ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ БІЛІМ ЖӘНЕ ҒЫЛЫМ МИНИСТРЛІГІ

Коммерциялық емес акционерлік қоғамы

АЛМАТЫ ЭНЕРГЕТИКА ЖӘНЕ БАЙЛАНЫС УНИВЕРСИТЕТІ

Электр станциялары, тораптары және жүйелері
кафедрасы

«Қорғауға жіберілді»
Кафедра меңгерушісі
т.ғ.к. Уибеткулов Е.к
(аты-жөні, ғылыми дәрежесі, атағы)
«_____» _____ **20___ ж.**
(қолы)

ДИПЛОМДЫҚ ЖОБА

Тақырыбы: Қуаты 4х32 МВт болатын Құмкөл ЖЭС, бас схеманы таңдау негіздемесі

мамандығы бойынша

Орындаған Рысқұл Ерғат Асқатұлы Эск-12-1
(аты - жөні) (тобы)

Жетекші Кузембаева Р.М.
(аты-жөні, ғылыми дәрежесі, атағы)

Кеңесшілер:

Экономикалық бөлім бойынша :
э.ғ.к профессор Жақупов А.А.
(ғылыми дәрежесі, атағы, аты-жөні)
(қолы) «31» 05 2016 ж.

Өмір тіршілігі қауіпсіздігі бойынша:
Абдикупатов Ж.С, доцент
(ғылыми дәрежесі, атағы, аты-жөні)
(қолы) «26» 05 2016 ж.

Мөлшер бақылаушы:
Тергеусизова М.А., доцент
(ғылыми дәрежесі, атағы, аты-жөні)
(қолы) «31» 05 2016 ж.

Пікір жазушы :
Саитов Ш.А «АЛЭСжк пайдалану қызметінің бас маманы
(ғылыми дәрежесі, атағы, аты-жөні)
«____» _____ 20____ ж.
(қолы)

Алматы 2016

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ БІЛІМ ЖӘНЕ ҒЫЛЫМ МИНИСТРЛІГІ

Коммерциялық емес акционерлік қоғамы

АЛМАТЫ ЭНЕРГЕТИКА ЖӘНЕ БАЙЛАНЫС УНИВЕРСИТЕТІ

Электр энергетика факультеті
5В07 1800 - Электр энергетика мамандығы
Электр станциялары мораторы және жүйелері кафедрасы

жобаны орындауға берілген

ТАПСЫРМА

Студент Рысқұл Ерғат Асқатұлы
(аты - жөні)

Жоба тақырыбы Қуаты 4Х32 МВт болатын, Құмкөл ГЭС Бас схемасын негіздемесі

ректордың « 9 » 10. 2015 № 1.18 бұйрығы бойынша бекітілген.

Аяқталған жұмысты тапсыру мерзімі: « 3 » 06 2016 ж.

Жобаға бастапқы деректер (талап етілетін жоба нәтижелерінің параметрлері және нысанның бастапқы деректері)

1. Газдық, турбалық электростанциялар 4Х32 МВт
2. Электрлік бөлігі: Отын, газ, $S_{кз}$ - 3000 МВт, жергілікті жүкт
3. Газ жылыту электр станцияларының қызмет ету техникалық, экономикалық талдауы
4. Тіршілік қауіпсіздігі

Диплом жобасындағы әзірленуі тиіс сұрақтар тізімі немесе диплом жобасының қысқаша мазмұны:

Бұл жұмыста Қазақстандағы, атап айтқанда, қызылорда облысының Құмкөлі өңіріндегі қуаты 4Х32 МВт болатын ГТЭС және осы орынға ТЭН ерекшеліктері қарастырылған. Газдық турбалық электростанциялар ГТЭС - олардың қуатына байланысты электр және жылу энергиясын өндіруге арналған. Яғни оның көмегімен сол аумақтағы ауылдар мен поселкаларды, өндірістік кәсіпорындарды жылытуға қажетті қуатты алуға болады.

Сызба материалдарының (міндетті түрде дайындалатын сызуларды көрсету) тізімі

Негізгі ұсынылатын әдебиеттер

1. Рохкова Л.Д. Козулина В.С Электрооборудование станции и подстанции 1987.
2. Неклепаев Б.Н Электрическая часть электростанции и подстанции; Учебник для вузов. 2-е изд-н. Энергоиздат, 1986.
3. Околович М.Н. Проектирования электрических станций, 1982
4. Беляев А.В Выбор аппаратуры защит и кабелей в сетях 0,4кВ Энергоиздат, 1988
5. ДСЭ 1981 под редакцией Прохорова Т.М.

Жоба бойынша бөлімшелерге қатысты белгіленген кеңесшілер

бөлімшелер	кеңесші	мерзімі	қолы
Экономика бөлімі	Шакулов Н.А	02.05.16-31.05.16	
Өмір. тірш. қауіпсіздігі	Абдикуратов	26.05.2016	

Диплом жобасын дайындау

КЕСТЕСІ

№ р/с	Тарау аттары, әзірленетін сұрақтардың тізімі	Жетекшіге ұсыну мерзімдері	Ескерту
1	Газдық, тұрбалық электростанциялар	6.01.2016 – 6.03.2016	
2.	Электірлік бөлігі	17.02.2016 – 17-04 2016.	
3.	Газ жылыту электр станцияларының қозғалтқыштың техникалық, экономикалық талдауы	18.03.2016 18.04.2016	
4.	Тіршілік қауіпсіздігі	28.04.2016 20.05.2016	

Тапсырманың берілген уақыты «20» 10 2015 ж.

Кафедра меңгерушісі _____ т.ғ.к. доцент Жибекулов Е.К
(қолы) (аты-жөні, ғылыми дәрежесі, атағы)

Жоба жетекшісі _____ Кузембаева Р.М
(қолы) (аты-жөні, ғылыми дәрежесі, атағы)

Орындалатын тапсырманы қабылдаған студент _____ Рысқұл Е.А
(қолы) (аты -жөні)

Аңдатпа

Дипломдық жұмыста Қазақстанда (Қызылорда облысының Құмкөль өңірінде) Газ жылу электр станцияларын (ГТЭС) салудың мәселелері қаралған. Мәселенің өзектілігі бірнеше факторларға – ілеспе газды пайдалану қажеттілігіне және осы аудандағы электр энергиясының тапшылығына байланысты. ГТЭС ерекшеліктері қаралған, экономиқалық және стратегиялық тиімділігі дәлелденген. Мұнай кен орындарында ілеспе газды жинақтау және пайдаға асыру мәселесіне ерекше көңіл бөлінген.

Аннотация

В дипломной работе рассмотрены вопросы строительства ГТЭС в Казахстане, в регионе Кумколь, Кызылординская область. Актуальность вопроса обусловлена несколькими факторами – необходимостью использовать попутный газ и дефицитом ЭЭ в данном районе. Рассмотрены особенности ГТЭС, доказаны экономическая и стратегическая целесообразность, особое внимание было уделено вопросу о сборе и утилизации попутного газа на нефтяных месторождениях.

Abstract

In final work questions of construction of the GTPP in Kazakhstan, in the region Kumkol, the Kyzylorda region are considered. Relevance of a question is caused by several factors – need to use associated gas and deficiency of EE in this area. Features of the GTPP are considered, proved economic and strategic feasibility, the special attention has been paid to a question of collecting and utilization of associated gas on oil fields

Мазмұны

Кіріспе 13
1 Газдық, турбалық электростанциялар.....14
1.1 Газдық, трубалық қондырғылар сипаттамалары 14
1.2 Газдық трубалық қондырғыларының жұмыс істеу принципі. Жылу схемасы.....18
1.3 Газдық трубалық электростанциялар салудың Қазақстандағы болашағы 23
1.4 Мұнай кенорындарында газды жинау проблемалары 28
2 Электрлік бөлігі.....32
2.1 Бастапқы деректер.....32
2.2 Құбыр генераторларын таңдау және жүктеме графигін құру 33
2.3 Құрылымдық схемалар варианттарын таңдау 33
2.3.1 Байланыс трансформаторын таңдау 36
2.3.2 Өз керек жарағына қажетті трансформаторларды таңдау.....36
2.3.3 Трансформаторлардағы электр энергиясының жылдық жоғалтуларын есептеу.....38
2.4 Варианттарды техникалық, экономикалық түрде салыстыру.....39
2.4.1 Күрделі шығындар.....39
2.4.2 Өндірістің жылдық шығындары.....40
2.4.3 Есептеу шығындары және вариантты таңдау 41
2.5 Қысқа тұйықтау токтарын есептеу.....42
2.5.1 Қысқа тұйықтау токтарын салыстырмалы бірліктерде есептеу 42
2.5.2 Қысқа тұйықталу ток мәнін GUFAULTS программасымен есептеу..45
2.6 Генератор тізбектеріндегі коммутациялық аппараттар мен ток жүргізуші бөліктерді таңдау.....47
2.7 РУ 110 кВ арналған коммутациялық аппатураны таңдау.....48
2.8 Өлшеуіш аспаптарын таңдау 49
2.8.1 Ток трансформатырын таңдау 49
3 Газ жылыту электр станцияларының қызмет етуінің техникалық, экономикалық талдауы 51
3.1 Жобаның экономикалық тиімділігін негіздеу.....51
3.2 Газ жылыту электр станцияларының күрделі салымдары.....54
3.3 Күрделі салымдар тиімділігі көрсеткіштерін есептеу.....57
4 Тіршілік қауіпсіздігі.....60
4.1 Өндірістік шудан қорғану 60
4.2 Санитарлық аумақты есептеу 66
4.3 Электр қауіпсіздігін қамтамасыз ететін техникалық шараларды ұйымдастыру 71
Қорытынды 76
Әдебиеттер тізімі.....72

Кіріспе

Бұл жұмыста Қазақстандағы, атап айтқанда, Қызылорда облысының Құмкөль өңіріндегі қуаты 4х32 Мвт болатын ГТЭС және осы орынға тән ерекшеліктер қарастырылған.

Газдық трубалық электростанциялар ГТЭС - олардың қуатына байланысты электр және жылу энергиясын өндіруге арналған. Яғни оның көмегімен сол аумақтағы ауылдар мен поселкаларды, өндірістік кәсіпорындарды жылытуға қажетті қуатты алуға болады. Аймақтағы жылу-энергетикалық жағдай осындай станцияларды құрудың артықшылықтарын көрсетіп отыр. Осы өңірдің электр энергиясына зәрулігі мен ондағы ілеспе газдар көлемінің молдығы мұндай станцияларды пайдаланудың көкейкестілігін көрсетіп отыр.

Ілеспе газды пайдаға асыруға байланысты мәселе соңғы кезде шешілген. Ол ілеспе газды өңдейтін ірі зауыт салу арқылы іске асты. Енді аймақ инфрақұрылымы осыған ұқсас бірнеше жаңа станцияларды салуға дайын деуге болады. Бұндай станциялар мұнай өндіру нысандарын электрмен жабдықтаумен қатар, сол аумақта тұратын адамдарға қажетті электр қуатының қажеттілігін қамтамасыз ете алады.

Экономикалық тұрғыдан мұндай станциялар өте тиімді, өйткені мұнайдың ілеспе газдары, бұрын мұнайды алу жерлерінде алаулар арқылы жандырылып тұрса, енді оны пайдаға жарату арқылы минералды көздердің шығындары азаяды деуге болады.

Отын есебінде газ қоршаған орта мен осы маңда орналасқан ауыл тұрғындары мен жұмыс істейтін адамдар денсаулығына әсер ететін заттар жөнінен басқаларға қарағанда әлдеқайда аз ластану көрсеткіштерін көрсетеді.

1 Газдық, трубалық электростанциялар

Газдық трубалық электростанциялар (ГТЭС), олардың өндірістік қуатына байланысты электр және жылу энергиясын өндіруге арналған. Мұндай станциялар көмегімен сол аумақтағы тұрғылықты жерлерді, өндірістік кәсіпорындарды жылытуға қажетті қуатты алу мүмкіндігі бар.

Қазіргі кездегі газдық трубалық электростанциялар (ГТЭС) қуаты 10 нан 100 МВт дейін болады, олар энергия көздерінің автономді, яғни ешкімге тәуелді емес, көздері немесе оларды басқа орталықтандырылған қуат көздеріне де қосуға болады.

Газдық трубалық қондырғылар (ГТУ), кез келген ауа райы жағдайларына байланысты өндірістік немесе тұрмыстық бағыттағы нысандарға арналған электр қуатын өндіретін негізгі немесе қосымша көз бола алады. Мұндай электр станцияларын алыс аумақтарда салу (әсіресе солтүстік аумағында) электр қуатын тасымалдайтын ұзын электр желілерін өткізуге және оларды пайдалануға арналған шығындарды азайтып қана қоймай, елдің орталық аумағындағы электрмен, жылумен қамтамасыз ететін сол аймақтағы жекеленген ұйымдар мен кәсіпорындарды қамтамасыз етудің сенімділігін де молайтады.

Қуаты аз, блоктық, контейнерлік принцип бойынша құрылған газдық трубалық электростанциялар осындай жабдықтарға тән, шағын түрдегі қондырғылар болып табылады. Басқаша айтқанда, бірге біріктірілген ГТЭС бөліктері элект қуатын өндірп қана қоймай, сонымен бірге жұмысқа қосылған газдардан алынатын жылуды да пайдалануға мүмкіндік береді. Газдық трубалық электростанциялардың негізгі бас блогы ретінде энерго блокты атауға болады. Дегенмен олар әр алуан үлгі түрлері бойынша қосымша компрессормен, жылу алмастырғыш бөліктерімен толықтырылуы мүмкін. Бұл бөліктер қосымша екінші реттегі қуатты жылу түріне айналдыра алады. Ол үшін оған қосымша газды жағу қондырғылары қосылуы мүмкін. Сонымен бірге, ГТЭС қосымша дизельді қозғалтқышпен де қамтамсыз етіледі, ол әдетте, оны іске қосқанда пайдаланылады.

ГТЭС энерго блогі газдық трубалық қондырғыдан және электр қуатын өндіретін генератордан тұрады. Сонымен бірге, энергоблок әртүрлі бақылау жүйелерімен, блок жұмысын автоматты түрде реттеп отырушы жүйесімен, фильтрлермен, маймен қамтамасыз ету блоктарымен және де басқа құрамдас бөліктермен жабдықталған.

1.1 Газдық, трубалық қондырғылар сипаттамалары

Газдық трубалық электростанциялардың негізгі артықшылықтарына мыналар жатады:

- ГТЭС өте сенімді. Орташа есептеулер бойынша, оның негізгі тораптарының жұмыс істеу ұзақтығы күрделі жөндеусіз, 100-130 мың сағатты құрайды. Газдық турбина өндірушілердің көпшілігі жабдықтардың күрделі

жөндеулерін сол құралдар орналасқан жерде орындайды, олар кейбір жекленген тораптарды өндіруші зауытқа жібермей ақ, сол қондырғы орналасқан орнында атқарады, сондықтан агрегаттарға қызмет көрсету шығыны азаяды. Қазіргі заманғы газдық трубалық қондырғылардың тағы бір ерекшелігіне олардың қанағаттандырарлық мото қоры мен майлау майларын өте аз пайдалануы (тәулігіне бір литрге жуық) жатады. Кез келген қуаттағы жұмыс істейтін станциялардың 0 ден 100% дейінге жуық апатсыз қызмет етуі, сусыз салқындату мүмкіндігінің болуы, құрамында күкірті бар газдармен жұмыс істей алуы – осының барлығы қуаты аз газдық трубалық қондырғылардың пайдалы екенін көрсетеді, ал 30 МВт артық қуаты бар қондырғыларды да іс жүзінде пайдалану тиімді екенін көрсетті;

- газдық трубалық қондырғылардың өзінің пайдалы әрекет коэффициенті - КПД шамамен 40% құрайды, ал ұшатын газдарды пайдалануды есептесек, оның жалпы пайдалы КПД одан да көп болады. Жалпы бу газдық қондырғылар электрлік пайдалы әрекет коэффициентін КПД - 50% артық пайдалануға мүмкіндік береді. Салыстырмалы түрде айтсақ, жұмыс істеп тұрған бу күштік қондырғылардың пайдалы әрекет коэффициенті әдетте 33-40% шамасында, ал газдық трубалық қондырғылардың 28-42% аумағында болады;

- жоғарыда аталғандай, газдық трубалық электростанциялар өлшемдері шағын болады, ол сау құрылыс мерзімін азайтады, сондықтан оған кететін шығынды тез қайтаруға мүмкіндік береді. Электрмен жабдықтау индустриясында көмірлік немесе ядролық энерго қондырғыларына қарағанда қарапайым циклдағы газдық турбиналарға кететін күрделі шығын аз және оларды әр түрлі қуаттағы мүмкіндіктермен шығаруға болады. Оларды орнату жұмыстарының үдерісі бірнеше аптада (немесе бірнеше айда) созылады, бұл бірнеше жылдарға созылатын базалық қуаттағы бу электр станцияларын құруға кететін уақытты әрине үнемдейді. Газдық трубалық электростанциялардың тағы бір артықшылығы – бірнеше минут ішінде қосылу, өшірілу мүмкіндігі, ол және жүктемелердің ең биік сәтінде қосымша қуатты да қоса алады;

- газдық трубалық электростанциялар экологиялық таза, яғни қоршаған ортаға зияны аз. Сондықтан оған соңғы уақытта ерекше көңіл бөлінуде. Газдық трубалық қондырғыларды пайдаланудың тағы бір артықшылығы – оларды адамдар тұратын жерде пайдалану мүмкіндігі. Ондағы зиянды лақтырулар өте аз, ол 9–25 ppm (англ. Parts per million) деңгейінде орналасады. Осындай керемет экологиялық сапасы болғандықтан газдық трубалық қондырғыларды ешқандай проблемасыз адамдар өмір сүрген ортада орналастыруға болады;

- газдық трубалық электростанциялар толығынан автоматтық режимде жұмыс істей алады, ал оның жабдықтарының немесе тораптарының күйін толығынан тексеруден өткізе алу мүмкіндігі, оны басқару қарапайымдылығы, демек, оған қызмет көрсетуде адамдардың аз болуы сияқты көрсеткіштер бұндай станцияларды кез келген жағдайларда пайдалану мүмкіндігін береді.

Газдық трубалық энергетикалық қондырғылардың өзі бу турбиналық қондырғылардан жас. Қуаты 4 МВт болатын бірінші газдық трубалық қондырғылар 1939 жылы іске қосылған болатын. Газдық турбиналық қозғалтқыштардың дамуы және одан ары қарай өзгеруі оларды авиацияда кеңінен пайдаланумен тікелей байланысты болды. Оларды электр энергетикасында пайдалану 1980 жылдан кейін өрістеді, ол қуаты 100 МВт артық агрегаттарды іске қосудан және газдың бастапқы температурасын аралас бу газдық қондырғылардың пайдалы әрекет коэффициенті (КПД) ең жақсы энерго блоктарының бу контурларындағы КПД үлкен болған кезде, яғни бу бөліктеріндегі жылуды пайдалану мүмкіндігі туындағанда басталды деуге болады.

Қазіргі кезде газдық трубалық энергетикалық қондырғыларды өзекті мәселе болып тұр, өйткені олардың артықшылықтары айқын. Келесі 1.1 кестесінде [9] газдық трубалық қондырғылар көрсеткіштері келтірілген. Олар бір білікті, екі тіректі турба топтар тіректерінде термодинамикалық циклда орындалған қондырғылардан алынған. Осы турба топтар төңірегінде блоктық-сақиналы камера бар, онда «таза» (күлі жоқ) жану отындары пайдаланылады, ондай отындарға негізінен табиғи газ және дизель түріндегі сұйық дистяллатар жатады. Өте жоғары температурадағы газды пайдаланатын қондырғылар, әдеттегі энергетикалық жабдықтарға тән сенімділік және олардың ұзақ уақыт қызмет ету уақытын сақтап тұруы үшін бірнеше жылдар бойы көптеген жүздеген қозғалтқыштарда сыналған тиімді конструкциялау мен дайындау технологиясын пайдаланылған. Сонымен бірге бұл сынақтар турбина бөлшектерін және жағу камераларын ыстыққа шыдамды қоспаларды және жапқыштарды пайдалану арқылы циклдік ауамен тиімді суыту сияқты әдістерді іске қосуды да есепке алған. Ең жоғары техникалық, экономикалық және экологиялық және үлестік баға, жөндеу шығындары, ауаға азот оксидтерінің лақтылуы сияқты көрсеткіштерінің пайдалы әрекет коэффициентіне жету үшін – газ температурасының бастапқы деңгейін және автономды жұмыс істеуге лайықталған қысу дәрежесін және электр энергиясы мен жылуды өндіруге арналған аралас өндіріс жұмысын оңтайландырады. Ол үшін аэродинамика мен жану саласындағы ең соңғы жетістіктерді пайдаланады.

Алдыңғы ғасырдың 90-шы жылдары АҚШ және Жапония үкіметтері қаржыландырған программалар бойынша турбинаның бірінші және екінші сатысындағы шүмек пен қалақшаларды тұйықталған бумен суытатын қуатты газдық трубалық қондырғылар құрылып жасалды. Олар ауа буларына қарағанда тиімді жылу тасығыш: оның жылу сиымдылығы мен жылуды беру коэффициенті басқаларға қарағанда жоғары. Сонымен бірге, термодинамикалық бу жүйелері ауа жүйелеріне қарағанда тиімді, өйткені оларға берілетін жылу бу циклында пайдаланылады (суыту контуры аралық буды жылыту схемасына кіреді). Сол кездегі техникалық қиындықтарға қарамастан, бумен суытылатын газдық трубалық қондырғылардың бас үлгі нобайының жұмыс істеу қабілеті қамтамасыз етілді.

Сондықтан "Mitsubishi" фирмасы жиілігі 60 Гц болатын энерго жүйелеріне арналған, қалақшалары және газды жинақтайтын жану камералары бумен суытылатын ГТУ М501Н деген газдық трубалық қондырғы жасап шығарды. Бұл қондырғы фирманың өз электр станциясында сынақта болып, жүктемемен сынақтың екі циклынан өтті.

1.1 кесте – Қуатты газдық трубалық қондырғылар параметрлері және көрсеткіштері

Параметр, көрсеткіші	Жасаушы фирма, ГТҚ типі, шыққан жылы		
	«Mitsubishi», M701G2, 1997	Siemens, 8000H, 2007	«General Electric», 9H, 1997
Электрлік қуаты, МВт	334	340	350
КПД, %	39,5	39,5	40
Қысу дәрежесі	21	19,2	23
Ауа шығыны, кг/с	738	820	686
Газ температурасы турбина алдында/	1500	1600	1430
турбина артында	587	625	595
ГТҚ салмағы, т	420	444	368
Өлшемдері, м: ұзындығы, ені,	18,3	13,2	11,9
биіктігі	6,1	5	4,9
	6,1	5,5	4,9
NO_x лақтыылуы, мг/м3, есептелгені	<50	50	50
және жетілдіруден соң	-	20	18
Бір ГТҚ қуаты, МВТ	498	530	520
ГТҚ пайдалану коэфф, %	59,3	60	60
Компрессор сатысы саны	14	13	18
Реттелетін бағыттаушы аппараттар саны	1	4	5
Турбина сатысы саны	4	4	4
Жану турбалар саны (оттық)	20	16	14

Ал «General Electric» фирмасы Уэльсе электр станциясында (Ұлыбритания) бір білікті газдық булы қондырғы (ПГУ) құрамында (қалақшалары бумен суытылатын газдық трубалық қондырғылар автономно жұмыс істей алмайды) 9Н бас агрегатын орнатты (1.1 кестесі). Бұл газдық трубалық қондырғы 1997 жылы жасалды, тек 2003 жылы қыркүйек айында, құрылғанынан 12 жылдан соң ғана іске қосылды. Газдық трубалық қондырғы қуаты есептегеннен көп болып шықты (480 МВт орнына 520 МВт), есептелген КПД>60% мөлшеріне жете алмады. 2008 жылдың ортасына таман бұл газдық трубалық қондырғы 25 мың сағатқа жуық жұмыс істеді. Қазіргі кезде жиілігі 50 және 60 Гц болатын энерго жүйелерге арналған осыған ұқсас бірнеше

газдық трубалық қондырғылар іске қосылған. Бумен суытылатын турбиналар құрылысы күрделі және қымбат болғандықтан, оны құрған «General Electric» фирмасы осы жылдар ішінде ауамен суытылатын әдеттегі газдық трубалық қондырғыларының көптеген санын шығарды.

Жапонияда бірнеше ондаған қуатты (260-335 МВт) жану камераларындағы және келте түтіктердегі, ыстық газдар турбина шүмектеріне келетін жану трубаларындағы бумен суыту тұйық түрде орындалатын газдық трубалық қондырғылары жасалды. Бұл шешім өндірістік іске асырылған және дұрыс деп қабылданған шешім түрлеріне жатады. Дегенмен, соның өзінде де, осындай газдық трубалық қондырғыларда тек ауамен суытылатын жану камералары бар. Олар жүктемелері жартылай болатын турбиналарда пайдаланылады, яғни жиі іске қосылып содан соң тоқтайтын газдық бу қондырғыларында, мұндай қондырғылар соңғы кезде көптеп саналуда.

Қазіргі кезде «Mitsubishi» фирмасы подготавливается производство J буынындағы газдық трубалық қондырғыларын шығаруды іске асыруда. Бұл жұмыс 2004 жылы басталған және ол 1700°С газдық турбина құруға бағытталған жапон ұлттық программасы негізіндегі жұмыстар нәтижесінде дүниеге келген. Жиілігі 60 Гц энерго жүйелеріне арналған өндірістік газдық трубалық қондырғылары 2011 жылы іске қосыған. Бұндай қондырғылардағы газдың бастапқы температурасы - 1600°С, ал қысымды көбейту дәрежесі -23. Газдық трубалық қондырғысының қуаты - 320 МВт, ал оның бу қондырғысымен қуаты - 460 МВт, оның пайдалы коэффициенті 62 - 65%. Турбомашинаның 3000 об/мин үлгісінде, қалақшалардың биіктігін өзгертпегенде, газдық трубалық қондырғылары қуаты При моделировании турбомашин на 3000 об/мин без изменения высоты лопаток мощность ГТУ возрастёт до 385 МВт дейін, ал оның бу қондырғысымен қуаты - 550 МВт дейін болады.

Қазіргі кезде бу қондырғысымен жұмыс жасайтын газдық трубалық қондырғыларын шығару Ресейде де іске асты. Нақты іске қосу мерзімдерімен бірге, осындай газдық трубалық қондырғыларының техникалық деңгейі өте жоғары болуы қажет: газдың бастапқы температурасы 1600°С жоғары болғанда және оның бу қондырғысымен бірге жұмыс атқарғандағы пайдалану коэффициенті, 60% тен жоғары болғанда оның бірлік қуаты - 350-400 МВт дейін болуы қажет.

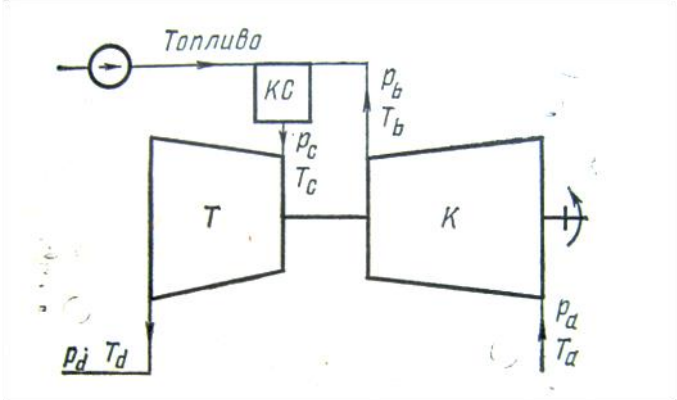
1.2 Газдық трубалық қондырғыларының жұмыс істеу принципі. Жылу схемасы

Газдық трубалық қондырғыларда - көп баспалдақты компрессор (К) атмосфералық ауаны қысады және оны жоғарғы қысыммен жану камерасына (КС) береді. Газдық трубалық қондырғының жану камерасына белгілі бір мөлшерде жану отыны беріледі. Жоғарғы жылдамдықтағы отын мен ауаның қосылысы жанады. Отын ауа қоспасы жанады да, үлкен көлемде энергия, қуат береді. Содан соң, газ тәрізді заттардың жануы нәтижесінде пайда болған

энергия механикалық жұмысқа айналады. Бұл жұмыс жалындаған газ өзінің шапшуы арқылы турбина (Т) қалақшаларын айналдырғаннан туындайды. Генераторда механикалық энергия электрлік энергияға түрленеді [11].

Алынған энергияның кейбір бөлігі компрессордегі ауаны қысуға жұмсалады. Қалған бөлігі электрлік генераторға беріледі. Бұл агрегаттағы атқарылатын әрекет газдық трубалық қондырғылар үшін пайдалы жұмыс. Жанып болған газдар утилизаторға жылу энергиясын алу үшін жіберіледі.

Осындай газдық трубалық қондырғының қарапайым схемасы 1.1 суретте келтірілген.

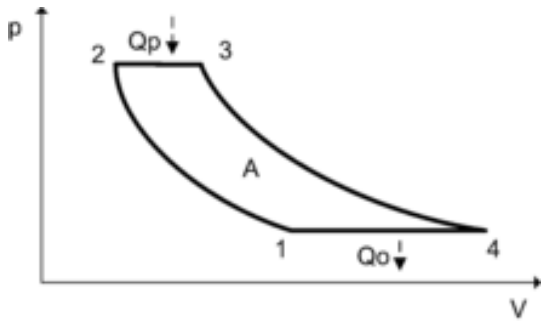


1.1 сурет – Газдық трубалық қондырғының бірлік күш агрегаты

Газдық трубалық қозғалтқыштар осындай Іштен Жану Қозғалтқыштары (ДВС- двигатели внутреннего сгорания) ішінде ең үлкен үлестік қуатқа ие, олардың қуаты 6 кВт/кг дейін жетеді.

Отын есебінде кез келген жанар жағар майлар пайдаланылады: керосин, дизельдік отын, газ.

Газдық турбиналар мен олар жұмыс істегенде өтетін үдерістер туралы айта кету жөн. Газдық турбиналар жұмысы Брайтон циклы деп аталатын термодинамикалық циклмен сипатталады. Бұл циклда алдымен ауаны адиабаттық түрде қысу, содан соң оны тұрақты қысым жағдайында жағу, содан кейін керісінше алғашқы старттық деп аталатын қысымға келгенше адиабаттық түрде кеңейту болады [2].



(1—2 Изоэнтропикалық қысу, 2—3 жылуды изобарлық түрде беру, 3—4 Изоэнтропикалық кеңейту, 4—1 жылуды изобарлық түрде алу.)

1.2 сурет – Брайтон циклы

Іс жүзінде, үйкеліс пен турболенттілік мына жағдайларға әкеледі:

- адиабаттық емес түрде қысу: берілген жалпы қысым коэффициенті үшін компрессордың айдауыш температурасы мәні жетілген, мінсіз(идеальной) жағдайдан артық;

- адиабаттық емес түрде кеңейту: турбина температурасы жұмысқа қажетті деңгейге дейін түссе де, ол компрессорға әсер етпейді, қысым коэффициенті жоғары, соның нәтижесінде кеңейту мөлшері пайдалы жұмысты қамтамасыз ету үшін аз;

- ауа алатын жерде, жану камерасында, және шығатын жерде қысымды жоғалту: соның нәтижесінде кеңейту мөлшері пайдалы жұмысты қамтамасыз ету үшін жеткіліксіз.

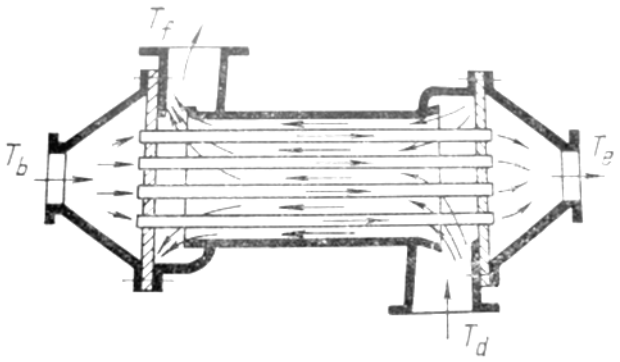
Газдық трубалық қондырғылардың үлестік пайдалы жұмысы деп мына айырманы айтамыз:

$$H = H_T - H_K. \qquad (1.1)$$

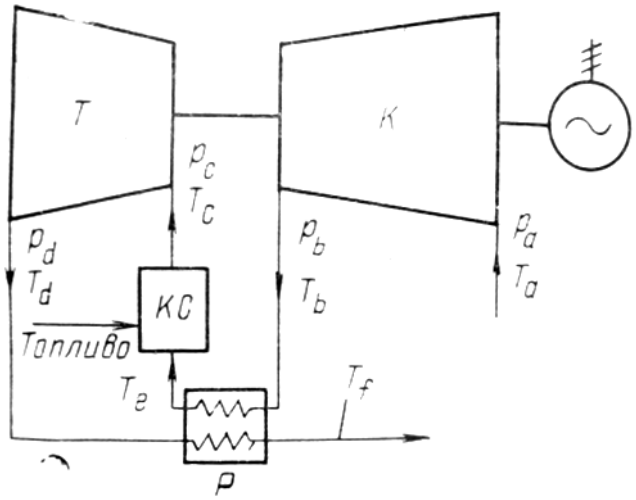
мұндағы $H_т$ – турбинадағы 1 кг газды қысуға кететін жұмыс;

$H_к$ – компрессордағы 1 кг ауаны қысуға кететін жұмыс.

Барлық циклдық жылу қозғалтқыштарында сияқты жану температурасы неғұрлым үлкен болған сайын, соғұрлым оның пайдалы әрекет коэффициенті (КПД) мәні үлкен. Оны ұстап тұру факторы есебінде қозғалтқышты жасаған материалдарды айтуға болады, мысалы болат, никель, керамика немесе басқа материалдар температура мен қысымды ұстап тұра алады. Инженерлік жұмыстардың көптеген зерттеулері турбина бөліктерінен жылуды алуға бағытталған. Жасалған турбиналардың көпшілігі лақтырылу газдарының жылуын пайдалануды мақсат етеді, өйткені олар көбінде босқа кетеді. Регенераторлар деп аталатын бөліктер – жану алдында қысылған ауаға лақтырылу газдарының жылуын беруді көздеген жылу ауыстырғыштар. Аралас циклмен жұмыс істегенде, жылу бу турбиналар жүйелеріне беріледі, оның схемасы 1.3 суретінде бейнеленген. Жылу және электр энергиясын аралас өндіретін(когенерация) өндрісте пайдаланған жылу ыстық суды өндіруге қолданылады. Регенераторлармен жұмыс істейтін Газдық трубалық қондырғылардың схемасы 1.4 суретінде бейнеленген



1.3 сурет – Қарсы токты регенератор схемасы

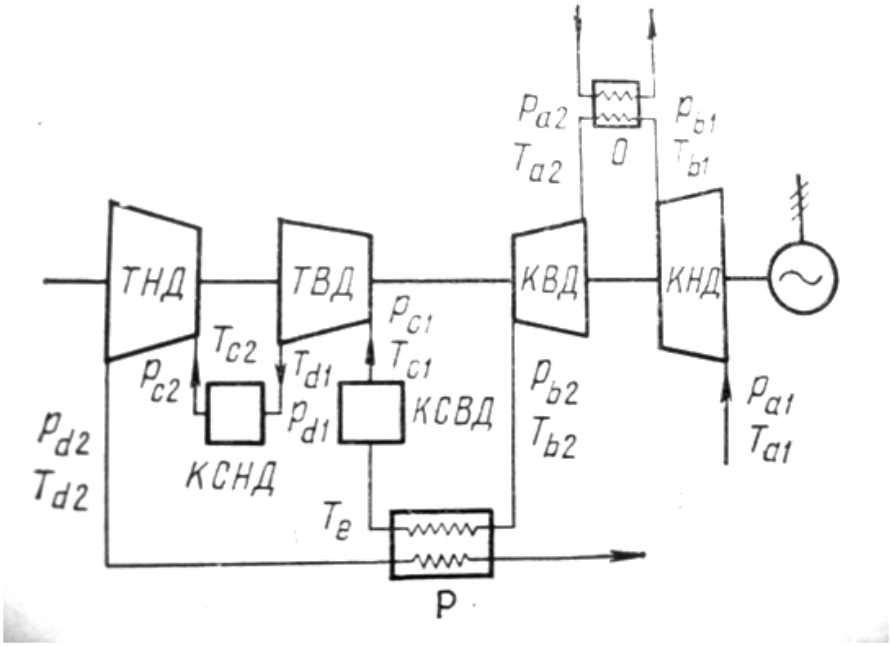


1.4 сурет – Регенераторлы Газдық трубалық қондырғы схемасы

Сонымен бірге, жылуды аралық түрде келтіретін және ауаны аралық түрде салқындататын Газдық трубалық қондырғылар бар, олар әдеттегі қондырғыларға қарағанда экономикалық жағынан тиімді. Газдық трубалық қондырғылардың негізгі көрсеткіштерін жақсарту үшін схема түрін күрделендіруге болады: пайдалы әрекет коэффициентін (к.п.д.) және пайдалы жұмыс коэффициентін жақсарту; газ шығынының үлестік салмағын азайту; қондырғының бірлік қуатын арттыру. Сондықтан, қарапайым Газдық трубалық қондырғылар мен қатар жоғарыда аталған жылуды қайта пайдалануды қолданатын қондырғылар, аралық суыту мен газды аралық жылытуды қолданатын күрделі схемалы қондырғылар да құрылып іске қосылуда. Бұл жерде Газдық трубалық қондырғыларда қосымша элементтер пайда болады: ауаны суытқыштар және аралық жылытуды іске асыратын жағу камералары. Әдетте, мұндай қондырғылар құрамында әртүрлі біліктерде орналасқан бірнеше компрессорлар мен турбиналар болуы мүмкін.

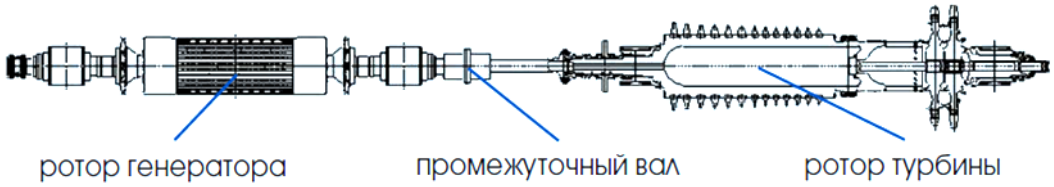
Ауа төменгі қысымды компрессорда (КНД) қысылады, содан соң суытқышқа(О) келеді, ондағы температура T_{b1} бастап T_{a2} дейін түседі, одан ары қарай жоғары қысымды компрессорда (КВД) қысылады. Ауаны суыту әдетте, сораптағы сумен жатық типтегі суытқыш арқылы іске асады. Енді ауа

жоғары қысымды компрессордан (КСВД) регенераторға (Р), содан соң жоғары қысымды жағу камерасына түседі ондағы газ температурасы T_{c1} дейін көтеріледі. Содан соң газ жоғары қысымды турбинада - ТВД кеңейтіледі де, төменгі қысымды жағу камерасына (КСНД) түседі, сол жерге отын да беріледі. Осы төменгі қысымды жағу камерасында (КСНД) отынды қосымша жағу аса көп қиындық туғызбайды, өйткені жоғары қысымды турбинадан шығатын газдарда ауа көп болады. Содан соң температурасы T_{c2} болатын газ төменгі қысымды турбинаға - ТНД түседі де, одан ары қарай регенераторға барады [11].



1.5 сурет – Регенерациясы, аралық жылу беру және ауаны жылытуы бар, бір білікті Газдық трубалық қондырғы схемасы

Өндірістік газ турбиналарының салмақтық, сыртқы өлшемдік сипаттамалары басқаша болып келеді. Оларда қаңқа, подшипниктер, үлкен салмақты конструкциялы қалақшалар жүйесі болады. Өлшемдері бойынша өндірістік турбиналар жүк машинасына орнатылатын мобильді қондырғылардан бастап, аса үлкен кешенді жүйелерге дейін барады. Бу газды турбиналардың пайдалы әрекет коэффициенті КПД - жоғары, олар 60 % дейін жетеді, яғни, газ турбинасының шығу жылуы бу турбинасының жұмысы үшін рекуперативті бу генераторында қолданылады. Олар сонымен бірге, когенераторлы конфигурацияларда: шығу жылуы суды жылытуға немесе сіңіру мұздатқыштарында пайдаланылады. Когенераторлы режимде отынды пайдалану коэффициенті 90 % асуы мүмкін. Үлкен өндірістік газ турбиналарында турбиналар электр желілеріндегі жылдамдықтармен бірмезгілділікте жұмыс істейді - олар минутына 3000 немесе 3600 айналымда (айн./мин.). Мұндай бірмезгілділікке жетуге аралық білік, біздің жағдайда - редуктор деп аталатын механизм көмекке келеді.



1.6 сурет – Бір білікті Газдық трубалық қондырғы схемасы

Электр қоректендіру индустриясында қарпайым циклдағы газ турбиналарына көмір немесе ядролық энерго қондырғыларына қарағанда аз күрделі қаржы кетеді, олар әр түрлі қуатты түрде шығарыла береді. Базалық қуаттағы бу электростанцияларын құруға кететін жылдарға қарағанда газдық қондырғыларды жинақтау жұмыстарына кететін үдеріс ең көп болғанда айлар немесе апталар мөлшерінде болады. Газ қондырғыларының тағы бір артықшылығына жүктеудің ең үлкен мөлшері қажет болғанда оларды қосу/өшіруді бірнеше минутта орындауға болатын қабілеті. Аралас циклдағы электростанцияларға қарағанда оларды жүктеудің ең үлкен мөлшері қажет болғанда жүктеу электростанциялары есебінде қоолдануға болады. Олардың аумақтағы энерго сиымдылыққа сәйкес бірнеше сағаттан ондаған сағат аралығы бойында жұмыс істей алады. Негізгі электростанцияларға олардың базалық қуаттары жетпей жатқан жағдайда газ турбиналық қондырғылар күндіз де қажет болғанда кеш уақытында да қосылу мүмкіндігі бар. Әдеттегі қарапайым циклдағы үлкен турбина 100 ден 300 мегаватт (МВт) дейін қуатты энергия бере алады, оның жылулық пайдалы коэффициенті КПД 35-40 %. Кейбір жақсы турбиналардың КПД 64 % дейін жетеді.

Қазіргі кезде газдық трубалық қондырғылар даму барысы қарапайым схемалық шешімдерде бастапқы температура мен жұмысшы газ қысымын көбейтуді көздейді. Болашақта бұл саладағы ілгерілеу суыту жүйелерін одан ары қарай жетілдірумен және соның ішінде газ турбиналарының жұмысшы қалақшаларын суыту жаңа тәсілдерін табу және ыстыққа төзімді материалдарды жасап шығарумен байланысты болып отыр.

Газдық трубалық қондырғылардың негізгі сипаттамаларына мыналарды жатқызамыз: электрлік қуаты, жылулық қуаты, отын шығыны, КПД, лақтырылу(шығу) газдар ағыны, шығу газдарының температурасы, отын, іске қосу жүйесі, генератор кернеуі, жану жүйесі.

1.3 Газдық трубалық электростанциялар салудың Қазақстандағы болашағы

КазНИПИИТЭС «Энергия» Акционерлік Қоғам президенті Георгий Акопьянц «Развитие электроэнергетики Республики Казахстан на перспективу до 2030 года», деп аталатын баяндамасына сәйкес Батыс аймағының энергия қуат тапшылығы осы аймақтағы қазіргі бар және іске қосылуға тиісті электрстанцияларды есепке ала отырып, 2030 жылдары 1050 МВт деңгейінде

болады деп болжанған [8]. Негізінен бұл мұнай газ саласын электрмен қамтамасыз етуге арналған Газдық трубалық электростанциялар болады, сонымен бірге олар ілеспе газды қайта пайдалану мәселесін де шешуге тиісті.

Осы аумақтағы қуат жетіспеушілігін толық өтеу қуаты 900 МВт болатын базалық электрстанциясының ғимаратын салу қажет.

Базалық станцияның (атомдық немесе газдық) техникалық, экономикалық есептеу варианттарын салыстыру нәтижесінде сол кездегі кезең бойынша ТЭС-3 ТОО «МАЭК Казатомпром» аумағындағы ауданда атом станциясын салу ұсынылды. Оның бірінші кезегіндегі қуаты 300 МВт болатын энерго блогын 2015 жылға дейін құру қажет еді және ол 500 кВ кернеулі қуатты беруге тиісті еді. Іске қосылған Ақтау АЭС қуатын есепке ала отырып және Солтүстік аумақтан 150 МВт қуаттымен бірге теңдестірлсе, онда Қазақстан ЕЭС қуаты тапшылықсыз емес деп айтуға болады. Ал Ақтөбе, Шығыс және Орталық аймақтардың қуаттарын теңдестірсе оларда тапшылық бар деуге болады, яғни қуаттар 515 МВт, 310 МВт және 350 МВт болып, 2030 жылғы деңгейде ол Солтүстік аймақтан толығады деп болжануда. Осының барлығы Жапониядағы трагедияға дейін болды, содан соң пікірлер бөлінді, министліктердегілер АЭС жобасының бағыты туралы өз пікірлерінде қалып отыр, ал республиканың қарапайым жұртшылығы оған қарсы. Олар өз депутаттары арқылы пікірлерін білдіруде. Ақтау қалалық мәслихаты депудаты Ықылас Көшербаев – АЭС салуға қарсы. Оның ойынша қазірдің өзінде МаЭК энерго қуаты әлі де толық меңгерілмеген. Осы аймақта ілеспе газды алаумен жылдар бойы жағып келеді. Табиғатты қорғау прокуратурасының талаптары бойынша мұнайшылар бірнеше Газдық трубалық электростанцияларда ілеспе газды жарату жұмыстарын қолға алуда. Жақын уақытта Қаламқас кенорнында әрқайсысының қуаты 50 мегаватт болатын осындай Газдық трубалық электростанциялардың екеуі іске қосылмақшы. Ал Маңғыстауда қосынды қуаты 40 мегаватт болатын жел электр станцияларының (бірнеше ондаған зор жел қондырғылары) құрылысы жүріп жатыр. Депудаттың пікірінше осылардың барлығы аймақта энерго қорлардың жеткілікті екеніне куә, сондықтан атом электр станциясын салу қажеттігі жоқ.

Қазақстанның Даму Банкісінің жобаларының ішінде (бұл ұйым мемлекеттік инвестиция саясатын іске асырушылардың бірі) Орал қаласында (БҚО) қуаты 54 мегаватт болатын, Ақшабұлақ (Қызылорда облысы) кенорнында қуаттары 54 МВт және 87,03 МВт болатын, Газдық трубалық электростанциялар құрылысын салу жоспары бар, ол осы региондардағы электр энергиясының тапшылығын жоюға бағытталған.

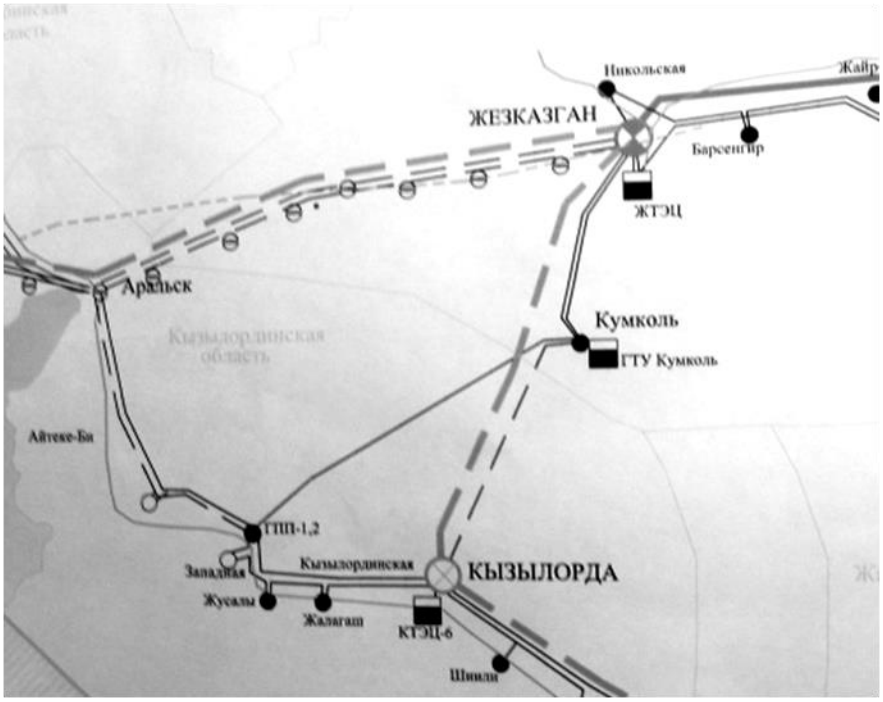
Қазақстанда магистральный құбыр желісі (трубопровод) технологиялық түрде қосылмаған, сондықтан елдің батыс аймағындағы қымбат емесе газды елдің солтүстік пен оңтүстік аумақтарына айдау қауіпі жоқ деуге болады. Бұл мәселе оңтүстік аумақ пен Алматы қаласы үшін аса маңызды проблема қатарына кіреді. Қазақстанның батыс өңіріндегі өндірілетін газ бағасы өзбек газынан екі не одан есе арзан, сондықтан бұл осы аумақтың газды сату нарығына өз әсерін тигізіп тұр.

Қазіргі заманғы газ электр станцияларының Электрлік пайдалы әрекет коэффициенті(КПД) 55–60% жетсе, ал көмір станцияларының коэффиценттері небәрі - 32–34%. Газдық жылулық электростанциялардағы 1 МВт/сағат арналған орнатылатын қуат үшін кететін күрделі шығындар салмағы көмір электростанцияларына қарағанда 50%, атом станцияларына қарағанда - 20%, жел электростанцияларына қарағанда - 15% құрайды. Газ отын түрлерінің және энергия алудың басқа көздеріне қарағанда экономиаклық тұрғыдан тиімді. Газ электр станцияларының салу небәрі 14–18 айға созылады. Қазіргі заманғы көмір электр станцияларының салуға 54–58 ай кетеді. Ал атом электр станцияларын (АЭС) салу үшін 56–60 ай уақыт мерзімі қажет.

Газдық жылулық электростанцияларын салу жобасының тағы бір ерекшелігі мұндай типтегі станциялар тез салынады, тез іске қосылады және жетіспеушілік жағдайының ең шырқау режимдерінде озық түрде жұмыс атқара алады. Сонымен бірге, табиғи газбен жұмыс істейтін жылу электр станцияларын салу көмір, уран, сутегі сияқты отын түрлерімен жұмыс істейтін электр станцияларын құруға қарағанда қаржы салудың мөлшері де аз болады.

Бұдан ары қарайғы осы жұмыста Қызылорда облысының Құмкөл кенорнының жанындағы салынатын станция жобасына арналған.

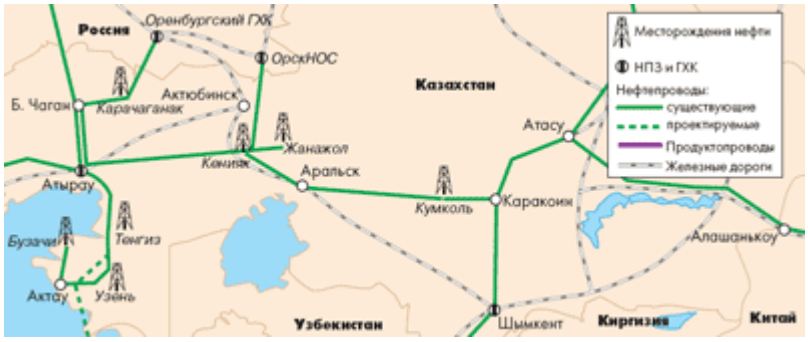
Газдық жылулық электростанцияларын осы аймақта салу жобасында баяғыдан бері бар Құмкөл - Атасу құбыр желісі пайдаланылды. Оның бейнесі 1.7 суретінде көрсетілген. Сонымен бірге, осы бар құбыр желісі бойымен жаңа жылу трассасын салу да көзделген (қуаты 15 млн. т, салынатын инветиция - 230 млн. долл.) [9]. Бұл жобаның стратегиялық ерекшелігіне оңтүстік өңірде энергия жетіспеушілігін реттейтін қуаттың аздығын алдын алуға бағытталған шараны да жатқызуға болады. Жалпы жағдайда, 2030 жылға дейін 500кВ арналған жергілікті станцияларды (ЛЭП) іске қосу жоспары бар, қазіргі кезде, құрылыс аяқталғанда, қуаты 220 кВ жергілікті станцияларға қосылуға болады, ол ГПП-1,2, Құмкөл, ЖТЭЦ станцияларын біріктіреді. Ал 15Мвт деген қуат жергілікті жүктемеге есептелген, бұндай жүктеме орташа жағдайда кез келген мұнай өндіруші алаңға тән, яғни алаң осынша жүктемені қолданады.



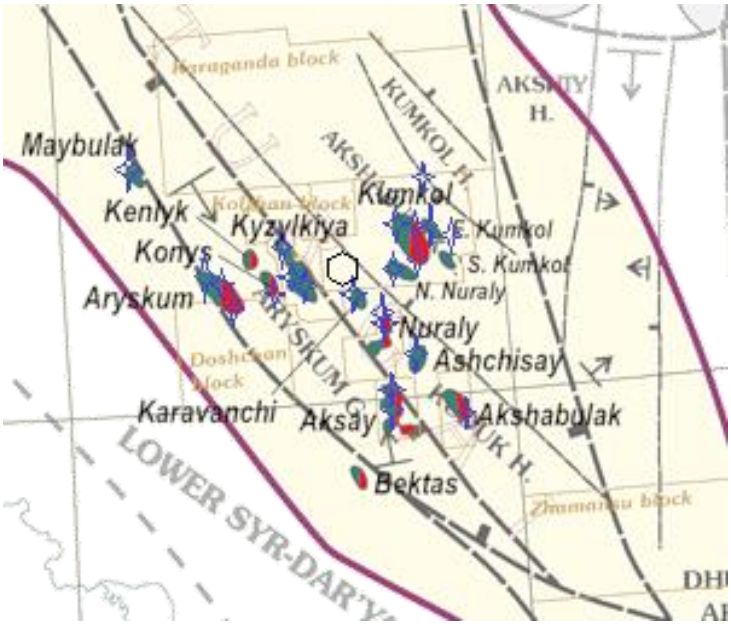
1.7 сурет – Аймақ картасы

Жергілікті жерге үлестірілетін жүктеме қуатынан мұнай өндіруші алаңдарды немесе ілеспе газдарды жинақтаушы қондырғыларды және оларға қызмет ететін аспаптарды қоректендіруге болады. Ол мәселе 1.4.бөлікте қарастырылған.

Статистикалық деректер бойынша Құмкөл аймағында жылына орташа есеппен 3,4 млн. т. мұнай және 119 млн. $м^3$ газ (тығыздығы 0,833 кг/$м^3$ болғанда 99,13 тонна) өндіріледі. Газ жылу қондырғылары 0,11 $м^3$/кВт көлемде отын пайдаланғанда, осыншама көлемнен жылына 1,083 млн. МВт қуат алуға болады, ол осы аумақтағы электр энергиясы тапшылығын болдырмауға көмегін тигізері сөзсіз.



1.8 сурет – Аймақтағы құбыр желісі картасы



1.9 сурет – Мұнай мұнараларының және ГПЗ орналасуы

Мүмкін бір заманда энергияны өндірудің отыннан басқа да көздері пайдалануы мүмкін, бірақ әзірге ол болжанатын юолашақ қана болып тұр. Мысалы, дүниежүзіндегі энергияны пайдаланудың 10% жел энергиясы құрауы үшін, 1 млн. бастап 1,5 млн. дейін жел құбырлары қажет екен. Осындай жел генераторларын орналастыру үшін аумағы 550 000 кв. Км жететін аудан болуы қажет. Бұл аумақ Европаның ең үлкен елі Франция аумағына тең. Мәселенің бәрі аудан көлемі ғана емес, альтернативті отын көздері — бизнес тұрғысынан ең озық шешшім деп айтуға әлі ерте. Энергия алудың альтернативті отын көздері әлі де экономикалық тұрғыдан қымбат. Қазіргі кезде ең экономикалық тиімді отын түріне газ жатады. Газ көмегімен альтернативті энергетикада ең арзан энергия түрін алуға болады.

Газ — энерготасушы отындар ішіндегі таза көмірсутекті отын. Газ жанған кезде басқа отын көздеріне, мысалы көмірге қарағанда, көмірқышқыл газын аз бөліп шығарады. Бұл әрине, қоршаған ортаға басқаларға қарағанда аз әсер етеді деуге болады. Қазіргі заманғы газ электр станцияларының атммосфераға бөліп шығаратын зиянды лақтырылулары аз, яғни олар кәдімгі үйдегі тамақ дайындайтын газ пештері сияқты зиянды заттарды өте аз бөледі. Көптеген адамдар энергия беретін отындардың таза энергия өндіруші көздері болады деген пікірлері өте дұрыс деп айтуға келмейді. Желдік, геотермальдық және гидроэлектр станциялары да қоршаған ортаға өз әсерін тигізеді, тіпті кей жағдайда оны аз деп те айтуға болмайды.

Жылу электр станциялары үшін олардың көмірден газ отынына көшуі атмосфераға лақтытырылатын зиянды көмірқышқыл газының мөлшерін азайтады. Газдың жану жылуы көмірге қарағанда ұзағырақ болады. Осындай энергия мөлшерін алу үшін жағатын көмірдің мөлшері көп болуы қажет. Газ электр станциялары пайдалану әрекеті коэффициенті бойынша да (КПД)

тиімді: жанғанда шығарылатын жылу көлемі бойынша Газ электр станциялары элект көлемін көбірек өндіреді.

Көмір қуаттарын Газ электр станцияларына ауыстыру нәтижесінде CO2 лақтырылуы 50–70%, азаяды, ол әрине біздің планетаның экологиялық жағдайына оң әсер етеді, өздеріңіз білетіндей планетамыз жылдан жылға экология мәселесінен зардап шегуде.

1.4 Мұнай кенорындарында газды жинау проблемалары

Мұнай төтелдерінен (скважина) шығатын табиғи газды әдетте, «ІМГ(ПНГ) – Ілеспе мұнай газы» деп атайды. Бұл газ тау кен жыныстарында мұнайдан бөлек (бос газ) болады немесе шикі мұнайда сұйықталған түрде кездесуі мүмкін. Табиғи газ көздеріне тәуелсіз, газды шикі мұнайдан бөліп алған соң, ол мынандай: этан, пропан, бутан және пентан сияқты көмірсутектілер құрамында болады. Сонымен қатар, шикі табиғи газ құрамында су булары, күкірт сутегі (H_2S), көмірқышқыл газ, азот және басқа да құрамдас бөліктер бар. Осындай құрамдас бөліктерден тұратын ілеспе мұнай газын тасу күрделі, және оны мұнайды алу үдерісінен соң қосымша тазалауды іске асырмай оны пайдалану қиын.

Ұзақ уақыттар бойы мұнай қазып алушы өнеркәсіптер бұл қосымша өнімді қажетсіз деп тек жағып отырған, енді экологиялық сананың өркендеуімен және энергия көздерінің жетіспеушілігімен өнеркәсіп орындары газдарды алаулармен жағуды жоюға тырысуда.

Техникалық көзқарас тұрғысынан ілеспе мұнай газдарымен жұмыс істеудің бірнеше жолдары бар:

- оны отын есебінде дайындаудың бірнеше түрін табу (мысалы, газ өткізуші құрғақ газ өткізгіш құбыр, сұйықталған мұнай газы) және құбыр өткізгішпен экспорттау;
- газды қайта өндіріп алу үшін оны қайтадан жыныс қатпарларына үрлеу;
- өздері жеке қажетіне пайдалануға арналған немесе желіге беру үшін электр энергиясын өндіру;
- танкерлермен тасу үшін сұйықталған табиғи газды немесе сұйықталған мұнай газын қайтадан өңдеу;
- мұнайхимиялық өндірістік шикізатқа түрлендіру;
- газды сұйық немесе қатты күйге келтіру арқылы қайтадан өңдеу;
- энергияның басқа түріне түрлендіру, мысалы, орталық жылумен қамтамасыз ететін жылу энергиясына түрлендіру.

Ілеспе газды қазып алу ерекшелігіне оның мұнай өндірісінің қосымша (ол оның атауында да тұр) өнім екендігі жатады. Ілеспе мұнай газдарындағы(ІМГ) жоғалтулар сол маңдағы инфрақұрылымдардың оны жинау, дайындау, тасу және оны қайта өңдеу сияқты үдерістерге дайын еместігін көрсетеді, яғни оны пайдаланушының жоқтығына да тікелей байланысты. Бұл жағдайда ілеспе мұнай газдары газ алауларында жағылып

кетеді.

Геологиялық сипаттамалары бойынша ілеспе мұнай газдары(ІМГ) газ шапкаларының газдары және мұнайда ерітілген газдар деп бөлінеді. Яғни, ілеспе мұнай газдары газдар мен бу тәрізді көмірсутекті және көмірсутекті емес құрамдас бөлшектерден тұратын аралас қоспаларды білдіреді. Олар мұнай төтелдері менмұнай қатпарларынан сепарациялау кезінде бөлініп шығады.

Ілеспе мұнай газдарының негізгі құрамдас бөліктеріне метан мен гексанға дейінгі көмірсутектілер, оның ішінде С4 - С6 изомерлер де бар, жатады. Ілеспе мұнай газдарының көмірсутекті емес құрамдас бөлшектеріне азот, көмірқышқыл газы, гелий, аргон, күкіртсутегі (оның құрамдас бөлігінің мәні бірнеше процентті құруы мүмкін), жатады, оның ішінде кейде сутегі де кездеседі.

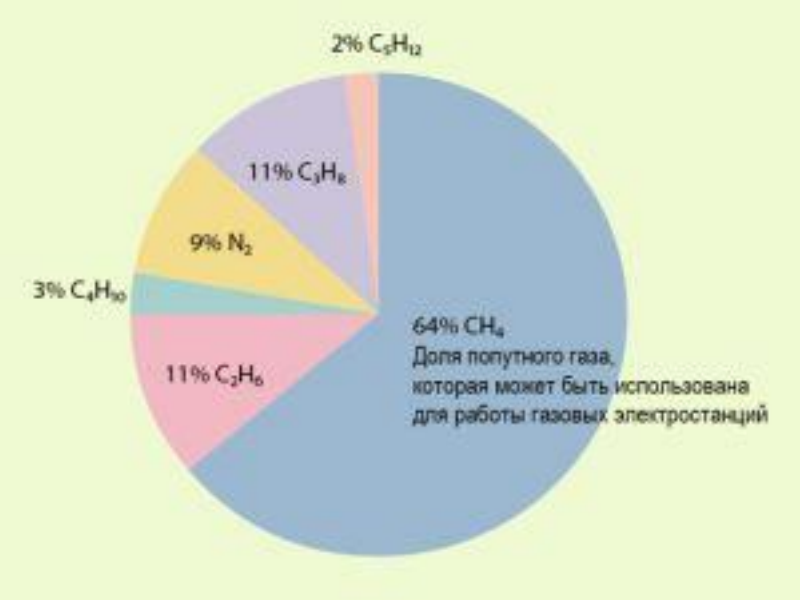
Өндіру ауданына байланысты 1 т мұнайдан 25 тен 800 м³ дейін ілеспе мұнай газдары алынады. Газ қозғалтқышындағы газды пайдалану сипаттамаларының ең маңыздысына оның детоноционалдық (қоздырушы ретіндегі) бекемділігі жатады. Ол метан санымен анықталады. Метан, детоноционалдық бекемділігі көп затқа жатады, оның метандық саны 100 тең. Керісінше бутанның метандық саны 10 тең, ал сутегінің метандық саны -0 тең. Ілеспе мұнай газдарының (ІМГ) метандық саны өндіру аумағы мен қазып алу шарттарына сәйкес 25 тен 95 дейін болады.

Газды энергетикада пайдалану экологиялық жағдайды жақсартып қана қоймай, мұнай компанияларының жылу-энергиямен қамтамасыз ету проблемасын да шешуге мүмкіндік береді. Электр энергиясына тарифтардың үнемі өсіп тұруын және олардың өнімдердің өзіндік құнына ететін әсерін ескерсек, электр энергиясын өндіруде ілеспе мұнай газдарын пайдалануды экономикалық тұрғыдан тиімді деп есептеуге болады. Мұнай қазып алудың энергиялық шығынының мол екенін ескерсек, дүниежүзінде өндірістік қажеттілік үшін ілеспе мұнай газдарын электр энергиясын өндіруге пайдалану тәжірибесі бар екені сөзсіз. Бүкіл дүниежүзілік жетекші компаниялар ілеспе мұнай газдарын газ поршеньді электростанцияларда (ГПЭС) қолданады.

Ілеспе мұнай газдарының жоғалтымдары, әдетте, кен орындарының өткізу құбырлары жүйесінен алыста орналасқан ұсақ және орташа орындарында қалыптасады. Мұндай кен орындарында, қазіргі кездегі жұмыс істеп тұрған технологиялық схемалар бойынша ілеспе мұнай газдарын жинауды ұйымдастыру сиымдылығы күрделі шаралар қатарына жатады, оны пайдалану шығындары мол, ол қазіргі кездегі ілеспе мұнай газдарына деген баға бойынша кететін шығындарды және өзін өзі ақтай алмайды. Сондықтан қазіргі кезде ілеспе мұнай газдарын өндіруге кететін дайындық шығындары, сыртқы көліктер ғимараттарын салу, құбыр өткізгіштерге арналған компрессорлар станциялар шығындарының барлығы мұнайдың өзіндік құнына кіреді.

Ілеспе мұнай газдары өз құрамының тұрақсыздығымен де сипатталады. Осы ілеспе мұнай газдарының сапасына байланысты күрделілігі әр түрлі

болатын газдық дайындаулар қажет. Ілеспе мұнай газдарының құрамы газ қозғалтқыштарына отын есебінде жақсы, дегенмен әдетте, оны құрғатып, көмірсутекті элементтерінен сұйылтып отыру қажет. Әдетте, құрамында жоғарғы көміртегі болғандықтан, оның отынның детонациялауға қарсылығын төмендететін қасиеті бар, сондықтан табиғи газбен жұмыс істейтін қозғалтқыштарға қарағанда, ілеспе мұнай газ қозғалтқыштың номиналдық қуатын азайтуы мүмкін. Сонымен бірге, күкіртсутегі қоюлығы жоғары болғанда, газды (сульфид - күкірттің металлдармен және металл еместермен қосылысы) осы үдеріске арналған қондырғылар көмегімен десульфиризация жасау қажеттігі де бар.

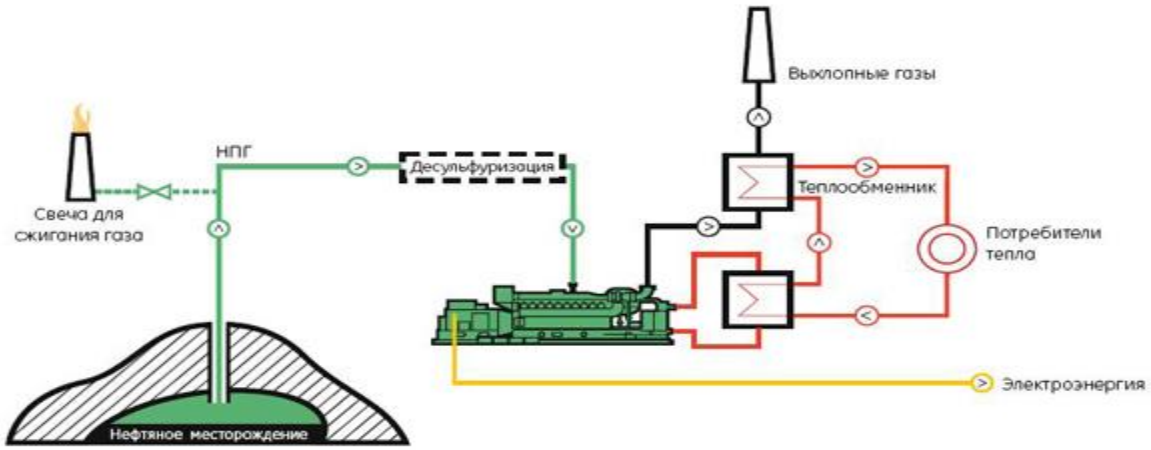


1.10 сурет – ІМГ құрамдас бөліктерінің диаграммасы

Сонымен бірге, ілеспе мұнай газдарын пайдалану болашағын талдау жұмыстары, ілеспе мұнай газдарын қолдануға дайындаудағы күрделі шығындар және пайдалану шығындарын азайту, әр түрлі алдыңғы қатардағы технологияларды іске қосуды, ілеспе мұнай газдарын қайта пайдалану жабдықтарын пайдалану сияқты жұмыстар жүргізілуде. Ілеспе мұнай газдарын тиімді пайдалану әдістері, соның ішінде осы проблеманы шешуде белгілі бір жетістіктері бар Қазақстан тәжірибесі де зерттелуде. Мысалы, Қазақстан үкіметі ілеспе мұнай газдарын алау ретінде жаққаны үшін және атмосфераны ластағаны үшін айыптар белгіленген қаулы қабылдады. Ол айып ішіне ілеспе мұнай газдарын жағу көлемінен алынатын өнімдер құны кіреді.

Әрине, бұндай шешім мәселені шешуге өте қуатты экономикалық ынталандыру берді, сондықтан 2010 жылдан бастап, мұнай компанияларының газды қайта жарату жөнінде бағдарламасы болмаса, оларға одан ары қарай қызмет етуге тиым салынады. Шындығында, бұл жағдайда, мәселенің экономикалық орындылығы жайындағы сұрақтар күн мәселесінде өте қатаң түрде тұр деуге болады. Өйткені «Қарақұдықмұнай» ЖОО бас директоры

Степан Леонидович Гуржийдің сұқбаты бойынша, қазіргі кезде Маңғыстау облысындағы Қарақұдық кен орнындағы жабдықтардың өз өзін ақтауы үшін 30 жыл керек екен, ол әрине, электр энергиясының өзіндік құнына әсер етеді. Мұнайшылар бұл жобаға 72 миллион доллар ақша салған. Оған арналған жабдықтар Канадада жасалған, және олар экологиялық қауіпсіздік талаптарына сай құрылған.



1.11 сурет – ІМГ жинау және дайындауға арналған агрегатты орнату схемасы

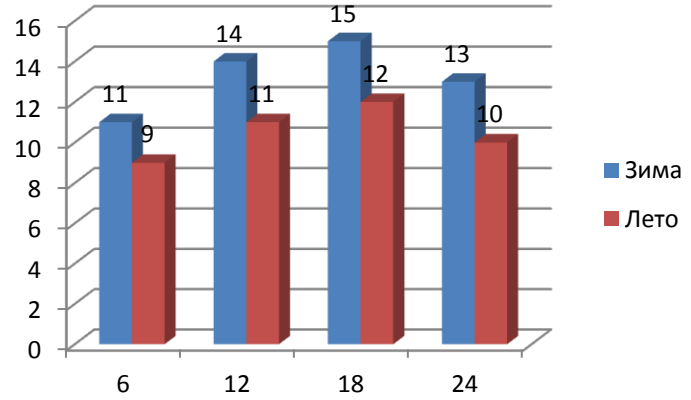
Орнататын қондырғы ілеспе газды жинауды қаматамасыз етеді және оны мемлекеттік стандарттарға дейін жеткізеді. Газды кешенді түрде дайындайтын қондырғы қуаты жылына 150 млн. кубометр құрады. Оның жұмысы өзінің жеке ілеспе мұнай газын іске қосуға бағытталған. Дегенмен, қондырғы қуаты жақын маңдағы ілеспе мұнай газдарын да пайдалануға мүмкіндік береді, сондықтан ол іске қосылатын жобаның экономикалық жүктемесін азайтуға да көмегі бар.

Жекеленген мұнай компаниялары бұл мәселеге қатысты алдын ала шаралар да жасап үлгерді, яғни олар 2009 жылдың күзінде Құмкөл аймағында ілеспе мұнай газын дайындауға арналған газ өңдеуші зауытты іске қосты және оның жобалық қуатына да жетті.

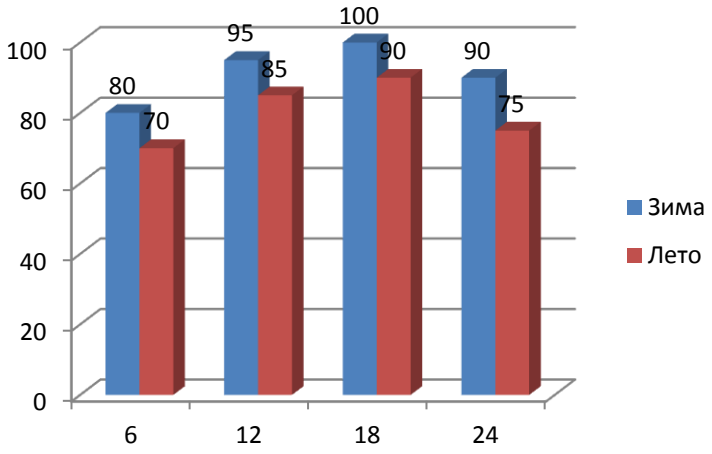
2 Электрлік бөлігі

2.1 Бастапқы деректер

Құмкөл Газ жылу электрстанциясы 4х32МВт
Генераторлар саны мен типтері – 4хТВС-32ТЗ
Отын – газ, өз керек жарағына қажет қуат кету мөлшері – 6% $P_{уст}$ тағайындалғаннан
Жүйе қуаты $S_{кз}$ = 3000 МВт
Жергілікті жүктеме – 15 МВт
Жүйемен байланыс – 50-110 кВ, ұзындығы біртізбекті 2 ВЛ



2.1 сурет – Кернеу генераторына түсетін пайдаланушы жүктемелерінің тәуліктік графигі



2.2 сурет – Газ жылу электрстанцияларының қуат өндіруінің тәуліктік графигі

2.2 Құбыр генераторларын таңдау және жүктеме графигін құру

Орнатуға ТВС-32ТЗ атты құбыр генераторын қабылдаймыз, оның паспорттық деректері 2.1кестесінде келтірілген.

2.1 кесте - ТВС-32ТЗ құбыр генераторының паспорттық деректері

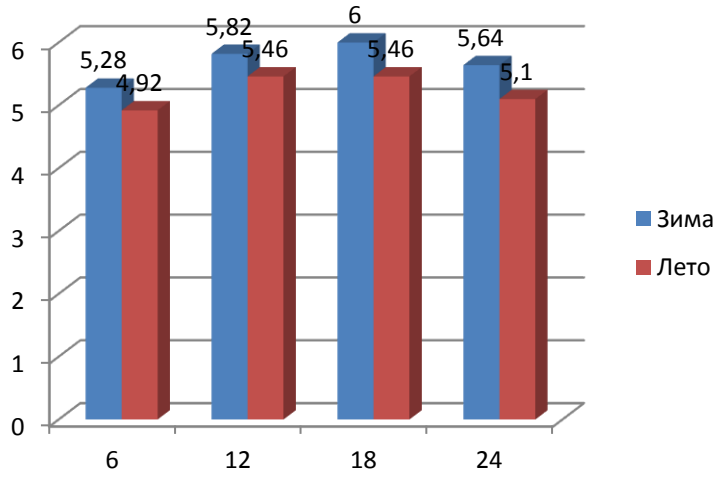
$S_{ном}$, МВА	$P_{ном}$, МВт	$U_{ном}$, кВ	$I_{ном}$, кА	$cos\varphi_{ном}$	x_d''
31,25	25	10,5	1,718	0,8	0,13

Өз керек жарағына қажетті есептеу мына формула бойынша анықталады:

$$P_{СН} = (0{,}4 + 0{,}6\frac{P_г}{P_{ном}}) \cdot \frac{\%СН}{100} \cdot P_{ном} \qquad (2.1)$$

мұндағы $P_г$ – генератордың графикке сәйкес өндіретін қуаты, МВт;
$P_{ном}$ – генераторлардың номиналдық қуаты, МВт;
%СН – өз керек жарағына қажетті қуат шығыны, %.

Осы (2.1) формуласындағы генераторлар өндіретін қуат мәнін қоямыз да, өз керек жарағына қажетті қуат шығынын есептеп табамыз. Өз керек жарағына қажетті қуат шығындарының графиктері 2.3 суретінде келтірілген.

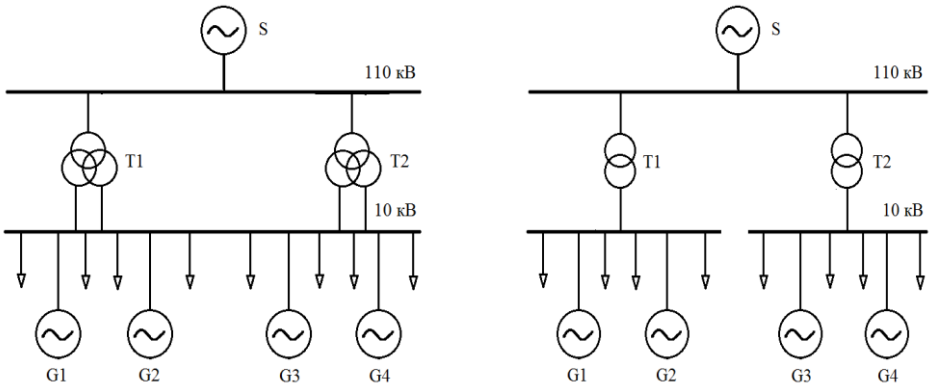


2.3 сурет - Станцияның өз керек жарағына қажетті жүктемесінің тәуліктік графигі

2.3 Құрылымдық схемалар варианттарын таңдау

Жобалаудың бұл кезеңінде станцияның құрылымдық схемасының екі вариантын таңдап алайық. Ол 2.4 суретінде бейнеленген. Варианттардың бір бірінен айырмашылығы РУ 10 және РУ 110 кВ бір бірімен қосылу тәсілдерінде.

Бірінші вариантта жергілікті пайдаланушыларды электрмен жабдықтау РУ генераторлық кернеуімен іске асады, оған барлық 4 генераторлар қосылған. Жинақтау шиналары төрт бөлікке бөлінген, олардың әрқайсысында бір генератор бар. Секциялар өзара бір бірімен секциялық өшірушілер және секциялық реакторлар арқылы қосылып, олар өзара сақина құрады. Жергілікті жүктеменің кабель желілері қоректенуді топтық біріккен реакторлар арқылы алады, ал олар өз кезегінде, соларға сәйкес ГРУ секцияларынан алады.



а) 1 нұсқа б) 2 нұсқа

2.4 сурет – ГТЭС құрылымдық схемаларының варианттары

Екінші вариантта екі генератор жинақталған жалпы шинаға жұмыс істейді, ал қалған екі генератор бір блокта жоғарлатушы трансформатормен жұмыс атқарады. Жергілікті жүктеме және өз керек жарағына қажетті жүктеме жинақталған шиналар жүйесінен қоректенеді.

Екі варианттқа да қатысты қуаттар ауысуын анықтаймыз.

Бірінші вариантта в соответствии с рисунком 2.4а суретіне сәйкес, қалыпты режимде Т1 және Т2 трансформаторлардың әрқайсысының ВН орамдары арқылы келесі қуаттар мөлшері өтеді:

$$P_{расч} = \frac{P_{ген} - P_{сн} - P_{мн}}{2}, \qquad (2.2)$$

мұндағы $P_{ген}$ – барлық генераторлар өндіретін қуат мөлшері, МВт;

$P_{сн}$ – станцияның өз керек жарағына қажетті қуат мөлшері, МВт;

$P_{мн}$ – жергілікті жүктемеге қажетті қуат мөлшері, МВт.

Бірінші варианттағы ең ауыр апатты режим трансформаторлардың бірінің өшуі, онда қалған трансформаторға жүктеме екі есе көбейеді:

$$P_{расч} = P_{ген} - P_{сн} - P_{мн}, \qquad (2.3)$$

Бірінші варианттқа арналған есптеу нәтижелері 2.2 кестесінде келтірілген.

Екінші варианттағы қалыпты режимде Т1 және Т2 трансформаторларының жүктемесі келесідей болады:

$$P_{расч} = 2P_{G1} - 2P_{CHG1} - \frac{P_{мн}}{2}, \quad (2.4)$$

Апатты жағдайда (трансформатордың біреуі өшкенде) қалған трансформатор жүктемесі өзгермейді.

Екінші варианттқа арналған есптеу нәтижелері 2.3 кестесінде келтірілген.

2.2 кесте – Бірінші нұсқадағы қуаттар ауысуы

Сағаттар	Жыл мезгілі	0-6	06-12	12-18	18-24
Қалыпты режим					
1. Генераторлардың қуат өндіруі, Мвт	Қыс	80	95	100	90
	Жаз	70	85	90	75
2. Өз керегіне қажетті генераторлар жүктемесі, Мвт	Қыс	5,28	5,82	6	5,64
	Жаз	4,92	5,46	5,64	5,1
3. 10 кВ арналған жүктеме, Мвт	Қыс	11	14	15	13
	Жаз	9	11	12	10
4. Т1 және Т2 трансформаторларының әрбіреуінің жүктемесі, Мвт	Қыс	31,86	37,59	39,5	35,68
	Жаз	28,04	34,27	36,18	29,95
Апаттық режим					
5. Қалған трансформатор жүктеуі, Мвт	Қыс	63,72	75,18	79	71,36
	Жаз	56,08	68,54	72,36	59,9

2.3 кесте – Екінші нұсқадағы қуаттар ауысуы

Сағаттар	Жыл мезгілі	0-6	06-12	12-18	18-24
Қалыпты режим					
1. Генераторлардың қуат өндіруі, МВт	Қыс	20	23,75	25	22,5
	Жаз	17,5	21,25	22,5	18,75
2. Өз мұқтаждығына қажетті генераторлар жүктемесі, МВт	Қыс	1,32	1,46	1,5	1,41
	Жаз	1,23	1,37	1,41	1,28
3. 10 кВ арналған жүктеме, МВт	Қыс	11	14	15	13
	Жаз	9	11	12	10
4. Т1 және Т2 трансформаторларының әрбіреуінің жүктемесі, Мвт	Қыс	31,86	37,59	39,5	35,68
	Жаз	28,04	34,26	36,18	29,95

2.3.1 Байланыс трансформаторын таңдау.

Бірінші вариантта екі трансформатор арқылы өтетін ең көп қуат мөлшері 79 МВт болады. 40% апатты жағдайда қайта қалпына келтіруді есепке ала отырып, трансформатор қуаты былайша есептеледі:

$$S_{T1} = \frac{P_{расч}}{\cos\varphi \cdot 1{,}4} = \frac{79}{0{,}8 \cdot 1{,}4} = 70{,}8MBA \qquad (2.5)$$

Орнатуға ТРДН-80000/110 типіндегі екі трансформаторды қабылдаймыз, олардың паспорттық деректері 2.4 кестесінде келтірілген.

Екінші вариантта трансформатор арқылы өтетін ең көп қуат мөлшері 39,5 МВт болады. Трансформатор қуатын келесі өрнекпен есептейді:

$$S_{ТИИ} \geq \frac{S_{расч}}{\cos\varphi} = \frac{39{,}5}{0{,}8} = 49{,}4MBA \qquad (2.6)$$

Біз кернеуі 110 кВ болатын, 63 МВА қуатты трансформаторы болмағандықтан, орнатуға ТДЦ-80000/110 типіндегі екі трансформаторды қабылдаймыз, олардың паспорттық деректері 2.5 кестесінде келтірілген.

2.4 кесте –ТРДН-80000/110 трансформаторының паспорттық деректері

$S_{ном}$, МВА	Орама кернеуі, кВ		$U_к$, %		Жоғалтулар, кВт		$I_х$, %
	ВН	НН	ВН-НН	$НН_1$-$НН_2$	$Р_х$	$Р_к$	
80	115	10,5	10,5	30	58	310	0,45

2.5 кесте – ТДЦ-80000/110 трансформаторының паспорттық деректері

$S_{ном}$, МВА	Орама кернеуі, кВ		$U_к$, %	Жоғалтулар, кВт		$I_х$, %
	ВН	НН		$Р_х$	$Р_к$	
80	121	10,5	10,5	78	325	0,6

2.3.2 Өз керек жарағына қажетті трансформаторларды таңдау.

1Вариант.

Пайдаланушының өз керек жарағына қажетті қуатты анықтау үшін мына өрнекті пайдаланады:

$$S_{СН} = \frac{P_{СН}\% \cdot P_{уст}}{100\%} \cdot K_c, \qquad (2.7)$$

мұндағы $Р_{сн}$% – өз керек жарағына қажетті қуат, %;

$Р_{уст}$ – станцияның орнатылған қуаты, МВт;

$К_с$ – сұраныс коэффициенті.

Мәндерді қою арқылы мынаны аламыз:

$$S_{CH} = \frac{6 \cdot 100}{100} \cdot 0{,}85 = 5{,}1 MBA .$$

Өз керек жарағына қажетті қуатты құратын жұмысшы трансформаторлар ГРУ шиналарына қосылады. Олардың қуатын келесі шарт бойынша таңдаймыз:

$$S_{ном} \geq \frac{S_{CH}}{n}, \qquad (2.8)$$

мұндағы $S_{сн}$ – станцияның өз керек жарағына қажетті қуат, МВА;

n – 10 кВ секциялар саны.

Мәндерді қою арқылы мынаны аламыз:

$$S_{ном} \geq \frac{5{,}1}{4} = 1{,}28 MBA$$

Енді ТМ-1600/10 типіндегі 4 трансформаторларды таңдаймыз, олардың паспорттық деректері 2.6 кестесінде келтірілген.

2.6 - кестесі – ТМ-1600/10 трансформаторының паспорттық деректері

$S_{ном}$, МВА	Орама кернеуі, кВ		$U_к$, %	Жоғалтулар, кВт		$I_х$, %
	ВН	НН		$P_х$	$P_к$	
1600	10	6,3	5,5	3,3	16,5	1,3

Өз керек жарағына қажетті қордағы трансформаторды байланыс трансформаторының тармағына қосады. Қордағы тұрған трансформатор есебінде де ТМ-1600/10 трансформатор типін аламыз.

2 Вариант.

Екінші варианттағы Во втором варианте число секций 10 кВ секциялар саны екіге тең, өз керек жарағына қажетті трансформатор қуаты мынаған тең:

$$S_{ном} \geq \frac{5{,}1}{2} = 2{,}55 MBA$$

Енді ТМ-4000/10 типіндегі трансформаторды таңдаймыз, оның паспорттық деректері 2.7 кестесінде келтірілген.

2.7 кесте – ТМ-4000/10 трансформаторының паспорттық деректері

$S_{ном}$, МВА	Орама кернеуі, кВ		$U_к$, %	Жоғалтулар, кВт		$I_х$, %
	ВН	НН		$P_х$	$P_к$	
4000	10	6,3	7,5	5,3	33,5	0,9

Өз керек жарағына қажетті қордағы трансформатор есебінде ТМ-4000/110 трансформаторын аламыз, ол 110 кВ РУ қосылады. Оның паспорттық деректері 2.8 кестесінде келтірілген.

2.8 кесте – ТМ-4000/110 трансформаторының паспорттық деректері

$S_{ном}$, МВА	Орама кернеуі, кВ		$U_к$, %	Жоғалтулар, кВт		$I_х$, %
	ВН	НН		$P_х$	$P_к$	
4000	121	6,3	10,5	7,5	33	0,9

2.3.3 Трансформаторлардағы электр энергиясының жылдық жоғалтуларын есептеу.

1 Вариант.

ТРДН-80000/110 Трансформаторы.

Жылдық жоғалтуларды болат бойынша есептеу:

$$\Delta Э_{СТ} = P_X \cdot 8760 = 58 \cdot 8760 = 508{,}08 \cdot 10^3 кВт \cdot ч \qquad (2.9)$$

Мыс бойынша жылдық жоғалтуларды есептеу үшін НН орамалары бірдей жүктелген деп есептейміз, оны екі орамдық трансформаторлар формуласы бойынша есептейміз:

$$\Delta Э_м = \frac{P_K}{S^2_{НТ1} \cdot \cos\varphi}(P^2_{Т1(0-6)3} \cdot t_{(0-6)3} \cdot З_{дни} + P^2_{Т1(6-12)3} \cdot t_{(6-12)3} \cdot З_{дни} + P^2_{Т1(12-18)3} \times$$

$$\times t_{(12-18)3} \cdot З_{дни}) + \frac{P_K}{S^2_{НТ1} \cdot \cos\varphi}(P^2_{Т1(18-24)л} \cdot t_{(18-24)л} \cdot Л_{дни} + P^2_{Т1(0-6)л} \cdot t_{(0-6)л} \cdot Л_{дни} +$$

$$+ P^2_{Т1(6-12)л} \cdot t_{(6-12)л} \cdot Л_{дни}) = \frac{310}{80^2 \cdot 0{,}8^2}(31{,}86^2 \cdot 6 \cdot 165 + 37{,}59^2 \cdot 6 \cdot 165 + 39{,}5^2 \cdot 6 \times$$

$$\times 165 + 35{,}68^2 \cdot 6 \cdot 165 + 28{,}04^2 \cdot 6 \cdot 200) + \frac{310}{80^2 \cdot 0{,}8^2}(34{,}47^2 \cdot 6 \cdot 200 + 36{,}18^2 \times$$

$$\times 200 + 36{,}18^2 \cdot 6 \cdot 200 + 29{,}95^2 \cdot 6 \cdot 200) = 772{,}64 \cdot 10^3 кВт \cdot ч.$$

2 Вариант.

ТД-80000/110 Трансформаторы.

Жылдық жоғалтуларды болат бойынша есептеу:

$$\Delta Э_{СТ} = P_X \cdot 8760 = 78 \cdot 8760 = 683{,}28 \cdot 10^3 кВт \cdot ч$$

Мыс бойынша жылдық жоғалтуларды есептеу үшін НН орамалары бірдей жүктелген деп есептейміз, оны екі орамдық трансформаторлар формуласы бойынша есептейміз:

$$\Delta Э_{м} = \frac{310}{80^2 \cdot 0{,}8^2}(31{,}86^2 \cdot 6 \cdot 165 + 37{,}58^2 \cdot 6 \cdot 165 + 39{,}5^2 \cdot 6 \cdot 165 + 35{,}68^2 \cdot 6 \cdot 165 + 28{,}04^2 \cdot 6 \cdot 200)$$

$$+ \frac{325}{80^2 \cdot 0{,}8^2}(34{,}26^2 \cdot 6 \cdot 200 + 36{,}18^2 \cdot 6 \cdot 200 + 36{,}18^2 \cdot 6 \cdot 200 + 29{,}94^2 \cdot 6 \cdot 200) = 809{,}84 \cdot 10^3 кВт \cdot ч$$

2.4 Варианттарды техникалық, экономикалық түрде салыстыру

Варианттарды техникалық, экономикалық түрде салыстыру ең аз келтірілген шығындарды есептеу әдісі бойынша орындалады.

Толық келтірілген шығындарды есептеу келесі формула бойынша іске асады:

$$З = И + E_н \cdot \sum К \qquad (2.11)$$

мұндағы И – өндірістің жылдық шығындары, мың. теңге;

$E_н$ – күрделі салымдар тиімділігінің нормативтік коэффициенті, 1/жыл, электр энергетика үшін $E_н$=0,12;

$\sum К$ – күрделі салымдар қосындысы мың. теңге.

Барлық варианттарға арналған генераторлар кернеулерінің ұяшықтар санын анықтаймыз.

Бірінші вариантта генераторлар кернеулерін үлестіру құрылғысының бағасы мыналардан тұрады:

1) генератордың төрт ажыратқышынан;

2) НН трансформаторларының орамаларының төрт ажыратқышынан ;

3) ТСН бес ажыратқышынан;

4) төрт секциялық ажыратқыштардан.

Осылайша, бірінші вариантта ажыратқышы бар 13 ұяшық қолданылады, енуде реактор болмайды, ажыратқышы және секциялық реакторы бар төрт ұяшық болады.

Екінші вариантта генератордың төрт ажыратқышынан және 10 кВ шинасындағы трансформатордың екі ажыратқышынан басқа ТСН екі ажыратқышы да болады. 10кВ ұяшықтарының жалпы саны – 8.

2.4.1 Күрделі шығындар.

Бірінші вариантта мына құрамдас бөліктердің бағаларын есепке алу қажет:

- ТРДН 80000/110 типіндегі екі трансформаторды;
- реакторсыз енудегі ажыратқыштары бар он үш ұяшықты;
- ажыратқышы және секциялық реакторы бар төрт ұяшықтарды;
- ТМ-1600/10 типіндегі бес трансформаторды;

Екінші вариантта мыналар бағаларын есепке аламыз:
- ТДЦ-80000/110 типіндегі екі трансформаторды;
- ажыратқыштары бар сегіз ұяшықты;
- ТМ-4000/10 типіндегі екі трансформаторды;
- ТМ-4000/110 типіндегі бір трансформаторды.

2.4.2 Өндірістің жылдық шығындары

1 Вариант.

ТРДН-80000/110 типіндегі екі трансформатордағы электр энергиясының жоғалтуларына байланысты шығындарды анықтаймыз:

$$И_{пот} = 2 \cdot (\alpha \cdot \Delta Э_{ст} + \beta \cdot \Delta Э_{м}) = 2 \cdot (1{,}65 \cdot 508{,}08 \cdot 10^3 + 1{,}95 \cdot 772{,}64 \cdot 10^3) =$$
$$= 4689{,}96 мынтенге/жыл$$

мұндағы α және β – болат пен мыстағы электр энергиясының жоғалтуларына байланысты бағалар.

Амортизациялық есептеулер:

$$И_{пот} = \frac{\alpha_0 \sum К}{100} = \frac{6{,}4 \cdot 102345}{100} = 6550{,}08 мынтенге/жыл$$

мұндағы α_0 – амортизациялық есептеулердің нормасы;

$\sum К$ – жылдық күрделі салымдар қосындысы, мың. теңге;

Жылдық шығындар қосындысы:

$$И = И_{пот} + И_А = 4689{,}96 + 6550{,}08 = 11240 \text{ мың.теңге/жыл}$$

2.9 кесте – Күрделі шығындар

Жабдықтар атауы	Есептелген бағасы, мың. теңге	1 Вариант		2 Вариант	
		Саны дана	Бағасы, мың. теңге	Саны дана.	Бағасы, мың. теңге
ТРДН-80000/100 Трансформаторы	23550	2	47100		
ТМ-1600/10 Трансформаторы	1245	5	6225		
ТДЦ-80000/110 Трансформаторы	21900			2	43800
ТМ-4000/110 Трансформаторы	2625			2	5250
ТМ-4000/10 Трансформаторы	4650			1	4650
МГГ-10 ажыратқышы бар ұяшық	2640	13	34320	8	21120
Секциялық реакторы және ажыратқышы бар ұяшық	3675	14	14700		
Күрделі шығындар қосындысы, мың.теңге		102345		74820	

2 Вариант.

ТДЦ-80000/110 типіндегі екі трансформатордағы электр энергиясының жоғалтуларына байланысты шығындарды анықтаймыз:

$$И_{пот} = 2 \cdot (1{,}65 \cdot 683{,}28 \cdot 10^3 + 1{,}95 \cdot 809{,}84 \cdot 10^3) = 5413{,}2 мынтенге/жыл$$

Амортизациялық есептеулер:

$$И_А = \frac{\alpha_0 \sum K}{100} = \frac{6{,}4 \cdot 74820}{100} = 4788{,}5 мынтенге/жыл$$

Жылдық шығындар қосындысы:

$$И = И_{пот} + И_А = 5413{,}2 + 4788{,}5 = 10201{,}7 мынтенге/жыл$$

2.4.3 Есептеу шығындары және вариантты таңдау.

Әр вариантқа арналған есептеу шығындарын есептейік.

1 Вариант:

$$З = 11240 + 0{,}12 \cdot 102345 = 23523{,}4 \text{ мың.теңге}$$

2Вариант:

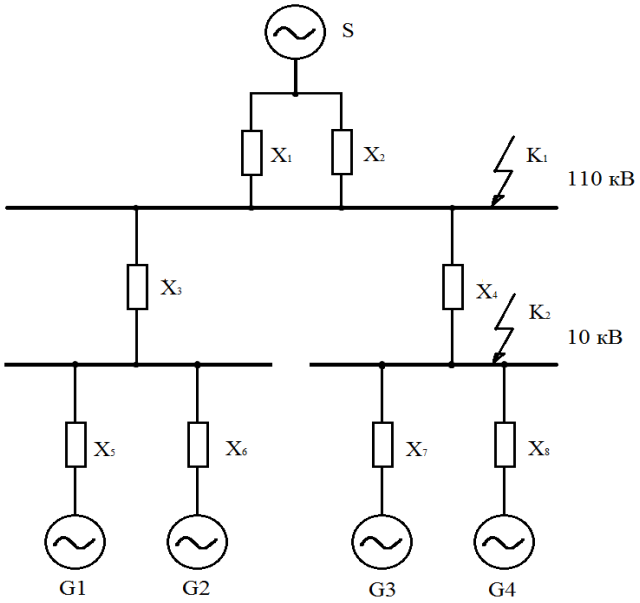
$$З = 10201{,}7 + 0{,}12 \cdot 74820 = 19180{,}1 \text{ мың.теңге}$$

Бұдан ары қарайғы жоба есептеулеріне 2 вариантты қабылдаймыз.

2.5 Қысқа тұйықтау токтарын есептеу

2.5.1 Қысқа тұйықтау токтарын салыстырмалы бірліктерде есептеу.

Қысқа тұйықтау токтарын есептеудің бірінші кезеңінде екінші вариантқа арналған алмастыру схемасын құрамыз. Ол 2.5 суретінде көрсетілген:



2.5 сурет – ГТЭС алмастыру схемасы

Мына базалық қуаты $S_б$ = 3000 МВА болатын алмастыру схемасы элементтерінің кедергісін анықтайық.

Біріншіден төртке дейінгі генераторлар кедергілері былайша анықталады:

$$X_Г = \frac{X_d\%}{100} \cdot \frac{S_б}{S_{ном}} = \frac{13}{100} \cdot \frac{3000}{25} = 15{,}6 \qquad (2.12)$$

мұндағы X_d” – бойлық осі бойынша өтетін жоғарғы өткізгішті индуктивттік кедергі.

Т1 және Т2 блокттық трансформаторлар кедергілері былайша анықталады:

$$X_Г = \frac{X_d\%}{100} \cdot \frac{S_б}{S_{ном}} = \frac{10{,}5}{100} \cdot \frac{3000}{80000} = 4125 \qquad (2.13)$$

мұндағы $X_m\% = U_{кВ\text{-}Н}\%$ – трансформатордың қысқа тұйықталу кернеуі.

Байланыс желісі кедергісі – біртізбекті желі, 50 км:

$$X_{Г} = x_{уд} l \cdot \frac{S_{б}}{U^{2}_{ср}} = 0.4 \cdot 50 \cdot \frac{3000}{115^{2}} = 4{,}54 \qquad (2.14)$$

мұндағы $x_{уд}$ – желінің 1 км ұзындығына сәйкес келетін индуктивттік кедергісі, Ом/км;

l – желі ұзындығы, км;

$U_{ср}$ – элемент орнатқан орнындағы кернеудің орташа мәні.

Генераторлар ЭДС - $E''_{*(ном)}$ 1,08 тең деп, ал жүйе ЭДС - $E''_{*с}$ 1 тең деп қабылдаймыз.

Одан ары қарай алмастыру схемасын қарапайымдатамыз:

$$X_{9} = X_{1} // X_{2} = \frac{X_{1} \cdot X_{2}}{X_{1} + X_{2}} = 2{,}268 \qquad (2.15)$$

$$X_{10} = X_{11} = X_{5} // X_{6} = 7{,}8 \qquad (2.16)$$

$$X_{13} = X_{13} = X_{3} // X_{10} = 11{,}925 \qquad (2.17)$$

$$X_{15} = X_{13} // X_{14} = 5{,}965 \qquad (2.18)$$

$$E''_{*1-2} = \frac{E_{1} \cdot X_{6} + E_{2} \cdot X_{5}}{X_{5} + X_{6}} = 1{,}08 \qquad (2.19)$$

$$E''_{*3-4} = \frac{E_{3} \cdot X_{8} + E_{4} \cdot X_{7}}{X_{7} + X_{8}} = 2{,}58 \qquad (2.20)$$

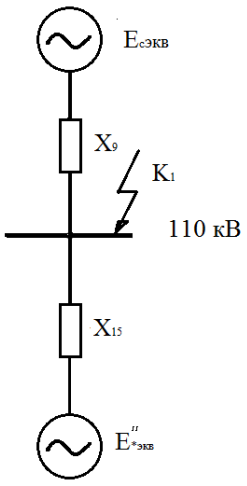
$$E''_{*Г} = \frac{E_{3-4} \cdot X_{10} + E_{1-2} \cdot X_{11}}{X_{10} + X_{11}} = 6{,}41 \qquad (2.21)$$

Берілген қысқа тұйықталу нүктесі үшін базалық ток мәнін анықтаймыз:

$$I_{б} = \frac{S_{б}}{\sqrt{3} \cdot U_{СР}} = \frac{3000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 15{,}061 кА \qquad (2.22)$$

Электр станциясы тармағындағы токтың периодттық құрамдас бөлігінің КЗ бастапқы мәнін анықтаймыз:

$$I_{п0} = \frac{E''_{*}}{x_{*}} I_{б} = \frac{E''_{*Г}}{x_{15}} I_{б} = \frac{1{,}08}{5{,}965} \cdot 15{,}061 = 2{,}73 кА, \qquad (2.23)$$



2.6 сурет – К-1нүктесінде ТКЗ есебі үшін алмастыру схемасы

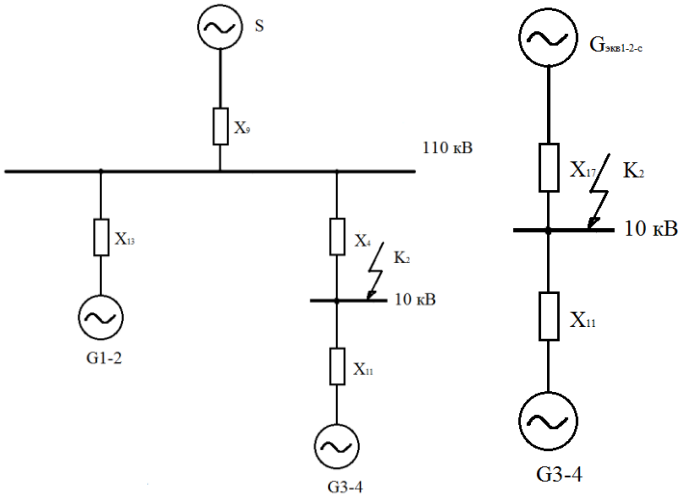
Одан ары қарай желі тармағындағы токтың периодттық құрамдас бөлігінің бастапқы мәнін анықтаймыз:

$$I_{n0} = \frac{E''_{*c}}{x_9} I_б = \frac{1}{2{,}2685} \cdot 15{,}061 = 6{,}64 кА, \qquad (2.24)$$

ал К-1 нүктесіндегі токтың КЗ қосындысы мынаған тең:

$$I_{n0K1} = 2{,}73 + 6{,}64 = 9{,}37 кА, \qquad (2.25)$$

Ал К-2 нүктесіндегі КЗ токтың мәнін есептеу үшін алмастыру схемасын басқаша түрлендіру қажет.



2.7 сурет – К-2 нүктесіндегі КЗ ток мәнін есептеуге арналған түрлендіру схемасы

$$E''_{*C-экв} = \frac{E''_{*C} \cdot X_{13} + E''_{*Г1-2} \cdot X_9}{X_9 + X_{13}} = 1{,}002 \qquad (2.26)$$

$$X_{16} = X_{13} // X_9 = 1{,}9 \qquad (2.27)$$

$$X_{17} = X_{16} + X_4 = 6{,}03 \qquad (2.28)$$

Берілген қысқа тұйықталу нүктесі үшін базалық ток мәнін анықтаймыз:

$$I_б = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_{СР}} = \frac{3000}{\sqrt{3} \cdot 10{,}5} = 164{,}95кА \qquad (2.29)$$

Электр станциясы тармағындағы токтың периодттық құрамдас бөлігінің КЗ бастапқы мәнін анықтаймыз:

$$I_{п0} = \frac{E''_*}{x_*} I_б = \frac{1{,}02}{7{,}8} \cdot 164{,}95 = 22{,}84кА, \qquad (2.30)$$

Одан ары қарай желі тармағындағы токтың периодттық құрамдас бөлігінің бастапқы мәнін анықтаймыз:

$$I_{п0} = \frac{E''_{*c}}{x_{17}} I_б = \frac{1}{6{,}03} \cdot 164{,}95 = 27{,}352кА, \qquad (2.31)$$

Ал К-2 нүктесіндегі токтың КЗ қосындысы мынаған тең:

$$I_{п0К2} = 22{,}84 + 27{,}352 = 50{,}192кА, \qquad (2.32)$$

2.5.2 Қысқа тұйықталу ток мәнін GUFAULTS программасымен есептеу.

Есептеулерге Мәскеу энергетика институтының «Электрические станции» кафедрасында жасалған GUFAULTS программасының 1.6. версиясы пайдаланылды. Программа кернеуі 1 кВ жоғары болатын айнымалы ток қондырғыларының коммутациялық негізгі жабдықтарын таңдау және тексеруде қолданылады.

Программа мына шамаларды есептейді:

- белгілі бір берілген уақыт сәтіндегі қысқа тұйықталу нүктесінің бұзылған фаза кезіндегі және есептелетін схемадағы барлық екі полюсті элементтеріндегі симметриялық және симметриялық емес қысқа тұйықталу токтарының іске қосылған және бастапқы құрамдас бөліктерінің мәнін;

- қысқа тұйықталу нүктесінің есептелетін схемадағы барлық екі полюсті элементтеріндегі ток соққысының апериодттық құрамдас бөліктерінің мәнін;

- есептелетін схема тораптарындағы симметриялық құрамдас бөліктерінің іске қосылып тұрған және бастапқы фаза мәндерін;

- үш фазалы қысқа тұйықталу кезіндегі кабельдердің бастапқы және соңғы температура мәндерін.

Есептеулер кезінде мыналар еске алынады:

- электр желісінің белсенді және индуктивті кедергілері;

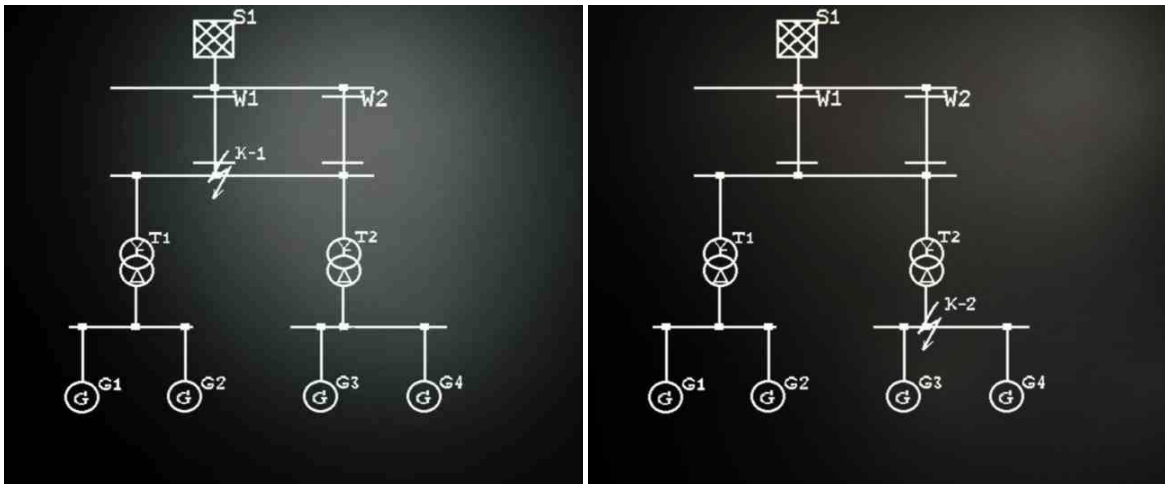
- трансформаторларды өзгертудің нақты коэффициенттері (РПН дәнекерден босатуын (отпайка) есепке ала отырып);

- генераторлардың алдыңғы режимдерін;

- есепке алу схемаларын құратын элементердің синфаздық еместігін (несинфазности)-? ;

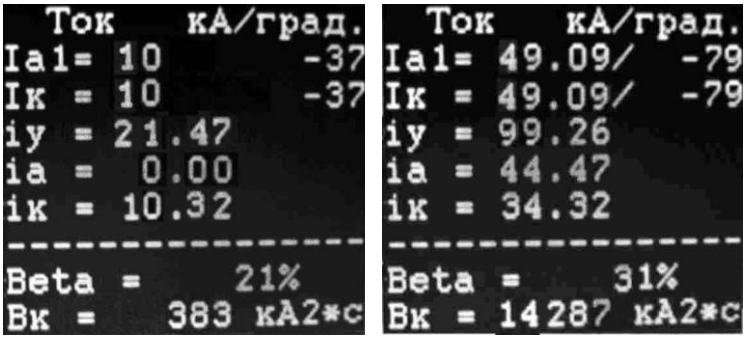
- қысқа тұйықталу токтарын қозғалтқыштар арқылы қоректендіруді.

Біздің жұмыста программа ресурстары қысқа тұйықталу токтарының екі нүктесінде: К-1 және К-2 есептеу жүргізілді.



а) К-1нүктесі үшін б) К-2нүктесі үшін

2.8 суреті – GUFAULTS программасы ортасындағы схема



а) К-1нүктесі үшін б) К-2нүктесі үшін

2.9 суреті – Қысқа тұйықталу токтарын есептеу нәтижелері

2.6 Генератор тізбектеріндегі коммутациялық аппраттар мен ток жүргізуші бөліктерді таңдау

Қалыпты режимде генератордағы ең көп ток:

$$I_{ном} = \frac{P_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos\varphi_{ном}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 0{,}8 \cdot 10{,}5} = 1718A \qquad (2.33)$$

Апаттан немесе жөндеуден кейінгі ең көп ток:

$$I_{\max} = \frac{P_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos\varphi_{ном} \cdot 0.95} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 0{,}8 \cdot 10{,}5 \cdot 0.95} = 1809A \qquad (2.34)$$

Ал К-2 нүктесі үшін ток мәндерінің есептеулері 2.10 кестесінде келтірілген.

Жабдықтарды орнату үшін ABB фирмасының HVR-63XS үлгісіндегі ажыратқышы және CSD-C4 үлгісіндегі ажыратқышын қоямыз, олардың деректері 2.10 кестесінде келтірілген.

Шиналар таңдауын қажетті ток мәні бойынша іске асырамыз. Генераторлар тізбегіндегі токтың ең үлкен мәні I_{max} = 1809 А. Таңдалып алынған шиналар аллюминийден жасалған және олардың қимасы 2[75х35х5,5] мм^2, $I_{доп}$ = 2670 А қораптық түрде болады.

Шиналардың ыстыққа төзімділігін тексереміз.

2.10 кесте – К-2 нүктесі үшін деректер

Есептеу деректері	Каталождық деректер	
	HVR-63XS ажыратқышы	CSD-C4 ажыратқышы
$U_{уст}$ = 10,5 кВ	$U_{ном}$= 10 кВ	$U_{ном}$= 10-24 кВ
I_{max} = 1809 А	$I_{ном}$ = до 6300 А	$I_{ном}$ = до 4000 А
$I_{п,\tau}$ = 35,135 кА	$I_{откл}$=63 кА	-
$i_{а,\tau}$ = 42,113 кА	$I_{а,\ ном}$ = 8,91 кА	-
$\sqrt{2}\ I_{п,\tau}+ I_{а,\tau}$ = 77,247 кА	$\sqrt{2} \cdot I_{отк,ном} \cdot$ $\cdot (1 + \frac{\beta_н}{100})$=98 кА	-
$I_{п,0}$ = 50,192 кА	$I_{дин}$ = 63 кА	-
$i_у$ = 97,175 кА	$i_{дин}$ = 100 кА	$i_{дин}$ = 100 кА
$B_к$ = 10429,8 кА^2·с	$I^2_{тер}t_{тер}$ = 15876 кА^2·с	$I^2_{тер}t_{тер}$ = 36000 кА^2·с

к.з. тогының жылулық импульсы:

$$B_K = I_{n'0}^2 \cdot (t_{OTK} + T_a) = 50{,}192^2 \cdot (4 + 0{,}249) = 10429 кА^2 \cdot c, \qquad (2.35)$$

мұндағы T_a – уақыт тұрақтысы.

Ыстыққа төзімділік шартының ең аз қажетті қимасы:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} = \frac{\sqrt{10429}}{91} \cdot 10^3 = 3{,}174 мм^2, \qquad (2.36)$$

Оның мәні біз таңдап алғаннан кем, 2×14438 мм^2, демек шиналар ыстыққа төзімді.

Өтуші изоляторды таңдаймыз *ИП-10/5000-4250УХЛ1, $U_{ном}$= 10 кВ; $I_{ном}$ = 5000 А > I_{max} = 1809 А; $F_{разр}$ = 42500 Н.*

2.7 РУ 110 кВ арналған коммутациялық аппратураны таңдау

РУ болатын токтың ең үлкен мөлшері желідегі ток мөлшеріне тең болуы қажет. Екі қатар жұмыс ісеп тұрған желілер үшін:

$$I_{ном} = \frac{S_{ном} - S_{СН} - S_{МН}}{2\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{100000 - 6000 - 13000}{2\sqrt{3} \cdot 110} = 207 А; \qquad (2.37)$$

$$I_{\max} = 2 \cdot I_{ном} = 2 \cdot 207 = 414 А \quad . \qquad (2.38)$$

Ал К-1 нүктесі үшін к.з. ток мәндерінің есептеулері 2.11 кестесінде келтірілген.

2.11 кесте – К-1 нүктесі үшін деректер

Есептеу деректері	Каталождық деректер	
	LTB-D 170 ажыратқышы	D BF2 ажыратқышы
$U_{уст}$ = 110 кВ	$U_{ном}$= 72,5-170 кВ	$U_{ном}$= 72,5-170 кВ
I_{max} = 414 А	$I_{ном}$ = до 3150 А	$I_{ном}$ = 1250-1600 А
$I_{п,\tau}$= 6,557 кА	$I_{откл}$=50 кА	-
$i_{а,\tau}$ = 0 кА	$I_{а,ном}$ = 7,071 кА	-
$\sqrt{2}\, I_{п,\tau}$+ $I_{а,\tau}$ = 9,273 кА	$\sqrt{2} \cdot I_{отк,ном} \cdot$ $\cdot (1 + \frac{\beta_н}{100})$=77,78 кА	-
$I_{п,0}$ = 9,37 кА	$I_{дин}$ = 50 кА	-
i_y = 21,302 кА	$i_{дин}$ = 130 кА	$i_{дин}$ = 100 кА
$B_к$ = 353,64 кА^2·с	$I_{тер}^2 t_{тер}$ = 10000 кА^2·с	$I_{тер}^2 t_{тер}$ = 25000 кА^2·с

Жабдықтарды орнату үшін ABB фирмасының LTB-D 170 үлгісіндегі ажыратқышы және D BF2 үлгісіндегі ажыратқышын қоямыз, олардың деректері 2.11 кестесінде келтірілген.

110 кВ типіндегі қосынды шиналарды таңдау. Қосынды шиналар экономикалық тығыздығы бойынша таңдалмайды, сондықтан шиналарға түсетін ең көп жүктеме кезіндегі мүмкін болатын ток қимасы бойынша таңдаймыз, ол – бір желі бойындағы қосылысы ең қуатты токқа тең болады:

$$I_{\max} = 414 A$$

Ал марканың мына түрін АС-240/32, q=240 мм^2, d=21,6 мм, $I_{доп}$=605 А қабылдаймыз. Олардың фазалары жазық орналасқан, фаза аралықтары 300 см тең. Айқасу мүмкіндіктері тексерілмейді, өйткені $I_К$ < 20 кА болады.

Ыстық әсерге де тексеру орындалмайды, өйткені шиналар ашық ауада ашық сымдармен тартылған.

Арқаулау (коронирование) шартына да тексеру болмайды, өйткені осы маркалы өткізгішті арқауламайды.

2.8 Өлшеуіш аспаптарын таңдау

2.8.1 Ток трансформатырын таңдау.

Генератор шығысындағы жұмысшы тогының ең үлкен мәні I_{max} = 1809 А тең, сондықтан ТШЛ-10/2000 типіндегі трансформаторды таңдап аламыз, $r_{2ном}$ = 2,4 Ом; $k_{тер}$ = 35; $t_{тер}$ = 3с. Есептеу және католажды деректерін салыстыру 2.12 кестесінде келтірілген.

2.12 кесте –ТТ 10 кВ таңдау деректері

Есептеу деректері	Католажды деректер
$U_{уст}$ = 10,5 кВ	$U_{ном}$= 10 кВ
I_{max} = 1809 А	$I_{ном}$ = 2000 А
i_y = 97,175 кА	тексерілмейді
$B_к$ = 10429,8 кА^2·с	14700 кА^2·с
r_2 = 1,1 Ом	$r_{2ном}$ = 1,2 Ом

110 кВ кернеуі үшін ТФЗМ-110Б типіндегі трансформаторды таңдап аламыз, r_2 = 1,2 Ом. Есептеу және католажды деректерін салыстыру 2.13 кестесінде келтірілген.

2.12 кесте – ТТ 110 кВ таңдау деректері

Есептеу деректері	Католажды деректер
$U_{уст}$ = 110 кВ	$U_{ном}$= 110 кВ
I_{max} = 414 А	$I_{ном}$ = 600 А
i_y = 21,302 кА	$i_{дин}$ = 126 кА
$B_к$ = 353,64 кА^2·с	2028 кА^2·с

2.8.2 Кернеу трансформатырын таңдау.

110 кВ кернеуі үшін ЗНОЛ.06-10УЗ типіндегі трансформаторды таңдап аламыз. Есептеу және католажды деректерін салыстыру 2.13 кестесінде келтірілген.

2.13 кесте – ТН 10 кВ таңдау деректері

Есептеу деректері	Католажды деректер
$U_{уст}$ = 10 кВ	$U_{ном}$= 10 кВ
$S_{расч}$ = 49,9 ВА	$S_{ном}$ = 75 ВА

110 кВ кернеуі үшін НКФ110-83-У1типіндегі трансформаторды таңдап аламыз. Есептеу және католажды деректерін салыстыру 2.13 кестесінде келтірілген.

2.13 кесте – ТН 10 кВ таңдау деректері

Есептеу деректері	Католажды деректер
$U_{уст}$ = 110 кВ	$U_{ном}$= 110 кВ
$S_{расч}$ = 49,9 ВА	$S_{ном}$ = 400 ВА

Таңдап алынған жабдықтар қажетті кернеу және қажетті дәлдік класында жұмыс істей алады.

3 Газ жылыту электр станцияларының қызмет етуінің техникалық, экономикалық талдауы

3.1 Жобаның экономикалық тиімділігін негіздеу

Электроэнергетика саласында бірнеше секторлар бар: электр энергиясын өндіру, оны беру секторы және электрмен жабдықтау. Біздің елімізде электр энергиясын өндіру секторында 63 электр станциялары бар. Қазақстан республикасында электр энергиясын өндіру құрылымында жылу электр станцияларының үлесі (ТЭС) – 84 пайызға жуық шаманы, гидро (су) электр станцияларының (ГЭС) және газ құбырлық электр станцияларының (ГТЭС) үлесі – соларға сәйкес 10 және 6 пайызды құрайды.

Біздің энергетиканың негізгі проблемасы қазіргі кезде көптеген жұмыс атқарып тұрған электр станцияларының технологиялық құрал жабдықтарының көпшілігі қатты ескірген. Қазіргі кезде Қазақстанның барлық электр станцияларының өндіретін қуат мөлшері - 19 272 МВт құрады, ал мүмкін болатын қуаты - 15 927 МВт болады, яғни қуат айырмашылығы – 3 345 МВт шамасын құрайды.

Республика бойынша өндірілетін электр қуаты ел территориясында біркелкі орналаспаған, негізгі отын базалары елдің солтүстігінде шоғырланған. Қазақстанның солтүстік аумағына елде орнатылған электр станциялар қуатының 42 пайызы тиесілі, сондықтан электр энергиясының көптеген көлемін республиканың оңтүстігіне (жылына 7 млрд кВтч/жыл дейін) және солтүстік аумақтарына жіберіп тұру қажеттігі бар. Қазақстанның Біркелкі электр энергия жүйесінің (ЕЭС) оңтүстік аумағында жетіспеушілігі ірі отын базаларының жоқтығына байланысты, сондықтан олар өз қажетіне жарайтын қуатты өндіре аламайды. Қазақстанның оңтүстік аумағына (Жамбыл ГРЭСі, Шымкент ТЭЦ-3 және басқалары) электрстанциялар өндіретін газ Өзбекстан республикасынан келеді. Көміртекті элементтерге дүниежүзінде бағаның өсуіне байланысты, газ электр станциялары өндіретін энергия көмір электр станциялары өндіретін энергиямен бәсекеге түсе алмайды, ол 500 км Солтүсік-Оңтүстік Қазақстан транзиті арқылы өтеді. Егер жақын болашақта жұмыс атқарып тұрған станцияларды қайтадан жөндеу мен құруды және жаңа қуатты энергия өндіруші станцияларды салуды қолға алмаса, онда біздің еліміздің Біркелкі электр энергия жүйесінің (ЕЭС) қуатының жетіспеушілігі туындауы мүмкін.

3.1 кесте – Электр энергиясын өндіру, (млрд кВт·сағ)

2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	Басы 2011
58,3	63,9	66,9	67,9	71,7	76,6	80,3	78,7	82,7	16,1

3.2 кесте – Электр энергиясын пайдалану, (млрд кВт·сағ)

2005	2006	2007	2008	2009	2010
67,7	71,9	76,7	80,6	77,9	83,2

Егер елімізде 2009-жылы электр энергиясын пайдалану 77,9 млрд кВт/сағ болса, онда жедел деректер бойынша 2010 жылы энергияны пайдалану 7,3 пайызға өсіп, оның шамасы 83,62 млрд кВт/сағ құрды. Ал 2000 жылы Қазақстанда электр энергиясын пайдалану көлемі 55 млрд кВт/сағ шамасынан аз болған. Мамандар болжамы бойынша электр энергиясын пайдалану көлемі жылдан жылға артады.

Статистикалық деректер бойынша газдан Қазақстан Республикасының дүниежүзілік орны 1,1% пайызды құраса, газдың дүниежүзілік қоры бойынша республика 15 орынды иеленеді. Ал ілеспе мұнай газының үлесі 50% пайызға жетеді және ол жыл өткен сайын көбейіп отыр, сондықтан компаниялар оны қайталап өңдеу мәселесіне көңіл аударуда, соны бірі ретінде оны газ жылу электр станцияларына отын есебінде пайдалану жатады. Республикадағы газ қорларын барлау нәтижесінің ерекшелігі ретінде барлық мұнай қазып алу кен орындарында оны өндіру газды және газ конденсатын бірге алумен қатар жүргізлетіні екенін баса айтуымыз керек.

Өндірістік категориясы бар, бос газ қорлары саны 70 артық газды және газ конденсатты, мұнай кен орындарындарында барланған деуге болады. Осындай өндірістік категориясы бар 30 жуық кен орындарындары әлі де өндіру барысында, онда өндірістік категориясы бар 86% пайыз бастапқы газ қорлары бар деп болжау жасалуда.

Және де мынаны атап өту керек: алынатын газ өндірілетін кен орындарындағы бастапқы алынатын газ қорларының 5% пайызын құрады.

Қазақстанның жылу энергетика балансында табиғи газ үлесі 16% пайыздан жоғары шамасында. Егер республиканың аумақтық аудандары бойынша салыстырсақ, онда табиғи газ қорларының көптеген бөлігі – Атырау облысында шоғырланған – шамамен 43% пайыз, содан соң Маңғыстау облысы - 29% пайыз, одан кейінгі Батыс Қазақстан облысы - 19% пайыз, және Ақтөбе облысында – 5% пайыз шамасында газ қоры бар.

3.3 кесте – ҚР табиғи газды өндіру динамикасы

Өнім аты	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	қаңтар-қазан 2010
Табиғи газ (жалпы шығымы), млрд. куб.м	5,46	14,1	16,6	22,1	25	26,4	29,4	32,9	35,9	30,1
Ілеспе мұнай газы, млрд. куб. м	0,51	8,09	9,04	10,5	11	12	12,9	14,2	17,8	16,01

Қазақстанда магистральды құбыр өткізгіш технологиялық түрде қосақталмаған, ол батыс аумақтарда өндірілетін арзан газды елдің оңтүстік пен солтүстік аумақтарында пайдалану мүмкіндігіне кедергі жасайды. Бұл әсіресе, оңтүстік региондағы лар мен Алматы қаласы үшін өте проблемалы болып тұр. Бағасы Қазақстанның батыс аумақтарында өндірілетін газдан бірнеше есе көп өзбек газына тәуелділік республиканың газ нарығын қыспаққа алып тұр. Республика оңтүстік-шығыс және солтүстік аймақтағы пайдаланушыларының сұраныстарын Өзбекстаннан (шамамен 1,4 млрд. куб. м жуық) және Ресейден (шамамен 1,2 млрд. куб. м жуық) келетін газбен қаматамасыз етіп отыр. Көрші елдерден энергетикалық тәуелсіздіктен құтылу үшін Оңтүстік Қазақстан облысында газ кен орындарын іске қосуды қолға алу қажет.

Қазақстан Республикасы Үкіметімен келісілген, елдің ұзақ уақыттық 2030 жылға дейінгі даму стратегиясына және Қазақстан Республикасының газ саласының даму концепсиясына сәйкес, 2015 жылға дейін елдің газ қорларын пайдалануда сапалы өзгертулер жөнінде мәселе есепке алынды. Өндірілетін ілеспе газдың қайтадан іске қосу проблемасын шешу одан ары қарай мұнай өндіруде, оны қазып алуда елдегі экономика дамуының негізгі бағыты болуға тиісті.

Бұл мәселені шешуге Қызылорда облысындағы Құмкөл газ өңдеуші кешені де үлкен әсер етті деуге болады. Ол 2009 жылы есептелген қуатына жетіп іске қосылды. Оның құны 92 миллион доллар болды, ол жылына 150 миллион кубометр ілеспе мұнай газымен қоса, 105 миллион кубометр тауарлық құрғақ газ және 68 мың тонна сұйықталған газ өндіреді (пропан-бутан араласпасы).

Құрғақ газды кешен өз керек жарағына пайдаланады, оны мұнайды дайындау және жіберу пештеріне отын есебінде қолданады, сонымен бірге ол электр энергиясын өндіру үшін газ құбыр станцияларына да жіберіледі. Сұйықталған газ өндіріс орнынан автомобильдер көмегімен Қызылордадағы теміржол терминалдарына жеткізіледі, одан ары қарай вагондармен тұрмыстық және мотор отындары есебінде ішкі нарық пен сыртқа шығаруға да дайындалады.

Осылайша, Құмкөлде ҚР «Мұнай жөнінде» заңына сәйкес, ілеспе мұнай газын толығынан өңдеуден өткізу мәселесі шешілді. Сонымен бірге, зауытты іске қосу жетпістен артық жұмыс орындарын құруға көмегін тигізді. Кешенді жобалап, құруды дүниежүзіндегі 30 артық елдерде жұмыс істеу тәжірибесі бар Exterran (АҚШ) компаниясы іске асырды.



3.1 сурет – Пайдалы жанар қазындылардың үлестері

Бұл жобаның жекеленген артықшылықтарына қоршаған ортаны газ құбырлы станциялармен ластану көлемінің азаюын жатқызуға болады, өйткені олардың зиянды газдар бөлінуі аз және онда күл жоқ. Мысалы үшін кеңінен қолданылатын Екібастұз көмірінің күлінің пайыздық шамасы өте көп, ол әрине электр энергиясын өндіргенде осы ауданда тұратын адамдар денсаулығына теріс әсерін тигізеді. Тағы бір артықшылығына газ жылу қондырғыларының экономикалық жағынан тиімділігі мен пайдалы әрекет коэффициенті шамасының да жоғары екенін атап өту қажет.

3.2 Газ жылыту электр станцияларының күрделі салымдары

Газ жылыту электр станцияларының күрделі салымдары келесі формула арқылы есептеледі:

$$K_{ТЭЦ} = [K_{Т1} + (n_Т - 1) \cdot K_Т] \cdot K_р \cdot K_Т \cdot K_{ПВР}, \qquad (3.1)$$

мұндағы $K_{Т1}$ – бірінші құбыр генераторына салынатын күрделі салымдар;

$K_Т$ – келесі әрбір құбыр генераторына салынатын күрделі салымдар;

$n_Т$ – құбыр генераторының саны;

$к_р$ – құрылыс салу ауданына байланысты құрылысты қымбататын аудандық коэффициент $к_р = 1{,}0$;

$к_Т$ – отын түрін есепке алатын аудандық коэффициент (есептеуде $к_т = 1$ деп қабылдаймыз);

$к_u^{кап}$ – салымдардағы құнсыздану(инфляция) коэффициенті.

3.4 кесте – ТЭС салуға күрделі салымдар (млн.тг)

Бастапқы деректер			млн.тг	
Агрегаттар саны		Агрегат типі	K_{T1}	K_T
n_T	1	ТВС-32ТЗ	382,8	
n_T	3	ТВС-32ТЗ		382,8

$$K_{ТЭЦ} = [382{,}8 + (4-1)\cdot 382{,}8]\cdot 1{,}0\cdot 1{,}0\cdot 1{,}0 = 1531 \text{ млн.тг.}$$

Станцияның электр өндірудегі жылдық көлемін мына формуламен есептейміз:

$$W_{год} = P_{уст}\cdot T_{уст} \qquad (3.2)$$

мұндағы $P_{уст}$ – барлық құбырлардың орнатылған қуаты ($P_{уст}$ = 100 МВт);

$T_{уст}$ – орнатылған қуатты пайдаланудың сағаттық шамасы ($T_{уст}$ = 5700).

$$W_{год} = 100\cdot 5700 = 570000$$

Енді 1 кВт электроэнергияның өзіндік құнын есптейік. Есептеу нәтижесін келесі кестеден көреміз (3.5 кестесі).

3.5 кесте – ТЭС электрэнергиясының өзіндік құны

Руст.тэц, МВт	100
КПД на ГТЭС	0,65
КПД	0,65
Вуд	0,124/КПД
Вуд1	0,31
К аудармасы ГДж/кг в ккал/кг=4,19	4,19
Qр.нт=13205/4,19, ккал/кг	3152
Qр.ут, ккал/кг=7000	7000
Qр.нт/Qр.ут=7000/3152, кг/кВт*ч (КПД=1)	2,2
Вуд=Вуд*(Qр.нт/Qр.ут), кг/кВт*ч	
bуд=0,31*2,2=	0,42
Wтэц=Руст*Ттәулік, МВт*ч	
Wтэц=100*24=	2400
Вгаз.тэц=Wтэц*bуд	
Втэц=2400*0,42=	1017
Zт=Ву.т*Цт, тенге	
Zт=1017*7000=	717532,2
∑Zтэц=2*Zт, тенге	
∑Zтэц=717532,2*2=	14235064
Sтэц=717532,2/2400=	5,9
Ц=S+0,2*S, тенге/кВт*ч	
Цтэц=1,1*5,9=	6,5

ТЭЦ өндірілетін электр энергиясының өзіндік құнының құрылымы келесі түрде болады:

- отынға кететін шығын 50%;
- жөндеуге кететін шығынмен бірге, амортизация 28 %;
- табыс салығынан 10 % аударымдарды есепке ала отырып төленетін еңбекақы;
- басқа шығындар 12 %.

Өзіндік құн шығындарын мұқият сипаттау үшін негізгі шығындар баптарын қарастырайық (3.6 кестесі).

Ал 1 кВт электроэнергиясының өзіндік құнын есептеген соң, жобаның қаржылық, экономикалық бағалауын жүргізу қажет. Ол үшін салынатын шығындар мен қайтару мерзімін, дисконтты күрделі салымдар шамасын есептеу қажет.

3.6 кесте – ТЭС кететін шығындар тізімі

№ бап	Атауы
1	Өндірістік шығындар
2	Шикізат, материалдар (сумен жабдықтау, канализация)
3	Қосымша материалдар (хим.реагенты)
4	Жанар, майлау материалдары, отын (газ)
5	Шаруашылыққа қажетті энергия
6	Жөндеулер(күнделікті, күрделі), өндірістік сипаттағы қызметтер
7	Негізгі құралдар амортизациясы
8	Өндірістік персонал еңбекақысы
9	Салық төлемдері (жер, лақтырулар, көлік)
10	Әкімшілік қызметкерлерінің жалақысы
11	Еңбек төлемдерінің қорынан аударымдар
12	Өкілеттік шығындар
13	Канцелярия, баспахана шығындары
14	Байланыс қызметі (диспетчерлік, ұялы)
15	Нысанды күзету шығындары (дабыл қағу қызметі)
16	Қоршаған ортаны қорғау
17	Аспаптарды тексеру
18	Өрттен қорғау қызметі
19	Мекемеден тыс күзет
20	Қызметтер(дезинфекциялар)
21	Темір жол шығындары
22	Автокөлік қызметі
23	Сақтық қызметі
24	КЕГОК ұлттық компаниясы қызметі
25	Автоинспекция қызметі
26	Нормативті санды есептеу қызметі
27	Маман дайындауға шығындар
28	Аудиторлық қызметі
29	Банк қызметі
30	Әлеуметтік салаға шығын
31	Басқа шығындар
32	Кіріс

3.3 Күрделі салымдар тиімділігі көрсеткіштерін есептеу

Қаржы салу (инвестиция) жобасының экономикалық тиімділігінің негізгі көрсеткіштеріне мыналар жатады:

- келтірілген таза кіріс;
- қайтару мерзімі;

- кірістің ішкі нормасы;
- пайдалылығы (рентабельность).

Келтірілген таза кірісті есептеу.

Келтірілген таза кіріс мына 3.3 формуласымен анықталады:

$$W_{год} = \sum_{i=1}^{9} R_i \cdot v^i \qquad (3.3)$$

мұндағы R_i – таза кіріс шамасы;

n – жылмен есептелетін период;

v^i – салыстыру ставкасындағы дисконт көбейткіші g ($g = 9\%$) келесі формуламен анықталады:

$$v^i = (1+q)^{-i}. \qquad (3.4)$$

Таза кіріс шамасы келесі формуламен анықталады:

$$R = W_{год} \cdot 0{,}1 \cdot C_{ЭЭ} \cdot \kappa_н, \qquad (3.5)$$

$$R = 570000 \cdot 0{,}1 \cdot 5{,}9 \cdot 0{,}8 = 269{,}04 \text{ млн.тг.}$$

мұндағы $W_{\text{год}}$– шығарылатын өнімнің жылдық көлемі;

$C_{ээ}$ – өндірілетін электр энергиясының өзіндік құны;

к – корпоративті салықты есепке алатын коэффициент.

Дисконт көбейткішін есептейміз, нәтижелер 3.7 кестесінде келтірілген.

3.7 кесте – Дисконт көбейткішінің мәні

i,жыл	1	2	3	4	5	6	7	8	9
v^i	0,917	0,842	0,779	0,708	0,65	0,596	0,547	0,502	0,46

Осы 3.7 кестесі көмегімен ТЭЦ арналған келтірілген таза кірісті есептейміз, нәтижелер 3.8 кестесінде келтірілген.

3.8 кестесі – ТЭЦ арналған келтірілген таза кірісті анықтау

жыл (i)	кірістер ЧПР$_{\sum(R_i)}$, млн.тг.	Шығындар (R_i), млн.тг.	v^i	$R_i \cdot v^i$млн. тг.
1	0	-1531	0,917	-1404
2	269,04	0	0,842	-1177
3	269,04	0	0,779	-968
4	269,04	0	0,708	-758
5	269,04	0	0,65	-568
6	269,04	0	0,596	-393
7	269,04	0	0,547	-233
8	269,04	0	0,502	-85,4
9	269,04	0	0,46	49,6

Қорытынды: жоба 8 жыл және 134 күннен соң кіріспен өз шығынын өтейді.

Аталған ТЭС экономикалық көрсеткіштерін есептегенде аталған станцияның салған қаржыны өтеу мерзімінің аз екені байқалды, ол шамамен 8,3 жыл екенін көрсетті, бұл жобаның тиімді екенін білдіреді. Ал 1 кВт электроэнергиясына кететін құны станцияның өнімдерін сату байланыстарына шығу мүмкіндігін береді, ол нарық қатынастарына да түсе алады, сондықтан осы ТЭС құрылысы тиімді деп айтуға болады.

4 Тіршілік қауіпсіздігі

4.1 Өндірістік шудан қорғану

Технологиялық құрал жабдықтардың шуы адам денсаулығына нашар әсер етеді. Ұзақ уақытқа созылған күшті дыбысты шулар жүрек-тамыр ауруларына себеп болады және жүйке жүйесіне де теріс әсер етеді. Олар әртүрлі үдерістерде: механикалық (соққылар, дірілдер, үйкелістер), аэродинамикалық (қысылған ауа немесе газ аққандағы және тозаңшашқыштардағы (форсунки) сұйық немесе шашыраңқы отындарды жағу кезіндегі газдарда болатын стационар емес үдерістер), гидродинамикалық (сұйықтар ағуы) және электромагниттік (электр жабдықтарындағы айнымалы магнит өрістері) пайда болады.

Қазіргі кезде қоршаған ортаны қорғау мәселесі мен адам денсаулығына жылу электр станциялары әсер ететін зиянды өндірістік факторлардың әсерін әлсірету мәселесіне көп көңіл аударылуда. Шу сондай факторлардың біріне жатады. Шудық ластану химиялық заттардың лақтыруларының, соның ішінде радиобелсенді, электрмагнитті, иондық және де басқа физикалық әсерлер сияқты қоршаған ортаға жаман әсерін тигізетіні анықталып отыр.

Қазіргі кезде энергетика дамуының болашағы бар бағыттарының біріне газ құбырлы қондырғыларды пайдалану бағыты жатады. Ол қондырғылардың қайтадан пайдалануды іске асыратын қазандықтары бар. Бұндай қазандықтары бар газ жылу қондырғыларының жағымсыз экологиялық факторларының біріне төңірегіндегі ауданға күшті шу шығару көрсеткішін атап өткен жөн. Бұл газ жылу қондырғылары энергетикалық жабдықтардың ішіндегі тұрақты шу шығаратын қуатты көзі болып табылады. Ал энергетикалық нысандардың көпшілігі қала аумағында орналасатындықтан, шу шығару аумағында тұрғылықты халықтың көпшілігі оның зиянын сезеді.

Сондықтан қайтадан пайдалануды іске асыратын қазандықтары бар газ жылу қондырғыларының шу шығаруын бәсеңдету мәселесі ерекше өзекті болып тұр.

Шу шығаруды азайту мәселесінің теориясы мен практикалық сұрақтарымен көптеген Ресей ғалымдары: Е.Я. Юдин, А.И. Белов, Н.И. Иванов, Г.Л. Осипов, О.Н. Поболь, А.С. Терехин, И.Е. Цукерников, Л.Р. Яблоник, Г.А. Хорошев, Ю.И. Петров, олардың батыс әріптестері: Л.Беранек, М.Л. Муньял, Ф.П. Мехель, М. Хекл, Х.А. Мюллер және басқалары айналысқан.

Газ жылу қондырғыларының шу шығаруының бірнеше түрлері бар: ол қондырғылардың ауадан алу трактысы бойынша, газ құбыры корпусынан шығатын шу, тракттан шығу шуы сияқты болып бөлінеді. Бірінші көрсетілген шудың екі түрі кеңінен зерттелген және олардағы шуды азайтуға арналған тиімді құралдар да бар, олар Газ жылу қондырғыларын сатқандағы кешен құрамына да кіреді. Ал төңіректегі аудан маңына дым құбырынан шығатын шуға көптеген: Газ жылу қондырғыларын іске қосқандағы шу қуатынан,

қайтадан пайдалануды іске асыратын қазандықтардың газ трактысындағы шуды бәсеңдетуден, соның ішінде оның жылыту қабырғаларының әсеріне, есептеу нүктесіне дейінгі қашықтыққа, дыбыстың ауада бәсеңдеу деңгейі деген сияқты және басқа да факторлар әсер етеді. Сондықтан Газ жылу қондырғыларының шығу трактысындағы шулар әсері аз зерттелген, ал осындай шуды бәсеңдету шараларын іске асыру аз қаралған деуге болады.

Қойылған мақсатқа жету үшін бірнеше мәселені шешу қажет:

- Газ жылу қондырғыларының әр түрлі маркаларының шығуындағы шу сипаттамаларын зерттеу;

-қайтадан пайдалануды іске асыратын қазандықтардың жылыту қабырғаларындағы шу деңгейін төмендетуді тәжірибе арқылы анықтау;

-энергоблоктардағы жақын маңдағы тұрғылықты жерлерге шу әсерін бағалау және шу шығару заңдылықтарының өзгеруін әр түрлі энерго жабдықтардың құрамының әсерімен зерттеу;

-қайтадан пайдалануды іске асыратын қазандықтары бар Газ жылу қондырғыларының құрылысын оңтайландыру арқылы және шуды азайтатын мүмкін болатын іс шараларды ендіру арқылы мәселені қарастыру.

Шу деңгейін азайтуда ғылыми жетістіктерге жету үшін зерттеудің есептеу және тәжірибелік әдістері қолданылады. Шуды азайтуда мыналар көмекке келе алады:

- Газ жылу қондырғыларының электрлік қуатына байланысты оның дыбыстық қуатының қосындысын есептеу қажет;

- орташа қуаты бар, сумен жылытылатын қайтадан пайдалануды іске асыратын қазандықтар қабырғаларындағы шу деңгейін азайту үшін жаңадан алынған тәжірибе нәтижелерін пайдалану керек;

- осындай факторлар көмегімен әр түрлі Газ жылу қондырғылары бар әр түрлі энергоблоктар үшін шу факторы бойынша санитарлық қорғау аумағының мәндерін есептеу;

- Газ жылу қондырғыларының шығу трактысында орналасқан шуды сіңіру типіндегі шу өшіргішін оңтайландыратын әдістерді қолдану.

Мұндай зерттеулердің дәлдік нәтижелері дыбыс теориясына, алынған нәтижелер деректерінің статистикалық өңдеу тәсілдеріне, қаржы салынатын жобаларды бағалау әдістеріне, алынған нәтижелердің басқа да теориялық зерттеулер мен басқа авторлардың еңбектерімен салыстыруға негізделген деуге болады. Осындай зерттеулердің іс жүзіндегі мәнділігі мынада:

- қабырғалар жылытуында пайда болған дыбыс энергиясының өшуін бақылайтын коэффициент көмегімен орташа қуаты бар, қайтадан пайдалануды іске асыратын қазандықтар қабырғаларындағы шу деңгейін азайтуды бақылауға мүмкіндік береді;

- Газ жылу қондырғыларының шығу трактысында орналасқан шуды азайту үшін шуды бәсеңдету іс шараларын қосып отыру қажет;

- Газ жылу қондырғыларының шығу трактысында орналасқан шуды сіңіру типінің шу өшіргішіндегі өту қимасының оңтайлы мөлшерін анықтауға

мүмкіндік беретін әдістерді пайдалану дисконт шығындарды азайтуға көмегін тигізеді, ол өз кезегінде шу өшіргіш құрылымын оңтайландыруға әсер етеді.

Газ жылу қондырғыларының шығуындағы дыбыс деңгейі қуатының мәні октавалық жолақ спектрінде орташа геометриялық жиіліктер бойынша біркелкі үлестірілмеген, олардың үлестірулері Газ жылу қондырғыларының электрлік қуатына емес, оның жеке ерекшеліктеріне байланысты. Газ жылу қондырғыларының шығу трактысындағы шу әсерін зерттеу үшін дыбыс деңгейінің қосындысы деп аталатын критерий-белгі ұсынылған, ол салыстырмалы талдау жүргізуге мүмкіндік береді, осы белгінің Газ жылу қондырғыларының электр қуаты мәніне тәуелділігі құрылған.

Қайтадан пайдалануды іске асыратын қазандықтарының әр түрлі элементтеріндегі шу деңгейін азайту қарастырылған. Сумен жылытылатын орташа қуаты бар, қайтадан пайдалануды іске асыратын қазандықтар қабырғаларындағы дыбыс деңгейін азайтуды бақылауға мүмкіндік беретін жаңа тәжірибелік деректер алынған. Зерттеулер нәтижесінде қайтадан пайдалануды іске асыратын қазандықтардағы дыбыс деңгейін азайтатын есептеу тәсілдері ұсынылған. Сонымен бірге, қайтадан пайдалануды іске асыратын қазандықтардың әр түрлі геометриялық жиіліктердегі октавалық спектрінің шуды азайту ерекшеліктері де табылған.

Қайтадан пайдалануды іске асыратын қазандықтарының газ трактісіндегі шуды азайту нәтижесінде әр түрлі маркалы Газ жылу қондырғыларының энергоблоктарындағы түтін құбырындағы дыбыс қуатының деңгейінің мәні есептелген. Соның нәтижесінде нормативті бекітілген әдістер бойынша орнатылуға қажетті шу нормасы болатын санитарлық қашықтық мәні табылған, яғни санитарлық, қорғау аумағы анықталған.

Қайтадан пайдалануды іске асыратын қазандықтарының орташа және үлкен қуатты Газ жылу қондырғыларының дыбыс қысымының диапазоны анықталған. Соның нәтижесінде санитарлық-қорғау аумағы станциядан 500 м қашықтықта орналасқан.

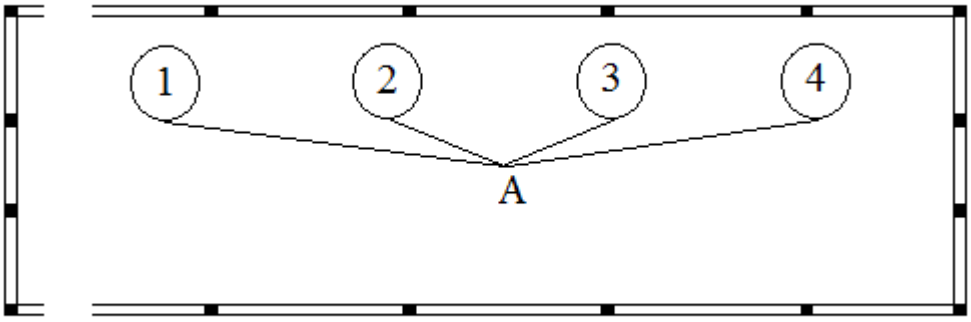
Газ жылу қондырғыларының шығу трактысында орналасқан шуды сіңіру типінің шу өшіргішіндегі өту қимасының оңтайлы мөлшерін анықтауға мүмкіндік беретін әдістер де зерттеліп ұсынылған. Ол өз кезегінде Газ жылу қондырғыларының техникалық ерекшеліктерін есепке ала отырып, қазіргі заманғы қаржылық экономикалық қаржы салу жобаларын бағалау критреиийлерімен бірге, шу өшіргіш құрылымын оңтайландыруға әсер етеді. Оңтайландыру критерийі ретінде дисконт шығындарының қосындыларының ең аз мөлшері қабылданған. Есептелген варианттар түрлері және соның негізінде жасалған талдаулар шу өшіргішіндегі өту қимасы ауданының оңтайлы мәніне әсер етуші факторларды анықтайды.

Құбыр цехында әртүрлі технологиялық үдерістер кезінде шудың неше түрі шығады. Бірінде шу көздері есебінде – технологиялық жабдықтардың өзі болса, басқа жағдайда – зиянды бөлінулер технологиялық үдерістерді орындау кезінде болады.

Әдетте, адамды қоршаған шу көптеген және әртүрлі шу көздерінен пайда болады, оның ішінде негізгілері ретінде көлік құралдарын, өндіріс кәсіпорындарының техникалық құрал жабдықтарын, жеолдетпе және компрессорлық қондырғыларды атауға болады. Сондықтан станцияның құбыр цехында шудың акустикалық есебі жасалады, ондағы негізгі шу көзі ретінде газ құбырының өзін атауға болады.

Шу көздерін табу және олардың шу сипаттамаларын анықтау және ғимарат ішіндегі есептеуге тиісті нүктелерді табу.

Құбыр цехында электр қабылдағыштардың көптеген саны бар, біз бірақ, есептеу үшін шу көздерінің төртеуін ғана аламыз, қалған электр қабылдағыштарды есепке алмаймыз, өйткені осы төрт шу көздері дыбыс қысымының негізін құрады. Келесі суретте, жоғары деңгейдегі дыбыс қысымдары бар электр қабылдағыштар көрсетілген құбыр цехының жоспары берілген.



4.1 сурет – Есептеу нүктесі және шу көздері оналасқан құбыр цехының жоспары

Мұндағы А нүктесі есептеу нүктесіне жатады, ол бөлме ортасында, еденнен 1,5 м биіктікте орналасқан; ал $r_1 - r_2 - r_3 - r_4 -$ акустикалық орталықтардың есептеу нүктелеріне дейінгі қашықтықтары.

Енді есептеу нүктелеріне арналған $L_{доп}$ дыбыс қысымының қажетті деңгейін анықтаймыз.

Көлемі 14400 м^3 болатын өндіріс бөлмесінде бір типтегі 4 шу көздері орналасқан: газ құбырлары, олар $ИШ_I$ (L_{p1}) деп белгіленген. Әр шу көздерінің дыбыс қуаты деңгейінің мәндері келесі кестеде көрсетілген. Акустикалық орталықтардың есептеу нүктелеріне дейінгі қашықтықтары: r_1=38 м, r_4=38, r_3=16 м, r_2=16;

4.1 кесте – Шу көздерінің дыбыс қуаты деңгейінің мәндері.

Шамасы, дБ	Октава жолағындағы орташа геометриялық жиілік, Гц.							
	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
L_{p1}	131	132	133	136	135	134	140	134

Бөлме тұрақтысының мәні келесі формула бойынша анықталады:

$$B = B_{1000} \cdot \mu, \tag{4.1}$$

мұндағы B_{1000} – орташа геометриялық жиілігі 1000 Гц болатын бөлме тұрақтысы, оның мәнін бөлме типі мен көлемі бойынша кестеден анықтаймыз. Көлемі $V = 14400$ м^3 болатын көрсетілген цех үшін және ондағы көп емес адамдар үшін (құбыр цехындағы) тұрақтыны анықтаймыз:

$$B_{1000}, = \frac{V}{20} = \frac{14400}{20} = 720м^3$$

Ал бөлменің бірнеше шу көздері бар есептеу нүктелері үшін, L, дБ дыбыс қысымының октавалық деңгейін тура және қайтадан қайтару аумағында мына формула бойынша анықтаймыз:

$$L = 101q(i = 1\sum_{i=1}^{m} \frac{\Delta i \cdot k_i}{S_i} + \frac{4\varphi}{B}\sum_{i=1}^{n} \Delta i, \tag{4.2}$$

мұндағы $\Delta i = 10^{0,1} L_{pi}$;

L_{pi} – і-ші шу көздері тудырған дыбыс қуатының октавалық деңгейі;

m – есептеу нүктелеріне жақын (яғни, мәндері $r_i < 5$ болатын, мұндағы r_{min}– шудың акустикалық көздерінен есептеу нүктелеріне дейінгі қашықтықтары) орналасқан шу көздерінің саны;

n – бөлмедегі шу көздерінің жалпы саны.

Шулардың жалпы көздерінің саны бұрынғыша қалады, яғни 4 электр қабылдағыш. Шу көздерінің ең көп сыртқы тұрқы өлшемдері $l_{max} = 7,6$ м тең. Демек, барлық шу көздері үшін 2 $l_{max} < r_{min}$, шарты орындалуы қажет, сондықтан мына формуланы $S_i = 2\pi r^2$ қабылдаймыз. Ал шамасы $\frac{r_i}{l_{max}} = 2$ тең, сондықтан $k_i = 1$. Енді есепте нүктесінде барлық шу көздері үшін формула бойынша дыбыс қысымы деңгейінің қосындысын $L_{общ}$ анықтаймыз.

μ - жиілік көбейткіші, ол бөлме көлеміне байланысты. Аталған цех үшін μ мәндері келесі кестеде келтірілген.

4.2кесте – Көлемге байланысты оның тұрақтысы

Бөлме көлемі, м^3	жиілік көбейткіші							
	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
V>1000	0,5	0,5	0,55	0,7	1,0	1,6	3,0	6,0

Енді формула бойынша қажетті шу төмендетілуі анықталады:

$$\Delta L_{TP} = L_{\text{общ}} - L_{\text{доп}}, \qquad (4.2)$$

мұндағы $L_{\text{общ}}$ – барлық шу көздерінің есептеу нүктесіндегі дыбыс қысымының октавалық деңгейі;

$L_{\text{доп}}$ – жұмыс орнына, аталған цехқа арналған дыбыс қысымы деңгейінің дәлдік шегінің мәндері келесі кестеде келтірілген.

4.3 кесте – Дыбыс қысымы деңгейінің дәлдік шегінің мәндері

F, Гц	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
$L_{\text{доп}}$	99	92	86	83	80	78	76	74

Қазандық цехындағы есептеу нәтижелері келесі кестеде келтірілген

4.4 кесте – Шу деңгейін есептеу нәтижелері (шу көздері бойынша)

Шама	Бірлік өлшемі.	Октавалық жорлақтың орташа геометриялық жиіліктері, Гц.							
		63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
L_{pl}	дБ	121	122	123	126	125	124	130	124
Δl	-	$1{,}6\cdot10^{8}$	$1{,}6\cdot10^{8}$	$1{,}9\cdot10^{8}$	$4\cdot10^{8}$	$3{,}2\cdot10^{8}$	$2{,}5\cdot10^{8}$	10^{9}	$2{,}5\cdot10^{8}$
$S_{10}=2\pi r_1^2$	м^2	9068,32							
$S_{10}=2\pi r_2^2$	м^2	1607,68							
$10^{0,1L_{pl}}/S_1$		$1.38\cdot10^{3}$	$1.74\cdot10^{4}$	$2{,}2\cdot10^{4}$	$4{,}39\cdot10^{5}$	$3{,}4\cdot10^{5}$	$2{,}7\cdot10^{4}$	$1{,}1\cdot15^{8}$	$2{,}7\cdot10^{4}$
$10^{0,1L_{pl}}/S_2$		$1{,}18\cdot10^{4}$	$1{,}4\cdot10^{5}$	$1{,}89\cdot10^{5}$	$3{,}7\cdot10^{6}$	$2{,}9\cdot10^{6}$	$24\cdot10^{4}$	$9{,}3\cdot15^{9}$	$24\cdot10^{4}$
$B_{\text{ш}1000}$	720								
μ		0,5	0,5	0,55	0,7	1,0	1,6	3,0	6,0
$B_{\text{ш}} = B_{\text{ш}1000}\cdot\mu$		360	360	396	504	720	1152	2160	4320
$4/\text{B}_{\text{ш}}$		$1, \cdot110^{-2}$	$1{,}1\cdot10^{-2}$	10^{-2}	$7{,}9\cdot10^{-3}$	$5{,}5\cdot10^{-3}$	$3{,}4\cdot10^{-3}$	$1{,}8\cdot10^{-3}$	$0{,}9\cdot10^{3}$
$\Sigma10^{0,1\text{Lp1}}$		$11{,}4\cdot10^{8}$	$11{,}4\cdot10^{8}$	$4{,}8\cdot10^{9}$	$4{,}8\cdot10^{9}$	$6\cdot10^{9}$	$7{,}5\cdot10^{9}$	$6\cdot10^{9}$	$4{,}8\cdot10^{9}$
$\Sigma10^{0,1\text{Lp2}}$		$5{,}2\cdot10^{7}$	$6{,}4\cdot10^{8}$	$7{,}6\cdot10^{8}$	$1{,}6\cdot10^{9}$	$1{,}2\cdot10^{9}$	10^{9}	$4\cdot10$	10^{9}
Σ пп. (1+2)		$11{,}9\cdot10^{8}$	$17{,}8\cdot10^{8}$	$5{,}6\cdot10^{9}$	$6{,}7\cdot10^{9}$	$7{,}2\cdot10^{9}$	$8{,}5\cdot10^{9}$	10^{10}	$5{,}8\cdot10^{9}$
$\text{L}_{\text{общ}}$ =10lg(п.14)		111,4	119,2	121,7	124,3	117,7	115,5	121	110,4
$\text{L}_{\text{доп}}$		99	92	86	83	80	78	76	74

Құбыр цехы үшін, шуды азайтудың қажетті шамасы $\Delta\text{L}_{\text{тр}}$ оң мәнде болғандықтан, шуды азайту шаралары қажет.

Өндіріс нысандарында шуды азайту әдістерінің біріне оның көздеріндегі шуды азайту не төмендету кіреді. Құрылыс нормалары мен ережелері шудан қорғанудың құрылыс-акустикалық әдістерін пайдаланады. Ол шу деңгейін азайту үшін келесі шараларды ұсынады:

1. Қоршау конструкцияларын дыбыстан оқшаулау; терезе, есік, қақпа периметрлері бойынша тығыздау; қоршау конструкцияларының айқасқан жерлерін инженерлік конструкциялар арқылы дыбыстан оқшаулау; дыбыстан оқшаулау бақылау кабиналарына және қашықтықтан басқаруға арналған құрылғылар; тығылу жерлері; қаптар, құндақтар;

2. Дыбыс сіңіруші конструкциялар мен экрандар;

3. Шу өшіргіштері.

Шудан қорғанудың жеке құралдары есебінде арнайы құлақ қаптар мен құлақ қуысшаларына арналған тығындар, негізгі әсері дыбысты жұтып, оқшаулаға арналған шуға қарсы каскалар қолданылады.

4.2 Санитарлық аумақты есептеу

Түтін құбыры биіктігін келесі формула арқылы анықтаймыз:

$$H = \sqrt{\frac{A \cdot M \cdot \eta \cdot m \cdot n}{(ПДК - C_{\Phi}) \cdot \sqrt[3]{V_r \cdot \Delta T}}}, \qquad (4.3)$$

мұндағы A=200 – ауа атмосферасының стратификациясының температурасына тәуелді коэффициент;

M – зиянды заттар лақтырылу қуаты, г/с.

$$M = 2 \cdot M_{SO_2} + 5{,}88 \cdot M_{NO_2} = 2 \cdot (7{,}71 + 5{,}88 \cdot 3{,}28) = 53{,}99 г/с,$$

F – атмосфералық ауада зиянды заттар түсу жылдамдығын есепке алатын өлшемсіз, F=1;

η – жер бедерін есепке алатын өлшемсіз коэффициент, η=1;

m, n – газ түтіндерін құбырдан шығу шарттарын есепке алатын өлшемсіз коэффициент, f және V_mбайланысты анықталады;

ПДК – зиянды заттардың жіберу шегінің қоюлығы, мг/м^3;

$C_ф$ – зиянды заттардың фондық қоюлығы, мг/м^3;

$V_г$ – газ ауалық қоспаның құбырға кету мөлшері, кг/с;

ΔT – лақтырылу газдары температурасы мен жылдың ең ыстық айындағы сыртқы ауаның орташа ең көп температурасы арасындағы айырмашылық:

$$\Delta T = 350 - 27 = 323^0 C, \qquad (4.4)$$

Енді f және V_m параметрлерін анықтаймыз:

$$f = 1000 \cdot \frac{\omega_0^2 \cdot D}{H^2 \cdot \Delta T} = 1000 \cdot \frac{25^2 \cdot 1{,}94}{120^2 \cdot 323} = 0{,}261, \qquad (4.5)$$

мұндағы ω_0 – газ түтінінің құбырдан шығу жылдамдығы, м/с, ол құбыр биіктігіне байланысты анықталады (құбыр биіктігін Н = 120м деп, ал оның жылдамдығын ω_0=25 м/с деп қабылдаймыз);

D – құбыр аузының диаметрі, оны былайша анықтаймыз:

$$D = \sqrt{\frac{4 \cdot V_г}{\pi \cdot \omega_0}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 2 \cdot 36{,}82}{\pi \cdot 25}} = 1{,}94м, \qquad (4.6)$$

$$V_м = 0{,}65 \cdot \sqrt{\frac{V_г \cdot \Delta T}{H}} = 0{,}65 \cdot \sqrt{\frac{2 \cdot 36{,}82 \cdot 323}{120}} = 3{,}79м, \qquad (4.7)$$

Ал *f*<100 болғандықтан, онда m келесі формула арқылы анықталады:

$$m = \frac{1}{0{,}67 + 0{,}1\sqrt{f} + 0{,}34\sqrt[3]{f}} = \frac{1}{0{,}67 + 0{,}1\sqrt{0{,}261} + 0{,}34 \cdot \sqrt[3]{0{,}261}} = 1{,}07,$$

Ал $V_М$>2 болғандықтан, онда n=1.

Күкірт ангидридінің орта тәуліктік жіберу шегінің қоюлығы $ПДК_{SO_2}$=0,05 мг/м^3 мәніне тең. Сонымен бірге, SO_2 фондық қоюлығы мәнін $С_ф$=0,005 мг/м^3 шамасында қабылдаймыз.

Түтін құбырының ең аз биіктігін анықтайық:

$$D = \sqrt{\frac{200 \cdot 53{,}99 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1{,}07 \cdot 1}{(0{,}05 - 0{,}005) \cdot \sqrt[3]{2 \cdot 36{,}8 \cdot 323}}} = 94{,}5м, \qquad (4.8)$$

Бұдан ары қарайғы есептеулер үшін түтін құбыры мәнін Н=95м тең деп қабылдаймыз.

Ауа райының жағымсыз метеожағдайларына байланысты, шығу көздерінен $Х_м$ қашықтықта орналасқан жылу электр станияларындағы диаметрлері дөңгелек болып келетін газ түтіндерін құбырларынан шығатын жерге түсетін зиянды заттар қоюлығының ең көп мәні келесі формула арқылы анықталады:

$$C_м = \frac{A \cdot M \cdot \eta \cdot m \cdot n}{H^2 \cdot \sqrt[3]{V_г \cdot \Delta T}} = \frac{200 \cdot 53{,}99 \cdot 1 \cdot 1{,}07 \cdot 1 \cdot 1}{95^2 \cdot \sqrt[3]{2 \cdot 3{,}68 \cdot 323}} = 0{,}0445мг/м^3, \qquad (4.9)$$

$$C_м = 0{,}0445мг/м^3 < ПДК = 0{,}05мг/м^3$$

Ауа райының жағымсыз метеожағдайларына байланысты лақтырылу көздерінен $Х_м$ қашықтықта орналасқандағы жерге түсетін С қоюлығының $С_м$ - ең үлкен мәнін мына формула арқылы анықтаймыз:

$$X_м = \frac{5-F}{4} \cdot d \cdot H = \frac{5-1}{4} \cdot 0{,}1607 \cdot 95 = 15{,}27 м \qquad (4.10)$$

мұндағы d – өлшемсіз коэффициент, оны мына формула арқылы анықтаймыз:

$$d = 7 \cdot \sqrt{V_м \cdot (1 + 0{,}28 \cdot \sqrt[3]{f})} = 7 \cdot \sqrt{329} \cdot (1 + 0.28\sqrt[3]{0{,}261}) = 16{,}07 м$$

Ал, жел жылдамдығы $V_М$ болғанда, жерге түсетін зиянды заттар қоюлығының С (мг/м^3) мәні келесі формула арқылы анықталады:

$$C = S_1 \cdot C_м \qquad (4.12)$$

мұндағы S_1 – өлшемсіз коэффициент, оны $x/x_м$ қатынасы бойынша мына формула арқылы анықтаймыз:

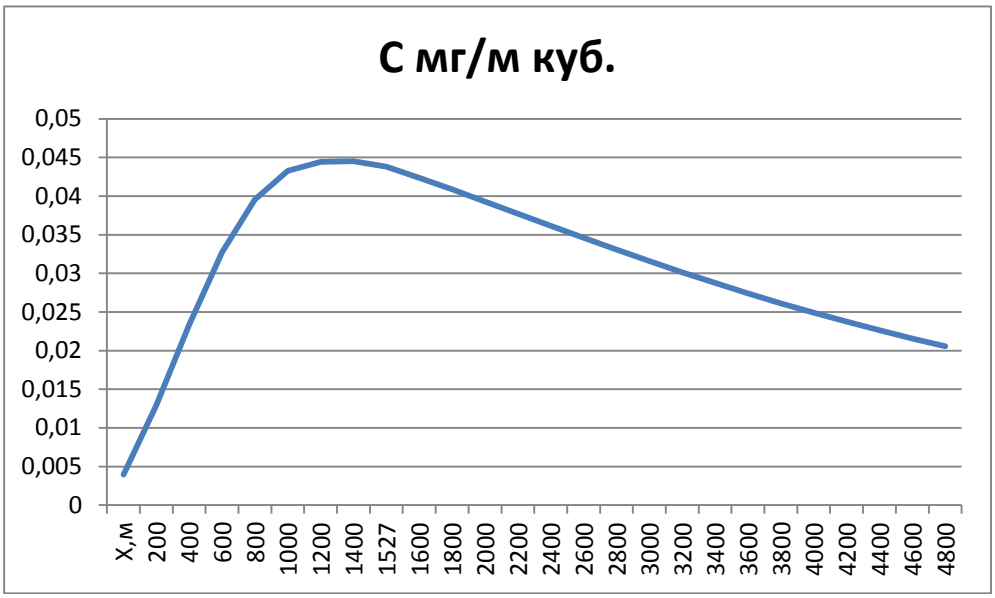
Х,м	Х/Хм	S1	С
200	0,1333	0,08865	0,00395
400	0,2667	0,29013	0,01291
600	0,4	0,5248	0,02335
800	0,5333	0,73576	0,03274
1000	0,6667	0,88889	0,03956
1200	0,8	0,9728	0,04329
1400	0,9333	0,99887	0,04444
1527	1	1	0,0445
1600	1,0667	0,9844	0,04381
1800	1,2	0,95182	0,04236
2000	1,3333	0,91787	0,04085
2200	1,4667	0,88306	0,0393
2400	1,6	0,84784	0,03773
2600	1,7333	0,81261	0,03616
2800	1,8667	0,77771	0,03461
3000	2	0,74342	0,03308
3200	2,1333	0,70996	0,03159
3400	2,2667	0,67749	0,03015
3600	2,4	0,64616	0,02875
3800	2,5333	0,61604	0,02741
4000	2,6667	0,58718	0,02613
4200	2,8	0,55963	0,0249
4400	2,9333	0,53338	0,02374
4600	3,0667	0,50842	0,02262
4800	3,2	0,48473	0,02157
5000	3,3333	0,46227	0,02057

$$S_1 = 3 \cdot \left(\frac{x}{x_м}\right)^4 - 8 \cdot \left(\frac{x}{x_м}\right)^3 + 6 \cdot \left(\frac{x}{x_м}\right)^2, при \frac{x}{x_м} \le 1$$

$$S_1 = \frac{1{,}13}{0{,}13 \cdot \left(\frac{x}{x_м}\right)^2 + 1}, при 1 \le \frac{x}{x_м} \le 1$$

$$S_1 = \frac{\frac{x}{x_м}}{3{,}58 \cdot \left(\frac{x}{x_м}\right)^2 - 35{,}2 \cdot \left(\frac{x}{x_м}\right) + 120}, при \frac{x}{x_м} \ge 8$$

Қашықтығы 5000 м болғандағы зиянды заттар қоюлығын анықтаймыз.



4.2 сурет – Қашықтықтағы зиянды заттар шоғырлануы

Өнеркәсіптің санитарлық-қорғау аумағының шекарасын келесі формула анықтайды:

$$L = L_0 \cdot \frac{P}{P_0}, \qquad (4.13)$$

мұндағы L (м) – С33 есептелген өлшемі;

L_0 (м) – зиянды заттар шамасы ПДК артық болатын бағытындағы жер аймағының есептелген өлшемі;

P (%) – қарастырылған румбтағы жел бағытының жылдық қайталануының орташа шамасы;

P_0 (%) – бір румбтағы шеңберлік роза желі бағытының қайталануының орташа шамасы.

Сегіз румбтағы шеңберлік роза желі бағытынында P_0 = 100/8 = 12.5 %
Есептеулерді газдар үшін жүргіземіз.

4.6 кесте – Жел бағытының қарқындылығы

Аймақ	С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ
Құмкөл	23	18	11	3	5	8	15	17

Газдар үшін:

$$L = 1527 \cdot \frac{23}{12,5} = 2809,6;$$

$$L = 1527 \cdot \frac{18}{12,5} = 2198,88;$$

$$L = 1527 \cdot \frac{3}{12,5} = 366,48;$$

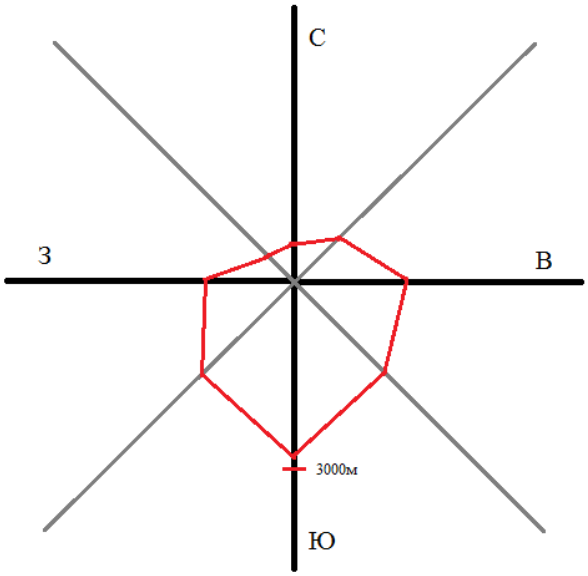
$$L = 1527 \cdot \frac{11}{12,5} = 1343,76;$$

$$L = 1527 \cdot \frac{5}{12,5} = 610,8;$$

$$L = 1527 \cdot \frac{8}{12,5} = 977,28;$$

$$L = 1527 \cdot \frac{15}{12,5} = 1832,4;$$

$$L = 1527 \cdot \frac{17}{12,5} = 2076,72.$$



4.3 сурет – Санитарлық - қорғау аумағы

4.3 Электр қауіпсіздігін қамтамасыз ететін техникалық шараларды ұйымдастыру

Жұмыс істеп тұрған электр қондырғыларда мыналар орындалады:

а) жедел қызмет көрсету, соның ішінде:

1) электр жабдықтарын мерзімді түрде қарап тұру, бөлмелерді тазалау, ағымдағы пайдалануда жүргізілетін ұсақ түйек жөндеулер, кернеуді алып тастауды қажет етпейтін басқа да жұмыстар;

2) схеманы және электр қондырғылар жұмыс режимдерін өзгертуге байланысты жедел түрде ауыстыру жұмыстары;

б) жөндеу жұмыстары, соның ішінде:

1) барлық электр қондырғыларынан немесе оның бір бөлігінен кернеуді алып тастауды қажет ететін, электр қондырғыларды сынау және мерзімді түрде жөндеу жұмыстары;

2) апаттық жөндеу жұмыстары;

3) электр қондырғыларын жинақтау немесе қайтадан шашып тастау жұмыстары.

Электр қондырғыларымен жұмыс істеу қауіптілігіне онымен жұмыс істеген адамды электр тогы соғуы мүмкіндігі жатады. Қауіпсіз жұмыстың негізінде қызмет көрсетуші адамдардың өте жоғары техникалық сауаттылығы мен тәртіптілігі және олардың электрлік және қауіпсіздік нормалары мен ережелерін қатаң сақтауы жатады.

Электр қондырғыларымен жұмыс істеу қауіпсіздік деңгейлеріне және кернеулері 110 кВ және одан да жоғары болатын электр қондырғыларындағы қажетті қорғау шараларын мына топтарға бөледі:

I топ – кернеуді алып тастамай ақ жүргізілетін жұмыстар, ол ток өткізгіш бөліктерден алыс жерде орындалады. Жабдықтарды өшіру қажет

емес. Кернеу астында болатын ток жүргізлген бөліктермен жанасу болмайды, яғни ток соғу ықтималдығы өте аз.

II топ – кернеуді алып тастамай ақ жүргізілетін жұмыстар, ол кернеуі бар ток өткізгіш бөліктерге жақын жерде орындалады. Жұмыстың алдында жұмыс істеуші адамдардың қаіпсіздігін қамтамасыз ететін техникалық және қорғаудың ұйымдастыру шаралары орындалуы тиісті. Жұмыс ток жүргізлген бөліктермен жанасуда оқшаулау құралдары көмегімен орындалады.

III топ – кернеуді жартылай алып тастайтын жұмыстар. Кернеу жұмыс атқарылып жатқан жерде ғана алып тасталады немесе оны толығынан электр қондырғысынан өшіреді, яғни алып тастайды, дегенмен бұл жағдайда, ток өткізуші бөліктер кернеу астында тұрған көрші бөлмеге қатынау мүмкіндігі бар.

IV топ – кернеуді толық алып тастайтын жұмыстар. Электр қондырғының барлық элементтерінен 110 кВ кернеу алынып тасталады. снято. Ток өткізуші бөліктері кернеу астында тұрған көрші бөлмеге қатынау мүмкіндігі жоқ.

Электр қондырғыларда өндірілетін жұмыстар атқарылғанда, барлық техникалық, ұйымдастыру шаралары үлкен абайлықпен орындалуы қажет, ол жағдайда жұмыс істеп тұрған жерге кернеудің кездейсоқ қосылуынан, кернеу астында қалған ток өткізуші бөліктерге кездейсоқ жақындаудан абай болған жөн.

Электр қондырғыларды қарап шығу олардан кернеуді алмай ақ ток өткізуші бөліктерден алыс орналасқан жерден бақыланады. Ақауларды тану көзбен көру және құлақпен есту арқылы жүргізіледі. Электр қондырғыларды жеке қарап шығу құқығы біліктілігі III топтан төмен емес кезекші немесе біліктілігі V тобы рұқсаты бар әкімшілік-техникалық қызметшілерінде болады.

Әдетте, жеке қарап шығу кезінде белгіленген қоршаулардан шығуға немесе оларды алып тастауға болмайды, қоршаулары жоқ үлестіргіш құрылғылар камераларына кіруге де болмайды. Қажет болған жағдайда біліктілігі IV топтан төмен емес жұмысшыға қоршауға кіруге болады, бірақ бұл жағдайда ток өткізуші бөліктерге қатынау болмайды, яғни оқшаулығыштың төменгі біріктіру бөлігі (фланец) еденнен 2 м жоғары, ал қоршалмаған ток өткізуші бөліктері – кернеу 35 кВ болғанда еденнен 2,75 м жоғары, ал кернеу 110 кВ болғанда еденнен 3,5 м жоғары орналасады.

Электр қондырғылар орналасқан бөлмеге бөгде адамдар немесе жануарлар кіріп кетпеу үшін бөлмені бекітіп жабады.

Электр схемаларын өшіру тек кезекші құрам (персонал) өкімімен орындалады.

Ажыратқышқа дұрыс емес операциялары бар толық матаумен (блокировка) жабдықталмаған кернеуі 110 кВ болатын электр қондырғыларында, күрделі алмастырулар арнайы бланктар бойынша жасалады.

Алмастыру бланкілерінде электр қондырғыларында іске қосылған немесе алынып тасталған операциялар жайындағы барлық жазбалар көрсетіледі, ол осы операциялар қандай кезекпен орындалды сол реті бойынша толтырылады.

Ажыратқышқа дұрыс емес операциялары бар толық матаумен (блокировка) жабдықталған электр қондырғыларында қарапайым қосылу немесе алып тастау операциялары бланкісіз де орындалады.

Қосылуды ажыратқыштар көмегімен іске қосады немесе өшіреді. Егер ажыратқыштың қол жетегі болса, онда жасалатын операциялар негізді оқшаулайтын диэлектрлік қолғаптар көмегімен орындалады. Ажыратқышты тез және аяғына дейін түсіру арқылы орындау қажет.

Ажыратқыштарды жұлқып іске қосу керек. Егер сол кезде доға пайда болса, онда пышақтарын аяғына дейін жеткізу қажет. Керісінше жағдайда, пышақтың кері жүрісі доғаны құрып, ол қайғылы жағдайға әкелуі мүмкін. Ал ажыратқыштарды өшіргенде, керісінше, баяу, жайлап орындау керек, ол әсіресе бастапқы сәтте қажет. Егер пышақтар қайтқанда доға пайда болса, онда ажыратқышты қайта қосу керек.

Ажыратқыштарды диэлектрлік қолғаптар көмегімен өшіреді (қосады). Фазалық басқаруы бар және тік орналасқан ажыратқыштарды қосуды немесе өшіруді оқшаулау штангісі бар, оқшаулау негізізі бар тақтада тұру арқылы диэлектрлік қолғаптар көмегімен іске асырады. Осы жұмысты орындағанда топ жетекшісінің ең үлкені ретінде біліктілігі IV топтан төмен емес кезекші тағайындалады. Бір электрлік қондырғыларда қарапайым алмастыруларды біліктілігі IV топтан төмен емес жедел кезекші құрамы орындайды. Кернеу бар жоғын тексеру, алынып жүретін жер тұйықтағыштарды қоюға немесе алуға екі орындаушы болуы қажет.

Алмастыруларды орындайтын адамдар құрамы қалыпты пайдалау жағдайында да, апатты жағдайда да егер кернеу жоқ болып кетсе, ол қайтадан ескертусіз берілуі мүмкін екенін білуі қажет.

Жөндеу-реттеу жұмыстары. Электр қондырғыларды техникалық түрде пайдалану үшін орнатылған электр жабдықтарын жөндеп отыру қажет. Бұл жұмыстарда электр тогымен соққы алу қауіпі бар. Кернеуі 110 кВ болатын қондырғыларда, әдетте, жұмысты ең аз дегенде екі адам орындайды, олардың біреуінің біліктілігі IV топтан төмен емес топта болуы қажет. Электр тогынан соққы алу қауіпі болғандықтан, жұмыстың алдында қорғаудың техникалық және ұйымдастыру шаралары орындалуы керек. Техникалық іс шаралар келесі тәртіппен орындалады:

а) кернеуді өшіреді және оны жұмыс істеп жатқан жерге кездейсоқ келтірмеу шараларын орындайды: матауды іске қосады, ажыратқыш пен қосқыш жетегіне механикалық тығындамаларды қояды, сақтандырғышты алып тастайды, уақытша қоршаулар құрады;

б) коммутациялық аппаратурада, тұрақты және уақытша қоршауларда ескерту плакаттарын іледі;

в) жерге тұйықтағыш құрылғысына алып жүретін тұйықтағыш қысқышын қосады;

г) құрылғының жұмыс істеуге қажетті бөлігінде кернеу өшірілген бе жоқ па, соны тексереді, егер ол жоқ болса, бірден құрылғының ток өткізгіш бөлігіне алып жүретін тұйықтағышты қосады;

д) жұмыс істеп жатқан жерге «Осында жұмыс істе» деген плакатты іледі. Жұмыс істеп жатқан жердегі жөндеуге тиісті жабдықтарды өшіреді, жұмыс істегенде жақын орналасатын қауіпті ток өткізгіш бөлігін де өшіреді. Өшірілген бөлікті барлық жағынан бөлектейді, оны кернеу берілетін жақтан, көрініп тұратын бөлектегішпен, жүктеме өшіргіштерімен немесе егер қосылуда автоматты жетегі болмаса, онда бөлектегіштермен қоршайды.

Тек қана өшіргішпен бөлектелген жабдықтарда жұмыс істеуге болмайды. Төменгі кернеу жағындағы кері трансформмациядан қауіп болмауы үшін күштік және өлшегіш трансформаторларды орташа да, төменгі де кернеулерден өшіреді.

Қолмен басқаруы бар ажыратқыштардың жетектерін қате түрде немесе өз бетінше қосылудан сақтау үшін механикалық түрде аспалы құлыппен, арнайы болтпен немесе мұрындықпен (штифт) жабады. Пневматикалық басқаруы бар ажыратқыштардың жетектерін ауа келтіретін шұрасын (вентиль) жабады. Толтырғыштардағы ауаны шығарады. Қашықтықтан басқаруда күш тізбегіндегі екі полюстың да сақтандырғыштарын (предохранители) шешеді.

Егер жұмыс атқарылып жатқан жерге жақын орналасқан ток өткізгіш бөліктерін өшіру мүмкін болмаса, онда оларды сенімді түрде қоршайды. Мұндай қоршауларды өте мұқият түрде, міндетті түрде екінші адаммен бірге орнатады.

Жөндеу жұмыстары бөліктеріндегі қоршауларда және көрші тұрақты қоршау ұяшықтарында «Тоқта — жоғарғы кернеу!» деген плакаттар іледі.

Жөндеу жұмыстары бөліктерінің ашық алаңдарында бөлік периметрі бойынша арқан тартады. Арқанға «Тоқта — жоғарғы кернеу!» деген плакаттар іледі. Оларды жұмыс жағының ішіне қаратып іледі. Егер жұмыстар жоғарғы биіктікте өтсе, онда жұмыс орнына шығатын конструкция бойына «Шығу осы жерде», көрші конструкцияда «Шықпа — өлесің!» деген плакаттар іледі. Жұмыс істеп жатқан жерге «Жұмысты осында орында» деген плакат іледі.

Уақытша қоршаулар мен плакаттарды ауыстыруға немесе алып тастауға болмайды, оларды алып тастауға жұмыс орнын дайындайтын жедел құрамдардың ғана құқы бар.

Өшірілген құрылғыларына кездейсоқ немесе қате жағдайда кернеу берілмеуін қадағалау үшін барлық басқару кілттері мен ажыратқыш, өшіргіш, рубильниктерде және де басқа коммутациялық аппаратураларда мынандай плакаттар ілінеді: «Қоспа — адамдар жұмыс жасауда». Егер өшірулер электр желілерінде жұмыс орнын дайындауға қатысты болса, онда мынандай плакаттар ілінеді: «Қоспа — желіде жұмыс жасалуда».

Кернеу өшірілген соң, оның жоқ екеніне көз жеткізу қажет, содан соң бірден өшірілген ток өткізгіш бөліктерін жерге тұйықтау қажет. Ол үшін жұмыс орындарындағы тұрақты қоршауларды алып тастайды. Алып жүретін жер тұйықтағыштарын бір ұшын жер тұйықтағыш контурына қосады (оның бос ұштарын онда кернеу жоқ екеніне көз жеткізген соң ток өткізгіш бөліктеріне қосады). Кернеудің жоқ екенін арнайы нұсқағышпен тексереді.

Қорытынды

Бұл дипломдық жұмыста жылу электр станциясының газ құбырларын пайдалану арқылы қуаты 4х32 МВт болатын бас схемасын таңдау негіздемесін орындау келтірілген.

Жұмыстың негізгі бөлігінде газ құбырлық қондырғылар базасындағы жылу электр станциясының артықшылықтары, олардың өзіндік ерекшеліктері, жүйе әректінің принциптері қарастырылған және қондырғының негізгі құрамдас бөліктері сипатталған. Жобаланатын нысанның аумақтағы өндірістік жағдайларға қалай ыңғайланатына, отынмен қалай қаматамсыз етілетініне, қандай пайдаланушыларға қызмет көрсететініне және облыстағы электр энергия тапшылығына қалай әсер ететініне ерекше көңіл бөлінген. Сонымен бірге жұмыста құрылатын станция газ негізінде жұмыс істеуі үшін мұнай кен орындарындағы ілеспе газдарды жинақтау мәселесі де қарастырылған.

Жұмыстың электрлік бөлігінде жүктеме графиктері, өндірілетін қуат графиктері келтірілген. Бұл графиктер негізінде негізгі құрал жабдықтар таңдалаып алынған, қысқа тұйықтау токтары есептелген. Бұл токтар есептеулері станцияға арналған коммутациялық құрал жабдықтарды таңдау үшін қажет. Сонымен бірге осы бөлікте к.з. токтарына арналған компьютерлік есептеулер жүргізілген.

Экономикалық бөлігінде жобаның қайтарым мерзімі және өндірілетін электр энергиясының өзіндік құнын есептеу келтірілген. Алынған деректер нәтижесінде станция региондағы басқа энергетикалық нысандармен бәсекеге түсе алатын қабілеті бар екенін көрсетті.

Тіршілік қауіпсіздігіне арналған бөлікте шу әсерлерін есептеулер мен нысанның санитарлық аумағын есептеулері берілген.

Әдебиеттер тізімі:

1 Хожин Г.Х. Электроэнергетика (Электр станциялары). Оқулық. Қазақстан Республикасының білім және ғылым министрлігі бекіткен. ЖШС РПБК «Дәуір», Алматы, 2014.

2 www.abb.com

3 Хожин Г.Х. Электрическая часть электростанций. Учебное пособие АЭИ, Алматы, 1995., 75с

4 Л.Д.Рожкова, В.С.Козулин Электроорудование станций и подстанций: Учебник для техникумов.- 3-е изд., перераб. и доп.-М.: Энергоатомиздат, 1987.- 648 с.:ил.

5 Производственная инструкция по эксалутаций резевного возбуждения. Электрический цех ПИ-ТЭЦ-2-ЭЦ-017

6 Дюсебаев М.К. Охрана труда и безопасность жизнедеятельности.-А.,2011

7 Еңбекті қорғау және өміртіршілік қауіпсіздігі негіздері. Дәрістер жинағы.-А.,2007

8 Л.Ш. Валиева, А.А. Жакупов. Организация и планирование производства. Управление предприятием. Методические указания к курсавой работе (для специальности 10,02 всех форм обучения). – Алма-ата: АЭИ, 1989.

9 Хожин Г.Х. Электрическая часть электростанций. Учебное пособие АЭИ, Алматы, 1995., 75с

10 http://www.vsoyuz.com/ru/produkcija/cb/generatornye-vyklyuchateli/vgg-10.htm

11 Некплепаев Б.Н., Крючков И.П. Эл. часть станций и подстанций. М.: Энергоатомиздат, 1989 г.

12 Л.Ш.Валиева, А.А. Жакупов. Организация и планирование производства. Управление предприятием. Методические указания к курсавой работе (для специальности 10,02 всех форм обучения). – Алма-ата: АЭИ, 1989.

13 Хожин Г.Х., Соколов С.Е., Кузембаева Р.М. Электрические станции и подстанции, Методические указания к выполнению расчетно- графической работы №1 для всех форм обучения специальности 050718-Электроэнергетика, Алматы, АИЭС: 2009., 39с.