

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ БІЛІМ ЖӘНЕ ҒЫЛЫМ МИНИСТРЛІГІ

СӘТБАЕВ УНИВЕРСИТЕТІ

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

Энергетика кафедрасы

Әлібек Бағдат Әбдіқадырұлы

800 МВт қуатты бугаз қондырғысын салудың
техника-экономикалық негізделуі

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: «800 МВт қуатты бугаз қондырғысын салудың техника-экономикалық негізделуі»

5B071700 – Жылу энергетикасы мамандығы бойынша

Орындаған

Әлібек Б.Ә.

Пікір беруші

АЭЖБУ «Жылуэнергетикалық қондырғылар» кафедрасының
доценті, техн.ғыл.канд.

Ғылыми жетекші

PhD доктор, сениор-лектор

 Туманов М.Е.

«30» 04 2019 ж.

 Балгаев Н.Е.

«26» 04 2019 ж.

Алматы 2019

СӘТБАЕВ УНИВЕРСИТЕТІ

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

Энергетика кафедрасы

5B071700 – Жылу энергетикасы

БЕКІТЕМІН

Кафедра меңгерушісі м.а.

PhD докторы, ассистент профессор

Е.А. Сарсенбаев

« 28 » 01 2019 ж.

**Дипломдық жұмысты орындауға
ТАПСЫРМА**

Білім алушы Әлібек Бағдат Әбдіқадырұлы

Тақырыбы «800 МВт қуатты бұғаз қондырғысын салудың техника-экономикалық негізделуі»

Университет ректорының 2018ж. «10» қазандағы № 1210-б бұйрығымен бекітілген

Аяқталған жұмысты тапсыру мерзімі «25» сәуір 2019 ж.

Дипломдық жұмыстың бастапқы берілістер: газ турбинасы алдындағы газ температурасы; компрессорға кіре берістегі ауа температурасы; компрессордағы сығылу дәрежесі; газ турбинасы сатыларының саны; қысым шығындарының коэффициенті;

Дипломдық жұмыста қарастырылатын мәселелер тізімі

а) Газ турбиналы қондырғы жылу есебі;

б) ПТУ ішкі салыстырмалы ПӘК және қуатын анықтау;

в) Жобаланатын объектінің жалпы сипаттамасы;

г) Негізгі техникалық-экономикалық көрсеткіштерін есептеу.

Сызбалық материалдар тізімі Сызбалық материалды слайдпен дайындау

Ұсынылатын негізгі әдебиеттер 9 амау

Дипломдық жұмысты дайындау
КЕСТЕСІ

Бөлімдер атауы, қарастырылатын мәселелер тізімі	Ғылыми жетекші мен кеңесшілерге көрсету мерзімдері	Ескерту
Газ турбиналы қондырғы жылу есебі	11.03.2019 ж	моу
ПТУ ішкі салыстырмалы ПӘК және қуатын анықтау;	25.03.2019 ж	моу
Жобаланатын объектінің жалпы сипаттамасы;	8.04.2019 ж	моу
Негізгі техникалық-экономикалық көрсеткіштерін есептеу	25.04.2019 ж	моу

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	Н. Е. Балгаев Доктор PhD, сениор-лектор	26.04.1924	
Экономика бөлімі	Н. Е. Балгаев Доктор PhD, сениор-лектор	26.04.1924	
Норма бақылау	А.О. Бердибеков, сениор-лектор	29.04.1924	

Ғылыми жетекші



Н.Е. Балгаев

Тапсырманы орындауға алған білім алушы



Б.Ә. Әлібек

Күні

« 04 » 03 2019 ж.

АНДАТПА

Жұмыста қуаты 800 МВт БГҚ құрылысының техникалық-экономикалық негіздемесі жүргізілді. Бу-газ қондырғысының принципті жылу схемасы ұсынылған. Газтурбиналық, утилизаторлар және бу-газ қондырғысының бу бөлігінің есептері жүргізілді. Жұмыста төрт газ турбины және бір бу турбины бар схема таңдалған. БГҚ-дың техникалық-экономикалық көрсеткіштері мен өтелу мерзімі берілген.

АННОТАЦИЯ

В работе проведено технико-экономическое обоснование строительства ПГУ мощностью 800 МВт. Представлена принципиальная тепловая схема парогазовой установки. Проведены расчеты газотурбинной, утилизаторной и паровой части парогазовой установки. В работе выбраны схема с четырьмя газовыми турбинами и одной паровой. Представлены технико-экономические показатели ПГУ и срок окупаемости.

ANNOTATION

The work carried out a feasibility study of the construction of 800 MW CCGT. The basic thermal scheme of steam-gas installation is presented. The calculations of gas turbine, heat recovery steam generators and steam part combined cycle plant. The scheme with four gas turbines and one steam is chosen. Technical and economic indicators of PSU and payback period are presented.

МАЗМҰНЫ

КІРІСПЕ	3
1 Технологиялық бөлім	3
1.1 Принципті жылу сұлбасы әзірлеу	5
1.2 Газ турбиналы қондырғыжылу есебі	6
1.3 Қазандық-утилизаторды жылуын есептеу	12
1.4 ПТУ ішкі салыстырмалы ПӘК және қуатын анықтау	19
1.5 ПГҚ пайдалы әсер коэффициенті мен қуатын анықтау	22
2 Жобаланатын объектінің қауіпсіздігі	24
2.1 Жобаланатын объектінің жалпы сипаттамасы	24
2.2 Жобаланатын объектінің көлемдік-жоспарлау шешімі	24
2.3 Әлеуетті қауіптер мен зиянды талдау және жою	25
2.4 Электр тогымен зақымдану қаупі	25
2.5 Атмосфералық электрдің қауіптілігі	26
2.6 Электромагниттік өрістер, статикалық электр, иондаушы сәулелену	27
2.6 Машиналар мен механизмдердің қозғалатын бөлшектерімен жарақаттану қаупі	28
2.7 Жылу сәулелері және термиялық күйік қаупі	28
2.8 Өндірістік санитария. Микроклимат	29
2.9 Жарықтандыру	30
2.10 Жұмыс аймағы ауасындағы зиянды заттар	31
3 Экономикалық бөлім	32
3.1 Негізгі техникалық-экономикалық көрсеткіштерін есептеу	32
3.2 Отынға арналған шығындарды есептеу	33
3.3 Еңбекке ақы төлеу шығыстары	34
3.4 Амортизациялық аударымдар	35
3.5 Жөндеуге қызмет көрсету бойынша шығыстар	35
3.6 Электр энергиясы бірлігінің өзіндік құнын есептеу	36
3.7 КЭС жобасы бойынша капиталдық салымдардың өтелу мерзімін есептеу	39
КОРЫТЫНДЫ	42
ҚОЛДАНЫЛҒАН ӘДЕБИЕТТЕР ТІЗІМІ	43

КІРІСПЕ

2020 жылға дейінгі кезеңге арналған Қазақстанның энергетикалық стратегиясының негізгі басымдықтарының бірі табиғи отын-энергетикалық ресурстарды барынша пайдалану болып табылады. Қазіргі уақытта жылу электр станциялары елдің ішкі қажеттіліктеріне жұмсалатын газдың 39,5% - ын тұтынады, электр энергиясының 67% - ын өндіреді және орталықтандырылған жылуды 47% - ын береді. Алдағы 15 жылда олар Ресейдің электр энергетикасының негізі болып қалады, олардың белгіленген жиынтық қуаттағы үлес салмағы айтарлықтай өзгермейді. Сондықтан электр энергиясы мен ЖЭС жылуын босатуға отынның үлестік және жиынтық шығыстарын төмендету электр энергетикасының негізгі стратегиялық міндеттерінің бірі болып табылады.

Энергетикадағы перспективті бағыт – бу-газ технологияларын пайдалану, бұл бу-турбиналық блоктар үстіндегі БГҚ-ның бірқатар артықшылықтарына негізделген:

- қазіргі екілік қондырғыларда қол жететін жоғары ПӘК 58÷60 %;
- үлестік күрделі шығындарды төмендету шамамен 30 %;
- жабдықтарды монтаждау мерзімін және БГҚ қуатын енгізу мерзімін қысқарту;
- БГҚ жабдығын іске қосу ұзақтығын қысқарту;
- қоршаған ортаға зиянды шығарындыларды азайту;
- пайдалану персоналының санын қысқарту.

Кеңес одағының соңғы 15-20 жылдарында энергетикада бу-газ технологиялары саласында ұзаққа созылған кідіріс орын алды. Осы жылдар ішінде әлемдік газ құбыры құрылысында агрегаттардың бірнеше түрлері ауысты.

Газдардың бастапқы температурасы 800÷850 С-тан 1200÷1300 С-қа дейін және одан жоғары өсті. Нәтижесінде шекара (≈ 1100 С) еңсеріледі, бу-газ қондырғысының ең тиімді түрі БГҚ ВПГ-мен немесе ГПГ-мен емес, қазандық-утилизатормен болып табылады.

Бұл жағдайда техникалық саясатта анықтаушы болып бу-газ технологияларын қайта құру және жаңа салу кезінде қолданатын ЖЭС үшін газ тәрізді отын және қатты отындағы электр станциялары үшін циклшілік газдандыруы бар БГҚ табылады.

Жоба жоғары экономикалық және өндірістік тиімділігі бар жаңа электр генерациялайтын қуаттарды салу, сондай-ақ жобалық есептерді орындау және оңтайлы шешімдерді таңдау үшін ЭЕМ пайдалану мәселелеріне арналған.

Жобаның мақсаты-жобаланатын станцияның (қазандар, турбиналар, принципті жылу схемасы) негізгі элементтерін есептеу алгоритмдерін әзірлеу, жоғары экономикалық және өндірістік тиімділігі бар станцияны жобалау.

Зерттеу нәтижесінде жылу электр стансасының жылулық сұлбесін есептеу үшін келесі бағдарламалар жасалды: ГТҚ жылу есебі, қазандық-

утилизатордың жылу және конструкторлық есебі, бу турбинасының алдын ала жылу есебі, газ және бу турбиналары сатыларының егжей-тегжейлі есебі.

Автоматтандыруды пайдалану техникалық есептеулерде келтірілген нұсқалардың ішіндегі ең оңтайлы шешім іздеуге кететін уақытты азайтуға мүмкіндік береді.

Бу турбиныны блоктардан ғана тұратын шаңкөмір КЭС пен БГҚ-450 блоктарынан тұратын КЭС жобасының экономикалық тиімділігін салыстыру нәтижесінде, отынның елеулі үнемделуі мен үлестік күрделі салымдарды ескере отырып, бу-газ технологиясы негізінде КЭС құрылысының нұсқасы перспективті ретінде таңдалды.

1 Технологиялық бөлім

1.1 Принципі жылу сұлбасы әзірлеу

Бу-газ циклі жоғары температуралы бөлікте газ турбиналы қондырғы циклын және төмен температуралы бөлікте бу-турбиналы қондырғы циклын біріктірумен іске асырылады.

Дипломдық жобаның графикалық бөлімінің 1-парағында қазандық-утилизаторге жаратушы қуаты 450 МВт бу-газ қондырғысының принципі жылу сұлбасы (ПТС) көрсетілген. ПТҚ құрамына ГТЭ-150 екі газ турбинасы, екі қазандық-утилизатор (КУ) және К-150-8,0 бір бу турбинасы кіреді.

Энергетикалық газ турбиналы қондырғыдан (ГТҚ) шығатын газдар қазандық-утилизаторға (КУ) келіп түседі, онда олардың жылуының көп бөлігі бу-су денесіне беріледі. КУ-да генерацияланатын бу бу турбиналы қондырғыға жіберіледі, онда электр энергиясының қосымша мөлшері өндіріледі. Бу турбинасында (ПТ) пайдаланылған бу БІРҚОРПУСТЫҚ конденсаторда конденсацияланады, конденсат сорғының көмегімен схемаға беріледі.

Қазандық-утилизатор – ашық құрастырылатын, қыздыру беті тік және өз қаңқасына салпыншақпен көлденең орналасқан; буландыру контурларындағы ортаның табиғи айналымы бар екі контурлы, барабанды типті. КУ қыздырудың барлық беттері сыртқы спиральді оюмен қапталған құбырлардан жасалған.

К-150-8,0 екі цилиндрлі конденсациялық турбина конденсаторға екі ағынды шығарынды, айнымалы токтың электр генераторын жетегіне арналған. ОВД екі корпусқа ие: ішкі және сыртқы. ОДҚ ағынды бөлігі екі тізбекті бөлікке бөлінген. Бірінші бөлік 8 қысым сатысынан тұрады, онда бу цилиндрдің ортасынан генератор жағына қарай қозғалады, содан кейін бу ағыны бұрылады және екінші бөлікке түседі, сонымен қатар 8 қысым сатысынан тұрады.

Бу шығысындағы бу төмен қысым контурынан бумен араласады және ЦНДге беріледі. ЦНД-екі ағынды, әрбір ағында бес саты.

Қоректік суды деаэрирлеу 0,7 МПа қысым кезінде жұмыс істейтін деаэраторда жүргізіледі. Деаэратордан қоректік сорғылардың көмегімен қоректік су қазандық-утилизаторға беріледі

Конденсаттың шығыны химиялық су тазалаудан деаэраторға түсетін тұзсыздандырылған сумен толықтырылады. Тұзсыздандырылған су магистралі жалпы станциялық.

Газ турбинасының жылу схемасында ыстық газдардың энергиясын қондырғы білігінде айналмалы сәтте түрлендіретін жылу қозғалтқышының функцияларын орындайды. Бұл энергия компрессормен ішінара тұтынылады, ал оның қалған бөлігі жүктеме қосылатын электр генераторға беріледі. Турбокомпрессорлардың жұмыс істеу тәсілі-динамикалық-айналмалы қалақтар мен газ ағынының күш әсерінің арқасында газды сығудың үздіксіздігін және оның орын ауыстыруын қамтамасыз етеді. Компрессорда сығылатын ауа жану

камерасына түседі. Содан кейін жану камерасында пайда болған газдар отынды жағу нәтижесінде газ турбинына түседі.

Әзірленген принципті жылу схемасына сүйене отырып, екі контурлы БГК 450 энергия қондырғысын есептейміз. Бұл үшін әрбір сұлба элементтерінің жылу есебін орындаймыз: ГТҚ, КУ, ПТҚ.

Болашақ есептеулерде гидравликалық кернеуге алып келген қысымның түсуін, сонымен қатар сорғыдағы судың қысымының жоғарылауы су температурасы мен энтальпияның жоғарылауына әсерін елемейміз.

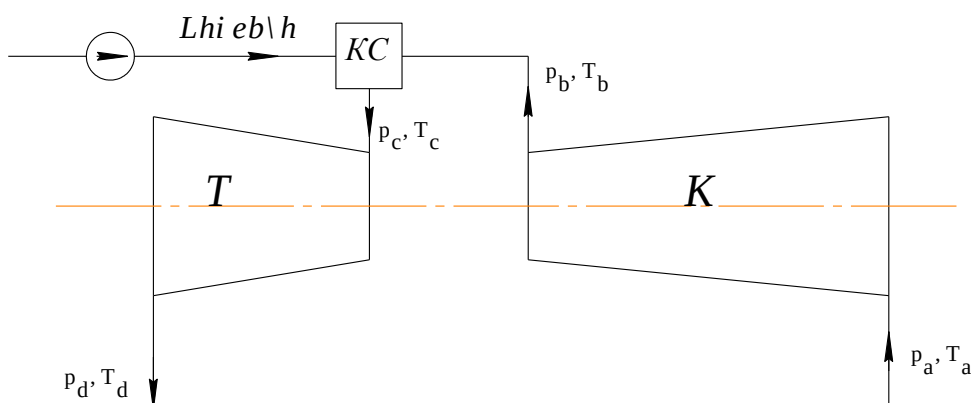
1.2 Газ турбиналы қондырғы жылу есебі

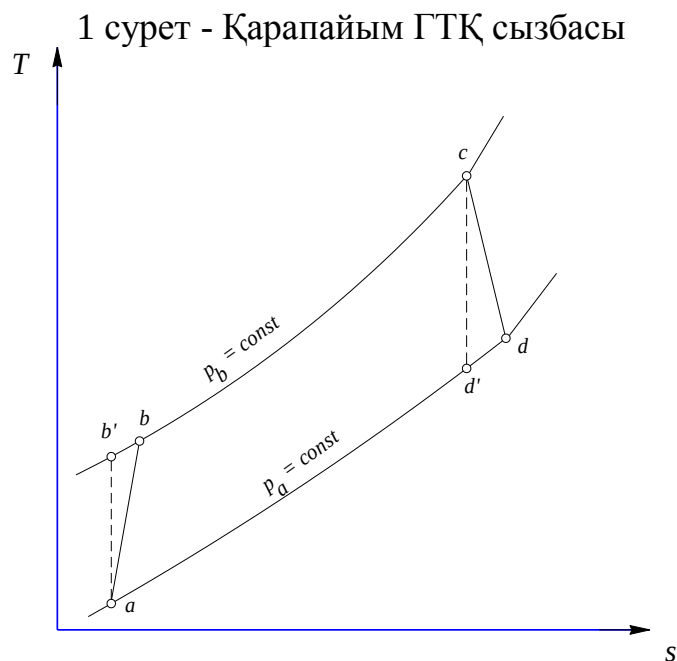
ГТҚ жылу схемасын есептеу кезінде (1-сурет) бағалау бойынша берілген немесе қабылданатын бастапқы шамалар:

- электр қуат $N_e = 150 \text{ МВт}$;
- газ турбины алдындағы газ температурасы $t_c = 1300^\circ \text{C}$;
- компрессорға кіре берістегі ауа температурасы $t_a = 15^\circ \text{C}$;
- беріктілік шарттары бойынша шүмекті және жұмыс күрек металының ең жоғары рұқсат етілген температурасы $t_w = 850^\circ \text{C}$;
- компрессордағы сығылу дәрежесі $\varepsilon = 16$;
- газ турбины сатыларының саны, $z = 4$;
- қысым шығындарының коэффициенті $\lambda = 0,95$;
- жану камерасында отын жылуын пайдалану коэффициенті $\eta_{к.с.} = 0,995$;
- турбинаның механикалық ПӘК-і $\eta_m = 0,995$;
- электргенераторының ПӘК-і $\eta_{э.г.} = 0,982$;
- турбинаның изоэнтропиялық ПӘК-і $\eta_m = 0,91$;
- компрессордың изоэнтропиялық ПӘК-і $\eta_k = 0,86$;
- кему коэффициенті $\alpha_y = 0,005$;

Отын ретінде мынадай сипаттамалары бар стандартты ($C = 85\%$, $H = 15\%$), көмірсутекті аламыз: жану жылуы $Q_u^p = 44300 \text{ кДж/кг}$;

- 1 кг газды толық жағу үшін ең аз қажетті ауа мөлшері $V_B^0 = 15 \text{ кг/кг}$;





2 сурет - Қарапайым ГТҚ циклі

ГТҚ жылу сұлбасын есептеу келесі тәртіпте жүргізілді. Компрессордағы ауаны қысу процесінің параметрлерін анықтаймыз $c_{pв}$ және $m_е$. Бірінші жақындау бойынша қабылдаймыз $m_е \approx 0,28$.

Онда ауаның орташа жылу сыйымдылығы, кДж/кг:

$$c_{pв} = \frac{R_B}{m_е}, \quad (1.1)$$

мұндағы R_B - газды тұрақты, кДж/кг·К, $R_B = 0,287$;

Компрессордағы сығу процесінің соңында ауа температурасы, К:

$$T_b = T_a \left(1 + \frac{\varepsilon^{m_B} - 1}{\eta_K} \right) \quad (1.2)$$

кестені пайдаланып, энтальпияны табамыз, кДж/кг:

$$h_b = h'_B(t_b) - h'_B(25), \quad (1.3)$$

$$h_a = h'_B(t_a) - h'_B(25) \quad (1.4)$$

Қысу кезінде ауаның орташа жылу сыйымдылығын табамыз, кДж/кг:

$$c_{pв} = \frac{h_b - h_a}{t_b - t_a}, \quad (1.5)$$

содан кейін $m_е$ нақтылаймыз:

$$m_e = \frac{R_B}{C_{pв}}, \quad (1.6)$$

сонымен қатар компрессордағы қысу процесінің соңындағы ауа температурасын (26) формула бойынша және энтальпияны (27) формула бойынша.

Газ турбинының алдында ауа энтальпиясын және жану өнімдерін кДж/кг [19] сұлба бойынша анықтаймыз:

$$h_B = h'_B(t_c) - h'_B(25), \quad (1.8)$$

$$h_{n.c.} = h'_{n.c.}(t_c) - h'_{n.c.}(25) \quad (1.9)$$

Жану камерасынан кейінгі газдардағы артық ауаның коэффициенті:

$$\alpha = \frac{Q_H^p \cdot \eta_{к.с.} + V_B^0 \cdot h_B - (1 + V_B^0) \cdot h_{n.c.}}{V_B^0 \cdot (h_B - h_b)} \quad (1.10)$$

Турбина алдындағы газ энтальпиясын анықтаймыз, кДж/кг:

$$h_c = \frac{1 + V_B^0}{1 + \alpha \cdot V_B^0} \cdot h_{n.c.} + \frac{(\alpha - 1) \cdot V_B^0}{1 + \alpha \cdot V_B^0} \cdot h_B \quad (1.11)$$

Газ турбинадағы газдың кеңею процесінің параметрлерін $m_e = 0,25$ деп алып, анықтаймыз

Турбина сыртындағы газ температурасы, К:

$$T_d = T_c \cdot \left[1 - (1 - \delta^{-m_e}) \cdot \eta_T \right], \quad (1.12)$$

мұндағы δ - қысымның жоғалуын ескере отырып, компрессордағы нақты қысу дәрежесі $\delta = \lambda \cdot \varepsilon$;

Турбина артындағы ауа энтальпиясын және жану өнімдерін анықтаймыз, кДж/кг:

$$h_B = h'_B(t_d) - h'_B(25), \quad (1.13)$$

$$h_{n.c.} = h'_{n.c.}(t_d) - h'_{n.c.}(25) \quad (1.14)$$

(34) формуласы бойынша турбина үшін h_d , кДж/кг, энтальпияны есептейміз.

Кеңейту процесіндегі газдың орташа жылу сыйымдылығы, кДж/кг·К:

$$c_{pe} = \frac{h_c - h_d}{t_c - t_d} \quad (1.15)$$

Ауаның және жану өнімдерінің жаппай мөлшерінің арақатынасы:

$$q = \frac{\mu_{n.c.}}{\mu_B} \cdot \frac{V_B^0}{1 + V_B^0}, \quad (1.16)$$

мұндағы $\mu_{n.c.}$ - жану өнімдерінің молекулалық салмағы, кг/кмоль, стандартты көмірсутектің жану өнімдері үшін $\mu_{n.c.} = 28,66$;

μ_B - ауаның молекулалық салмағы, кг/кмоль, $\mu_B = 28,97$;

Жану өнімдеріндегі ауаның көлемдік үлесі:

$$r_B = \frac{q \cdot (\alpha - 1)}{1 + q \cdot (\alpha - 1)} \quad (1.17)$$

Газ қоспасының молекулалық салмағы, кг/кмоль:

$$\mu_r = \mu_B \cdot r_B + \mu_{n.c.} \cdot (1 - r_B) \quad (1.18)$$

Газ қоспасы үшін газды тұрақты, кДж/кг:

$$R_r = \frac{8,314}{\mu_r} \quad (1.19)$$

m_r мәнін нақтылаймыз:

$$m_r = \frac{R_r}{c_{pe}}, \quad (1.20)$$

Сондай-ақ (1.14) формула бойынша турбина сыртындағы газ температурасын және ауа энтальпиясын, жану өнімдерін және газ қоспасын сәйкесінше (36, 37, 38) формулалары бойынша есептейміз.

Турбинадағы 1 кг газды кеңейту жұмысы:

$$H_T = h_c - h_d \quad (1.21)$$

Компрессордағы 1 кг ауаны қысуға жұмсалған жұмыс:

$$H_K = h_b - h_a \quad (1.22)$$

Агрегат білігіндегі турбинаның жұмысы, кДж/кг:

$$H_e = H_T \cdot \eta_m - b \cdot H_K, \quad (1.23)$$

мұндағы b - кему салдарынан ауа мен газ шығысының өзгеруін ескеретін коэффициент,

$$b = \frac{\alpha \cdot V_B^0 \cdot (1 + \alpha_y)}{1 + \alpha \cdot V_B^0} \quad (1.24)$$

Пайдалы жұмыс коэффициенті:

$$\varphi = 1 - b \frac{H_K}{H_T} \quad (1.25)$$

Салыстырмалы ауа шығыны, кг/кг:

$$g_B = 0,02 + 0,32 \cdot 10^{-3} \cdot (T_c - T_w) \quad (1.26)$$

Бірінші сатыдан кейінгі газдардың температурасы, К:

$$T_2'' = T_c - \frac{H_T}{z \cdot c_{p2}} \quad (1.27)$$

Салқындатылған турбинаның жұмысын төмендету коэффициенті:

$$\gamma = \gamma_K - \gamma_B + \gamma_T, \quad (1.28)$$

мұндағы γ_K - салқындатуға берілетін ауаның сығылуы есебінен турбинаның жұмысын төмендету коэффициенті;

γ_T - салқындатылмайтын сатылар тиімділігінің төмендеуі салдарынан турбинаның меншікті жұмысын жоғалту коэффициенті;

γ_B - ағынды бөлікке төгілетін салқындатқыш ауаның жұмысы есебінен турбинаның жұмысын арттыру коэффициенті коэффициент увеличения работы турбины за счет работы охлаждающего воздуха, сбрасываемого в проточную часть;

Эксперименттік деректер бойынша [21] салқындатылатын турбинаның жұмысын төмендету тәуелділік коэффициенті алынды:

$$\gamma = \frac{1}{\varphi} \cdot \left(1 - \varphi - \frac{(z-1) \cdot T_b}{z \cdot T_2''} \right) + \frac{v_n}{\varphi \cdot z}, \quad (1.29)$$

мұндағы ν_n - сатының салқындатқыш элементтерінің конструктивтік ерекшеліктеріне байланысты тәжірибелік коэффициент $\nu_n = 0,6$;
ГТҚ-ның салқындатумен меншікті жұмысы, кДж/кг:

$$H_{oxl} = H_e \cdot (1 - \gamma \cdot g_B) \quad (1.30)$$

Турбинаға газ шығыны, кг/с:

$$G_T = \frac{N_3}{H_{oxl} \cdot \eta'_M \cdot \eta_{3.2.}}, \quad (1.31)$$

мұндағы η'_M - ГТУ механикалық ПӘК:

$$\eta'_M = 1 - \frac{(1 - \eta_M)}{\varphi} \quad (1.32)$$

ГТҚ газ тәрізді отынның шығыны, кг/с:

$$B = \frac{G_T}{1 + \alpha \cdot V_B^0} \quad (1.33)$$

Жану камерасына берілетін ауа шығыны, кг/с:

$$G_B^{к.с.} = \frac{\alpha \cdot V_B^0 \cdot G_T}{1 + \alpha \cdot V_B^0} \quad (1.34)$$

Компрессорға кіре берістегі ауа шығыны, кг/с:

$$G_B^K = G_T \cdot (b + g_B) \quad (1.35)$$

Турбинадан шығатын газдардың шығысы, кг/с:

$$G_e^{ГТУ} = G_T \cdot (1 + g_B) \quad (1.36)$$

ГТУ электр ПӘК-і:

$$\eta_3^{oxl} = \eta_3 \cdot (1 - \gamma \cdot g_B), \quad (1.37)$$

мұндағы η_3 - салқындатуды есепке алмағандағы ГТҚ электр ПӘК-і:

$$\eta_3 = \frac{N_3}{B \cdot Q_H^p} \quad (1.38)$$

Суыту арқылы ГТҚ-ның жылу сұлбасын есептеудің осы әдістемесі А қосымшасында берілген бір атаулы есептеу бағдарламасының негізіне алынған, 1 А листинг. Есептеу нәтижелері 5 кестеге жинақталған.
1 кесте - ГТҚ жылу сұлбасын есептеу нәтижелері

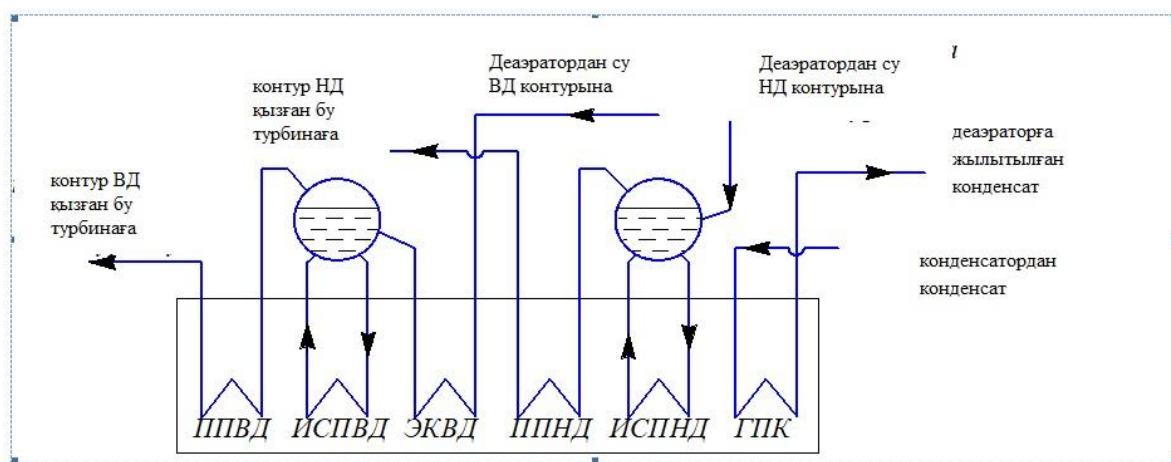
Шаманың атауы	Белгіленуі	Мәні
Компрессор үшін ауа температурасы, °С	t_b	405,7
Артық ауа коэффициенті, үлес	α	2,58
Турбина ішіндегі газ температурасы, °С	t_d	628,1
Турбинадағы газды кеңейту жұмысы, кДж/кг	H_T	831,75
Компрессордағы ауаны қысу жұмысы, кДж/кг	H_K	402,22
Агрегат білігіндегі ГТҚ жұмысы, кДж/кг	H_e	433,55
Пайдалы жұмыс коэффициенті, үлес	φ	0,526
Салқындатуға арналған ауа шығыны, кг/кг	g_B	0,164
Салқындатылған турбинаның жұмысын төмендету коэффициенті, үлес	γ	0,496
Салқындатылатын ГТҚ жұмысы, кДж/кг	$H_{охл}$	402,05
Қуат теңдеуінен алынған турбинаға пайдаланылатын газ шығыны, кг/с	G_T	383,57
ГТҚ-ға пайдаланылатын отын шығыны, кг/с	B	9,66
Жану камерасына кіре берістегі ауа шығыны, кг/с	$G_B^{к.с.}$	373,9
Компрессорға кіре берістегі ауа шығыны, кг/с	G_B^K	438,7
Турбинадан шығатын газ шығыны, кг/с	$G_T^{ГТУ}$	446,48
ГТУ қуаты, кВт	$N_{ГТУ}$	154174
Салқындатусыз ГТУ электр ПӘК-і, %	$\eta_э$	38,15
Салқындатылатын ГТҚ электр ПӘК-і, %	$\eta_э^{охл}$	35,04

1.3 Қазандық-утилизаторды жылуын есептеу

Қазандық-утилизатор жылу схемасын есептеу кезінде (3-сурет) ГТҚ жылу есебі кезінде берілетін немесе алынған бастапқы шамалар:

– Турбинадан шығатын газ шығыны $G_T^{ГТУ} = 446,48$ кг/с;

- Турбина ішіндегі газ температурасы $\vartheta_d = 628,1 \text{ } ^\circ\text{C}$;
- Қоршаған ортаның температурасы $\vartheta_a = 15 \text{ } ^\circ\text{C}$;
- Газдағы ауаның артық коэффициенті $\alpha = 2,58$;
- Жоғары қысымды контурдағы будың қызып кету температурасы $t_{ne}^{BD} = 550 \text{ } ^\circ\text{C}$;
- Жоғары қысымды контурдың барабандағы қысым $p_o^{BD} = 8 \text{ МПа}$;
- Төмен қысым контурының барабандағы қысым $p_o^{HD} = 0,7 \text{ МПа}$;
- Деаэратордағы қысым МПа; $p_o = 0,7$
- Конденсатордағы қысым кПа; $p_k = 5$
- Жоғары қысымды буландырғыштың салқын соңындағы температура қысымы $\theta_{BD} = 20 \text{ } ^\circ\text{C}$;
- Төмен қысымды буландырғыштың суық соңындағы температура қысымы $\theta_{HD} = 10 \text{ } ^\circ\text{C}$;
- Төмен қысымды бу қыздырғыштың ыстық ұшындағы температуралық арын $\theta_{ne}^{HD} = 20 \text{ } ^\circ\text{C}$;
- Қазандыққа кіре берістегі конденсаттың температурасы $t'_{ГПК} = 60 \text{ } ^\circ\text{C}$;
- Газ жылытқышынан шығатын конденсаттың температурасы $t''_{ГПК} = 140 \text{ } ^\circ\text{C}$;
- Газдардың энтальпиясы қазандықтағы-утилизатор $I = f(\vartheta, \alpha)$ сияқты анықтаймыз, (34, 35, 32) формулалар бойынша ГТҚ есебінде келтірілген әдістемеге ұқсас;
- Газ температурасын кері тәуелділік бойынша анықтаймыз, $\vartheta = f(I, \alpha)$;
- - Бу-су денесінің параметрлерін [7] кесте бойынша анықтаймыз;



3 сурет -Екі контурлы КТ принципті жылу сұлбасы

КУ жылу сұлбасын есептеу келесі әдістеме бойынша жүргізілді. Жоғары қысымды экономайзер алдындағы газ температурасы, $^\circ\text{C}$,

$$g_{ЭК}^{ВД} = t_s(p_{\delta}^{ВД}) + \theta_{ВД}, \quad (1.39)$$

мұндағы $t_s(p_{\delta}^{ВД})$ - жоғары қысымды контурдың барабандағы қысым кезіндегі судың қанығу температурасы (ВД);

Экономайзер алдындағы газдың энтальпиясы, кДж/кг:

$$I_{ЭК}^{ВД} = f(g_{ЭК}^{ВД}, \alpha) \quad (1.40)$$

Бір КУ генерацияланатын бу шығыны, кг/с:

$$G_{П}^{ВД} = \frac{G_T^{ГТУ} \cdot (I_d - I_{ЭК}^{ВД})}{h_{не}^{ВД} - h_{ЭК}^{ВД}}, \quad (1.41)$$

мұдағы I_d - КУға кіре берістегі газдардың энтальпиясы, кДж/кг
 $I_d = f(g_d, \alpha);$

$h_{не}^{ВД}$ - жоғары қысымды қыздырылған будың энтальпиясы, кДж/кг,
 $h_{не}^{ВД} = f(t_{не}^{ВД}, p_{не}^{\delta});$

$h_{ЭК}^{ВД}$ - ВД экономайзерінен шығатын қоректік судың энтальпиясы, кДж/кг,
 $h_{ЭК}^{ВД} = h'_s(p_{\delta}^{ВД});$

ВД контурының экономайзеріндегі газдардың энтальпиясы, кДж/кг:

$$I_{yx}^{ВД} = I_{ЭК}^{ВД} - \frac{G_{П}^{ВД} \cdot (h_{ЭК}^{ВД} - h_{\theta})}{G_T^{ГТУ}}, \quad (1.42)$$

Мұндағы h_{θ} - деаэратордан түсетін қоректік судың энтальпиясы, кДж/кг, $h_{\theta} = h'_s(p_{\theta});$

Табылған энтальпияға сәйкес келетін ВД контурының экономайзерінен тыс газ температурасы, °С:

$$g_{yx}^{ВД} = f(I_{yx}^{ВД}, \alpha) \quad (1.43)$$

Конденсаттың газ қыздырғышына кіре берістегі газ температурасы), °С:

$$g_{ГПК} = t_s(p_{\delta}^{ВД}) + \theta_{ВД}, \quad (1.44)$$

мұндағы $t_s(p_o^{HD})$ - төмен қысымды контурдың барабандағы қысым кезіндегі судың қанығу температурасы (НД);

АПК алдындағы газдардың энтальпиясы, кДж/кг:

$$I_{ГПК} = f(\vartheta_{ГПК}, \alpha) \quad (1.45)$$

НД бу қыздырғышының артындағы будың қызып кету температурасы, °С:

$$t_{ne}^{HD} = \vartheta_{yx}^{BD} - \theta_{ne}^{HD} \quad (1.46)$$

НД контуры арқылы бу шығыны, кг/с:

$$G_{\Pi}^{HD} = \frac{G_T^{ITV} \cdot (I_{yx}^{BD} - I_{ГПК})}{h_{ne}^{HD} - h_o^{HD}}, \quad (1.47)$$

мұндағы h_{ne}^{HD} - НД контурындағы қызған будың энтальпиясы, кДж/кг,
 $h_{ne}^{HD} = f(t_{ne}^{HD}, p_o^{HD})$;

h_o^{HD} - НД барабандағы қаныққан судың энтальпиясы, кДж/кг,
 $h_o^{HD} = h'_s(p_o^{HD})$;

Деаэраторға бу шығыны, кг/с:

$$G_o = \frac{2 \cdot (G_{\Pi}^{BD} + G_{\Pi}^{HD}) \cdot (h_o - h_{ГПК})}{h_{ne}^{HD} - h_{ГПК}}, \quad (1.48)$$

мұндағы $h_{ГПК}$ - ГПК үшін су энтальпиясы, кДж/кг, $h_{ГПК} = f(t''_{ГПК}, p_o^{HD})$;

Рециркуляция шығыны, кг/с:

$$G_p = \frac{[2 \cdot (G_{\Pi}^{BD} + G_{\Pi}^{HD}) - G_o] \cdot (h_{ne} - h_{\kappa})}{h_{ГПК} - h_{ne}}, \quad (1.49)$$

мұндағы h_{ne} - АПК кіре берістегі қоректік судың энтальпиясы, кДж/кг,
 $h_{ne} = f(t'_{ГПК}, p_o^{HD})$;

h_{κ} - конденсаттың қанығу күйіндегі энтальпиясы, кДж/кг, $h_{\kappa} = h'_s(p_{\kappa})$

КУ шығатын газдардың энтальпиясы, кДж/кг:

$$I_{yx} = I_{ГПК} - \frac{\left(G_{II}^{ВД} + G_{II}^{НД} - \frac{G_{\partial}}{2} + \frac{G_p}{2} \right) \cdot (h_{ГПК} - h_{нс})}{G_T^{ГТУ}} \quad (1.50)$$

шығатын газдардың тиісті температурасы, °С:

$$g_{yx} = f(I_{yx}, \alpha) \quad (1.51)$$

ПӘК КУ:

$$\eta_{KY} = \frac{I_d - I_{yx}}{I_d - I_a}, \quad (1.52)$$

мұндағы I_a - қоршаған орта температурасы кезіндегі газдың энтальпиясы, $I_a = f(g_a, \alpha)$;

Бу турбиналық циклге ГТУ газдарымен берілген жылу, кВт:

$$Q_{ГАЗ} = 2 \cdot G_T^{ГТУ} \cdot (I_d - I_{yx}) \quad (1.53)$$

Бу-су жұмыс денесімен алынған жылу мөлшері, кВт:

$$Q_{ПАР} = 2 \cdot G_{II}^{ВД} \cdot h_{не}^{ВД} + (2 \cdot G_{II}^{НД} - G_{\partial}) \cdot h_{не}^{НД} - [2 \cdot (G_{II}^{ВД} + G_{II}^{НД}) - G_{\partial}] \cdot h_{\kappa} \quad (1.54)$$

Жеке элементтерде бу-су жұмыс денесіне келетін жылуды анықтаймыз.

ГПК жүргізілетін жылу мөлшері, кВт:

$$Q_{ГПК} = \left(G_{II}^{ВД} + G_{II}^{НД} - \frac{G_{\partial}}{2} + \frac{G_p}{2} \right) \cdot (h_{ГПК} - h_{нс}) \quad (1.55)$$

Төмен қысымды буландырғышта жылу мөлшері, кВт:

$$Q_{ИСП}^{НД} = G_{II}^{НД} \cdot r^{НД}, \quad (1.56)$$

мұндағы $r^{НД}$ - бу түзілуінің жасырын жылуы НД контурының барабандағы қысымы бойынша анықталады, $r^{НД} = f(p_o^{НД})$;

Төмен қысымды бу қыздырғышта жүргізілетін жылу, кВт:

$$Q_{III}^{HD} = G_{II}^{HD} (h_{ne}^{HD} - h_s''^{HD}), \quad (1.57)$$

Мұндағы $h_s''^{HD}$ - барабаннан шығатын қаныққан будың энтальпиясы,
 $h_s''^{HD} = h_s''(p_{\phi}^{HD})$;

Жоғары қысымды экономайзерге тартылған жылу, кВт:

$$Q_{ЭК} = G_{II}^{BD} \cdot (h_{эк}^{BD} - h_o) \quad (1.58)$$

Жоғары қысымды буландырғышта жүргізілген жылу, кВт:

$$Q_{исп}^{BD} = G_{II}^{BD} \cdot r^{BD} \quad (1.59)$$

мұндағы r^{BD} - бу түзілуінің жасырын жылуы в контурының барабандағы қысымы бойынша анықталады., $r^{BD} = f(p_{\phi}^{BD})$;

ВД бу қыздырғышында жүргізілген жылу, кВт:

$$Q_{III}^{BD} = G_{II}^{BD} (h_{ne}^{BD} - h_s''^{BD}), \quad (1.60)$$

Мұндағы $h_s''^{BD}$ - барабаннан шығатын қаныққан будың энтальпиясы,
 $h_s''^{BD} = h_s''(p_{\phi}^{BD})$;

Берілген әдістеме негізінде КҚ жылу есебінің бағдарламасы әзірленді, оның мәтіні А қосымшасында берілген, А 2 листингі. Жылу есебінің нәтижелері 6 кестеде келтірілген.

2 кесте-КТ жылу есебінің нәтижелері

Шаманың атауы	Белгіленуі	Мәні
1	2	3
ВД контурында генерацияланатын бу шығысы, кг/с	G_{II}^{BD}	68,091
НД контурында генерацияланатын бу шығысы, кг/с	G_{II}^{HD}	14,484
Деаэраторға бу шығысы, кг/с	G_o	7,948
Рециркуляция шығыны, кг/с	G_p	53,231
ПЖҚҚ-дағы газдар температурасы, °С	$g_{III}''^{BD}$	527,226

ЖҚК кіре берістегі қаныққан будың температурасы, °С	$t'_{ппвд}$	295,009
ИСЖҚК-дағы газдардың температурасы, °С	$\vartheta''_{испвд}$	315,009
ИСЖҚК кіре берістегі қаныққан судың температурасы, °С	$t'_{испвд}$	295,009

2 кестенің жалғасы

1	2	3
Экономайзердің артындағы газ температурасы, °С	$\vartheta''_{эк} (\vartheta_{ух}^{вд})$	242,306
Экономайзерге кіре берістегі қаныққан қоректік судың температурасы, °С	$t'_{эк}$	164,953
ТҚК-дағы газ температурасы, °С	$\vartheta''_{ппнд}$	238,293
ТҚК шығысындағы қызған будың температурасы, °С	$t_{ппнд}^{не}$	222,306
ТҚК кіре берістегі қаныққан будың температурасы, °С	$t'_{ппнд}$	164,953
ТБЖ-дағы газдардың температурасы, °С	$\vartheta''_{испнд}$	174,953
ЖЖНЖ кіре берістегі қаныққан судың температурасы, °С	$t'_{испнд}$	164,953
Шығатын газдардың температурасы °С	$\vartheta_{ух}$	99,345
АІЖК-де сумен алынған жылу, кВт	$Q_{гпк}$	35235,164
ИСТҚК-дағы бу-су жұмыс ортасынан алынған жылу, кВт	$Q_{исп}^{нд}$	29918,586
ТҚК-да бумен алынған жылу, кВт	$Q_{пп}^{нд}$	1909,318
Экономайзердегі сумен алынған жылу, кВт	$Q_{эк}$	34902,048
ИСЖҚК-дағы бу-су жұмыс ортасынан алынған жылу, кВт	$Q_{исп}^{вд}$	98156,288
ПЖҚК-дағы бумен алынған жылу, кВт	$Q_{пп}^{вд}$	51964,876
Бу-су жұмыс денесі бойынша жиынтық жылу жүктемесі, кВт	$Q_{ку}^{пар}$	252086,3

Алынған деректер бойынша жылу диаграммасын құруға болады (4 сурет).

Бу турбинасында дроссельді бу бөлу қабылданады. ҚНК ЦВД формуланы бағалауға болады:

$$\eta_{0i}^{BD} = \left(0,92 - \frac{0,2}{G_{qBD} \cdot \nu_{cp}} \right) \cdot \left(1 + \frac{H_0^{BD} - 700}{2 \cdot 10^4} \right) \cdot k_{\text{вл}}, \quad (1.61)$$

мұндағы G_{qBD} - ОВД-дағы бу шығыны, кг/с, $G_{qBD} = 2 \cdot G_{II}^{BD}$;

ν_{cp} - ОВД-дағы будың орташа көлемі, м³/кг, $\nu_{cp} = \sqrt{\nu_0 \cdot \nu_z}$; [7] анықтама бойынша ОВД кіре берістегі будың үлес көлемін табамыз $\nu_0 = f(t_{ne}^{BD}, p_{\delta}^{BD})$ және одан шығуда $\nu_z = f(t_{ne}^{HD}, p_{\delta}^{HD})$;

H_0^{BD} - бар жылу бергіш ЦВД кДж / кг, кеңейту процесі бойынша анықтаймыз (6-сурет);

$k_{\text{вл}}$ - ылғалдылықтың шығын коэффициенті, $k_{\text{вл}} = 1$;

Пайдаланылған жылу, кДж/кг:

$$H_i^{BD} = H_0^{BD} \cdot \eta_{0i}^{BD} \quad (1.62)$$

ЦВД-дан шығудағы будың энтальпиясы, кДж/кг:

$$h_{\kappa}^{BD} = h_{ne}^{BD} - H_i^{BD} \quad (1.63)$$

ЦВД-дан шығудағы будың энтальпиясы, кДж/кг:

$$h_{cm} = \frac{2 \cdot [G_{II}^{BD} \cdot h_{\kappa}^{BD} + (2 \cdot G_{II}^{HD} - G_{\delta}) \cdot h_{ne}^{HD}]}{(2 \cdot (G_{II}^{BD} + G_{II}^{HD}) - G_{\delta})} \quad (1.64)$$

ЦНД ПЭК-ін есептеу үшін эмпирикалық тәуелділікті пайдаланамыз:

$$\eta_{0i}^{HD} = 0,87 \cdot \left(1 + \frac{H_0^{HD} - 400}{10^4} \right) \cdot k_{\text{вл}} - \frac{\Delta H_{BC}}{H_0^{HD}}, \quad (1.65)$$

мұндағы H_0^{HD} - ЦНД қолда бар жылу бергіші кеңейту процесі бойынша анықталады (6-сурет);

$k_{\text{вл}}$ -ЦНД үшін ылғалдылықтан шығын коэффициенті:

$$k_{\text{вл}} = 1 - 0,4 \cdot (1 - \gamma_{\text{вл}}) \cdot (y_0 - y_z) \cdot \frac{H_0^{BD}}{H_0^{HD}} \quad (1.66)$$

мұндағы $\gamma_{\text{вл}}$ - коэффициент, $\gamma_{\text{вл}} = 0,1$;

y_0 - кеңейту процесінің басында ылғалдылық, $y_0 = 0$;

y_z - кеңейту процесінің соңындағы ылғалдылық, бірінші жақындауда $y_z = 0,1$

H_0^{BL} - ылғалды бу аймағындағы қолда бар жылу бергіші кеңейту процесі бойынша анықталады (6-сурет);

ЦНД кірісіндегі шығыстағы бу шығыны, кг/с:

$$G_{CHD} = 2 \cdot (G_{\Pi}^{BD} + G_{\Pi}^{HD}) - G_o \quad (1.67)$$

ЦНД екі ағындық конструкцияны қабылдаймыз, кесте бойынша [22] стандартты өндіріс ЛМЗ таңдаймыз, оған ΔH_{BC} кДж/кг жоғалту жылдамдығы сәйкес.

Пайдаланылған теплоперепад, кДж/кг энтальпия бу процесінің соңында кеңейту, кДж/кг анықтаймыз, сәйкесінше, формулалар бойынша (104 және 105).

Бу турбинының ішкі қуаты, кВт:

$$N_i^{ITT} = G_{CBД} \cdot H_0^{BD} \cdot \eta_{0i}^{BD} + G_{CHD} \cdot H_0^{HD} \cdot \eta_{0i}^{HD} \quad (1.68)$$

Бу турбинының қолда бар қуаты, кВт:

$$N_0^{ITT} = G_{CBД} \cdot H_0^{BD} + G_{CHD} \cdot H_0^{HD} \quad (1.69)$$

Бу турбинының салыстырмалы ішкі ПӘК-і:

$$\eta_{0i}^{ITT} = \frac{N_i^{ITT}}{N_0^{ITT}} \quad (1.70)$$

Бұл есептеу әдістемесі ПТ есептеу бағдарламасының негізіне алынған, А қосымшасында берілген.

Есептеу нәтижелері 3 кестеде көрсетілген.

3 кесте-ПТ жуық есептеуі

Шаманың атауы	Белгіленуі	Мәні
1	2	3
ОВД-дағы бу шығыны, кг/с	$G_{CBД}$	136,2
ОВД қолда бар жылу бергіші, кДж/кг	H_0^{BD}	680,5
Ішкі салыстырмалы ПӘК ЦВД	η_{0i}^{BD}	0,906
Пайдаланылған жыл ЦВД, кДж/кг	H_i^{BD}	616,9

1	2	3
Араласқаннан кейін цнд алдындағы пардың энтальпиясы, кДж/кг	h_{cm}	2903,4
Пар шығыны ЦНД, кг/с	$G_{цнд}$	157,3
Орнықты жылу бергіші ЦНД, кДж/кг	H_0^{HD}	766,8
ЦНД ішкі салыстырмалы ПӘК-і	η_{0i}^{HD}	0,865
Пайдаланылған жылу бергіші ЦНД, кДж/кг	H_i^{HD}	663,3
Бу турбинасының ішкі қуаты, кВт	N_i^{ITT}	188321,4
Бу турбинасының қолда бар қуаты, кВт	N_0^{ITT}	100000
Турбинаның ішкі салыстырмалы ПӘК-і	η_{0i}^{ITT}	0,883

1.5 ПГҚ пайдалы әсер коэффициенті мен қуатын анықтау

ПГҚ қуаты брутто:

$$N_{бр}^{ПГУ} = 2 \cdot N_{ИТУ} + N_i^{ITT} \cdot \eta_m \cdot \eta_{эм}, \quad (1.71)$$

$$N_{бр}^{ПГУ} = 2 \cdot 154174 + 188321 \cdot 0,99 \cdot 0,98 = 481868$$

БГҚ қуаты нетто:

$$N_{нт}^{ПГУ} = N_{бр}^{ПГУ} \left(1 - \frac{\varepsilon_{сн}}{100} \right), \quad (1.72)$$

мұндағы $\varepsilon_{сн}$ - өз мұқтаждарына электр энергиясының шығындары, $\varepsilon_{сн} = 2,3\%$;

—

Электр энергиясын өндіру ПӘК-і:

$$\eta_{ПГУ}^э = \frac{N_{ПГУ}^{ПГУ}}{Q_{кв}}, \quad (1.72)$$

мұндағы $Q_{\kappa c}$ - жану камерасында жүргізілген жылу, кВт:

$$Q_{\kappa c} = \frac{2 \cdot N^{ITY}}{\eta_{\eta}^{ITY}}, \quad (1.73)$$

2 Жобаланатын объектінің қауіпсіздігі

2.1 Жобаланатын объектінің жалпы сипаттамасы

Негізі қауіпсіз өндіру, сақтау, нормативтік құжаттар, МЕМСТ, еңбекті қорғау жөніндегі нұсқаулықты, қауіпсіздік ережелері және т. б.

Еңбекті қорғаудың құқықтық негізін әртүрлі заң күші бар нормативтік актілер құрайды.

Еңбекті қорғау жөніндегі заңнамалық-нормативтік базаның негізгі құжаттарына:

- ҚР Конституциясы, 7 және 37 бап;
- Міндетті әлеуметтік сақтандыру туралы заң
- және кәсіптік аурулар туралы " Қазақстан Республикасының 1998 жылғы 24 шілдедегі заңына сәйкес әзірленді. № 125-ФЗ;
- Еңбек кодексі 30.12.2001 № 197 - ФЗ;
- МЕСТ 12.0.006.02 "ұйымдағы еңбекті қорғау Басқармасы"»;
- АҚ 03-576-03.

Еңбекті қорғау жөніндегі; өрт қауіпсіздігі және т. б. электр қауіпсіздігі жөніндегі нұсқаулықтар.

Турбиналық цехта ГТҚ 150 газтурбиналық қондырғылары, К-150 бу турбиналары және қосалқы жабдықтар (сорғылар, қоректік судың деаэраторлары және т.б.) орнатылған. Жабдыққа қауіпсіз қызмет көрсету үшін тұрақты алаңдар мен қоршаулары бар баспалдақтар көзделеді. Технологиялық процесс жедел будың әлеуетті энергиясын турбина роторының айналуының механикалық энергиясына айналдырудан тұрады, Механикалық момент турбинаның роторынан генератор Роторына және Джоуль-Ленц Заңына сәйкес генераторға беріледі механикалық энергия электр энергиясына айналады. Жабдықтың жұмысы шу, діріл, жылу және т. б. сәулеленумен сүйемелденеді.

2.2 Жобаланатын объектінің көлемдік-жоспарлау шешімі

Сонымен қатар, бір жұмысшыға арналған өндірістік үй-жайдың ауданы 4 м², ал көлемі 30 м³-ден асады. Турбина цехының ғимараты битум жабыны бар пішінделген металл табакпен, жиналмалы қабырғалар, қалыңдығы 0,3 м панельдер жабылады.

Жабдықтың ең шығыңқы габариттері арасындағы өту жолдары мен өту жолдарының ені технологиялық жобалау нормаларына және қауіпсіздік ережелеріне (ҚНЖЕ 31-01-2003) сәйкес қабылданған.

Цехта турбогенераторлардың орналасуы-көлденең. Турбина мен генератор қызмет көрсетудің жалпы белгісінде орналасады (12 белгі). Барлық жылытқыштар, құбырлар 3 және 6 қызмет көрсету белгісінде, турбоагрегаттан төмен орналастырылады.

Алдыңғы қабырғадан генераторға дейінгі өту жолының ені 5 м құрайды, турбинаның бас бөлігінен қазандық бөлімінің қабырғасына дейінгі өту жолының ені 7 м құрайды.

Тікелей генератордың астында қызмет көрсетудің нөлдік белгісінде өндірістік темір жол өтеді.

Белгілер арасындағы өту сатылар бойынша жүзеге асырылады. Баспалдақ өткелдерінің ені 0.6 м. қоршаудың биіктігі - 1 м.

Генератор жағынан қабырға тәуліктің жарық уақытында жарықтандыруды жақсарту үшін барынша шыныланған етіп орындалады.

Қызмет көрсету аймағында орналасқан барлық құбыржолдарда қызмет көрсететін персоналдың күйінің алдын алу үшін оқшаулағышы болады.

Жоғары діріл көздері: электр қозғалтқыштар, сорғылар қызмет көрсетудің нөлдік белгісінде орналасады.

Барлық цех бойымен нөлдік және он екінші қызмет көрсету белгісінде ішкі өртке қарсы құбыр желісі өтеді.

Адамдардың ғимаратқа кіру және шығу орындары тәуліктің қараңғы уақытында жарық беретін көрсеткіш тақтайшалармен жабдықталған. Эвакуациялау үшін бөлімшенің әр түрлі шеттерінде екі эвакуациялық шығу жолы бар.

2.3 Әлеуетті қауіптер мен зиянды талдау және жою

Негізгі және қосалқы жабдықтарды пайдалану және жөндеу кезінде мынадай қауіпті жағдайлар туындауы мүмкін:

- арнайы киімдерді құрал-жабдықтың қозғалмалы бөліктерімен басып алу, үшкір жұмысшы құрал-сайман;
- жылу күйігі;
- электр тогымен зақымдану;
- діріл, өндірістік шу, инфра - және ультрадыбыстың ағзаға әсері;
- жұмыс аймағының ауасындағы зиянды заттардың әсері;
- электромагниттік өрістер мен сәулелердің әсері;
- жарылыс-өрт қауіпсіздігінің бұзылуымен, қысыммен жұмыс істейтін ыдыстармен байланысты авариялық жағдайлар.

Осының барлығын болдырмау үшін персоналға еңбекті қорғау жөніндегі Нұсқаулық пен қауіпсіздік техникасы ережелерінің талаптарын мүлтіксіз сақтау міндеті жүктеледі. Персоналмен еңбек қорғау жөніндегі Нұсқаулық және қауіпсіздік техникасы ережелерінің талаптарын білуін мерзімді бақылаумен сабақтар мен жаттығулар жүйелі түрде өткізілуге тиіс.

2.4 Электр тогымен зақымдану қаупі

Электр қондырғыларын орнату ережелеріне сәйкес турбиналық цех 0,4-тен 6 кВ-ға дейінгі жұмыс кернеуімен қауіптілігі жоғары үй-жайға жатады.

Электр тогының зақымдануынан қорғау үшін МЕМСТ 50571.8-94 "қауіпсіздікті қамтамасыз ету талаптары. Қауіпсіздікті қамтамасыз ету үшін қорғау шараларын қолдану жөніндегі жалпы талаптар"

- жұмыс оқшаулау;
- ток өткізгіш бөліктердің қол жетімсіз болуы (шөгінді құралдар - қаптау, корпус, электр шкафы, блоктық схемаларды және т. б. пайдалану қолданылады.);
- қауіпсіздік блоктары (механикалық, электрлік));
- аз кернеу: жергілікті шырақтар үшін (36 В), аса қауіпті үй-жайлар үшін және үй-жайлардан тыс; 12 В жарылыс қауіпті үй-жайларда пайдаланылады;
- ескерту сигнализациясы, қауіпсіздік белгілері мен плакаттары;
- бағдарлау шаралары (Электр жабдығының жекелеген бөліктерінің таңбалануын пайдалану, жазулар, ескерту белгілері, түрлі-түсті оқшаулау, жарық дабылы);
- жеке қорғаныс құралдары;
- қорғаныстық жерге тұйықтау (оқшауланған бейтарап немесе бір фазалы токтың оқшауланған шықпасымен 1 кВ дейінгі және одан да көп айнымалы токтың электр қондырғыларында, сондай-ақ қауіпсіздіктің жоғары талаптары кезінде оқшауланған орта нүктесі бар тұрақты токтың электр қондырғыларында қолданылады: шикі Үй-жайлар, жылжымалы қондырғылар, шымтезек әзірлемелері және т. б.);
- нөлдеу (1 кВт дейінгі электр қондырғыларында, сондай-ақ тұрақты токтың үш сымды желілеріндегі тұйық Жерге тұйықталған орта нүктесінде қолданылады).

Жалпы жерге тұйықтау жүйесіне корпуста тұйықталу салдарынан кернеу астында болуы мүмкін жабдықтың барлық металл емес өткізгіш бөліктері қосылады.

2.5 Атмосфералық электрдің қауіптілігі

Грозный қызметінің қарқындылығы бойынша МАЭС орналасқан аудан қалыпты (маусым-шілде айларында Грозный белсенділігінің шыңымен) ретінде сипатталады.

Ғимараттар мен құрылыстардың найзағайдан зақымдану қаупі:

бастапқы көріністе, яғни найзағайдың тікелей соққысы;

электростатикалық және электромагниттік индукцияда (металл конструкцияларда, жабдықтарда, құбырларда және т. б. потенциалдар айырмасы мен ұшқындардың пайда болуы.);

электр беру желілерінің сымдары, ток өткізетін коммуникациялар, рельстер және т. б. бойынша жоғары әлеуеттің шымылдығы.

Найзағайдан қорғау жөніндегі іс-шаралар ғимараттар мен құрылыстарды жобалау және молнан қорғау құрылғысы бойынша нұсқаулармен анықталады (СО 153-34).Ескерту.Ескерту. Турбиналық цехтың ғимараты екінші санатқа

жатады, Қорғаныс жеке тұрған жайтартқыштармен, сондай-ақ қорғалатын объектілерде Орнатылатын жайтартқыштармен жүзеге асырылады.

2.6 Электромагниттік өрістер, статикалық электр, иондаушы сәулелену

Өндірістегі электромагниттік сәуле шығару көздеріне электр беру желілері, трансформаторлар, антенналар, қорғаныс және автоматика құрылғылары және басқа да жабдықтар жатады. Аталған сәулелену көздері белгілі бір массаға және қозғалыс санына ие, ауа бөлшектерін зарядтай отырып, жарық жылдамдығымен таралады, адамға әсер ету кезінде қыздыру, поляризация, адам жасушаларының иондалуы түрінде теріс әсер етеді.

Магнит өрістерінің шекті рұқсат етілген деңгейлері (ДБП) СанЕжН 2.2.4.1191-03 "өндірістік жағдайларда өнеркәсіптік жиіліктің Электромагниттік өрістері (50 Гц)" жалпы және жергілікті әсер ету шарттары үшін персоналдың болу уақытына байланысты регламенттейді.

Электр өрістері кернеулігінің шекті рұқсат етілген деңгейлері (ДБП) болу уақытына байланысты "электр өрістерінің өнеркәсіптік жиілігінің (50 Гц) әсері жағдайында жұмыстарды орындауды регламенттейді.

4 кесте-50 Гц электр өрістерінің әсер етуі жағдайында кернеуліктің шекті рұқсат етілген деңгейлері.

Болу уақыты (сағат)	Әсер ету кезіндегі МП, Н [А/м] / В [мкТл] рұқсат етілген деңгейлері.	
	жалпы	жергілікті
<= 1	1600/2000	6400/8000
2	800/1000	3200/4000
4	400/500	1600/2000
8	80/100	800/1000

Электромагниттік өрістердің әсерінен қорғау жөніндегі іс-шаралар:

– индукция аймағында, сәулелену аймағында электр және магниттік өрістердің кернеуліктерін құрайтын азайту - егер осы технологиялық процесс немесе жабдық мүмкіндік берсе, энергия ағыны тығыздығының азаюы;

– уақытты қорғау (электромагниттік өріс көзі аймағында болу уақытын шектеу);

– қашықтықты қорғау (60-80 мм экраннан);

– жұмыс орнын немесе электромагниттік өрістің сәулелену көзін экрандау әдісі;

– электромагниттік өрістің шынайы сәулеленуіне қатысты жұмыс орнын ұтымды жоспарлау;

– ескерту сигнал беру құралдарын қолдану;

- жеке қорғану құралдарын қолдану.

2.6 Машиналар мен механизмдердің қозғалатын бөлшектерімен жарақаттану қаупі

Әртүрлі машиналар мен механизмдердің тораптары мен бөлшектерін (біліктер, муфталар, осьтер, тістегершіктер) пайдалану кезінде адамның осы механизмдердің қозғалатын бөлшектерімен жарақаттануы мүмкін.

Себептері әртүрлі:

- қозғалатын бөліктердің белгіленген шектерден шығуы;
- түйіндердің соғылуы немесе дұрыс орнатылмауы;
- механизмдердің динамикалық жүктелуі;
- пайдалану жөніндегі нұсқаулықтарды сақтамау немесе қауіпсіздік техникасы ережелерін бұзу.

МАЭС-дағы осындай механизмдерге: Электр қозғалтқыштарының айналмалы муфталары, жетектер мен атқарушы механизмдер, басқа да жабдықтар жатады. Жарақат алуды және адамның қауіпті аймаққа кездейсоқ түсу мүмкіндігін болдырмау үшін 12.3.002 МЕСТ сәйкес қоршаулар, сақтандырғыш құрылғылар, түрлі бұғаттаулар және сигнал беру құрылғылары орнатылады. ССБТ "Өндірістік жабдық. Қорғау қоршауы", МЕСТ 12.Ескерту.062.ЕҚСЖ "өндірістік Процестер. Жалпы қауіпсіздік талаптары".

2.7 Жылу сәулелері және термиялық күйік қаупі

Турбиналық цехта технологиялық процестің нәтижесінде құбырлардан жылу (инфрақызыл) сәулесі орын алады.

МЕСТ сәйкес 2.2.4.548-96 сәулеленудің қарқындылығы (E0) 100 Вт/м² кем немесе тең. Ауа температурасының рұқсат етілген шамалардан ауытқуы кезінде жұмыс орындарында болу уақыты СанЕжН 2.2.4.548-98 регламенттеледі. Жылу бөлумен байланысты жұмыс орындарында МЕМСТ 12.4.123 сәйкес қарастырылады.:

- жылудың күшті бөлінуі байқалатын жерлерде жылу қорғау экрандары;
- жылу оқшаулау (сыртқы бетінің температурасы 45°C артық емес);
- жылу шығаратын беттерді салқындату;
- құбырлардың сигналдық бояуы (бу және ыстық су құбыржолдарын орнату және қауіпсіз пайдалану ережелеріне сәйкес келеді));
- аэрация және ауа себезгі;
- нормаларға сәйкес арнайы киім;
- желдету.

5 кестеде СанЕжН 2.2.4.548-96 сәйкес өндірістік көздерден жұмыс істеушілердің дененің үстіңгі бетінің жылу сәулеленуінің рұқсат етілген шамалары келтірілген.

5 кесте-өндірістік көздерден жұмыс істейтін дене бетінің жылу сәулеленуінің рұқсат етілген шамалары.

Сәулеленетін дене беті , %	Жылу сәулесінің қарқындылығы, Вт / м, артық емес
50 және одан да көп	35
25-50	70
25 артық емес	100

2.8 Өндірістік санитария. Микроклимат

Өндірістік үй-жайлардың микроклиматына қойылатын гигиеналық талаптар СанЕжН 2.2.4.548-96 "санитарлық ережелер мен нормалар. Өндірістік үй-жайлардың микроклиматына қойылатын гигиеналық талаптар".

Турбиналық цехта жұмыс істеуге қолайлы жағдай жасау үшін терезе ойықтары мен есіктері арқылы табиғи желдету, ауа өткізгіш жүйелерінен, ауа алуға арналған желдеткіштерден, калориферден тұратын жасанды желдету (сору-сыртқа тарату) пайдаланылады. Жылдың суық мезгілінде цехты жылыту "ауаны жылыту, желдету және кондиционерлеу"41-01-03 ҚНЖЕ сәйкес калориферлермен және қыздыру аспаптарымен жүзеге асырылады.

Микроклимат параметрлерінің әсерін бағалау үшін жұмысшыларды ықтимал қызып кетуден қорғау бойынша іс-шараларды жүзеге асыру мақсатында ортаның жылу жүктемесінің интегралды көрсеткіші (ТНС) қолданылады. Басқарудың блоктық қалқанында (БЦУ) турбина машинистері мен аға машинистің жұмыс орындары орналасқан микроклиматтың оңтайлы көрсеткіштерін ұстап тұру. Биіктік және көлденеңінен БЦҚА ауа температурасының өзгеруі, сондай-ақ температураның өзгеруі оңтайлы шамаларды қамтамасыз ету кезінде ауысым ішіндегі ауа температурасының өзгеруі 20оС аспауы тиіс. Бұл үй-жайды кондиционерлеу арқылы қол жеткізіледі.

Жұмыс орнындағы микроклимат көрсеткіштерінің оңтайлы шамалары кестеде көрсетілген. Жұмыс категориясы 11А кезінде жылу жүктемесінің интегралдық көрсеткіші 21.5-25.8 °С тең.

6 кесте - Жұмыс орындарындағы микроклимат көрсеткіштерінің оңтайлы шамалары

Жыл мезгілі	Энергия шығынының деңгейі бойынша жұмыстар санаты	Ауа температурасы, °С	Беттің температурасы, °С	Салыстырмалы ауа ылғалдылығы, %	Ауаның қозғалыс жылдамдығы, м/с
Суық	11а	19-21	18-22	60-40	0.2
Жылы	11а	20-22	19-23	60-40	0.2

7 кесте - жұмыс орындарындағы микроклимат көрсеткіштерінің рұқсат етілген шамалары

Жыл мезгілі	Энергия шығынының деңгейі бойынша жұмыстар санаты	Ауа температурасы, °С		Беттің температурасы, °С	Салыстырмалы ауа ылғалдылығы, %	Ауаның қозғалыс жылдамдығы, м/с	
		Оңтайлы мәннен төмен диапозон	Оңтайлы мәннен жоғары диапозон			Оңтайлы мәннен төмен диапозон	Оңтайлы мәннен жоғары диапозон
Суық	11а	17-18.9	21.1-23	16-24	15-75	0.1	0.3
Жылы	11а	18-19.9	22.1-27	17-28	15-75	0.1	0.4

8 кесте - ағзаның қызып кетуінің алдын алу үшін ТНС интегралдық көрсеткішінің ұсынылатын шамалары

Энергия шығынының деңгейі бойынша жұмыстар санаты	Интегралдық көрсеткіштің шамасы, °С
IIa	20,5-25,1

2.9 Жарықтандыру

Гигиеналық нормалар мен жарықтандыруға қойылатын талаптар СанПиН регламенттеледі 2.2.1 /2.1.1.1278-03 «Табиғи және жасанды жарықтандыру» және ҚНЖЕ 23-05-95. Цехта біріктірілген жарықтандыру қолданылады (табиғи және жасанды үйлесім). Табиғи жарықтандыру-терезе ойықтары арқылы күндізгі жарықпен жарықтандыру. Цехта конструктивтік орындау бойынша аралас табиғи (жоғарғы және бүйірлік) жарықтандыру қолданылады. Тәуліктің қараңғы уақытында жасанды жарықтандыру қолданылады.

Жарықтандыру көздері:

-ДРЛ-250, ДРЛ-500, НГ-30, ЛБ-40 типті шамдар;

- келесі түрдегі шамдар: ОД, Гс, Астра.

Жасанды жарықтандыру келесі түрлерде қолданылады:

- жұмыстық, жарықтандыру үшін үй-жайлар сипатына сәйкес орындалатын жұмыстардың;

- кезекші және күзет);

- авариялық (жұмыс жарығының кемінде 5%), жұмыс жарығын өшіру кезінде жұмысты жалғастыру үшін (тәуелсіз энергия көзінен, аккумуляторлық батареялардан қоректену));

- эвакуациялық (ғимараттардағы 0.5 лк және ғимараттардан тыс 0.2 лк) негізгі өту жолдары мен баспалдақ торлары бойынша.

9 кесте - ҚНЖЕ 23-05-95 «табиғи және жасанды жарықтандыру» бойынша жарықтандыру нормалары

Объектінің атауы	Жұмыс сипаты	Ажырату объектісін ің өлшемі, мм	Табиғи жарықтандыру коэффициенті, %		Жасанды жарықтандыру кезінде нормаланатын жарықтандыру, лк		Шамның түрі, қуаты, жарық көзінің түрі
			аралас жарықтандыру	Бүйірлік жарықтандыру	Аралас	Бүйірлік жарықтандыру	
Турбиналық цех	Наблюдение за технологическим процессом (разряд VI)	5тен жоғары	1,8	0,6	-	200	ЛДЦ 80 ПВЛМ
Өлшеу аспаптарының шкаласы	Жабдықтарды көрсетуді бақылау. (IV разряд)	0,5 дейін 1	2,4	0,9	200	400	ЛДЦ 80 ПВЛМ

2.10 Жұмыс аймағы ауасындағы зиянды заттар

Турбина бөлімінің атмосферасына қоректік судан оттегіні алып тастау үшін қолданылатын гидразин гидрат түсуі мүмкін және ГН 2.2.5.1313-03 бойынша заттардың уытты сипаттамалары 19 кестеде келтірілген.

Осы зиянды заттардан қорғау үшін:

- зиянды заттардың бөлінуімен жүретін процестерді автоматтандыру және механикаландыру;
- жеке қорғау құралдары;
- жабдықты герметизациялау;
- жергілікті сору желдеткіші және жалпы желдету.

10 кесте - ГН 2.2.5.1313-03 бойынша уытты заттардың сипаттамасы

Заттың атауы	Агрегатты күйі	Қозғалыс сипаты	ПДК, мг/м ³	Қауіптілік сыныбы МЕСТ 12.1.005-88 бойынша
Иввиоль	сұйықтық	Салитикалық әсері бар	1,5	3
Гидразингидрат	ерітінді	Паралитикалық әсері	0.1	1

3 Экономикалық бөлім

3.1 Негізгі техникалық-экономикалық көрсеткіштерін есептеу

Дипломдық жобаның өзектілігі Ресейдің 2020 жылға арналған энергетикалық стратегиясының мақсаттары мен басымдықтарына негізделеді. Электр энергетикасын дамыту халық шаруашылығының барлық салаларында басталған экономикалық өсуді қажетті энергетикалық ресурстармен қамтамасыз етуге тиіс.

Ресейдегі табиғи газ экспорттың ең қажетті өнімдерінің бірі болып табылады. Бұл ретте өндірілетін газдың шамамен 25% - ы Еуропаға нарықтық бағамен сатылады. Қалған бөлігі ішкі нарықта төмендетілген тарифтер бойынша сатылады немесе жоғалады. Сондықтан ел басшылығы Ресей ішінде газ тұтынуды қысқартуға тырысады. Энергетика - табиғи газдың ең ірі ішкі тұтынушысы, сондықтан газды бірінші кезекте үнемдеу жоспарланып отыр.

Энергетикадағы газды үнемдеудің негізгі жолдары 3-тен көп емес:

- газ ЖЭС орнына жаңа АЭС салу;
- газ ЖЭС орнына қатты отынмен ЖЭС салу;
- баламалы нұсқа-қолданыстағы газ ЖЭС-на бу-газ қондырғыларын енгізу арқылы энергетиканың өзінде газды пайдалану тиімділігін арттыру;

Бу-газ ЖЭС құрылысы тиімділігінің техникалық-экономикалық негіздемесін орындау кезінде энергетикадағы қуаттарды өсірудің екі нұсқасын салыстыру: шаңкөмір энергоблоктарын салу есебінен және бу-газ қондырғыларын енгізу есебінен.

Дипломдық жобада жобаланатын стансада электр энергиясының өзіндік құны 800 МВт есептелген. Негізгі жабдық ретінде ПГУ - 450 бу-газ қондырғысы қолданылады.:

- ГТЭ-150 екі газ турбинасы;
- Екі контурлы қазандық-кәдеге Жаратушы, бу өнімділігі әрбір 335 т/сағ.;
- К-200-8/0, 7 бір бу турбинасы;

Бір газ турбинасына отынның жобалық шығыны(есептеу бөлімінде анықталған, (56) формуласын қараңыз) , кг / с,

$$B_{ГТУ} = 9,663$$

Жобалық техникалық-экономикалық есептеулердегі пайдалану шығыстары 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 - отынға арналған шығындар;

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

U_A - негізгі өндірістік қорлардың амортизациясы;

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

$U_{ПР}$ - басқа шығыстар;

3.2 Отынға арналған шығындарды есептеу

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

$$T_p = 8760 - T_{PEM}, \quad (3.2)$$

мұндағы T_{PEM} - жөндеуде тұрып қалу уақыты, сағ;

$$T_p = 8760 - 3 \cdot 482 = 7314$$

ЖЭС-да электр энергиясын өндіру, МВт ч:

$$W = N_{yem} \cdot T_{yem}, \quad (3.3)$$

мұндағы N_{yem} - станцияның белгіленген қуаты, МВт;

T_{yem} - белгіленген қуатты пайдалану сағаттарының саны, сағ, $T_{yem} = 7000$;

$$W = 1800 \cdot 7000 = 12600000$$

Электр станциясының орташа жүктемесі, МВт:

$$P_{KЭС} = W / T_p, \quad (3.4)$$

мұндағы T_p - нақты жұмыс сағаттарының саны, сағ;

$$P_{KЭС} = 12600000 / 7314 = 1722,7$$

Энергия блогының орташа жылдық жүктемесі, МВт:

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

мұндағы $n_{БЛ}$ - блоктар саны;

$$P_{БЛ} = 1722,7 / 4 = 430,7$$

ЖЭС блоктарының отынның жылдық шығыны, т у.т./жыл

$$B_{УСТ} = B_{ГТУ} \cdot n_{ГТУ} \cdot 3,6 \cdot T_p \cdot n_{БЛ}, \quad (3.6)$$

мұндағы $B_{ГТУ}$ - бір газ турбины қондырғыға табиғи газ тәрізді отынның шығысы, кг/с, ГТҚ жылу есебінен қабылдаймыз, 5 кесте;

$n_{ГТУ}$ - бір блоктағы ГТҚ саны;

$$B_{УСТ} = 9,663 \cdot 2 \cdot 3,6 \cdot 7314 \cdot 4 = 2035445$$

Орнатылмаған режимде отын шығыны, т у.т./жыл:

$$B_{НЕУСТ} = B_{П6-10ч} \cdot n_{П6-10ч} \cdot n_{БЛ} + B_{ПХ.С.} \cdot n_{ПХ.С.} \cdot n_{БЛ}, \quad (3.7)$$

мұндағы $B_{П6-10ч}$ және $B_{ПХ.С.}$ - 6-10 сағатқа тоқтау кезінде және суық күйден іске қосу кезінде тиісінше іске қосу шығындары;

$n_{П6-10ч}$ және $n_{ПХ.С.}$ - іске қосу мен тоқтаулар саны тиісінше 6-10 сағатқа және суық күйден;

$$B_{НЕУСТ} = 140 \cdot 2 \cdot 4 + 250 \cdot 2 \cdot 4 = 3120$$

ЖЭС, т.б. шартты отынның шығыны.т./жыл:

$$B = B_{УСТ} + B_{НЕУСТ}, \quad (3.8)$$

$$B = 2035445 + 3120 = 2038565$$

Табиғи отын шығыны мың м³:

$$B_{нат} = \frac{B \cdot 29310}{Q_n^p \cdot \rho_z}, \quad (3.9)$$

мұндағы Q_n^p - табиғи газдың жануының төмен жылуы, кДж/кг, $Q_n^p = 46916$;

ρ_z - табиғи газдың тығыздығы, кг/м³, $\rho_z = 0,762$;

$$B_{нат} = \frac{2038565 \cdot 29310}{46916 \cdot 0,762} = 1671338$$

Отынға шығындар, млн. тг. / жыл:

$$U_T = C \cdot B_{нат} \cdot 10^{-6}, \quad (3.10)$$

мұндағы C - табиғи газдың бағасы, тг./тыс. м³, $C = 779$;

$$U_T = 779 \cdot 1671338 \cdot 10^{-6} = 1302$$

3.3 Еңбекке ақы төлеу шығыстары

Станция бойынша жалақының жуықтап есептеу үшін формуланы пайдалануға болады, млн. тг. / жыл:

$$U_{ЗП} = N_y \cdot n_y \cdot \Phi_{ЗП} \cdot 10^{-6}, \quad (3.11)$$

мұндағы n_y - штаттық коэффициент, $n_y = 0,26$;

$\Phi_{3П}$ - бір жылдағы бір қызметкердің орташа жалақысы;

$$U_{3П} = 1800 \cdot 0,26 \cdot 216000 \cdot 10^{-6} = 101,1$$

3.4 Амортизациялық аударымдар

Амортизациялық аударымдар мөлшері, млн. тг. / жыл:

$$U_A = K \cdot H_A, \quad (3.12)$$

мұндағы H_A - жалпы станция амортизациясының орташа нормасы;

K - ЖЭС-дағы күрделі салымдар, млн. тг./жыл:

$$K = (K^I + K_{БЛ} \cdot (n_{БЛ} - 1)) \cdot d_i \cdot k_{уд}, \quad (3.13)$$

Бас блокты және әрбір келесі бір блокты орнатуға байланысты Күрделі салымдар, млн. тг. / жыл., 2004-2008 жылдары салынған БГҚ-дың ұқсас жобалары үшін үлес шығындары бойынша статистикалық деректер негізінде қабылданады [31];

d_i - орналастыру ауданын ескеретін коэффициент;

$k_{уд}$ - ағымдағы жылдың бағаларындағы қымбаттау коэффициенті;

$$K = (9514 + 3670 \cdot (4 - 1)) = 20525,$$

$$U_A = 20525 \cdot 0.075 = 1539,4$$

3.5 Жөндеуге қызмет көрсету бойынша шығыстар

Жөндеу бойынша шығыстар, млн. тг. / жылына:

$$U_{TP} = K \cdot H_{TP}, \quad (3.14)$$

мұнда-ЖЭС-дағы күрделі салымдардан жөндеу қызметін көрсетуге арналған аударымдар нормасы;

$$U_{TP} = 20525 \cdot 0.068 = 1395,7$$

Өзге де шығыстар. Басқа шығыстарға:

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

Олардың шамасы бірыңғай әлеуметтік салықты ескере отырып, амортизацияға, жөндеуге және жалақыға арналған жиынтық шығындардың 20-30% қабылданады, млн. тг. / жыл:

$$U_{ПР} = 0,25 \cdot (U_{AM} + U_{TP} + U_{3П}) + ECH, \quad (3.15)$$

Мұнда ESH , - еңбекақы төлеуге арналған шығыстардың 26% ставкасы бойынша есептелетін бірыңғай әлеуметтік салық;

$$U_{\text{III}} = 0,25 \cdot (1539,4 + 1395,7 + 101,1) + 26,3 = 785,3$$

Пайдалану шығындары жылына млн. тг.:

$$U_{\text{э}} = 1302 + 101,1 + 1539,4 + 1395,7 + 785,3 = 5123,5$$

Есептеулердің дұрыстығын бағалау үшін отын құраушысының үлес салмағын анықтаймыз, %:

$$T_{\text{опл}} = U_{\text{т}} / U_{\text{э}}, \quad (3.16)$$

$$T_{\text{опл}} = \left| 2242,25 / 6063,7 \right| \cdot 100\% = 25$$

Осылайша, өзіндік құнның отын құраушысы толық өндірістік өзіндік құнның 25% - ын алады, бұл өндіріс шығындарын есептеу нәтижелерінің қабылданбауы туралы қорытынды жасауға мүмкіндік береді.

3.6 Электр энергиясы бірлігінің өзіндік құнын есептеу

Станцияның шиналарынан жылдық энергия босату, МВт сағ;

$$W_{\text{опл}} = W \cdot (1 - \alpha_{\text{сн}}), \quad (3.17)$$

мұндағы $\alpha_{\text{сн}}$ - станцияның өз мұқтаждарына электр энергиясының Шығыс коэффициенті;

$$W_{\text{опл}} = 1260000 \cdot (1 - 0,028) = 12247200$$

Босатылған энергияның өзіндік құны, тг. / кВт сағ:

$$U_{\text{опл}}^{\text{э}} = U_{\text{э}} / W_{\text{опл}}, \quad (3.18)$$

$$U_{\text{опл}}^{\text{э}} = \left[5123,5 / 12247200 \right] \cdot 10^3 = 0,42$$

Өндірілген энергияның өзіндік құны, тг. / кВт сағ:

$$U_{\text{вып}}^{\text{э}} = U_{\text{э}} / W, \quad (3.19)$$

$$U_{\text{вып}}^{\text{э}} = \left[5123,5 / 12600000 \right] \cdot 10^3 = 0,41$$

Өндірілген кВт * сағ шартты отынның меншікті шығыны, кг у.т / кВт сағ:

$$B_{\text{вып}} = \frac{B}{W}, \quad (3.20)$$

$$B_{\text{вып}} = 2038565 / 12600000 = 0,162$$

Жіберілген кВт * сағ шартты отынның үлес шығыны, кг у.т./кВт сағ:

$$B_{\text{отп}} = \frac{B}{W_{\text{отп}}}, \quad (3.21)$$

$$B_{\text{отп}} = 2038565 / 12247200 = 0,166$$

Екінші нұсқада КЭС-тің белгіленген қуаты бұрынғыдай қалады, негізгі жабдықтың құрамы: қатты отынмен жұмыс істейтін өнімділігі 980 т/сағ қазандық агрегаттары бар 8 к-200-240 блоктары.

Есептеу әдісі жоғарыда сипатталған әдістемеді қайталайды.

11 кесте - Баламалы нұсқа бойынша станцияның техникалық-экономикалық көрсеткіштерін есептеу

Көрсеткіштің атауы	Көрсеткіштің мәні
1	2
Турбоагрегаттың нақты жұмыс сағаттарының саны, сағ.	$T_p = 8760 - 3 \cdot 482 = 7314$
КЭС-те белгіленген қуатты өндіру, МВт·сағ	$W = 1800 \cdot 7000 = 12600000$
Электр станциясының орташа жүктемесі, МВт	$P_{\text{КЭС}} = 12600000 / 7314 = 1722,7$
Блоктың орташа жылдық жүктемесі, МВт	$P_{\text{БЛ}} = 1722,7 / 6 = 287,1$
Жылдық отын шығыны, т у.т./жыл	$B_{\text{уст}} = 4020930$
Орнатылмаған режимде отын шығыны, т у.т./жыл	$B_{\text{неуст}} = 85 \cdot 2 \cdot 6 + 150 \cdot 2 \cdot 6 = 2820$
ЖЭС отын шығыны, т у.т./жыл	$B = 4020930 + 2820 = 4023750$
Отынға шығындар, млн. тг. / жыл	$U_T = 520 \cdot 4020930 \cdot 10^{-6} = 2092,4$
Еңбекақы төлеу бойынша шығыстар, млн. тг. / жыл	$U_{\text{ЗП}} = 1800 \cdot 0,31 \cdot 21600 \cdot 10^{-6} = 120,5$
Амортизациялық аударымдар, млн. тг. / жыл	$U_A = 31594,6 \cdot 0,075 = 2369,6$

11 кестенің жалғасы

1	2
Жөндеу қызметі бойынша шығыстар, млн. тг./жылына	$U_{TP} = 31594,6 \cdot 0,068 = 2148,4$
Өзге шығыстар, млн. тг. / жыл	$U_{IP} = 0,25 \cdot (2396,6 + 2148,4 + 120,5) + 31,3 = 1191$
ЖЭС шиналарынан жылдық энергия босату, МВт·сағ	$W_{OTI} = 12600000 \cdot (1 - 0,04) = 12096000$
Босатылған энергияның өзіндік құны, тг. / кВт * сағ	$U_{OTI}^{\text{э}} = \left[\frac{7921,9}{12096000} \right] \cdot 10^3 = 0,65$
Өндірілген энергияның өзіндік құны, тг. / кВт * сағ	$U_{BYP}^{\text{э}} = \left[\frac{7921,9}{12600000} \right] \cdot 10^3 = 0,63$
Өндірілген кВт * сағ отынның меншікті шығыны, кг у.т./кВт * сағ	$B_{BYP} = 4023750 / 12600000 = 0,32$
Жіберілген кВт * сағ отынның үлес шығыны, кг у.т./кВт * сағ	$B_{OTI} = 4023750 / 12096000 = 0,33$

Екі нұсқаны есептеу нәтижелерін 2 кестеге енгіземіз

12 – кесте - станцияның негізгі техникалық-экономикалық көрсеткіштері.

Көрсеткіштің атауы	Көрсеткіштің мәні	
	1 нұсқа	2 нұсқа
Белгіленген қуаты, МВт	800	800
Негізгі жабдықтың құрамы	2×ПГУ-400	2×К-300+1×К-200
Белгіленген қуатты пайдалану сағаттарының саны, сағ / жыл	7000	7000
ЖЭС-да электр энергиясын өндіру, МВт·сағ	12600000	12600000
Станцияның шиналарынан жылдық энергия босату, МВт * сағ	12247200	12096000
Өндірілген кВт * сағ шартты отынның меншікті шығыны, кг у.т./кВт * сағ	0,162	0,32
Жіберілген кВт * сағ шартты отынның үлес шығыны, кг у.т./кВт * сағ	0,166	0,33
Электр энергиясы бірлігінің өзіндік құны, тг. / кВт * сағ:		
а) өңделген	0,41	0,63
б) жіберілген	0,42	0,65
Штаттық коэффициент	0,26	0,31
Үлестік күрделі салымдар	11,4	17,6

Осылайша, жобалық өзіндік құн көрсеткіші бойынша, сондай-ақ күрделі салымдардың шамасы бойынша БГҚ-450 бу-газ қондырғылары бар бірінші нұсқа неғұрлым қолайлы болып табылады.

Станция үшін шаруашылық есептеу әсері жылына млн. тг.:

$$\mathcal{E}_{X.P.} = (U_{COП}^{\mathcal{E}} - U_{PEK}^{\mathcal{E}}) \cdot W_{PEK} \cdot 10^{-6}, \quad (3.22)$$

мұндағы $U_{COП}^{\mathcal{E}}$ - салыстырмалы нұсқа бойынша жіберілген электр энергиясы бірлігінің өзіндік құны, тг./кВт * сағ;

$U_{PEK}^{\mathcal{E}}$ - негізгі жабдық құрамының ұсынылатын нұсқасы бойынша жіберілген электр энергиясы бірлігінің өзіндік құны, тг. / кВт сағ.;

W_{PEK} - ұсынылатын нұсқа бойынша электр энергиясының жылдық босатылуы, МВт·сағ;

$$\mathcal{E}_{X.P.} = (0,65 - 0,42) \cdot 12247200 \cdot 10^{-3} = 2837,2$$

3.7 КЭС жобасы бойынша капиталдық салымдардың өтелу мерзімін есептеу

Өтелімділік мерзімі-бұл бастапқы шығындар жиынтық нәтижелермен жабылатын кезең (айларда, тоқсандарда немесе жылдарда өлшенетін). Басқа сөзбен айтқанда, бұл капиталдық шығындардың жалпы көлемі амортизациялық аударымдар мен кәсіпорын пайдасының өсуінің үлкен сомасы болып табылатын уақыт аралығы.

Жобаны іске асыру бойынша кірістер мен шығыстар арасындағы арақатынас таза дисконтталған кіріс көрсеткішімен (ШД) анықталады. Егер ІЖД нөлден көп болса, онда жоба бойынша барлық шығындар кірістермен өтеледі, яғни инвестицияның осы жобасын практикалық іске асыруға ұсынуға болады.

Таза дисконтталған табыс, млн. тг.:

$$\mathcal{ЧДД} = \left\{ \left[(T - U_{OПП}^{\mathcal{E}}) \cdot W_{OПП} + U_{AM} \right] \cdot \frac{1}{(1 + 0.1)^n} \right\} - K \quad (3.23)$$

мұндағы K - станция құрылысының құны, млн. тг.;

$U_{OПП}^{\mathcal{E}}$ - жіберілген энергияның өзіндік құны, тг. / кВт сағ.;

U_{AM} - негізгі өндірістік қорлардың амортизациясы;

$W_{OПП}$ - станцияның шиналарынан энергияны жылдық босату, МВт;

n - ағымдағы жыл;

T - жоспарланған рентабельділікті ескере отырып, босатылған кВт·сағ тарифі, бекітілген тариф, тг./кВт·сағ. ;

$T = 0,6$;

Жіберілген электр энергиясы бойынша таза ақша ағыны, млн. тг.:

$$ЧД = (T - U_{отп}^3) \cdot W_{отп}, \quad (3.24)$$

$$ЧД = [(0,6 - 0,42) \cdot 122472000] \cdot 10^{-3} = 2224,9$$

Электр стансасын есептеу 13 кестеде көрсетіледі

13- кесте- күрделі салымдардың өтелу мерзімі

Көрсеткіштер	Есептік кезеңде										
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1) Инвестициялық қызмет бойынша ақша ағыны-күрделі салымдар()	20525									-	
2) Негізгі қызмет бойынша ақша ағыны:											
- амортизациялық аударымдар		3764	3764	3764	3764	3764	3764	3764	3764	3764	3764
- жіберілген эл. табыс.энергия		1539	1539	1539	1539	1539	1539	1539	1539	1539	1539
		2225	2225	2225	2225	2225	2225	2225	2225	2225	2225
3) Таза ақша ағыны	20525	3764	3764	3764	3764	3764	3764	3764	3764	3764	3764
4) Дисконттау коэффициенті $1/(1+0,1)^n$	1	0,909	0,826	0,751	0,683	0,62	0,564	0,513	0,466	0,424	0,385
5) Таза дисконтталған кіріс	-20525	3422	3110,9	2828,1	2571	2337,3	2124,8	1931,6	1756	1596,4	1451,3
6) Өспелі қорытындымен	-20525	-17103	-13992	-11163,9	-8592,8	-6255,6	-4130,7	-2199	-443	1153,4	2604,6

Бу-газ қондырғылары бар МАЭС 800 МВт жобасына күрделі салымдар э/э тарифі 0,6 тг./кВт·сағ және отын құны 799 тг./мың м³ тең болған жағдайда пайдаланудың тоғызыншы жылына өтеледі.

Алайда, 2011 жылдың перспективасында отынның бағасы 2559 тг./ мың м³ дейін ұлғайтылады, сондықтан қайта есептеу жүргіземіз, ал нәтиже 4 кестеге түсіреміз

14 кесте - Газға жаңа баға кезінде жоба тиімділігінің экономикалық көрсеткіштерін қайта есептеу

Отын бағасы	Отын құрамының пайызы, %	Отын бағасының өсуі, %	Жіберілген электр энергиясының өзіндік құны, тг./кВт·сағ	жіберілген эл. бойынша табыс. жылына, млн. тг./год	Өтімділік жылы
799	25	—	0,42	2225	9
2559	53	320	0,66	—	—

Кестеден көрініп тұрғандай, электр энергиясына тарифті сақтау және отынға бағаны көтеру кезінде станция тиімсіз болып, тарифті көтеру қажет.

КОРЫТЫНДЫ

Біліктілік жұмысы аясында қуаты 800 МВт бу-газ станциясы құрылысының кешенді жобасы әзірленді. Жобаланатын МАЭС-те екі бу-газ блогы орнатылған, олардың әрқайсысы ГТЭ-150 төрт газ турбинасын, К-150 Бу турбинасын және екі кәдеге жаратушы қазандықты қамтиды. Бұл жоба мынадай есептерді қамтиды:

- принципті жылу сұлбасын есептеу;
- ГТҚ жылу есебі;
- КБ жылу және конструкторлық есептері;
- ПТУ-ға жақындатылған жылу есебі;
- газ және бу турбиналарының сатыларын егжей-тегжейлі есептеу;

МАЭС-те электр энергиясын өндіру процесі жоғары қауіптілік өндірісіне жататындықтан, дипломдық жобаға "Жобаланатын объектінің қауіпсіздігі" бөлімі енгізілді.

"Экономикалық бөлім" бөлімінде көмірде жұмыс істейтін қуаттағы үлгілік ГРЭС құрылысымен салыстырғанда бу-газ ГРЭС құрылысының нұсқасына баға берілді.

ҚОЛДАНЫЛҒАН ӘДЕБИЕТТЕР ТІЗІМІ

- 1 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.
- 2 Нормы технологического проектирования тепловых электрических станций. – М.: Минэнерго СССР, 1981.
- 3 Кузнецов Н.В. Тепловой расчет котельных агрегатов (Нормативный метод) / Н.В. Кузнецов. – М.: Энергия, 1973.
- 4 Григорьева В. А. Тепловые и атомные электрические станции: Справочник / В. А. Григорьев, В. М. Зорин. – М.: Энергоатомиздат, 1982. – 624с.
- 5 Рыжкин В. Я. Тепловые электрические станции / В.Я. Рыжкин. – М.: Энергоатомиздат, 1967.
- 6 Ривкин С.Л. Теплофизические свойства воды и водяного пара / С.Л. Ривкин, А.А. Александров. – М.: Энергия, 1980. – 425 с.
- 7 Цыганок А. П. Проектирование тепловых электрических станций: учеб. пособие/А.П. Цыганок, С.А. Михайленко; КрПИИ– Красноярск, 1991.–119 с.
- 8 Емелина З.Г. Безопасность жизнедеятельности: учеб. пособие / З.Г. Емелина, Д.Г. Емелин. – Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2000. – 183 с.
- 9 Колот В.В. Безопасность проектируемого объекта: метод. указ. по дипломному проектированию для студентов направления подготовки дипломированных специалистов 650800 – «Теплоэнергетика» (спец. 100500, 100700, 100800) / В.В. Колот, О.Н. Ледяева. – Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2003. – 16 с.