫС

5B071700 – Жылу энергетикасы мамандығы

Алматы 2021

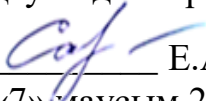
ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ БІЛІМ ЖӘНЕ ҒЫЛЫМ МИНИСТРЛІГІ

Қ.И. Сәтбаев атындағы Қазақ ұлттық техникалық зерттеу университеті

Ә.Бүркітбаев атындағы өндірісті автоматтандыру және цифрландыру
институты

Энергетика кафедрасы

ҚОРҒАУҒА ЖІБЕРІЛДІ
«Энергетика» кафедрасының
меңгерушісі, PhD,
қауымдастырылған профессор

 Е.А.Сарсенбаев
«7» маусым 2021 ж.

ДИПЛОМДЫҚ ЖҰМЫС

Тақырыбы: «Батыс Қазақстан облысындағы мұнай өндіру кәсіпорнында
ГТЭС жаңғырту жобасы»

5B071700 – «Жылу энергетикасы» мамандығы бойынша

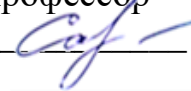
Орындаған:



Зинуллин А.Т.

Ғылыми жетекші

PhD, қауымдастырылған
профессор

 Е.А.Сарсенбаев

Алматы 2021

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ БІЛІМ ЖӘНЕ ҒЫЛЫМ МИНИСТРЛІГІ

Қ.И. Сәтбаев атындағы Қазақ ұлттық техникалық зерттеу университеті

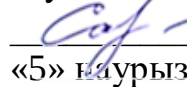
Ә.Бүркітбаев атындағы өндірісті автоматтандыру және цифрландыру
институты

Энергетика кафедрасы

5B071700 – «Жылу энергетикасы»

БЕКІТЕМІН

Кафедра меңгерушісі, PhD,
қауымдастырылған профессор

 Е.А. Сарсенбаев
«5» наурыз 2021 ж.

**Дипломдық жұмысты орындауға
ТАПСЫРМА**

Білім алушы Зинуллин Аманай

Тақырыбы Батыс Қазақстан облысындағы мұнай өндіру кәсіпорнында ГТЭС
жаңғырту жобасы

Университет ректорының 2020 ж. «24» қарашасындағы №2131-б бұйрығымен
бекітілген

Аяқталған жұмысты тапсыру мерзімі 2021 жылғы 8 маусым

Дипломдық жұмыстың бастапқы берілістері Орал ГТЭС-200 құрылысы.

Дипломдық жұмыста қарастырылатын мәселелер тізімі

а) Жалпы мәлімет;

ә) Қазандық-утилизаторлар есебі;

б) Бу турбинасының болжамдық есебі;

в) Өндірістік қауіпсіздік.

Сызба материалдар тізімі (міндетті сызбалар дәл көрсетілуі тиіс)

Сызба материалдары 12 парақ слайдтарда көрсетілген

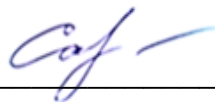
Ұсынылатын негізгі әдебиет 10 атау

Дипломдық жұмысты дайындау
КЕСТЕСІ

Бөлімдер атауы, қарастырылатын мәселелер тізімі	Ғылыми жетекші мен кеңесшілерге көрсету мерзімдері	Ескерту
Қазандық-утилизаторлар есебі	10.03.21 – 25.04.21 ж.	Жоқ
БГҚ экономикалық көрсеткіштері	25.03.21 – 15.05.21 ж.	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
Қазандық-утилизаторлар есебі	Сарсенбаев Е.А., PhD, қауымдастырылған профессор	01.06.2021	
Бу турбинасының есебі	Сарсенбаев Е.А., PhD, қауымдастырылған профессор	02.06.2021	
БГҚ экономикалық көрсеткіштерін анықтау	Сарсенбаев Е.А., PhD, қауымдастырылған профессор	04.06.2021	
Норма бақылау	Бердібеков Ә.О., сениор-лектор	07.06.2021	

Ғылыми жетекшісі  /Сарсенбаев Е.А /
(қолы)

Тапсырманы орындауға алған студент  /Зинуллин А.Т. /
(қолы)

Күні «9» наурыз 2021ж.

МАЗМҰНЫ

Кіріспе	7
1 Орал ГТЭС-200 құрылысының кезеңдері	10
1.1 Қуаты 100 МВт болатын алғашқы іске қосу кешені	10
1.2 Екінші іске қосу кешені яғни негізгі жабдықтың техникалық сипаттамалары.	11
2 Техникалық бөлім	15
2.1 Қазандық-утилизаторлар есебі	15
2.2 Бу турбинасының есебі	22
2.3 БГҚ экономикалық көрсеткіштерін анықтау	27
3 БГҚ мен ГТҚ-да электр энергиясының өзіндік құнын анықтау	28
3.1 БГҚ -Отын шығындарын есептеу	28
3.2 БГҚ -Электр энергиясы бірлігінің өзіндік құнын есептеу	31
3.3 ГТҚ-ның отын шығындарын есептеу	32
3.4 ГТҚ-ның электр энергиясы бірлігінің өзіндік құнын есептеу	34
3.5 Модернизациядан киінгі салыстыру	36
4 БГҚ құрылысының қоршаған ортаға әсері	37
4.1 Шу	37
4.2 Қауіпті комбинация – газ, тұман, сұйықтық	37
4.3 Тұтануға қойылатын талаптар	38
4.4 Діріл деңгейі	38
Белгілер мен қысқартулардың тізбесі	39
Қорытындылар	40
Әдебиеттер тізімі	41
Қосымшалар	42

АНДАТПА

Бұл жұмыстың мақсаты Батыс Қазақстан облысы Орал қаласындағы Газ турбиналы электрстанциясын бу-газ электр станциясын салудың болжамдық есебін шығару болып табылады

Зерттеу пәні: Батыс Қазақстан облысы Орал қаласындағы Газ турбиналы электрстанция

Зерттеу нысаны: ГТЭС-200 Орал

АННОТАЦИЯ

Целью данной работы является выпуск прогнозного расчета строительства ПГУ из ГТУ в г. Уральск Западно-Казакстанской области

Предмет исследования: газотурбинная электрстанция в г. Уральск Западно-Казакстанской области

Объект исследования: ГТЭС-200 Уральск

ANNOTATION

The purpose of this work is to produce a forecast calculation for the construction of a gas turbine power plant in Uralsk, West Kazakhstan region

Subject of research: gas turbine power plant in Uralsk, West Kazakhstan region

Object of research: GTPP-200 Uralsk

КІРІСПЕ

Газтурбиналық электр станциясы (қысқаша ГТЭС) - электр және жылу энергиясын өндіретін қондырғы. ГТЭС негізін бір немесе бірнеше газтурбиналық қондырғылар - электр генераторымен механикалық байланысқан және басқару жүйесімен бірыңғай энергетикалық кешенге біріктірілген күш агрегаттары құрайды.

Газ турбиналық электр станциясын электр жүйесімен қатар негізгі немесе резервтік қуат көзі ретінде пайдалануға болады. ГТЭС үй-жайдың ішінде де, алдын ала дайындалған іргетаста ашық алаңда да орналасуы мүмкін.

Әлемдік тәжірибеде газ турбиналы электр станциялары 50-60 жылдары кеңінен таралды. өткен ғасырда, қазіргі уақытта олар аз қолданылады, өйткені олардың тиімділігі төмен (33-39%) және мысалы, газ поршеньді электр станцияларымен салыстырғанда кВт қуатының салыстырмалы түрде жоғары құны бар.

"ГТЭС-200 Орал" Батыс Қазақстан облысы Орал қаласы Теректі ауданы Белес ауылының мағында орналасқан. Жалпы құны 21,75 млрд теңге болатын 200 МВт ГТЭС құрылысы жобасы "Батыс Пауэр" ЖШС өз және қарыз қаражатына қолға алынып, 2013 жылдың күзінде "WESTKAZINVEST-2013" Халықаралық бизнес-форумында таныстырылды және көрмеге қатысушылар мен облыс басшылығының қызығушылығын тудырды. Оны толық іске асыру 2017-2019 жылдарға жоспарланған, бірақ бірінші кезек, яғни қуаты 100 МВт алғашқы іске қосу кешені 2016 жылы пайдалануға берілді.

"Батыс Пауэр" серіктестігі 2011 жылы құрылды, алғашқы іске қосу кешені 2016 жылғы 31 наурызда пайдалануға берілді. Алғашқы іске қосу кешенінің құрылысы кезінде іске асырылған "ГТЭС-200 Орал" аумағы мен инженерлік инфрақұрылымы кейіннен жылуды когенерациялау және қосымша қуаттар алу қондырғыларын салумен екі турбогенераторлық қондырғыны монтаждау үшін дайындалған.

Электр энергетикасы саласындағы әлемдік көшбасшылардың заманауи жабдықтары, техникалық қызмет көрсетуді Ethos Energy – Германия компаниясы жүзеге асырады.

Жоғары айналымды газ турбиналары негізіндегі ГТЭС-200 ықшам газ турбиналы электр станциясы сұйық және газ тәріздес отындардың әр түрлерінде, соның ішінде дизель отыны, табиғи газ, биодизель, бензин - этанол қоспалары, су-көмір суспензияларын газдандыру кезінде алынатын энергетикалық газ жұмыс істейтін жылу және электрмен жабдықтаудың негізгі, қосалқы немесе авариялық автономды құралы ретінде арналған. Биоотынды пайдалану пайдаланылған газдардағы улы заттардың COx және NOx мөлшерін азайтуға мүмкіндік береді. Мүмкін, біздің өнімнің басты және маңызды артықшылығы-когенерация және рекуперация принциптерін біріктіру. Басқаша айтқанда,

қондырғы электр және жылу энергиясын бірлесіп өндіру процестерін, сондай-ақ ауаны жылыту үшін шығатын ауаның жылуын пайдалануды сәтті үйлестіреді. Электр станциясында когенерация принципін әдеттегі станцияларға қарағанда қолданудың артықшылығы-мұнда отын энергиясын пайдалану әлдеқайда тиімді. Басқаша айтқанда, когенераторлық (когенерациялық) қондырғы түтін газдарымен бірге атмосфераға буланатын жылу энергиясын пайдалануға мүмкіндік береді. Когенератор қондырғысын пайдалану кезінде отынның жалпы пайдалану коэффициенті едәуір артады. Когенерациялық қондырғыны пайдалану энергиямен қамтамасыз етуге жұмсалатын шығыстарды едәуір дәрежеде қысқартады. Когенераторлық қондырғы-бұл тұтынушылардың энергетикалық тәуелсіздігі, энергияны сенімді беру және жылу энергиясын алуға жұмсалатын шығындарды айтарлықтай төмендету. Электр станциясы өтпелі процестердің талап етілетін сипаттамаларын (номиналды қуаттың 0-ден 100% - ға дейінгі жүктемесін түсіру және шығару) қамтамасыз ете отырып, барлық жұмыс режимдерінде электр энергиясының жоғары сапасын қамтамасыз етеді, бұл есептеу кешендері мен компьютерлік жүйелер үшін өте маңызды.

ГТЭС-200 қауіпті мәндерден (жиілігі, газ температурасы, май қысымы, кернеу бойынша) параметрлер шыққан кезде автоматты іске қосу және автоматты қорғанысқа ие және оператордың тұрақты болуын талап етпейді. Электр станцияларына бір адам қызмет көрсетеді (қашықтан басқару жүйесі бар). Техникалық қызмет көрсету көлемін механикалық көлік құралына (автомобильге) қызмет көрсетумен салыстыруға болады: май деңгейін бақылау, сүзгі элементтерін ауыстыру және т.б. а. өздеріңіз білетіндей, бақылау неғұрлым оңай және қол жетімді болса, қызмет көрсетуге аз уақыт кетеді. Орнатудың маңызды артықшылықтарының бірі-іске қосу уақыты небары 45 секундты құрайды! Ойланыңыз, бар болғаны 45 секунд! Ал дизель отынымен жұмыс істейтін электр станциясын іске қосуға көп уақыт кетеді.

Батыл конструктивті шешім электр станцияларын қоршаған ортаның температурасы -50°C -тан $+50^{\circ}\text{C}$ -қа дейінгі диапазонда пайдалануға мүмкіндік береді. Жұмыс істеп тұрған қозғалтқыштың шу деңгейін 30% - ға төмендету оператордың естуіне зиянды әсерін айтарлықтай төмендетеді, бұл оның жұмысын ыңғайлы етеді. №2 модульдің конструкциясында компрессордан ауаны жылытуға арналған рекуператор қолданылған, ол 100 кВт жүктеме кезінде 47 кг/сағ тірі отынды үнемдеуге және жалпы алғанда қондырғының ПӘК-ін 23,3% - ға дейін арттыруға мүмкіндік берді. Су шығыны 5,9 л/с модульде кәдеге жарату қазандығын қолдану, оны 70°C -тан 95°C -қа дейін турбинадан газдармен қыздыру әдеттегі 100 пәтерлі тұрғын үйді немесе 1,5 км² жылыжайды жылытуға және жылуды пайдалану коэффициентін 81,2% - ға дейін арттыруға мүмкіндік беретін қосымша 560 000 Ккал/сағ жылу алуға мүмкіндік берді.

ГТЭС-200-дің айрықша ерекшелігі арнайы жобаланған және дайындалған газ-статикалық мойынтіректердегі бірегей 2 сатылы сығымдау ортадан тепкіш

компрессоры болып табылады, бұл электр станциясын тұрмыстық жағдайларда пайдалану проблемасын төмен магистральдық қысым кезінде шешуге мүмкіндік берді. Ол шетелдік аналогтармен салыстырғанда кішігірім өлшемдерге ие, бұл жүйені тасымалдау және оны орнату ыңғайлылығын едәуір арттырады.

ГТЭС-200 үлкен моторесурстарға және ұзақ уақытқа ие. Электр станциясының ажырамас бөлігі-кіріктірілген автоматты өрт сөндіру қондырғысы. Бұл өте маңызды, өйткені электр станцияларындағы өрттер қайтымсыз салдарға әкелуі мүмкін екенін бәріміз білеміз.

1 ОРАЛ ГТЭС-200

1.1 Орал ГТЭС-200 құрылысының кезендері. Қуаты 100 МВт болатын алғашқы іске қосу кешені

Бірінші іске қосу кешені

ГТЭС жалпы параметрлері:

Станцияның орнатылған қуаты-100 МВт;

Станцияның өнімділігі-жылына 700 млн. кВт/сағ;

Отын газын тұтыну-жылына 270 млн. м³;

Қызметкерлердің жалпы саны-63 қызметкер.

GE FRAME 9e (PG 9161E / PG 9171E) типті турбогенераторлық қондырғы, Nuovo Pignone S.p.A. (General Electric компаниясының филиалы) өндірген, Өндіруші ел Италия, құрамында:

Газ турбиналы қозғалтқыш (ГТҚ), модель MS 9001 E, Nuovo Pignone шығарған, Өндіруші ел Италия.



1 - сурет - MS9001 газ турбины.

MS9001 - бұл 50 Гц базарында генератор жетегіне қызмет көрсетуге арналған бір білікті ауыр газ турбины. Оның тиімділігі қарапайым цикл режимінде шамамен 33% және аралас циклде жұмыс істеген кезде 50% - дан асады. MS9001 әр түрлі сұйық және газ тәрізді отындарды жағуға арналған.

Бұл газ турбиналары отынға икемді және табиғи газбен, сұйытылған табиғи газбен (СТГ), дистиллятпен және тазартылған қалдық мұнаймен әр түрлі қосымшаларда жұмыс істей алады, соның ішінде:

- үлкен компрессорлық пойыздарға арналған механикалық жетек;
- қарапайым цикл және аралас цикл;
- электр энергиясының негізгі жүктемесі және ең жоғары өндірісі;
- өнеркәсіптік және когенерациялық;

Ерекшеліктері

- қатарланған дискілі конструкциясы бар 17 сатылы компрессор;
- жеке саптамамен және бір жану камерасымен кері ағынды жану жүйесі;
- ауамен салқындатылған 3 сатылы турбина, бірінші саптамалар және екінші қадамдар мен шелектер;
- екі немесе үш тірек роторы;

Генератор, T230-268 GEC ALSTHOM моделі, Nuovo Pignone шығарған, Өндіруші ел Италия

1.2 Екінші іске қосу кешені яғни негізгі жабдықтың техникалық сипаттамалары.

Газ турбины генераторлық қондырғы:

Өндіруші - "Дженерал электрик" - "Nuovo pignone" еншілес компаниясы; құрамында:

Газ турбины-Модель: GE PG9161E:

Номиналды қуаты-116,9 МВт;

ПӘК, кемінде - 31,8%;

Отын түрі-табиғи газ;

Іске қосу жүйесі-электр қозғалтқышы;

Генератор қысқыштарындағы жиынтық қуаты-80,8-112,4 МВт;

Отын шығыны - 30777-34455 н/м³

Генератор-Модель: TA30-80 GEC Alstom:

Шығу қуаты-110 МВА;

Кернеуі-11,5 кВ;

Номиналды ток – 5522А;

Номиналды жылдамдығы-3000 айн/мин;

Тоғының жиілігі – 50Гц.

Турбинаны, генераторды, қосалқы жабдықты қорғау және басқару жүйелерінің блок-контейнері.

Бұл қондырғы модульдік нұсқада жасалған. Климаттық жағдайлардың әсерін болдырмау және шуылдың әсерін азайту үшін қондырғы контейнер түріндегі шуды оқшаулайтын қаптамаларға орналастырылған.

Қондырғының жұмысы толықтай автоматтандырылған.

6 кВ (РУ-6кВ) тарату құрылғысы;

0,4 кВ (РУ-0,4 кВ) тарату құрылғысы;

Авариялық дизель-генератор.



2 - сурет - Генератор-Модель: TA30-80 GEC Alstom

Газбен жабдықтау жүйесі мыналарды қамтиды:

" Союз " магистральдық газ құбыры; ұзындығы -3,1 км, құбырдың диаметрі-500 мм, жұмыс қысымы – 7,5 МПа, ең жоғары өнімділігі - 450 млн. м³/жыл

Газды сүзу, жылыту, редукциялау және есепке алу қондырғысы (АГТС);

ГТҚ-ға алаңшілік газ құбыры, жұмыс қысымы 2,5 МПа, өнімділігі – 100000 м³/сағ.



3 - сурет - Газбен жабдықтау жүйесі

Қосалқы ғимараттар мен құрылыстар

Сонымен қатар, станция кешеніне келесі ғимараттар мен құрылыстар кіреді:

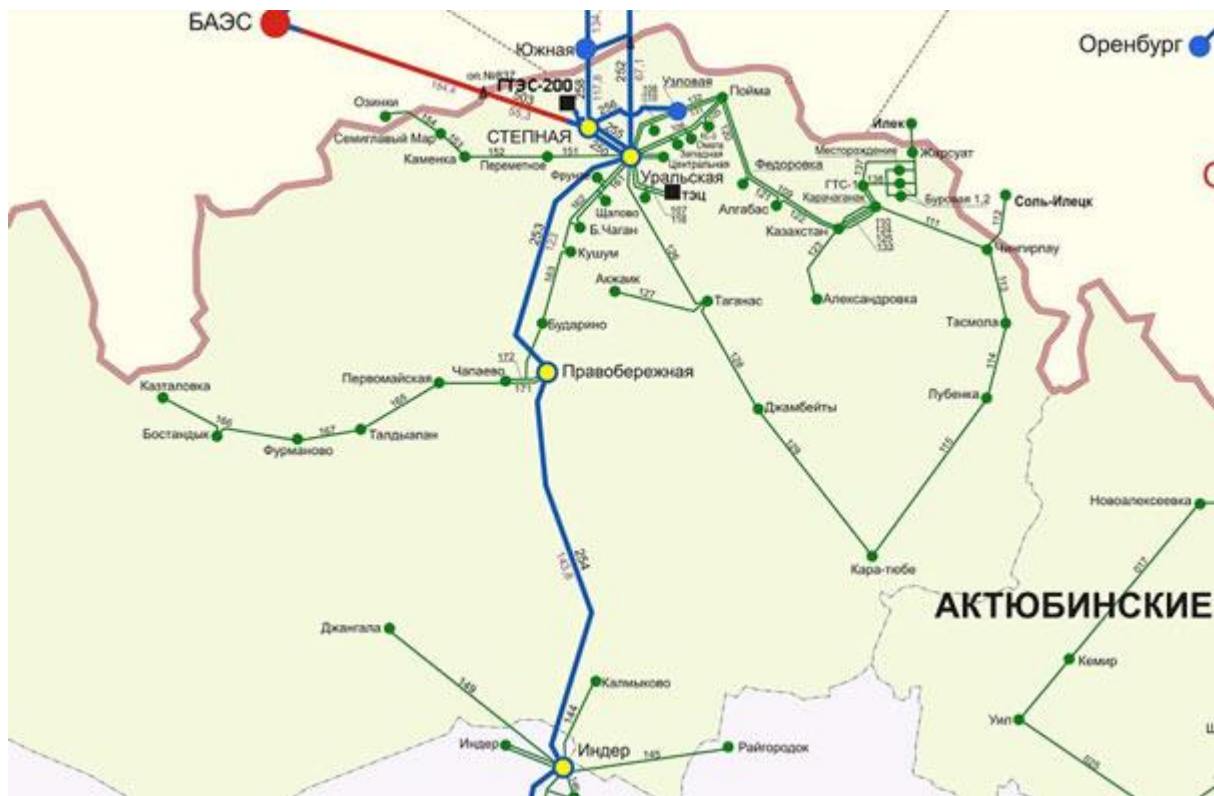
Ауданы -325 м3 , модульдік орындаудағы әкімшілік-тұрмыстық кешен;

Механикалық шеберханалар, ауданы-540 м3;

Екі резервуар –жинақтағышы бар өртке қарсы су құбыры жүйесі;

Екі автокөлікке арналған өрт сөндіру депосы;

Еуыз су беруге арналған инженерлік желілер, сондай-ақ сарқынды суларды бұру жүйесі.



4 – сурет - "ГТЭС-200 Орал" өңіраралық технологиялық қосу электр желілері - "Степная" ҚС 200 кВ.

2 Техникалық бөлім

Әрбір ГТҚ-ның келесідей сипаттары бар:

- 1) Электрлік қуаты $N_{э} = 109.3$ МВт;
- 2) Пайдаланылатын газдар шығыны $G_{г} = 394$ кг/с;
- 3) Газдар температурасы $\theta = 550$ °С;
- 4) Электрлік ГТҚ ПӘК $\eta_{гту} = 35$ %.
- 5) ГТҚ пайдаланылатын газлары атмосфералық ауа және таза жану өнімдерінен тұрады
- 6) Сыртқы ауа температурасы $t_{атм} = 15$ °С, қысым $P_{атм} = 105$ Па.
- 7) Конденсатордағы қысым $P_k = 4$ кПа; шекті ылғалдылық 10%.
- 8) ҚУ контурындағы қысым: $P_0^{вд} = 7$ МПа; $P_0^{нд} = 0,5$ МПа.
- 9) Ауасыздандырғыштағы қысым $P_d = 0,5$ МПа.

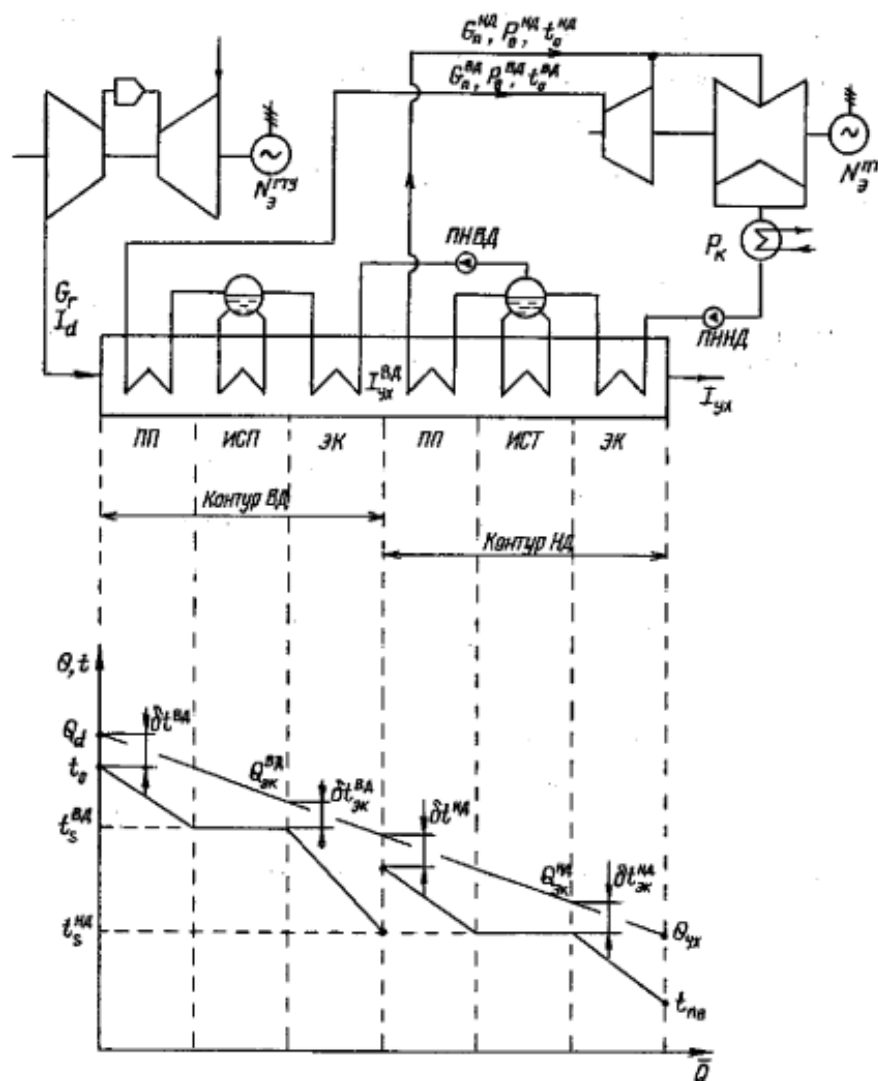
1 - кесте – ГТҚ негізгі сипаттамалары

№	Турбина атауы	Қуаты, МВт	Электрлік ПӘК	Жану өнімдерінің шығыны, кг/с	ГТҚ шығысындағы газ температурасы, °С	Компрессордағы сығылу деңгейі, π_k
7	ABB GT11N2	109,3	34,2	394	490	14,7

2.1 Қазандық-утилизаторлар есебі

Сызба есебінің алдында, мысалы, бірконтурлы БГҚ –да сенімділікпен немесе термодинамикалық шарттармен анықталатын кейбір тірек нүктелерін таңдау қажет. Ең алдымен қолдағы бар деректер бойынша газтурбиналы қондырғы есебін жүргізу қажет. Бірінші тірек нүкте ретінде ГТҚ шығысындағы газ температурасы саналады. Негізгі параметрлердің бірі екіконтурлы БГҚ кезіндегі t_0 будың бастапқы бу температурасы, түрленетін ҚУ жоғары қысым контурының шығысындағы бу температурасы болып табылады. Ол жоғары болған сайын, бутурбиналы цикл ПӘК жоғары болады және шекті ылғалдылық төмен болады. Сондықтан да, оны максималды болжамды етіп таңдау керек, бірақ ГТҚ пайдаланылатын газдарының температурасы да төмен болады I_d . Әдетте $\delta t = 40-50$ °С қабылдайды, осылайша төмен қысымды контурмен түрленетін бу температурасы таңдалады. Екінші тірек нүктесіне ҚУ

шығысындағы қоректік су температурасы жатады. ҚУ шығыс беттерінің коррозиясын болдырмау үшін 60°C деңгейінде t болу керек. Оның артуы ҚУ пайдаланылатын газдары температурасының артуына және жалпы БГҚ, ҚУ ПӘК-нің төмендеуіне алып келеді. Үшінші тірек нүктеге ауасыздандырғыштағы қысым және оның қорек көзінің тәсілі жатады. Осы мақсатта ҚУ түрленетін бу қолданылады. Тірек нүктелерін таңдағаннан кейін сызбаның барлық түйінді нүктелеріне параметрлер мәнін есептеуге шамаларды енгізу қажет (қысым, температура, энтальпия, ылғалдылық, шығындар).



5 – сурет - Екіконтурлы БГҚ схемасы

Сызба деректеріне сүйене отырып, ҚУ түрлі элементтеріне сәйкес келетін материалды және жылу теңгерімінің теңдеулерін құруға болады. Материалды теңгерім теңдеулері орта ағынының стационарлылығын көрсетеді.

Буқыздырғыш және бір ҚУ жоғары қысымды буландырғыштың жиынтық беттері үшін жылу теңгерімінің теңдеуі:

$$G_{\Gamma}(I_d - I_{\text{ЭК}}^{\text{ВД}}) = G_{\Pi}^{\text{ВД}} (h_0^{\text{ВД}} - h_{\text{ЭК}}^{\text{ВД}}), \quad (1)$$

мұндағы $G_{\Gamma} = 394$ кг/с – бір ГТҚ шығатын газдар шығыны; $I_d = 497,35$ кДж/кг – ГТҚ шығатын газдар энтальпиясы А суреттегі график бойынша анықталады (Қосымша Б); $h_0^{\text{ВД}} = 2771,4$ кДж/кг – ҚУ жоғары қысымды қыздырғышы шығысындағы және жоғарғы қысымды экономайзердегі бу энтальпиясы ($p_0^{\text{ВД}} = 7$ Мпа) қысымындағы қанығу күйінде).

$$h_{\text{ЭК}}^{\text{ВД}} = 1267,7 \text{ кДж/кг}$$

Жоғарғы қысым буының энтальпиясы h -s диаграммасы бойынша немесе [2] бойынша анықталады. Температура $t_0^{\text{ВД}}$ мен қысымды $p_0^{\text{ВД}}$ анықтауға арналған параметрлер. Экономайзердегі $t_0^{\text{ВД}} = 285,8$ °С энтальпия қанығу температурасына сәйкес анықталады. Температуралық қысымды тандай отырып $\delta t = 31$ °С, газ температурасын табамыз.

$$\theta_{\text{ЭК}}^{\text{ВД}} = t_s + \delta t_{\text{ЭК}} = 285,8 + 31 = 316,8^{\circ}\text{C}, \quad (2)$$

Сол арқылы (Қосымша Б) жоғары қысымды экономайзер алдындағы газ энтальпиясын анықтаймыз:

$$I_{\text{ЭК}}^{\text{ВД}} = \theta_{\text{ЭК}}^{\text{ВД}} * C_{\text{ср}} = 316,8 * 1,015 = 312,55 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}};$$

$$I_{\text{ЭК}}^{\text{ВД}} = 312,55 \text{ кДж/кг.}$$

(1) теңдеуден бір ҚУ түрленетін жоғарғы бу шығынын анықтаймыз:

$$G_{\Pi}^{\text{ВД}} = \frac{G_{\Gamma}(I_d - I_{\text{ЭК}}^{\text{ВД}})}{(h_0^{\text{ВД}} - h_{\text{ЭК}}^{\text{ВД}})} = \frac{394 * (497,35 - 312,55)}{(2771,4 - 1267,7)} = 48,421 \text{ кг/с.}$$

Жоғарғы қысым контурының экономайзері үшін келесі қатынастар әділетті болады:

$$G_{\Gamma}(I_{\text{ЭК}}^{\text{ВД}} - I_{\text{УХ}}^{\text{ВД}}) = G_{\Pi}^{\text{ВД}} (h_{\text{ЭК}}^{\text{ВД}} - h_d) \quad (3)$$

мұндағы $h_d = 640$ кДж/кг – ауасыздандырғыштан түсетін қоректік су энтальпиясы (ауасыздандырғыштағы $P^{HD} = 0,5$ МПа қысымды қабылдай отырып); I_{yx}^{BD} – ВД контурының жылу алмастырғышынан шығатын газдар энтальпиясы (жоғары қысымды контур энтальпиясындағы газдар энтальпиясы), ол анықталады:

$$I_{yx}^{BD} = I_{эк}^{BD} - \frac{G_{п}^{BD}(h_{эк}^{BD} - h_d)}{G_r} = 312,55 - \frac{48,421(1267,7 - 640)}{394} = 235,5 \text{ кДж/кг.}$$

бұл газдар температурасына сәйкес келеді $\theta_{yx}^{BD} = 232,01^\circ\text{C}$.

ҚУ төмен қысымды контурындағы бу қыздырғыштың және буландырғыштың жиынтық беттері үшін:

$$G_r(I_{yx}^{BD} - I_{гпк}) = G_{п}^{HD}(h_0^{HD} - h_{эк}^{BD}), (4)$$

ГПК шығысындағы газдар энтальпиясының қатынасында $I_{гпк}$ температура бойынша анықталады:

$\theta_0^{HD} = t_s + \delta t_0^{HD} = 152 + 20 = 172^\circ\text{C}$, мұндағы $\delta t_0^{HD} = 20^\circ\text{C}$ – пинч-нүктедегі температуралық қысым.

$$I_{эк}^{HD} = \theta_{эк}^{HD} * C_{cp} = 172 * 1,015 = 174,58 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

$I_{эк}^{HD} = 174,58$ кДж/кг аламыз. Төменгі қысым шығысындағы бу энтальпиясы контурдағы қысымы және температурасы бойынша анықталады $p_0^{HD} = 0,5$ МПа. $\theta_{yx}^{BD} = 232,01^\circ\text{C}$ мәнін алу үшін Қосымша Б көрсетілген тәуелділікті пайдалану қажет.

$h_0^{HD} = 2918,9$ кДж/кг аламыз, Төмен қысымды контур барабанындағы судың энтальпиясы (қысымдағы қанығу күйіндегі су энтальпиясы) - $h_6^{HD} = 640$ кДж/кг.

(4) теңдеуден ҚУ төмен қысымды контуры арқылы бу шығынын анықтаймыз:

$$G_r(I_{yx}^{BD} - I_{гпк}) = G_{п}^{HD}(h_0^{HD} - h_{эк}^{BD}) = 694 \frac{(235,5 - 174,58)}{(2918,9 - 640)} = 18,55 \text{ кг/с.}$$

ГПК шығысында қоректік су температурасын қабылдаймыз $t_{гпк} = 60^\circ\text{C}$. Онда оған $h_{пв} = 251$ кДж/кг энтальпиясы сәйкес келеді.

ГПК және ауасыздандырғышта конденсатты қыздыру бірдей жүзеге асырылады. ГПК су энтальпиясын қабылдаймыз = 460 кДж/кг, оған 110°C температурасы сәйкес келеді.

Ауасыздандырғыштың жылу теңгерімі теңдеуінен:

$$[2(G_{\text{п}}^{\text{ВД}} + G_{\text{п}}^{\text{НД}}) - G^{\text{Д}}]h_{\text{ГПК}} + G^{\text{Д}}h_0^{\text{НД}} = 2(G_{\text{п}}^{\text{ВД}} + G_{\text{п}}^{\text{НД}})h_{\text{д}} \quad (5)$$

Ауасыздандырғыштағы бу шығынын табамыз:

$$G^{\text{Д}} = \frac{2(G_{\text{п}}^{\text{ВД}} + G_{\text{п}}^{\text{НД}})(h_{\text{д}} - h_{\text{ГПК}})}{h_0^{\text{НД}} - h_{\text{ГПК}}} =$$

$$= 2(48,4 + 20,05) * \frac{640 - 460}{2918,9 - 460} = 10,03 \frac{\text{кг}}{\text{с}}.$$

Конденсатордағы және рециркуляция сызығындағы конденсат ағынын араластыру нүктесіне арналған жылу теңгерімінің теңдеуі:

$$[2(G_{\text{п}}^{\text{ВД}} + G_{\text{п}}^{\text{НД}}) - G^{\text{Д}}]h_{\text{к}} + G^{\text{Р}}h_{\text{ГПК}} = (2(G_{\text{п}}^{\text{ВД}} + G_{\text{п}}^{\text{НД}}) - G^{\text{Д}} + G^{\text{Р}})h_{\text{пв}} \quad (6)$$

мұндағы $h_{\text{к}} = 121,41$ кДж/кг - $p_{\text{к}} = 4$ кПа қанығу күйіндегі конденсат энтальпиясы, рециркуляция шығынын анықтауға мүмкіндік береді:

$$G^{\text{Р}} = \frac{[2(G_{\text{п}}^{\text{ВД}} + G_{\text{п}}^{\text{НД}}) - G^{\text{Д}}](h_{\text{пв}} - h_{\text{к}})}{h_{\text{ГПК}} - h_{\text{пв}}} =$$

$$= \frac{[2(48,4 + 20,05) - 10,03] * (251 - 121,41)}{(460 - 251)} = 78,66 \text{ кг/с}$$

ГПТ арналған жылу теңгерімінің теңдеуінен:

$$G_{\text{Г}}(I_{\text{ГПК}} - I_{\text{ух}}) = (G_{\text{п}}^{\text{ВД}} + G_{\text{п}}^{\text{НД}} - \frac{G^{\text{Д}}}{2} + \frac{G^{\text{Р}}}{2})(h_{\text{ГПК}} - h_{\text{пв}}) \quad (7)$$

(7) формула бойынша қазандық-утилизаторлардан шығатын пайдаланылу газының энтальпиясын табамыз:

$$\begin{aligned}
I_{yx} &= I_{гпк} - \frac{\left(G_{п}^{ВД} + G_{п}^{НД} - \frac{G^Д}{2} + \frac{G^Р}{2}\right) * (h_{гпк} - h_{пв})}{G_{г}} \\
&= 174,58 - \frac{48,4 + 20,05 - \frac{10,03}{2} + \frac{78,66}{2} * (460 - 251)}{394} \\
&= 229,09 \text{ кДж/кг}
\end{aligned}$$

Пайдаланылатын газдар температурасы 5 суретке сәйкес, I_{yx} мәніне тәуелді келесідей болады $I_{yx} = 220^\circ\text{C}$. ҚУ ПЭК формула бойынша анықтаймыз (8):

$$\eta_{ку} = \frac{I_d - I_{yx}}{I_d - I_a} = \frac{497,35 - 220}{497,35 - 15,4} = 0,57$$

ГТҚ газдарымен бу турбиналы циклға берілетін жылу,

$$Q_{газ} = 2G_r(I_d - I_{yx}) = 2 \cdot 394(497,35 - 220) = 218551,8 \text{ кВт};$$

бумен алынатын,

$$\begin{aligned}
Q_{пар} &= 2(G_{п}^{ВД} h_0^{ВД} + (2G_{п}^{НД} - G^Д)h_0^{НД} - [(G_{п}^{ВД} + 2G_{п}^{НД}) - G^Д]h_k = \\
&= 2 * (48,4 * 2771,4 + (2 * 20,05 - 10,03)2918,9 - [(48,4 + 2 * 20,05) - 10,03])121,41 = 434287,12 \text{ кВт}.
\end{aligned}$$

Алынған шамалар айырмашылығы 0,03% аспайды, бұл есептердің дұрыстығын растайды. Ары қарай бір ҚУ жылу қуаты орташа мәнге тең болады $Q_{ку} = 434156,83/2 = 217078,4 \text{ кВт}$.

Суға (буға) берілетін жылу ҚУ жеке элементтерінде:
-ГПК үшін

$$\begin{aligned}
Q_{гпк} &= \left(G_{п}^{ВД} + G_{п}^{НД} - \frac{G^Д}{2} + \frac{G^Р}{2}\right) * (h_{гпк} - h_{пв}) \\
&= \left(48,4 + 20,05 - \frac{10,03}{2} + \frac{78,66}{2}\right) * (460 - 251) = 21477,88
\end{aligned}$$

Төмен қысымды буландырғыштар үшін

$$Q_{исп}^{НД} = G_{п}^{НД} r^{НД} = 20,05 * 2107,9 = 42263,39 \text{ кВт},$$

мұндағы $r_{\text{нд}} = 21142,23$ кДж/кг - $p_0^{\text{нд}}$ қысымы бойынша анықталған булану жылуы; төменқысымды бу қыздырғыштар үшін:

$$Q_{\text{пп}}^{\text{нд}} = G_{\text{п}}^{\text{нд}} (h_0^{\text{нд}} - h_s^{\text{нд}}) = 20.05 * (2918.9 - 2771.4) = 2957.375$$

мұндағы $h_s^{\text{нд}} = 2771.4$ кДж/кг - $p_0^{\text{нд}}$ қысымындағы қаныққан бу энтальпиясы, жоғарғы қысым экономайзері үшін:

$$Q_{\text{эк}}^{\text{вд}} = G_{\text{п}}^{\text{вд}} (h_0^{\text{нд}} - h_{\text{эк}}^{\text{вд}}) = 20.05(2918.9 - 640) = 45691.94 \text{ кВт.}$$

жоғарғы қысым буландырғышы үшін:

$$Q_{\text{исп}}^{\text{нд}} = G_{\text{п}}^{\text{вд}} r^{\text{вд}} = 48,4 * 1502,3 = 72711,32 \text{ кВт.}$$

мұндағы $r^{\text{вд}} = 1502,3$ кДж/кг - $p_0^{\text{вд}}$ қысымы бойынша анықталған булану жылуы; жоғарғы қысымды бу қыздырғыштар үшін:

$$Q_{\text{пп}}^{\text{вд}} = G_{\text{п}}^{\text{вд}} (h_0^{\text{вд}} - h_{\text{эк}}^{\text{вд}}) = 48.4 * (2917,8 - 2771,4) = 7085,76 \text{ кВт.}$$

мұндағы $h_s^{\text{нд}} = 2771.4$ кДж/кг - $p_0^{\text{вд}}$ қысымындағы қаныққан бу энтальпиясы, жоғарғы қысым экономайзері үшін:

Тиісті қатысты шамалар:

$$\begin{aligned} \overline{Q_{\text{гпк}}} &= \frac{Q_{\text{гпк}}}{Q_{\text{ку}}} = \frac{21477,88}{217078,4} = 0,098; \quad \overline{Q_{\text{исп}}^{\text{нд}}} = 0,334; \quad \overline{Q_{\text{исп}}^{\text{вд}}} = 0,194; \quad \overline{Q_{\text{пп}}^{\text{вд}}} \\ &= 0,032; \quad \overline{Q_{\text{эк}}^{\text{вд}}} = 0,21; \quad \overline{Q_{\text{пп}}^{\text{нд}}} = 0,013 \end{aligned}$$



6 - сурет – ҚУ жылу диаграммасы көрсетілген.

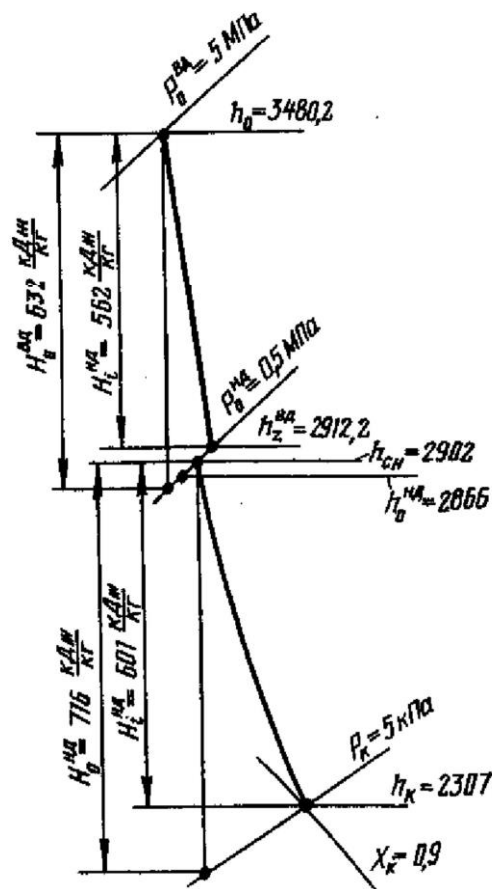
2.2 Бу турбинының болжамды есебі

Бу турбинының ішкі қатысты ПӘК есептеу екі сатыда жуық формулалар бойынша анықталады. Алдымен жоғарғы қысым бөлігінің ПӘК дейін), сонымен бірге $\eta^{в.д}$ араластыру камерасындағы бу ағынының параметрлері; одан кейін араластыру камерасындағы бу параметрлері анықталады және төмен қысымды бөліктің $\eta^{нд}$ қатысты ПӘК есептейміз (араластыру камерасынан конденсаторға дейін). Турбинадағы буды кеңейту үрдісі $h-s$ диаграммасында 6 суретте көрсетілген. Бу турбины дроссельді бу таратқышпен орындалды делік. Онда $\eta^{в.д}$ мәнін аз дұрыстық сатысының топтарына арналған жуық эмпирикалық формула бойынша анықтауға болады:

$$\eta_{oi}^{в.д} = (0,92 - 0,2 / (G * V_{cp})) * (1 + (H_0^{в.д} - 7 * 10^2) / 2 * 10^4) K_{вл}. \quad (1)$$

мұндағы $v_{cp} = (v_o v_z)^{0,5}$, $H_0^{в.д} = 600$ кДж/кг – сатылар тобының жылу құламасы, $K_{вл} = 1$ (сатылар тобы қыздырылған бумен жұмыс істейді).

$h-s$ диаграммасын пайдалана отырып, турбина кірісіндегі будың меншікті көлемін $v_o = 0,04$ м³/кг және ЖҚБ шығысындағы будың меншікті көлемін анықтаймыз $v_z = 0,40$ м³/кг; $v_{cp} = (v_o v_z)^{0,5} = 0,126$ м³/кг.



7 - сурет - Екі қысымды турбинадағы будың кеңею үрдісін есептеу мысалы.

Пайдаланылмаған бу шығыны $G_{п}^{вд} = 2 \cdot 48,4 = 96,8$ кг/с және формула бойынша (1) аламыз

$$\eta_{oi}^{в.д} = (0,92 - 0,2 / (96,8 * 0,126)) * (1 + (600 - 7 * 10^2) / 2 * 10^4) = 0,89$$

Пайдаланылған жылу құламасы

$$H_i^{в.д} = H_o * \eta_{oi}^{в.д} = 600 * 0,89 = 539 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

ЖҚБ шығысындағы бу энтальпиясы

$$h_k^{в.д} = h_o^{в.д} - H_i^{в.д} = 2917,8 - 539 = 2378,3 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

ТҚБ алдындағы бу энтальпиясы (3.4) формула бойынша анықталады:

$$h_{cm}^{H.D} = [2G^{B.D} * h_K^{B.D} + (2G^{H.D} - G^D) * h_o^{H.D}]/[2(G^{B.D} - G^{H.D}) - G^D]$$

$$[2 * 48,4 * 2378,3 + (2 * 20,05 - 10,03) * 2918,9]/[2 * (48,4 + 20,05) - 10,03] =$$

$$= 2506 \text{ кДж/кг.}$$

мұндағы төмен қысымды бөлік кірісіндегі бу келесідей параметрлерге ие болады: $h_{cm}^{H.D} = 2506 \text{ кДж/кг}$, $h^{H.D} = 0,5 \text{ МПа}$, $h^{H.D} = 205^\circ\text{C}$.

ТҚБ ПӘК есебіне арналған эмпирикалық тәуелділікті пайдаланайық:

$$\eta_{oi}^{H.D} = 0,87(1 + (H_o^{H.D} - 400)/10^4) * K_{вл} - \Delta H_{в.с}/H_o^{H.D},$$

мұндағы $H_o^{H.D} = 698 \text{ кДж/кг}$ — ТҚБ-тегі жылу құламасы, $\Delta H_{в.с}$ —шығыс жылдамдығы бар шығындар, оларды ЛМЗ стандартты сатыларына арналған графиктері бойынша табуға болады.

Соңғы саты күрекшесінің ұзындығын анықтаймыз, ол үшін будың көлемді шығынын есептейміз. ТҚБ шығысындағы бу шығыны.

$$G_{\Sigma} = 2(G_{\Pi}^{B.D} + G_{\Pi}^{H.D}) - G^D = 2 * (48,4 + 20,05) - 10,03 = 126 \frac{\text{кг}}{\text{с}}.$$

$P_k 5 \text{ кПа}$; қысымында және ТҚБ шығысындағы будың бастапқы параметрлерінде будың меншікті көлемін h -s- диаграммасы бойынша анықтауға болады: $v_k = 25 \text{ м}^3/\text{кг}$. Көлемдік шығын $Gv = Gv_k = 126 * 25 = 3171 \text{ м}^3/\text{с}$. ЖҚЦ екі ағынды құрылымын және бір ағындағы көлемдік шығынды (сурет 8) график бойынша қабылдаймыз $1585 \text{ м}^3/\text{с}$, ұзындығы $l = 1100 \text{ мм}$, диаметрі $1,8 \text{ м}$ құрайтын ЛМЗ өндірісінің стандарты күрекшесін таңдаймыз, оған $\Delta H_{в.с} = 18 \text{ кДж/кг}$ шығыс жылдамдығы бар шығын сәйкес келеді. Ылғалдың ықпалын есепке алатын коэффициент:

$$k_{вл} = 1 - 0,4(1 - \gamma_{вл})(\gamma_o + \gamma_z)(H_o^{вл}/H_o^{H.D}),$$

мұндағы $H_o^{гр} = H_o^{H.D} = 698 \text{ кДж/кг}$, $H_o^{вл} = 504 \text{ кДж/кг}$ — ылғалды бузонасындағы жылу құламасы (h -с-диаграммасы бойынша), үрдіс басындағы ылғалдылық $y_o = 0$, кеңейту үрдісі соңында алғашқы жуықтауды қабылдаймыз $y_z = 0,1$, коэффициент $y_{вл} = 0,1$.

Бастапқы деректерді пайдалана отырып $y_{вл} = 0,97$ қолданамыз.

ТҚЦ ПӘК табамыз:

$$\eta_{oi}^{H.D} = 0,87(1 + (698 - 400)/10^4) * 0,97 - 18/698 = 0,84$$

ТҚЦ пайдаланылған жылу құламасы:

$$H_i^{H.D} = H_o * \eta_{oi}^{H.D} = 698 * 0,84 = 586 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}};$$

Кеңейту үрдісі соңындағы бу энтальпиясы:

$$h_k^{H.D} = 2506 - 586 = 1920 \text{кДж/кг.}$$

h-s диаграммасыбойынша будың кеңею үрдісі соңында ылғалдылықты анықтаймыз $y = 10\%$. 7 суретте турбинадағы будың кеңею үрдісі көрсетілген.

Бу турбинының ішкі қуаты:

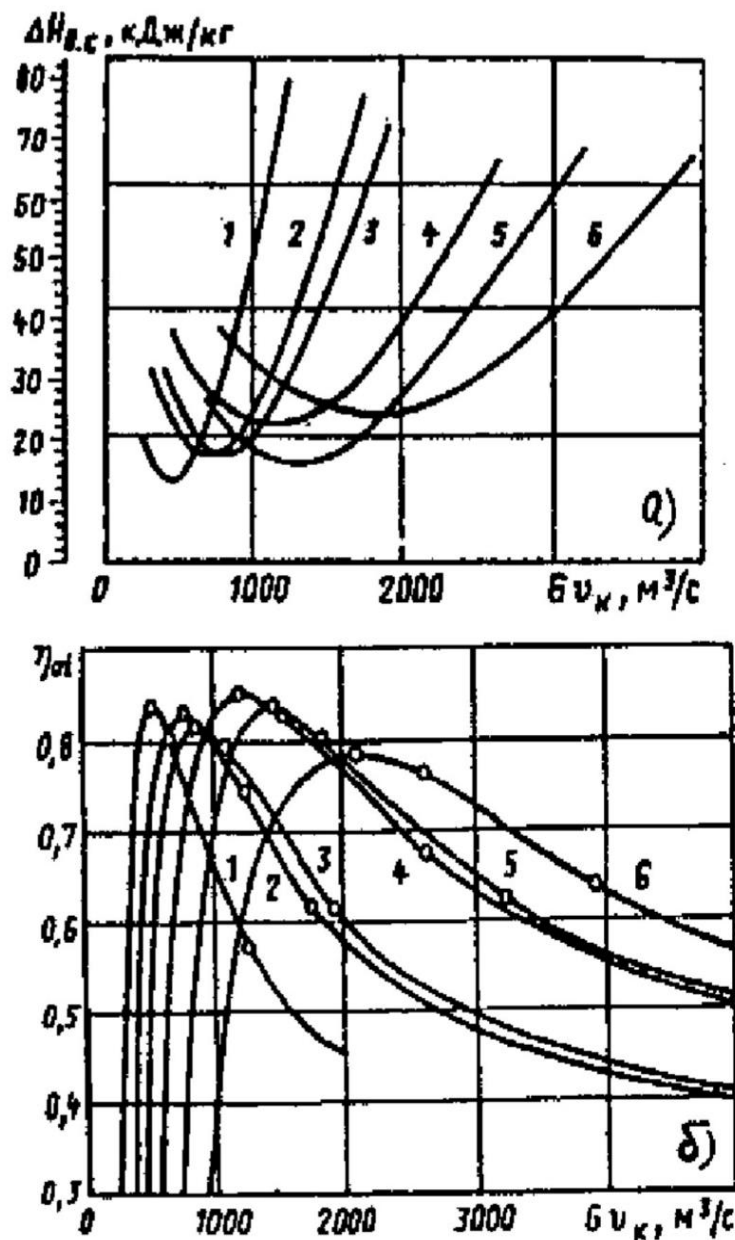
$$\begin{aligned} N_i^{п.т} &= 2G^{B.D}H_0^{B.D}\eta_{oi}^{B.D} + [2(G^{B.D}+G^{H.D}) - G^D]H_o^{H.D}\eta_{oi}^{H.D} \\ &= 2 * 48,4 * 600 * 0,89 + [2(48,4 + 20,05) - 10,03] * 698 \\ &\quad * 0,84 = 126077,6 \text{ кВт.} \end{aligned}$$

Бу турбинының иелік қуаты:

$$\begin{aligned} N_o^{п.т} &= 2G^{B.D}H_0^{B.D} + [2(G^{B.D}+G^{H.D}) - G^D]H_o^{H.D} \\ &= 2 * 48,4 * 600 + [2(48,4 + 20,05) - 10,03] * 698 = 146635 \text{ кВт.} \end{aligned}$$

Бу турбинының ішкі қатысты ПӘК қуаттары:

$$\eta_{oi}^{п.т} = N_i^{п.т} / N_o^{п.т} = \frac{126077,6}{146635,2} = 0,859.$$



а – Gv_k тәуелді шығыс жылдамдықтары бар шығындар $\Delta H_{в.с.}$ – соңғы сатының ПӘК-і: 1- $l_z = 550$ мм, $d_k = 1350$ мм, 2- $l_z = 755$ мм, $d_k = 1350$ мм, 3- $l_z = 755$ мм, $d_k = 1520$ мм, 4- $l_z = 960$ мм, $d_k = 1520$ мм, 5- $l_z = 1000$ мм, $d_k = 1800$ мм, 6- $l_z = 1200$ мм, $d_k = 1800$ мм (барлығы 50 с-1).

8 - сурет - Стандартты ЛМЗ күрекшелері бар ТҚЦ шығыс сипаттамалары

2.3 БГҚ экономикалық көрсеткіштерін анықтау.

Механикалық ПӘК $\eta_m = 0,99$, электр генератордың ПӘК-і кестеден аламыз;
 $\eta_{э.г}^{ПГУ} = 0,98$.

Абсолютті ішкі БТҚ ПӘК:

$$\eta_o^{ПГУ} = N_i / Q_{ку} = \frac{126077,6}{217078,4} = 0,58.$$

Абсолютті электрлік БКҚ ПӘК:

$$\eta_{э}^{ПСУ} = \eta_i^{ПГУ} \eta_{ку} \eta_m \eta_{эг} = 0,58 * 0,57 * 0,99 * 0,98 = 0,32.$$

БГҚ электр қуаты:

$$N_{э}^{ПГУ} = 2N_{э}^{ГТУ} + N_i^{П.т} \eta_m \eta_{эг} = 2 * 109,3 + 126 * 0,99 * 0,98 = 340,8 \text{ МВт.}$$

ГТҚ жану камерасына берілетін жылу:

$$Q_{к.с} = 2N_{э}^{ПГУ} / \eta_{э}^{ГТУ} = 2 * 109,3 / 0,32 = 683,12 \text{ МВт.}$$

Абсолютті электрлік БГҚ ПӘК:

$$\eta_{э}^{ПГУ} = N_{э}^{ПГУ} / Q_{к.с} = 340800 / 683125 = 0,498.$$

3 БГҚ мен ГТҚ-да электр энергиясының өзіндік құнын анықтау

Алдымен БГҚ құрылысына қанша қаражат жұмсалатынын білуіміз қажет. Шамамен БГҚ құрылысының құны белгіленген қуаттың 1 кВт үшін 267120 тг шеңберінде түрленеді. 1кВт құрылысының құны **Косымша С** алынды. Бұдан біз қуаттылығы 573.13 МВт болатын БГҚ құнын есептей аламыз.

K - күрделі салым, млн тг/жыл:

$$K = 267120 * 340800 \text{ кВт} = 91034,49 * 10^6,$$

Техно-экономикалық есептеулердегі пайдалану шығындары калькуляцияның ірілендірілген баптарына топтастырылады, млн тг/жыл:

$$U_{\Sigma} = U_T + U_{3П} + U_A + U_{ТР} + U_{ПР}, \quad (3.1)$$

мұндағы U_T -отын шығындары;

$U_{3П}$ -еңбекке ақы төлеу шығыстары;

U_A -негізгі өндірістік қорлардың амортизациясы;

$U_{ТР}$ -негізгі қорларды жөндеуге арналған Шығыс;

$U_{ПР}$ - басқа шығындар.

3.1 БГҚ-ның отын шығындарын есептеу

Турбоагрегаттың нақты жұмыс сағаттарының саны, яғни күрделі және ағымдағы жөндеудегі тұрып қалуды шегергендегі күнтізбелік уақыт, сағат / жыл:

$$T_p = 8760 - T_{рем}, \quad (3.2)$$

мұндағы $T_{рем}$ -жөндеудегі бос уақыт, сағ;

$$T_p = 8760 - 1052 = 7708 \text{ сағ},$$

БГҚ электр энергиясын өндіру, МВт сағ:

$$W = N_{уст} - T_{уст}, \quad (3.3)$$

мұндағы $N_{уст}$ -станцияның белгіленген қуаты, МВт;

$T_{уст}$ - белгіленген қуатты пайдалану сағаттарының саны, сағ,

$$W = 340,7 * 7308 = 2489835,6 \text{ МВт сағ,}$$

Электр станциясының орташа жүктемесі, МВт:

$$P_{\text{ПГУ}} = W / T_P , \quad (3.4)$$

мұндағы T_P -нақты жұмыс сағаттарының саны, сағ:

$$P_{\text{ПГУ}} = 2489835,6 / 7708 = 323,01 \text{ МВт,}$$

Энергия блогының орташа жылдық жүктемесі, МВт:

$$P_{\text{БЛ}} = P_{\text{ПГУ}} / n_{\text{БЛ}}, \quad (3.5)$$

мұндағы $n_{\text{БЛ}}$ -блоктар саны;

$$P_{\text{БЛ}} = \frac{323,01}{2} = 161,5 \text{ МВт,}$$

Белгіленген режимде электр жүктемесін өндіруге БГҚ блоктарымен отынның жылдық шығыны, т. ш. т./жыл:

$$B_{\text{УСТ}} = (b_{\text{ХХ}} * P_{\text{Н}} + b_1 * P_{\text{БЛ}} + (b_2 - b_1) * (P_{\text{БЛ}} - P_{\text{ЭК}})) * T_p * n_{\text{БЛ}}, \quad (3.6)$$

мұндағы $b_{\text{ХХ}}$ -агрегаттың бос жүрісіне шартты отынның үлестік шығысы, т.ш.о./МВт * сағ;

b_1 және b_2 -шартты отынның салыстырмалы шығыны тиісінше экономикалық қуат нүктесіне дейін және қайта жүктеу аймағында, т.ш.о./МВт сағ;

$P_{\text{Н}}$ және $P_{\text{ЭК}}$ - экономикалық және номиналды қуаты, МВт.

$$B_{\text{УСТ}} = (0,024 * 323,01 + 0,284 * 161,5 + (0,284 - 0,284) * (161,5 - 340,8)) * 7708 * 2 = 826578,78 \text{ МВт.}$$

Белгіленбеген режимдегі отын шығыны, т.ш.о. / жыл:

$$B_{\text{неуст}} = B_{\text{п6-10ч}} * n_{\text{п6-10ч}} + n_{\text{БЛ}} * B_{\text{пх.с}} * n_{\text{пх.с}} * n_{\text{БЛ}}, \quad (3.7)$$

мұндағы $B_{п6-10ч}$ және $B_{пх.с}$ - тиісінше 6-10 сағатқа тоқтаған кезде және суық күйден іске қосылған кезде іске қосу шығындары, т.у.т.;

$n_{п6-10ч}$ және $n_{пх.с}$ - тиісінше 6-10 сағатқа және суық күйден іске қосу және тоқтату саны;

$$B_{неуст} = 0 * 10 * 2 + 400 * 2 * 2 = 1600 \text{ т.ш.о. / жыл,}$$

ГТҚ-қа жұмсалатын отын шығыны, т.ш.о./жыл:

$$B = B_{уст} * B_{неуст}, \quad (3.8)$$

$$B = 826578 + 1600 = 828178 \text{ т.ш.о. / жыл,}$$

Отынға шығындар, млн.тг./ жыл:

$$U_T = Ц * B * 10^{-6}, \quad (3.9)$$

мұндағы Ц-табиғи газдың бағасы, тг. / т.ш.о.

$$U_T = 7\,553,79 * 828178 * 10^{-6} = 6255,8 \text{ млн.тг./ жыл,}$$

Еңбекке ақы төлеу шығыстары. Станциядағы жалақыны шамамен есептеу үшін формуланы қолдануға болады, миллион тг/жыл:

$$U_{зп} = N_y * n_y + \Phi_{зп} * 10^{-6}, \quad (3.10)$$

мұндағы n_y -штаттық коэффициент;

$\Phi_{зп}$ -бір қызметкердің бір жылдағы орташа жалақысы;

$$U_{зп} = 340,8 * 0,89 * 223213 * 10^{-6} = 67,7 \text{ млн.тг./ жыл,}$$

Амортизациялық аударымдардың мөлшері, млн. тг./жыл:

$$U_A = K * H_A, \quad (3.11)$$

мұндағы H_A -жалпы станция амортизациясының орташа нормасы;

$$U_A = 91034 * 0,08 = 7282,72 \text{ млн.тг./ жыл,}$$

Жөндеу қызметі бойынша шығыстар. Жөндеу шығындары, млн. тг./жыл:

$$U_{TP} = K * H_{TP}, \quad (3.12)$$

мұндағы H_{TP} - күрделі салымдардан жөндеу қызметіне аударымдардың нормасы.

$$U_{TP} = 91034,49 * 0,05 = 4551,7 \text{ млн.тг./ жыл},$$

Өзге де шығыстар:

Басқа шығындарға мыналар жатады:

- жалпы цехтық және жалпы станциялық шығыстар;
- еңбекті қорғау және қауіпсіздік техникасы бойынша шығыстар;
- салықтар мен алымдар;
- жер үшін төлем.

Олардың мәні бірыңғай әлеуметтік салықты ескере отырып, амортизацияға, жөндеуге және жалақыға жұмсалатын жалпы шығындардың 20-30% - ын алады, млн. тг./жыл:

$$U_T = 0,2 * (U_A + U_{TP} + U_{3П}) + БЖТ, \quad (3.13)$$

мұндағы БЖТ-еңбекке ақы төлеу шығыстарының 9,5% - ы мөлшерлемесі бойынша есептелетін бірыңғай әлеуметтік салық.

$$U_T = 0,2 * (7282,72 + 4551,7 + 67,7) + 0,095 * 67,7 = 2386,85 \text{ млн.тг./ жыл},$$

Пайдалану шығындары, млн. тг./жыл:

$$U_3 = 6255,8 + 7282,72 + 4551,7 + 67,7 + 2386,85 = 20544,77 \text{ млн.тг./ жыл}.$$

3.2 БГҚ-ның электр энергиясы бірлігінің өзіндік құнын есептеу

Станцияның шиналарынан энергияны жылдық босату, МВт сағ:

$$W_{OTП} = W * (1 - a_{CH}), \quad (3.14)$$

мұндағы a_{CH} -станцияның өз қажеттіліктеріне жұмсалатын электр энергиясының коэффициенті.

$$W_{\text{отп}} = 2489835,6 * (1 - 0,05) = 2365343,82 \text{ МВт сағ},$$

Жіберілген энергияның өзіндік құны, тг. / кВт сағ:

$$U_{\text{отп}}^{\text{э}} = U_{\text{э}} / W_{\text{отп}}, \quad (3.15)$$

$$U_{\text{отп}}^{\text{э}} = \frac{20544,77}{2365,343} = 8,68 \text{ тг. / кВт сағ},$$

Өндірілген энергияның өзіндік құны, тг. / кВт сағ:

$$U_{\text{выр}}^{\text{э}} = \frac{U_{\text{э}}}{W}, \quad (3.16)$$

$$U_{\text{выр}}^{\text{э}} = \frac{20544,77}{2489,835} = 8,25 \text{ тг. / кВт сағ},$$

Өндірілген кВт сағ, шартты отынның үлестік шығыны кг ш.о./кВт сағ:

$$B_{\text{выр}} = B / W, \quad (3.17)$$

$$B_{\text{выр}} = 828178 / 2489835,6 = 0,332 \text{ кг ш.о./кВт сағ},$$

Жіберілген кВт сағ-қа шартты отынның үлестік шығыны, кг ш. о. / кВт сағ:

$$B_{\text{отп}} = B / W_{\text{отп}}, \quad (3.18)$$

$$B_{\text{отп}} = 828178 / 2365343,82 = 0,35 \text{ кг ш.о./кВт сағ}.$$

3.3 ГТҚ -ның отын шығындарын есептеу

ГТҚ құрылысына қанша қаражат жұмсалатынын білуіміз қажет. Шамамен ГТҚ құрылысының құны белгіленген қуаттың 1 кВт 168000 үшін тг шеңберінде түрленеді. 1кВт құрылысының құны **Қосымша С** алынды. Бұдан біз қуаттылығы 160 МВт болатын БГҚ құнын есептей аламыз.

К - күрделі салым, млн тг/жыл:

$$K = 168000 * 220000 \text{ кВт} = 36960 * 10^6$$

Турбоагрегаттың нақты жұмыс сағаттарының саны, яғни күрделі және ағымдағы жөндеудегі тұрып қалуды шегергендегі күнтізбелік уақыт, сағат / ЖЫЛ:

$$T_p = 8760 - 1052 = 7708$$

БГҚ электр энергиясын өндіру, МВт сағ:

$$W = 200 * 7308 = 1461600$$

Электр станциясының орташа жүктемесі, МВт :

$$P_{пгу} = 1461600 / 7708 = 189,62$$

Энергия блогының орташа жылдық жүктемесі, МВт :

$$P_{БЛ} = 189,62 / 2 = 94,8$$

Белгіленген режимде электр жүктемесін өндіруге БГҚ блоктарымен отынның жылдық шығыны, т. Г. т./жыл:

$$B_{уст} = (0,024 * 200 + 0,284 * 94,8 + (0,284 - 0,284) * (94,8 - 200)) * 7708 * 1 = 244522,42$$

Белгіленбеген режимдегі отын шығыны, т ш. т. / жыл:

$$B_{неуст} = 0 * 10 * 1 + 400 * 2 * 2 = 1600$$

ГТҚ-қа жұмсалатын отын шығыны, т ш. т./жыл:

$$B = 244522,42 + 1600 = 246122,42$$

Отынға шығындар, млн.тг./ жыл:

$$U_T = 7\,553,79 * 246122,42 * 10^{-6} = 1859$$

Еңбекке ақы төлеу шығыстары. Станциядағы жалақыны шамамен есептеу үшін формуланы қолдануға болады, миллион тг/жыл:

$$U_{зп} = 200 * 0,89 * 223213 * 10^{-6} = 39,73$$

Амортизациялық аударымдардың мөлшері, млн. тг./жыл:

$$U_A = 0,08 * 36960 = 2956,8$$

Жөндеу қызметі бойынша шығыстар. Жөндеу шығындары, млн. тг./жыл:

$$U_{TP} = 36960 * 0,05 = 1848$$

Өзге де шығыстар:

Басқа шығындарға мыналар жатады:

- жалпы цехтық және жалпы станциялық шығыстар;
- еңбекті қорғау және қауіпсіздік техникасы бойынша шығыстар;
- салықтар мен алымдар;
- жер үшін төлем.

Олардың мәні бірыңғай әлеуметтік салықты ескере отырып, амортизацияға, жөндеуге және жалақыға жұмсалатын жалпы шығындардың 20-30% - ын алады, млн. тг./жыл:

$$U_T = 0,2 * (U_A + U_{TP} + U_{ЗП}) + БЖТ$$
$$U_T = 0,2 * (2956,8 + 1848 + 39,73) + 0,095 * 39,73 = 972,68$$

мұнда БЖТ-еңбекке ақы төлеу шығыстарының 9,5% - ы мөлшерлемесі бойынша есептелетін бірыңғай әлеуметтік салық.

Пайдалану шығындары, млн. тг./жыл:

$$U_{\Sigma} = 1859 + 2956,8 + 1848 + 39,73 + 972,68 = 7676,21$$

3.4 ГТҚ -ның электр энергиясы бірлігінің өзіндік құнын есептеу

Станцияның шиналарынан энергияны жылдық босату, МВт сағ:

$$W_{OTП} = 1461600 * (1 - 0,05) = 1388520$$

Жіберілген энергияның өзіндік құны, тг. / кВт сағ:

$$U_{\text{отп}}^{\text{э}} = 7676,21/1388,52 = 5,28$$

Өндірілген энергияның өзіндік құны, тг. / кВт сағ:

$$U_{\text{выр}}^{\text{э}} = \frac{7676,21}{1461,6} = 5,25$$

Өндірілген кВт сағ, шартты отынның үлестік шығыны кг ш.о./кВт сағ:

$$B_{\text{выр}} = 246122,42 / 1461600 = 0,16$$

Жіберілген кВт сағ-қа шартты отынның үлестік шығыны, кг ш. о. / кВт сағ:

$$B_{\text{отп}} = 246122,42 / 1388520 = 0,17$$

2 - кесте - ГТҚ мен БГҚ-ны салыстыру

Көрсеткіш атауы	Көрсеткіштің мәні	
	ГТҚ	БГҚ
Белгіленген қуаты, МВт	200	340,8
Өндірілген кВт сағ, шартты отынның үлестік шығыны кг ш.о./кВт сағ	0,16	0,332
Жіберілген кВт сағ-қа шартты отынның үлестік шығыны, кг ш.о. / кВт сағ	0,17	0,35
Энергияның өзіндік құны, тг. / кВт сағ а) өндірілген б) жіберілген	5,25	8,25
	5,28	8,68
ПӘК, %	31,8	49,8

3.5 Модернизациядан кейінгі салыстыру

Бұл жобада энергоблоқтың модернизация есебі жүргізілді. "Орал ГТЭС-200" электростанциясының қуатын толық қолдану үшін шығатын газдардың температурасын қазан утилизатор арқылы суды жылытып, бу турбинасына жұмысқа қосу есебі жүргізілді. Есеп барысында:

- Қазан утилизатордың есебі;
- Бу турбинасының болжамды есебі;
- БГҚ экономикалық көрсеткіштерін анықтау есебі.

Есептеуден киін БГҚ сының ПӘК-ті мен толық қуатты шығарылды. Бар деректерден ГТҚ гы мен БГҚ гысының салыстыру кетсесін шығарамыз.

Салыстыру үшін 1кВт электроэнергиясының бірлігінің өзіндік құнын есептелді

4 Өндірістік қауіпсіздік

4.1 Шу

Егер жұмыс аймағындағы шудың деңгейі 85 дБ (а) мәнінен асып кетсе, аймаққа, ғимаратқа кіре берісте немесе жылу және дыбыс оқшаулағыш жабында естуді жеке қорғау құралдарын міндетті пайдалануды көрсететін ескерту белгісі ілінуі тиіс. 140 дБ (200па) жоғары дыбыстық қысымның есепті лездік деңгейі кезінде жұмыс аймағына кіретін персоналға тыйым салынуы тиіс.

Жоғары қысымды/ағынды шығару құрылғысын, айналма құрылғыны немесе қозғалтқыштан газ шығару құрылғысын пайдалану кезінде шығару сызығынан шығу жылдамдығын конструктивті шектеу, бәсеңдеткішті орнату немесе шығару құрылғысын шығару кезінде персоналға шудың жеке әсері аспайтындай етіп орналастыру немесе шу көзінен қауіпсіз қашықтықта тиісті ескерту белгісін орнату қажет.

4.2 Қауіпті комбинация-газ, тұман, сұйықтық

Қауіпті жағдай туғызуы немесе қорғаныс құрылғысының жұмысына әсер етуі мүмкін газдардың, булардың, тұмандардың және сұйықтықтардың түсу мүмкіндігі болған кезде қосымша құралдармен қауіпті қолайлы деңгейге дейін төмендету, қоспаны кері ағынмен және тастаумен байланысты қатерлерді бағалау және осындай қатерлерді қолайлы деңгейге дейін төмендету үшін тиісті шаралар қабылдау үшін тиісті шаралар қабылданады. Осы өнертабыс өнертабыстың қолданылу аясын шектеуге арналмағанын атап өткен жөн.

Осы жұмыс денесінің қасиеттерін жақсарту үшін белгілі бір заттарды қолданған кезде газ турбиналарында және олармен байланысты жабдықта қауіпті жағдайлардың пайда болуын болдырмау үшін тексерулер жүргізу қажет. Бұл заттарды жеткізу кезінде оператор материалдардың қауіпсіздік паспорттарын қосуы керек.

Қозғалтқыш температурасы

Егер жоғары энергиялы сынықтардың шығуы, қысымның бұзылуы немесе жоғары температуралы, жанғыш немесе улы газдардың шығуы қауіпті жағдайларға әкелуі мүмкін болса, температураның көтерілуіне байланысты сәтсіздікке жол бермеу үшін қорғаныс шараларын қолдану керек (мысалы, температураны тікелей немесе жанама бақылау, салқындатқыш ауа ағыны және есептеулер). Егер температура мәні тәуекелдің рұқсат етілген деңгейінен асып кетсе, газ турбинасына түсетін жүктеме қауіпсіз Жай-күйге түсірілуі немесе тоқтатылуы тиіс.

4.3 Тұтануға қойылатын талаптар

Газ турбинасының жану камераларында, өздігінен тұтанатын жану камераларынан басқа, кем дегенде бір тұтандырғыш және бір негізгі форсунка болуы тиіс. От алдырғыш қарапайым электр шамынан немесе от алдырғыштан және тұтану жүйесінен (тұтану жалыны) тұруы мүмкін. Негізгі саптама негізгі саптаманың (негізгі алаудың) бөлігі ретінде іске қосу саптамасын (іске қосу алауын) қамтуы мүмкін.

Қауіпсіз тұтану уақыты ішінде босаған энергия шектеулі болуы тиіс және кеш тұтанудан қысымның барынша артуы қондырғының қолайсыз зақымдалуына әкеп соқтырмауы тиіс. Қауіпсіз тұтану уақыты тәуекелді бағалау барысында белгіленуі тиіс. Іске қосудың істен шығуы Үрлеудің және/немесе дренаждың кейінгі циклімен сүйемелденуі тиіс.

4.4 Діріл деңгейі

Жұмыс істеп тұрған қазандықтың, сорғы жабдықтарының, құбыржолдар мен қысымда жұмыс істейтін ыдыстардың конструкциясы мен жынысы арқылы адам ағзасына берілетін дірілі, еңбекке қабілеттілігінен айрылып, ауруға шалдығады. Тербеліс жиілігіне, амплитудасына, тербеліс қозғалысының жылдамдығына байланысты жұмыс орнында шекті рұқсат етілген діріл 2-кестеде келтірілген.

3 - кесте – Жұмыс орнында шекті рұқсат етілген діріл.

Тербеліс жиілігі, Гц	Тербеліс амплитудасы, мм	Тербеліс қимылдарының жылдамдығы, см/сек	Тербеліс қимылдарының үдеуі, см/сек ²
3-ке дейін	0,6-0,4	1,12-0,76	12-14
3-5	0,4-0,15	0,76-0,46	14-15
5-75	0,15-0,005	0,46-0,19	15-112
75-100	0,005-0,003	0,19-0,17	112-120

БЕЛГІЛЕР МЕН ҚЫСҚАРТУЛАРДЫҢ ТІЗБЕСІ

БГҚ - бу газ қондырғысы;
БТҚ – бу турбиналық қондырғы;
БКҚ – бу күштік қондырғы;
ГТҚ – газотурбинна қондырғысы;
ТҚЦ - төмен қысымды цилиндрлер
КУ - қазан-утилизатор;
ЖБГ- жоғары қысымды бу генератор;
ТБГ- төмен қысымды бу генератор;
ГСК - газ-су қыздырғыш;
ЖҚГ- желілік қондырғыға газ тасмалдау;
БШ - бу шашырау;
ПӘК - пайдалы әсер коэффициенті;
ЖК – жану камерасы;
К – компрессор;
ЭГ – электрогенератор;
ГТ – газ турбина;
ПТ – бу турбина;
Д – деаэратор;
ЖК – высокое давление;
ТК – низкое давление;
Р - қысым, Па;
Т - температура, К (0С);
G – отын шығыны, кг/с;
h - энтальпия, Дж/кг;
N –куаты, МВт;
Q –жылу шығыны, МДж/кг;
I–газдар энтальпиясы.

ҚОРЫТЫНДЫ

Бұл дипломдық жұмыста газ турбиналық электр станциясына, бу турбинасын қойғандағы пайдалы әсер коэффициентінің өзгеруін есептедік.

Бу-газ қондырғысы электр энергиясын алу үшін қолданылатын ең үнемді қозғалтқыш болып саналғандықтан, бұл дипломдық жұмыста болжамдық бу газ қондырғысын есептедім.

Бу-газ қондырғысы - электр энергиясын алу үшін қолданылатын ең үнемді қозғалтқыш. Бу-газ қондырғысы - ең экологиялық таза қозғалтқыш. Біріншіден, бұл жоғары тиімділікке байланысты — өйткені электр энергиясына айнала алмайтын отынның құрамындағы барлық жылу қоршаған ортаға шығарылып, оның жылу ластануы орын алады. Сондықтан бу күштерімен салыстырғанда БГҚ-дан жылу шығарындыларының азаюы электр энергиясын өндіруге отын шығыны қаншалықты аз болады.

БГҚ азот оксидтерінің едәуір аз шығарылуын қамтамасыз етеді, газ ГТҚ-да жағылғандықтан ғана емес, сонымен қатар көптеген бу қазандықтары көмірмен жұмыс істейтіндіктен, сонымен қатар энергетикалық қазандықтардың оттықтарында диффузиялық (кинетикалық емес) жану принципі қолданылады, ол ауаның көп мөлшерімен және жоғары температурада отын-ауа қоспасымен ұзақ уақыт тұрады.

Бу күші мен бу-газ ЖЭС-ның бірдей қуатында БГҚ-ның салқындатқыш суын тұтыну шамамен үш есе аз. Бұл БГҚ бу күшінің қуаты жалпы қуаттың $1/3$ бөлігін құрайтындығымен анықталады, ал ГТҚ салқындатқыш суды іс жүзінде қажет етпейді.

Бу-газ қондырғыларының іс жүзінде кемшіліктері жоқ, керісінше жабдықтар мен отынға белгілі бір шектеулер мен талаптар туралы айту керек. Қарастырылып отырған қондырғылар табиғи газды пайдаланады. Сұйық және одан да қатты отынның ауыр сорттарын пайдалану Отынды дайындаудың және пайда болған газды тазартудың күрделі жүйелерін қажет етеді, бұл тиімділіктің айтарлықтай төмендеуіне әкеледі (42—44% дейін).

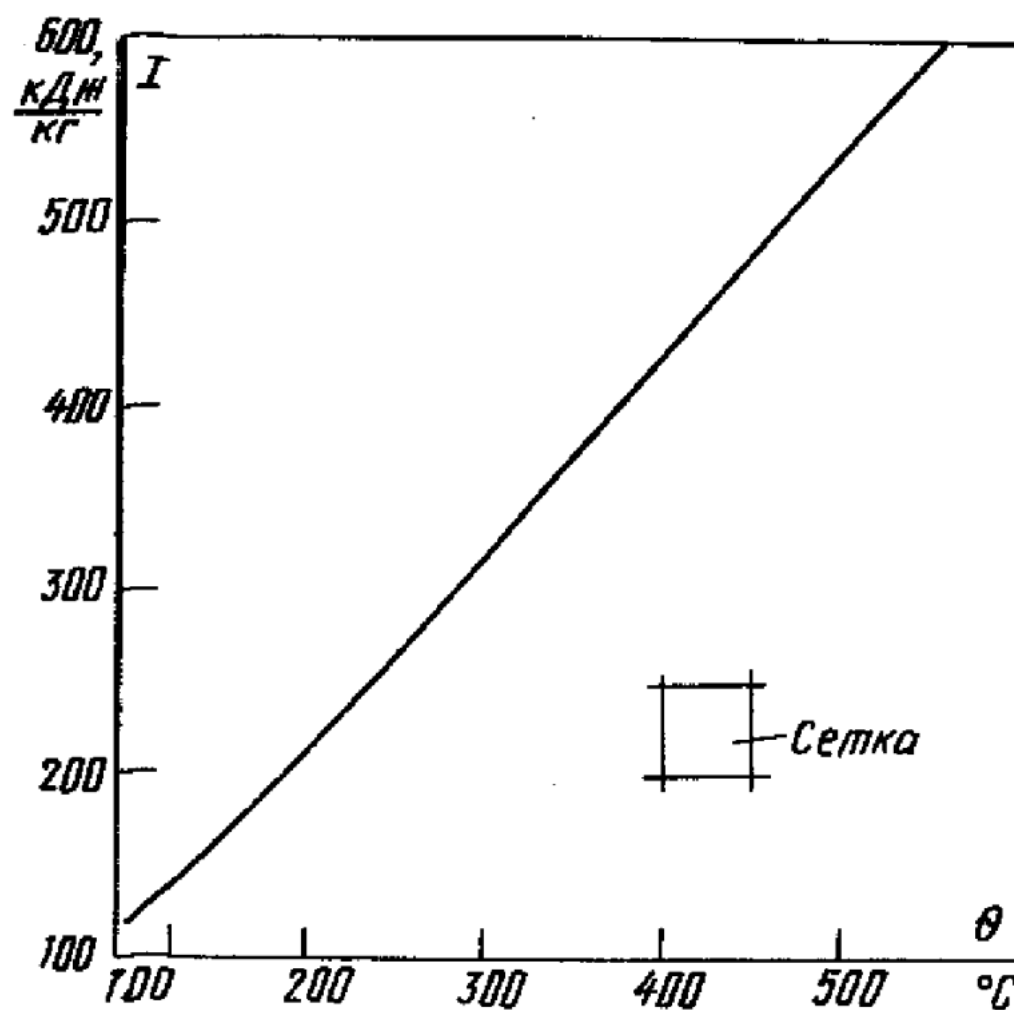
109 МВт газ турбиналы электрстанциясына бу турбиналы қондырғысын қойғанды ПӘК-і 31,8%-дан 49,8%-ға дейін өсті.

ПАЙДАЛАНЫЛҒАН ӘДЕБИЕТТЕР ТІЗІМІ

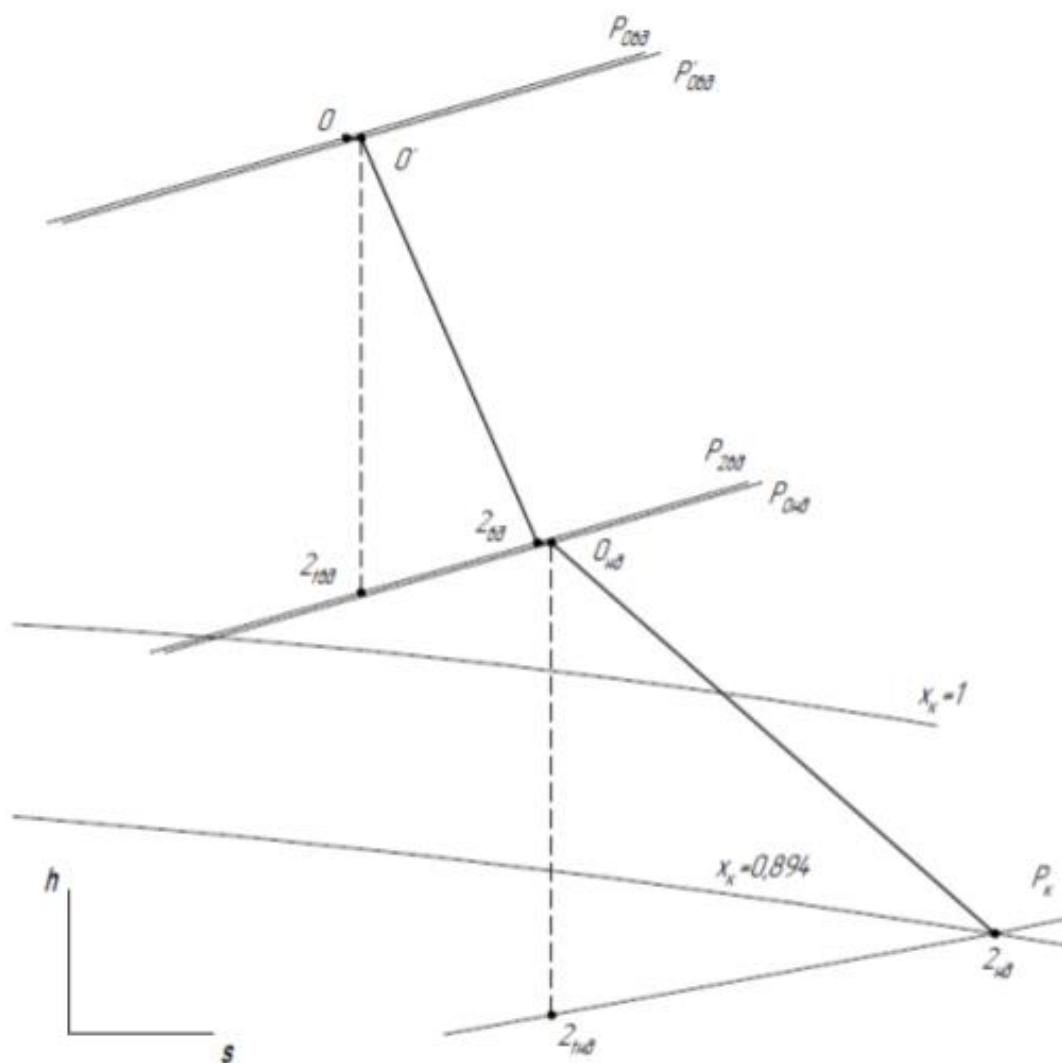
- 1) Цанев С.В. Буров В.Д., Ремезов А.Н. Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электротанций: Учебное пособие для вузов / Под ред. С.В. Цанева - М.: Издательство МЭИ, 2002. - 584 с.
- 2) Достияров А.М., Тютеебаева Г.М., Тулеуов Д.Е. Қазақстан Республикасында бу-газды қондырғылардық олдану бағытын дамыту. /С.Сейфуллин атындағы Қазақ агротехникалық университетінің Ғылым жаршысы. 2015. №4 (87). – Б.83-88
- 3) 14. Лебедев А.С., Симин Н.О., Петреня Ю.К., Михайлов В.Е. Проект энергетической газотурбинной установки ГТЭ-65 // Теплоэнергетика. 2017. №1. С. 46–51.
- 4) Темирбаев Д.Ж. Оптимизация процессов горения, аэродинамики и теплообмена БГҚ. Материалы межвузовской научной конференции "Проблемы повышения эффективности и надежности системы теплоснабжения"- Самара: СГТК, 1999, с.83-84.
- 5) Матвеева А.А. Расчет показателей экономичности газотурбинных и парогазовых установок. Методические указания к курсовой работе для студентов, обучающихся по направлению 140100 «Теплоэнергетика и теплотехника». - Томск: Изд. ТПУ, 2014.- 40 с

ҚОСЫМШАЛАР

Қосымша А



Қосымша В



$h-s$ диаграммасында буды кеңейту процесі.

**Удельные затраты на различные виды электрогенерирующего оборудования в мире
(2000—2010 гг.)**

Технология, используемая для производства электроэнергии	Удельные капитальные вложения, долл. США/кВт
ГТУ, дизельные электростанции.	325
Комбинированный цикл (ПГУ)	535
ТЭС.	1150—1470
Усовершенствованные ТЭС	1350—1600
Котлы с циркулирующим кипящим слоем под давлением	1340—1370
Котлы с циркулирующим кипящим слоем при атмосферном давлении .	1370—1400
Циклы с газификацией топлива (угля).	1435—1450
АЭС.	1500—2500
Волновые установки берегового типа	4800
Приливные электростанции	1840—3680
ГЭС большой мощности	1840—2760
ГЭС малой мощности	1150—3450
Геотермальные ТЭС обычного типа.	1150—1720
Геотермальные ТЭС бинарного типа	1440—1720
Ветровые электростанции берегового типа.	1200
Солнечные электростанции (СЭС).	3220
Установки на биомассе	1700—2760
Когенерационные установки	400—800