ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ БІЛІМ ЖӘНЕ ҒЫЛЫМ МИНИСТРЛІГІ

Коммерциялық емес акционерлік қоғамы

АЛМАТЫ ЭНЕРГЕТИКА ЖӘНЕ БАЙЛАНЫС УНИВЕРСИТЕТІ

Электр станциялары, торлары және жүйелері
кафедрасы

«Қорғауға жіберілді»
Кафедра меңгерушісі
доцент Умбетқулов Е.К.
(аты-жөні, ғылыми дәрежесі, атағы)
(қолы) «9» 06 2016 ж.

ДИПЛОМДЫҚ ЖОБА

Тақырыбы: Қуаты 210 МВт газ турбинасын электр станциясын жобалау (Қарағанды кен орны мысалында)

мамандығы бойынша

Орындаған Ормонов Ерсайын Болатбекұлы ЭСн-12-1
(аты - жөні) (тобы)

Жетекші профессор Жолсин Ғалиев Жолдасович
(аты-жөні, ғылыми дәрежесі, атағы)

Кеңесшілер:

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

Өмір тіршілігі қауіпсіздігі бойынша:
т.ғ.к доцент Абдикерімов А.А.
(ғылыми дәрежесі, атағы, аты-жөні)
(қолы) «____» _____ 20___ ж.

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

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

Алматы 2016

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ БІЛІМ ЖӘНЕ ҒЫЛЫМ МИНИСТРЛІГІ

Коммерциялық емес акционерлік қоғамы

АЛМАТЫ ЭНЕРГЕТИКА ЖӘНЕ БАЙЛАНЫС УНИВЕРСИТЕТІ

Энергетикалық факультеті
5В071800 – Электр энергетикасы мамандығы
Электр станциялары, желілері және торабтары кафедрасы

жобаны орындауға берілген

ТАПСЫРМА

Студент Орынов Ерсайын Болатбекұлы
(аты - жөні)

Жоба тақырыбы Қуаты 210 МВт газ турбиналық электр станциясын жобалау (Қарағанды қаласының мысалында)
ректордың «___» _____№____ бұйрығы бойынша бекітілген.

Аяқталған жұмысты тапсыру мерзімі: «____»_____20___ ж.

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

Қуаты 210 МВт газ турбиналық электр станциясын жобалау. Генераторлық кернеудегі шина-та түсетін максималды жүктеме қуаты - МВт. Орта кернеу шинасына түсетін максималды жүктеме қуаты - 20 МВт. Энергия жүйесі байланысқан кернеу - 220 кВ. Өзіндік мұқтаждыққа кететін шығын Руд - 7%. Энергия байланысатын желінің соңғы жерге ұзындығы 2 × 30 км/км.

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

Әзірленуге тиіс сұрақтар тізімі түйіндеме электр станциясын таңдау, өмір тіршілік қауіпсіздігі, техника-экономикалық таңдау жасау.

Ток және кернеу трансформаторларын таңдау. Барлық тиісті сұрақтарға жауап, қорытынды жасау.

Сызба материалдарының (міндетті түрде дайындалатын сызуларды көрсету) тізімі

1. Бұлақ 220 МВт газ турбиналы электр станциясының құрылысындағы сызбасы.

2. Презентация 10 слайдтан кем емес мынадай: а) Бұлақ құрылысының сызбасы
ә) Қысқа тұйықталу токтары
б) Өмір тіршілік қауіпсіздігі бөлімі
в) Экономика бөлімі

Негізгі ұсынылатын әдебиеттер

1. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. және т.б. Электрическая часть станции и подстанции. Справочные материалы М.: Энергоатомиздат 1989 г.

2. Жанаев Г.Х. „Электр станцияларын және қосалқы станцияларын": Оқулық, Алматы, 2014-452 б.

3 Рожкова Л.Д., Козулин В.С., Электрооборудование станции и подстанций 1987., 648с.

Жоба бойынша бөлімшелерге қатысты белгіленген кеңесшілер

бөлімшелер	кеңесші	мерзімі	қолы
Экономика бөлімі	Жакупов А.А.	02.08-31.05.16	
Өмір тіршілік қауіпсіздігі	Абдимуратов Ж.С.	2203-25.05.16	
Жетекшісі	Бергенбаева М.А.	31.05.16	

Диплом жобасын дайындау

КЕСТЕСІ

№ р/с	Тарау аттары, әзірленетін сұрақтардың тізімі	Жетекшіге ұсыну мерзімдері	Ескерту
1	Дипломдық жобаның орындалуға керекті материалдарды жинақ	20.01.16 ж - 17.02.16ж	
2	Электртехникалық бөлігі	18.02.16 ж - 07.03.16ж	
3	Мнемдеу бөлігі	10.03.16ж - 14.03.16ж	
4	Қауіпсіздік және өмір тіршілік әрекеті бөлігі	17.03.16ж - 24.03.16ж	
5	Сызу материалдары	25.03.16ж - 31.03.16ж	
6	Дипломдық жұмыстың түсіндірме жобасын орындау	01.04.16ж - 19.04.16ж	
7	Дипломдық жұмысты аяқтап алға қорғау	28.04.16ж - 12.05.16ж	
8	Дипломдық жұмысты қорғау	2016 жылдың маусымы	

Тапсырманың берілген уақыты « 11 » 12 2015 ж.

Кафедра меңгерушісі _____ доцент Умбетниязов Е.Т
(қолы) (аты-жөні, ғылыми дәрежесі, атағы)

Жоба жетекшісі _____ профессор Жоқсин Г.Ж.
(қолы) (аты-жөні, ғылыми дәрежесі, атағы)

Орындалатын тапсырманы кабылдаған студент _____ Орынов Е.Б.
(қолы) (аты -жөні)

Аннотация

В дипломной работе рассмотрены вопросы проектирование ГТЭС 210 МВт. При этом рассматривается главные минусы и плюсы строительства этих газотурбинных электростанции. Особенности ГТЭС, доказаны экономическая и стратегическая целесообразность. Наряду с этим отдельно остановлюсь на некоторых видах проблем безопасности жизнедеятельности. Будет определен срок потерий ГТЭС-а и срок окупаемости инвестиционного плана.

Abstract

The exhaust rabote analised questions Design of 210 MW gas turbine power plant. This raccmatrivaetsya main advantages and disadvantages of the construction of gas turbine power plants. Specific genset, proved ekonomicheskaya and strategic expediency. In addition, a separate focus on certain types of health and safety problems. Budet defined period of losses and a genset-term okupaemosti investitsionnogo plana.

Аңдатпа

Бұл дипломдық жұмысында қуаты 210 МВт газ турбиналы электр станциясын жобалау қарастырылады және де ГТЭС салудың негізгі артықшылықтары мен кемшіліктері қарастырылады. Газ турбиналы электр станциясының жұмыс істеу принципі жане қондырғылары жайлы қысқаша мәлімет көрсетіледі. Сонымен қатар тіршілік қауіпсіздік негіздерінің кейбір түрлеріне жеке тоқталып өтемін. Қарастырылып отырған ГТЭС-тың шығындары мен құнын өтеу мерзімі де есептелінеді.

Мазмұны

Кіріспе 6
1. Теориялық ақпараттық бөлім 8
1.1 Генератор туралы жалпы түсінік 8
1.2 Газ турбиналы электрстанциялары 9
1.3 ГТҚ-ның жұмыс істеу принципі 10
1.4 Күштік трансформатордың газдық қорғауы 14
2. Электртехникалық бөлім 20
2.1 Қуат балансын есептеу 20
2.2 Трансформатор таңдау 34
2.3 Қысқа тұйықталу токтарын есептеу 43
2.4 Тоқ және кернеу трансформаорларын таңдау 64
3. Өмір тіршілік қауіпсіздігі 67
3.1 ГТЭС электр жабдықтарын пайдалануда өрт қауіпсіздігін қамтамасыз ету 67
3.2 Электр қауіпсіздігін қамтамасыз ету шаралары 70
3.3 Қорғаныстық жерге қосу құрылғысына есеп жүргізу; Ашық тарату құрылғыларын найзағайдан қорғау шаралары 72
4. Экономикалық бөлім 78
4.1 Электр энергиясын тұтыну 78
4.2 Экономикалық қауіпсіздігі 79
4.3 Станция салуға кететін ақша құйылымдарын анықтау 80
4.4 Жобаның экономикалық көрсеткіштерін есептеу 84
Қорытынды 88
Әдебиеттер тізімі 89

Кіріспе

Біздің еліміз қазіргі таңда орасан зор энергетикалық қорға және отынды-энергетикалық кешеніне бай. Осының барлығы сыртқы және ішкі саясатың жүргізудегі құралы ретінде пайдаланып отыр. Әлемдік энергетикалық рыноғындағы еліміздің рөлі, оның геосаясаттық ықпалын анықтайды.

Электр энергиясын тұтыну жылдан-жылға өсіп келеді, сондықтан елімізде қосымша қуат енгізу сұрағы туады. Әсіресе қуат дефициті оңтүстік пен батыс аймақтарда байқалады. Қазақстанның батыс аймағындағы тұрғындарға қуаттың жетіспеуінен, көрші Ресей мемлекетінен сатып алуға мәжбүр болып отыр.

Соңғы он жылдық көрсеткіштер бойынша көрсетілген энергия сұранысы қарқынды түрде өсуде және электр энергетикасының даму потенциалы максималды түрде қолдануда. Заманауй жетістіктер, ондаған жыл бұрын тұрғызылған электр станциялардағы жабдықтардың ескіруі электр энергиясын өндіру құрылымына күрделі өзгерістер енгізуді талап етеді.

Осыған орай, қазірғі энергия өндіру кәсіпорындарында жоғары технологиялық энергия өндіруде және тиімді қондырғыларға көшуде.

Газ турбиналық электр станциялары – соның бір тиімді жолдары болып саналады. Қазіргі таңда осындай электр станциялары жүздеген МВт өндіре алады. Осы тұрғыдан газ турбиналық электр станцияларын толық автономды немесе орталықталған энергия көзіне қосымша ретінде орнатсада болады.

Газ турбиналық электр станциясының электр генераторларымен механикалық байланысқан және бір басқару жүйесіне бағынған негізі күштік агрегаттары болып бір немесе бірнеше газ турбиналық қозғалтқыштары табылады. Осындай станциялары тағы тұтынушыларға, турбина шығырына кәдеге жаратушы қазанын орнатқанда, жылулық энергиясымен де қамтамасыз ете алады; мұндай жағдайда станция ЖЭО – ГТҚ деп аталатын болады.

Газ турбиналық электр станцияларының қолданыс аясы айтарлықтай жоғары:

- тұрғын үй - коммуналдық шаруашылық;
- қоғамдық және спорт ғимараттар;
- мұнай - газ кен орындары;
- ауыл шаруашылығы және тағы басқа салаларда қолданылады.

Газ турбиналық станцияларынан көп мөлшердегі тегін жылу энергиясы мен осы тақырып барысында жазатын дипломдық жұмысты таңдағандағы мақсатым:

а) газ турбиналы қондырғыларының болашақтағы қолданылуының перспективасын зерттеу;

б) жүктемелердің мәндерін таңдап, белгілі бір газ турбиналы электрстанциясының бас жобасын құру;

в) газ турбиналы қондырғылар туралы барлық мүмкін ақпараттарды іздестіру;

г) газ турбиналы қондырғыларды қолданыс негізгенде, ГТЭС-лардың жұмыс істеуін экономика, экология және қошаған ортаны қорғау саласы бойынша толық зерттеу есептеулерін жүргізу.

1 Теориялық ақпараттық бөлім

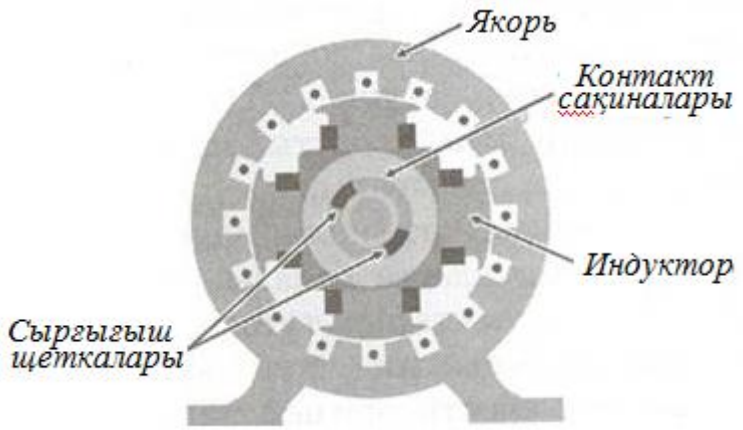
1.1 Генератор туралы жалпы түсінік

Ток генераторы деп энергиянын қандай да бір түрін электр энергиясына айналдыратын қондырғыны айтады. Электростатикалық машиналар, термоботареялар, күн батареялары, т.б. генераторга жатады.Қазіргі кезде айнымалы токтын электромеханикалық индукциялық генераторлары өте кең таралған. Бұл генераторлардың артықшылығы — олардың құрылысының қарапайымдылығында және жеткілікті түрде жоғары қернеу мен үлкен токтарды алу мүмкіншілігінде болып отыр. Электромеханикалық индукциялық генераторларда механикалық энергияны электр энергиясына айналдырады. Мұндай генератор құрылысының принциптік жобасын қарастырып, магнит өрісінде айналып тұрған сым орамада айнымалы индукциялық ЭҚК-да пайда болды. Токты сыртқы тізбекке шығару үшін сақиналарға жабыстырып қойған щеткалар қолданылады. Кез келген индукциялық генератордың негізгі бөліктері мыналар:

1) Индуктор – магнит өрісін тудыратын магнит немесе электромагнит;

2) Щеткалар мен сақиналар — айналып тұрған бөліктерден индукциялық токты шығарып алатын немесе электромагниттерге қоректенетін ток беретін қондырғылар;

3) Якорь – магнит өрісі өзгергенде индукциялық ток пайда болатын орам.



1.1 сурет – Генератор сұлбасы

Тізбектей жалғанған орамаларда индукцияланған ЭҚК-тері қосылады, сондықтан якорь көп орамнан тұрады. ЭҚК-інің амплитудасы, $E_m=BSw$ яғни орамнан өтетін магнит ағынына пропорционал екендігіне көз жеткізген біз. Магнит ағынын көбейту үшін индукциялық генераторларда арнаулы магниттік жүйелер қолданылады, Ол электротехнйкалық болаттан жасалатын екі өзекшеден тұрады. Екі өзекшенің біріншісінің қуыстарында магнит өрісін тудыратын орамалар (электромагнит), ал екіншісінде өзекшенің қуысында ЭҚК-і туатын орама (якорь) орналасады. Бір өзекше (әдетте ішкісі) өзінің

орамдарымен бірге горизонтал не вертикаль осьпен айналады, олар ротор деп атайды. Екінші, қозғалмаитын өзекшені — статор деп атайды. 1.1- суретте сым рама айналып, ал электромагнитік қозғалмай тұратын генератор көрсетілген. Қуатты өндірістік генераторларда электромагнит айналады, яғни ол ротордың қызметін атқарады, ал ЭҚК-і индукцияланатын якорь қозғалмайды, бұл — статор. Электромагниттік қоректендіретін токкүші якорьде туатын, индукциялық ток күшінен анағұрлым аз болғандықтан, осындай құрылым ыңғайлы. Себебі қуаты жоғары тоқты қозғалмай тұратын орамадан шығарып алу жеңілдеу. Индукторга тоқ әлсіз сақиналар арқылы беріледі, ол тоқ тұрақты тоқтың жеке бір генераторында өндіріледі. Генератор өндіретін ток статордың орамасынан қозғалмайтын шиналар арқылы электр энергиясының желілеріне беріледі. Техникалық қажеттіліктерге жиілігі 50 Гц синусойдалық аинымалы ток паидаланады. Ондай тоқ алу үшін ротор 50 аин/с жиілікпен айналу керек. Айналу жиілігін азайту үшін индукторлардың полюстегі жұптарының санын көбейтеді. Онда генератор өндіретін айнымалы тоқтар жиілігі:

$$v=n\,f,$$

мұндағы n — полюстер жұбының саны;

f— ротордың аиналу жиілігі. Қарастырып өткен генератор айнымалы тоқтың бірфазалық генераторы деп аталады.

1.2 Газ турбиналы электрстанциялары

Қарашығанақ газ конденсаттық кен орны 1979 жылы ашылды, ол кезде Орал мұнай барлау экспедициясы құрылды және бірінші барлау ұңғымасы бұрғыланды. Бұл мұнай-газ кен орнының алаңы 200 км-ден астам және әлемде мұнай және газ өнімін өндіруден ең алдыңғы орында. Белгіленген қабат газ құндылығының 1600 м құрайды (тереңдік ауқымы 3700-5360 м).

Қарашығанақ газ-мұнай конденсатты кен орны Батыс Қазақстан облысы, Бөрлі ауданында 30 км, ал солтүстік – шығыста, Ақсай қаласынан 150 км шығысқа қарай Орал қаласы орналасқан. 1979 жылы ашылды.Өнеркәсіптік игеру 1980-ші ортасында КСРО Министрлігінің газ өнеркәсібі мен “Оренбурггазпром” өндірісі біріге басталды. Қарашығанақ газ-мұнай конденсатты әзірлеуді 1984 ж енгізді. 1989 жылы РАҚ “Газпром” министрлігі болып қайта құрылды.Бастапқы қорлар кен орындары 1,35 трлн текше метр газ және 1,2 млрд тонна мұнай және газ конденсатын кен орнының қоры құрайды.

Қазіргі уақытта өнімді бөлу туралы келісімді кен орнының жағдайында "British Gas" және Eni (32,5%), Chevron Texaco (20%) және "Лукойл" (15%) халықаралық консорциум құрамы әзірлейді. Қарашығанақ жобасын жүзеге асыру үшін "Қарашығанақ Петролиум Оперейтинг Б. В." (ҚПО) компания консорциумы бірікті. Бұл ҚПО жобаны басқару 2038 жылға дейін жүзеге асырылады. Жобада жыл сайынғы жоспарланған өндірістерінің даму кен орнының газын жеткізу 2012 жылға дейін 25 млрд. куб. құрады. Қарашығанақ

кен орнының бір бөлігінен Орынборға құбырлардың сыммен өндірілетін газдары жеткізіледі (Орынбор Газ өңдеуші зауытында қайта өңдеу үшін).

Қазақ ұлттық мұнай компаниясы " Қазмұнайгаз нәтижесінде British Gas және Eni үлесін сатуда жобаға қосыла алады. Мұнай өндіру, оның ішінде газ конденсатын 2007 жылы 11,6 миллион тоннасын құрады. Газ өндіру 2007 – жылы 14,2 млрд м3.

Жобаны іске асыру хроникасы:

1979 – Қарашаған кен орны ашылды;

1984 – Эксплуатация бастамасы;

1992 – Бастапқы келіссөз процесінің арасындағы өнімді бөлу туралы Қазақстан үкіметі мен Eni мен BG Group компаниялар келісімге қол қойды;

1995 – Бастапқы қағидалары өнімдерді бөлу туралы келісім, келіссөздер жалғасуы;

1997 – Chevron Texaco және "ЛУКОЙЛ" компанияларының халықаралық консорциумы. Қарашада өнімді бөлуді 40 жыл мерзімге ұзарту туралы түпкілікті келісімнің (ӨБТК) болуы;

1998 – Бастапқы әрекеттер (ӨБТК);

1999 – Бастапқы құрылыс жұмыстары;

2000 – Қол қою келісім-шарт, негізгі жұмыс.ҚПО басшылығының Ақсай қаласына ауысуы;

2001 – Ақсайдан Қарашығанақ кен орнына дейін 28 километрлік темір жол құрылысын аяқтау.Қарашығанақ кен орнына Қазақстанның президенті қатысуымен жаңа электр станциясының салтанатты түрде ашылуы;

2002 – Конденсатын экспорттың рекордтық деңгейлері – тәулігіне 18 мыңнан астам тонна. Ол 635 – шақырымдық экспорттық мұнай құбырына орнатылған Қарашығанақ Каспий мұнай құбыры консорциумына (ҚҚК) кіре алады. КПО қауіпсіздік көрсеткіштеріне, еңбекті және қоршаған ортаны қорғау және жоғарғы көрсеткішті BG Group ордені төрағасы қабылдайды;

2003 – Қазақстан президенті өндірістік объектілерге 2 кезеңге ресми бастама береді;

2004 – Қарашығанақ мұнайынның бірінші партиясы Новороссийск теңізі арқылы жөнелту;

2005 – ҚКП – ға 4 – ші генераторды пайдалануға енгізу;

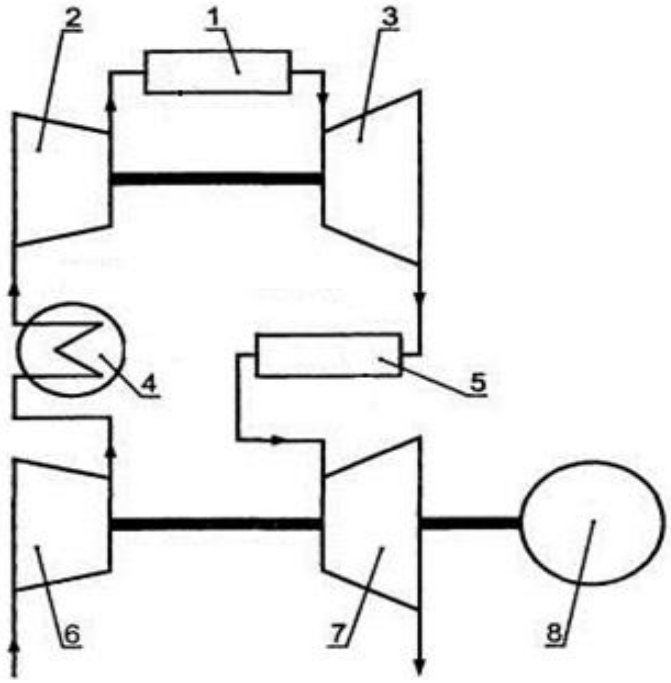
2006 – Бастапқы конденсатын айдауды Атырау-Самара мұнай құбыры арқылы;

2038 – ӨБТК қолданылу мерзімінің аяқталуы.

1.3 ГТҚ-ның жұмыс істеу принципі

Газа турбиналы қондырғыны (ГТҚ) транспорта, электростаңцияларда, газда және өндірістерде мұнай өндеуші зауыттарда, газ және мұнай құбырлы магистралдардың сағымдаушылары мен сұйық сорғыш жетектеріне арналған, металургиялық зауыттарда химиялық өндірістерінің кәсіпорындарында және т.б. қолданады. Газ турбиналы қондырғылар жинақты салмағы аз іспекті қозғалтқыштардың, іштен жанатын бөлшектерінің қайтымды - ілгерілемелі

қозғалысты қасиеті болмайтын, пайдалану құны арзан, сұды пайдаланбай-ақ жұмыс атқара алады. ГТҚ артықшылығына – жанушы камерасында, жағу мүмкіндігі және газ түріндегі мен сұйық отынды қолдануға болатындағы. Отынның сапасына байланысты ГТҚ – ның жұмыс істеудегі жағдайының сенімділігі және газдың, ең жоғарғы температурасын таңдап алуға болатындығы.



1 – негізгі жану камерасы; 2 – жоғары қысымды компрессор; 3 – жоғары қысымды турбина; 4 - аралық салқындатқыш ; 5 – аралық жылу жану камерасы; 6 – төмен қысымды компрессор; 7 - төмен қысымды турбина; 8 - жуктеме

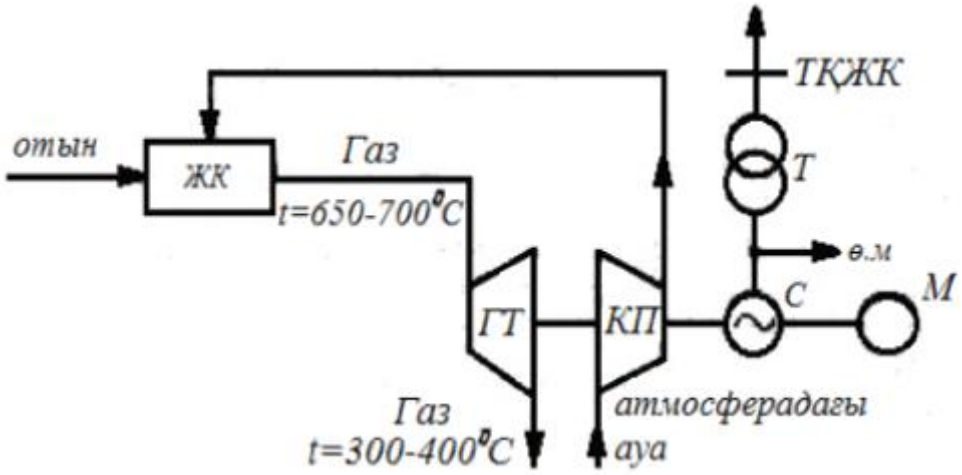
1.2 сурет – ГТҚ-ның күрделі, көп біліктісұлбасы(аралық салқындатумен және аралық жылытумен бірге)

Арзан жағушы мазуттарды жағуда, егер тұрбинаға кірердегі, газ температурасы 650°С жоғары болмаған жағдайда, ешқандай қиындықсыз қолдануға болатындығы. ГТҚ-ның артықшылығына байланысты болатыны, бір газ тұрбиналы агрегаттарда, сол сияқты, бу тұрбиналы қондырғыларда, үлкен қуат алу мүмкіндігінің болуы. Сонымен қатар ГТҚ арқылы, бір білікті сулбемен, өте қарапайым түрінде орындалуы, ерекше кемшілігіне жатады.

Жұмыс істеу кезіндегі, қондырғының толық жүктемесіздігі, үнемділігін едәуір кемітеді. ГТҚ-ның ПӘК, жарым-жартылай жүктемеде, газ турбинасының, тұрақты айналу жиілігінің жұмысындағы ГТҚ-ның ПӘК, өте тез төмендейді. ГТҚ-ға жүктемені кеміткен кезде, жану камерасына, сығымдаушыдан ауаның тұрақты келуі кезінде, отынның берілуі азаяды, бұл жағдайда, турбина алдында, газ температурасының тез кемуіне жеткізеді және қондырғының үнемділігін едәуір азайтады.ГТҚ-ның жұмысына қоршаған ауаның температурасы мен қысымы, үлкен әсерін тигізеді. Температураның

артуынан және атмосфера қысымының кемуі, газ турбиналы қондырғының қуатын кемітеді.

Негізі қазіргі заманғы газ турбиналық электр станцияларыдың қуаты 25-100 МВтты құрайды.Оңайлатылған энергия блогын газ турбиналық электр станциялардың принципиалды схемасы суретте көрсетілген.



ЖК – жану камерасы; КП — компрессор;ГТ – газ турбинасы; С – генератор; Т - трансформатор; М – қозғалтқышты іске қосу; ө.м – өзіндік мұқтаж.

1.3 сурет – Электр станцияның газ турбиналық принципті технологиялық схемасы

Сонда,отын (газ, дизельдік жанар май) жану камерасына кушпен сығылған ауа компрессормен беріледі. Жану өнімдері күш-қуатын газ турбинасына ыстықты береді, оны айналдыратын компрессор және синхронды генератор. Іске қосу қондырғысының көмегімен екпінді қозғалтқыш жүзеге асырылады ұзақтығы 1–2 мин, осыған байланысты энергожүйедегі газ турбиналы қондырғылардың (ГТҚ) жоғары ауысымдағы және жарамды төлеудің ең жоғары жүктемедегі шегін жабу үшін ерекшеленеді. Жылудың негізгі бөлігі ГТҚ-ның жану камерасында алады,оны атмосфераға лақтырылады, сондықтан осы электр станцияларының жалпы тиімділігі 25 -30 % құрайды.

Газ турбиналардың үнемділігін арттыру үшін бу-газдық қондырғылар (БГҚ) сәйкес жобаланған.Отын пештегі бу генераторында жағылып, оның буы бу турбинасына жібереді Бу генераторының жану өнімдері, кейін олар қажетті температураға дейін төмендетіліп газ турбинаға жіберіледі.Осылайша, электр генераторы БГҚ-ның айналу жетегі екеу болды: біріншісі — газ турбина, екіншісі — бу турбина. Бұл ретте газ турбинасының қуаты шамамен 20% буды құрайды.

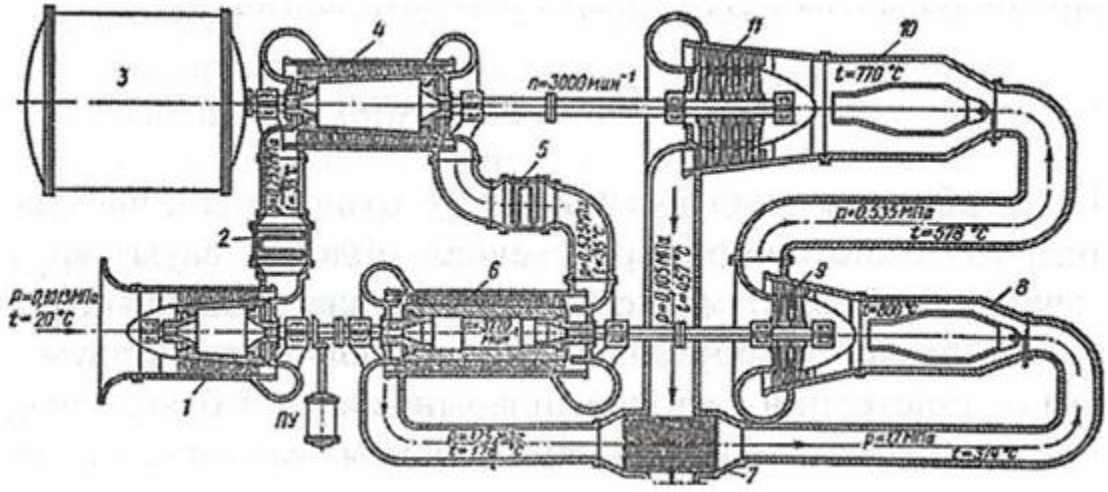
Газа турбиналы қондырғыны (ГТҚ) транспорттарда, электростанцияда, газ және өндірістерде, мұнай өңдеуші зауыттарда, газ және мұнай құбырлы магистралдардың сығымдаушылары мен сұйық сорғыш жетектеріне арналған,

металлургиялық зауыттарда,химиялық өндірістерінің кәсіпорындарында және т.б-да қолданады.

Газ турбиналы қондырғылар жинақты, салмағы аз, іштен жанатын бөлшектерінің қайтымды – ілгерілемелі қозғалысты, қасиеті болмайтын, пайдалану құндары арзан, суды пайдаланбай-ақ жұмыс атқара алады. ГТҚ артықшылығына – жанушы камерасында, жағу мүмкіндігі және газ түріндегі мен сұйық отынды қолдануға болатындағы. Отынның сапасына байланысты, ГТҚ-ның жұмыс істеудегі жағдайының сенімділігі және газдың ең жоғарғы температурасын таңдап алуға болатындығы.

Арзан жағушы мазуттарды жағуда, егер турбинаға кірердегі газ температурасы 650°С жоғары болмаған жағдайда, ешқандай қиындықсыз қолдануға болатындығы. ГТҚ-ның артықшылығына байланысты болатыны, бір газ турбиналы агрегаттарда, сол сияқты, бу турбиналы қондырғыларда, үлкен қуат алу мүмкіндігінің болуы. Сонымен қатар ГТҚ арқылы, бір білікті сұлбамен, өте қарапайым түрінде орындалуы, ерекше кемшілігіне жатады. Жұмыс істеу кезіндегі, қондырғының толық жүктемесіздігі, үнемділігін едәуір кемітеді. ГТҚ-ның ПӘК-і, жарым-жартылай жүктемеде, газ турбинасының, тұрақты айналу жиілігін жұмысындағы ГТҚ-ның ПӘК-і, өте тез төмендейді. ГТҚ-ға жүктемені кеміткен кезде, жану камерасына, сығымдаушыдан ауаның тұрақты келуі кезінде, отынның берілуі азаяды, бұл жағдайда, турбина алдында, газ температурасы тез кемуіне жеткізеді және қондырғының үнемділігін едәуір азайтады.

ГТҚ-ның жұмысына қоршаған ауаның температурасы мен қысымы, үлкен әсерін тигізеді. Температураның артуынан және атмосфера қысымының кемуі, газа турбиналы қондырғының қуатын кемітеді.



1.4 сурет – 50 – 800ХТЗ сұлбасы

1.4 суретте, мысал үшін, ең бірінші жанған газ турбиналы кондырғының С.М.Кировтың ХТГЗ көрсетілген. Бұл ГТҚ-50-800 қос біліктінің, қуаты 50000 кВт, қос аралықты салқындатқыш және жылулықты регенерациялаушысы бар. Турбина алдындағы газ температурасы 800°С. Сорылатын ауаның сығымдау-

шыдағы төменгі қысымы 1, одан кейін, ауа салқындатқышқа келіп түседі 2. Денені салқындатуға суды қолданады. Салқындатылған ауа, орташа қысыммен сығымдаушыда 4 сығылады, одан кейін қайтадан ауа салқындатқыш 5 бағытталады.

Жану сығымдаушыдан 8 кейін,10 жоғарғы қысымды жану камерасы, келіп кіреді де, онда оның, температурасы артады және будан соң, төменгі қысымды турбинада 11 кеңйеді, ал одан кейін, генератор 7 пайдаланылады. Генератордан 7 кейін, жұмыс атқарған газ атмосфераға шығады.

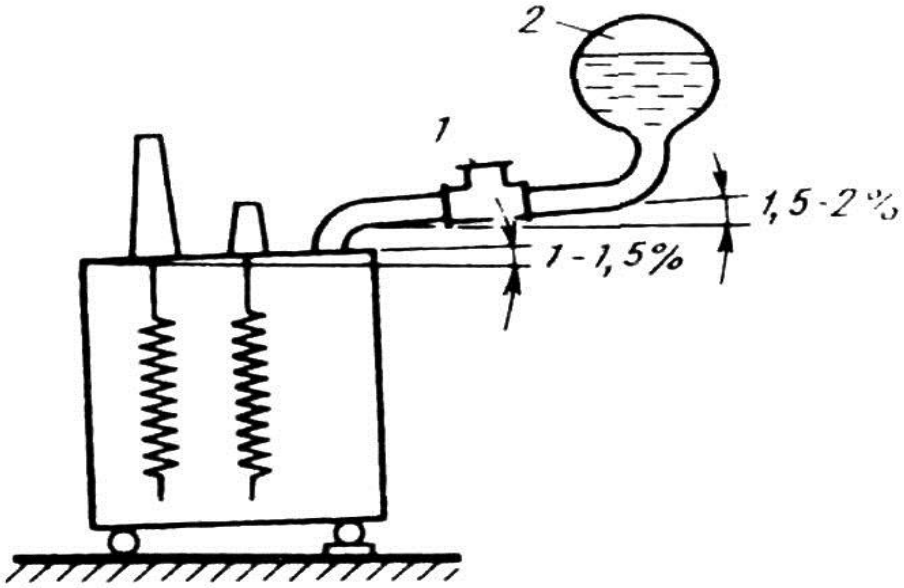
Ауа салқындатқыштан 5 шыққан соң, ауа жоғарғы қысымды сығымдаушыға 7 келіп кіреді, одан регенераторға 7 бағытталады, мұнда оның температурасы артады және одан ары, жану камерасына 8 кіреді.

Электрлі тоқтың генераторы 3, төменгі қысымды турбинаның білігіне 11 орналасқан. Атап өту қажет, ГТҚ-ның ауа даңғылында, ауа салқындатқыш қысымның жоғалуына әкеліп соғады. Осы қысымның жоғалуы, турбина алдындағы газ қысымына қатынасы, шамамен 2% құрайды.

1.4 Күштік трансформатордың газдық қорғауы

Жұмыс істеу принципі және құрылғысы, газдық реле. Трансформаторларда ішкі зақымданудан қорғау ретінде газдық қорғау кеңінен қолданылады. Зақымдалған трансформаторлар туындайды, оның нәтижесінде қаптамамен қоса электр доғасында немесе жылу бөліктерінде, май мен оқшаулағыш материалдардың ыдырауы және жетекші ұшпа газдар қалыптастыруға бірге жүрді.Жеңіл майы бола отырып, газдар 2-ші кеңейтуге дейін көтеріледі және трансформатордың жоғарғы бөлігі болып табылады,(2 сурет) және атмосферамен байланысы бар**.** Кезінде қарқынды газ таризділері бар кезінде орын алған елеулі зақымдануы, қарқынды кеңейтілетін газдар туғызады, күшті қысым әсерінен, оның майы қаптамадағы трансформатордың қозғалысына келеді, және араласып алдынғы қалпына келеді. Газ түзілуінде ірі залал болған кезде, тез кеңейіп газдар қысымның көбісі жасалынады, трансформаторлық корпусының мұнай әсерінен болып табылатын кеңейту бағытында қозғалатын, қозғалыс орнатылған.

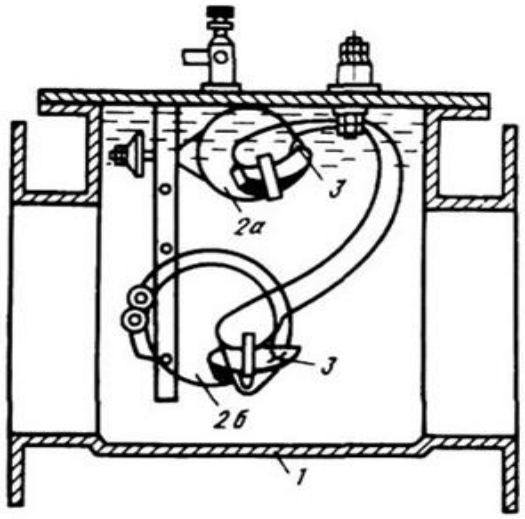
Осылайша, газдарды қалыптастырудың қаптамадағы трансформатордың және майы қозғалысын кеңейткіш жаққа бүлінген белгісі трансформатор ішіндегі болуы мүмкін.Бұл мүмкіндіктер, газ пайда болғанда және май қозғалғандағы әрекеті релені газбен нақты қорғау үшін пайдаланылады.



1 - газдық реле; 2 – кеңіткіш
1.5 сурет - Трансформатор қондырғысындағы газ релесі

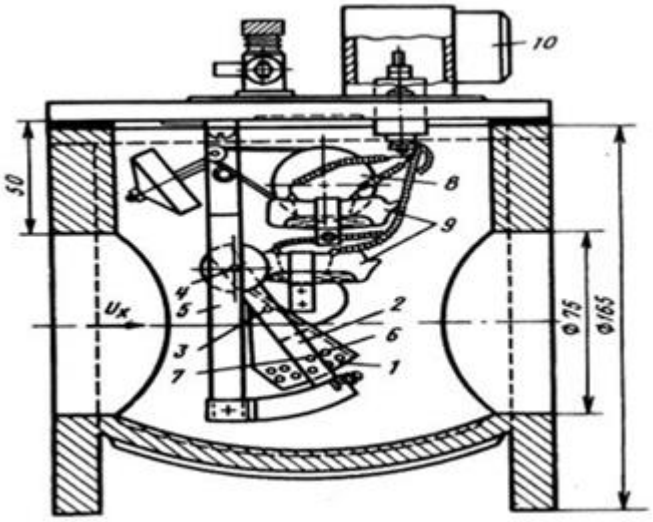
Газдық реле конструкциясыда үш түрлі қағидалармен реактивті элементтер түрінде ерекшеленетін принципі:қалтқы, қалақша, тостаған. Қалтқы құрылғы газ релесі 3-суретте көрсетілген. Реле шойын қаптамасынан тұрады 1 және үштік құбыр фланецтер түтік кеңейту үшін қосылған.

Қаптама ішіндегі реле орналасқан екі жылжымалы қалтқы 2а, 2б түрінде орындалған, жұқа қабырғалы қуыс цилиндр, герметикалық тәжірибелік дәнекерленген және майда жүзеді Әрбір қалтқы осьте еркін айналады, тіреуінде бекітілген. Қалтқының соңында сынап байланыстар орналасады 3, шыны колбалар дәнекерленген олардың байланыстары шыны конус болып табылады. Қалтқының белгілі бір жағдайында орында сынап жабады. Байланыстардың қорытындылары қаптаманың сыртқы жағына икемді көмегімен және оқшауланған өткізгіштермен орындалды.Жоғарғы қалтқы байланысы сигналға әрекет етеді, ал төменгі - трансформатордың ажырату үшін. Реле қаптамасы кеңейткіш деңгейдегі майдан төмен, сондықтан ол әрқашан маймен толтырылған. Қалтқы тырысып бетіне шығу жағынан жоғарғы орын алады оларда ашық байланыстар.



1.6 сурет - Газ релесінің балқыма құрылғысы

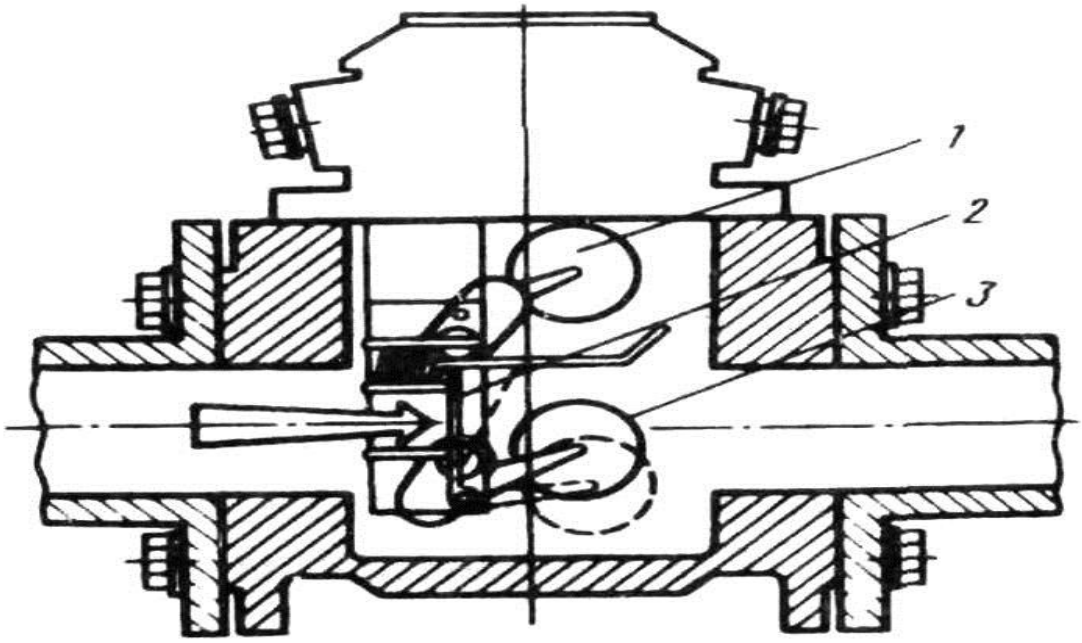
Кішігірім зақымданған кезінде газдың түзілуі баяу жүреді, және ол кеңейткішке шағын көпіршктермен көтеріледі. Реле арқылы өтіп, қаптаманың жоғарғы бөлігін газ көпіршіктер толтырады, сол жерде майды ығыстырады. Май деңгейінің төмендетуіне қарай жоғарғы байланыс түсіріледі және біраз уақыттан кейін тұйықталады Оның әсерінен қалтқы бірден өзінің байланыстарын тұйықтап, импульсті ажыратуға жібреді. Осылайша ажыратқыштың басқару схемасында дабылды өшіруден ұстап тұру ескерілген, тіпті ажыратқыштың сенімді ажырауы үшін реле газның қысқа мерзімге тұйықталу байланысы жеткілікті. Алайда, аралық реле шығатын өзіндік ұстау УРОВ пускын сенімді қамтамасыз ету үшін көзделген (сурет4)



1– қалақ; 2 – жиектеме; 3 – білік қалақтары; 4 – білік жиектемесі; 5 – тіреу; 6 – тесік өзгерту үшін көлбеу қалағы; 7 – сұққыш тіркеу үшін бекіту қалақтары; 8 – қалтқы дабылы; 9 – сынап байланыстары; 10 –қорытындылар үшін қорап.

1.7 суррет - Газ релесінің құрылғысы

Шағын зақымданғандағы дабыл, ажыратудың орнына кезекші қызметкер жүктемені басқа қорек көзіне аударуға мүмкіндік береді және осыдан кейін трансформаторды өшіреді. Сондай-ақ газдық қорғау трансформатордағы май деңгейінің төмендеуін сезеді.Бұл жағдайда бірінші болып дабылдық байланыс іске қосылады, содан кейін трансформатоды өшір тұра, май деңгейін төмендетіп ажыратушы байланыс іске асады. Қалақтық реле (сур.5, а). Бұл реленің дабылдық элементі 3 суреттегі реле сияқты қалтқы түрінде орындалған. Төменгі істен ажыратушы элемент бұрма қалақ түрінде орындалады 1 немесе қалтқы және қалақтан тұрады. Қозғалыс кезінде май немесе газдық қалақ ағынының біршама бұрышы қозғалмалы ағынмен құрылған күштің әсерімен бұрылады; бұл ретте импульсті ажыратуға бергенде, қалақшамен сынап түйіспесі 9 байланыса тұйықталады. Қалақтың бастапқы көлбеу бұрышын өзгерте отырып 1, реленің сезімталдығын реттеуге болады,яғни қалақ релесі іске асқан кезінде,май жылдамдығының қозғалысын өзгертеді. Газ қалақшасы және қозғалатын май әсерінен төменгі қалтқы жабық және жұмыс кезінде май деңгейін төмендетуге арналған. Конструкциясы 5 суретте, ал төменгі қалтқы жоқ. Бұл реленің май деңгейінің төмендеуін дабылдық элемент ғана сезеді. Мұндай орындалуда қалтқы саңылауының бұзу және оған май тиюі сөндіретін элемент релесінде жалған әрекет береді, бірақ бұл реленің қорғаныш қасиеттерін бірте-бірте тоздырады. Дабылдық және істен ажыратушы реле элементтері, ашық, жайпақ табанды алюминий табақ 1 және 2 болып табылады (5,б сурет). Әрбір табақ 3 оське бекітілген және оның айналасында айнала алады. Табақтың тұрқымен жылжымалы түйіспе 5 төменгі және 4 жоғарғы элементінде байланысқан. Табақшаның жылжымалы түйіспесі жіберу кезінде жылжымайтын 7 немесе 6 бөлігімен тұйықталады.Түйіспе тұйықталуна әкелетін табақтар 8 және 9-шы,табақты жоғары тартатын әрекеті серіппе қозғалысына қарсы арналған. Тостаған қозғалысын шектеу үшін серіппе әсерінен 10 және 11-шы тіреулер қарастырылған. Төменгі 2-ші тостағаншаның осінде айналатын 12-ші қалақша бар. Егер реле қаптамасында және табақшада майлар жоқ болса, онда тостаған тұрқының салмағы, құрылатын серіппенің моментіне қарағанда $M_с$ жұмыс маментінен $M_{жұм}$ басымырақ. Бұл жағдайда $M_с > M_{жұм}$, және екеуінің де байланыс элементтері ажыратылған.Егер реле табақша қаптамасы маймен толтырылған болса, онда дене салмағын батқан сұйықтыққа жоғалтады, $M_{жұм}$ азаяды, және серіппе кезінде деңгейі $M_с$-і $M_{жұм}$-тан да асып түседі.Майдың деңгейі төмендегенде кезде $M_{жұм}$ май табақшасындағы салмақ есебінен ұлғаяды. Тостаған салмағындағы күштің қосындысы және майдың $F_{тост} + F_м$ серіппеге қарсы әрекеті басымырақ ($M_{жұм} > M_с$), тостаған түсіріледі және өз түйіспелерін бекітті. Германия дайындалған газдық реле соңғы жылдары үлкен тарау алды: Бухголыда релесі (үлгідегі BE-80Q типті) және ағынды реле (үлгідегі URF 25/10типті).



1.8 сурет - BF80/Q түрдегі газдық реле.

BF80/Q Релесінің сигналдық және екі ажыратқыш элементі бар (6 сурет). 1-ші сигналдық элемент шар тәріздес пластмассалық қалтқымен басқарылады. Осындай 3 қалтқы істен ажыратушы элементі, 2-нің құрамында пластина, көлденең белгіленген май ағынының және май газдық қоспалар.

Дабылдық түйіскен жүйе және элементтердің ажыратылатын магниттік басқару герканды көмекте істелінген, оларда тұйықталу тұрақты магниттердің әсерінен басқа орынға ауыстыру қалтқылармен және бұрылыс пластинасымен болатын.Қондырғының тұрақты магниттік ажырату элементінде 0,65-1-1,5 м/с үшеуінің бір жағдайын тиісті жылдамдықпен іске қосып орнатуға болады.Қондырғының уақыт релесіндегі іске қосудағы тәуелді жиілігі, май ағынының нақты жылдамдығына қатысты. еселігі 1,25 кезінде уақыттың іске қосылу 0,15 с аспайды; 1,5 еселігі кезіндегі - 0,1 с аспайды.

Жүктеме реттеуімен трансформаторының ЖР құпылғысының бағының ішіндегі зақымдардан қорғау үшін URF25/10 ағынды деп аталатын газдық реле қолданылады. Бұл релелер BF80/Q типті реле секілді елемелік органы ретінде бұрамалы пластина болатын, майгаздық қоспа ағынына көлденең орналасқан бір өшіруші элементтен тұрады. Реле іске асқан кезде бұрамалы пластина тұрақты магнит ағынын ауыстырады, ал ол өз алдына герконды ауыстырады. Реле іске асқан кезде бұрамалы пластина қолдан жасалып қайта іске асқанға дейінгі күйде бекітіледі, сол үшін реленің іске жарамдылығын сынайтын құрылғы қарастырылған.

Газ қорғаудың ерекшеліктері. Газдық қорғаныс өзінің жұмыс істеу принципіне қарай тек зақымдалу және нормасмыз қауіптілік режимінен басқа, трансформатор қаптамасында ауа пайда болғанда, кез келген себеппен пайда болған майдың қозғалысы кезінде және трансформатор тұрқысында дірілі себебінен пайда болған механикалық зақымдалу кезінде жұмыс істей береді.

Трансформатордың қателік өшірілуін алдын алу үшін өшіретін қорғаныс тізбегі майды еселеу кезінде сигналға аударылады. Майдың қозғалысы кезінде газдық реленің төменгі қалтқысының жалған іске асуын алдын алу үшін майды 50-160 см/с жылдамдықпен реттеу қалыптасқан.

2 Электртехникалық бөлім

2.1 Қуат балансын есептеу

2.1 кесте - Есептеу графикалық жұмысқа берілген параметрлер

Жылу электр орталығы						
Отын түрі	Генератор-дың саны және қуаты, МВт	Шинадағы генераторды ң максималды нагрузкадағ ы қуаты, МВт	Ө.М Шығы -ны %	ОҚТҚ номинал-ды қуаты, МВт	Энерго-жүйедегі байланыс-тың кернеуі кВ	Энерго-жүйедегі байланыс желілер саны мен ұзындығы шт/км
Газ	3/32 2/60	7,7	7	70	110	2/30

2.2 кесте - ЖЭО-ның генераторының жұмыс істеу уақыты

Уақыт	0-14	14-22	22-24
Қыс	90%	100%	90%
Жаз	70%	80%	70%

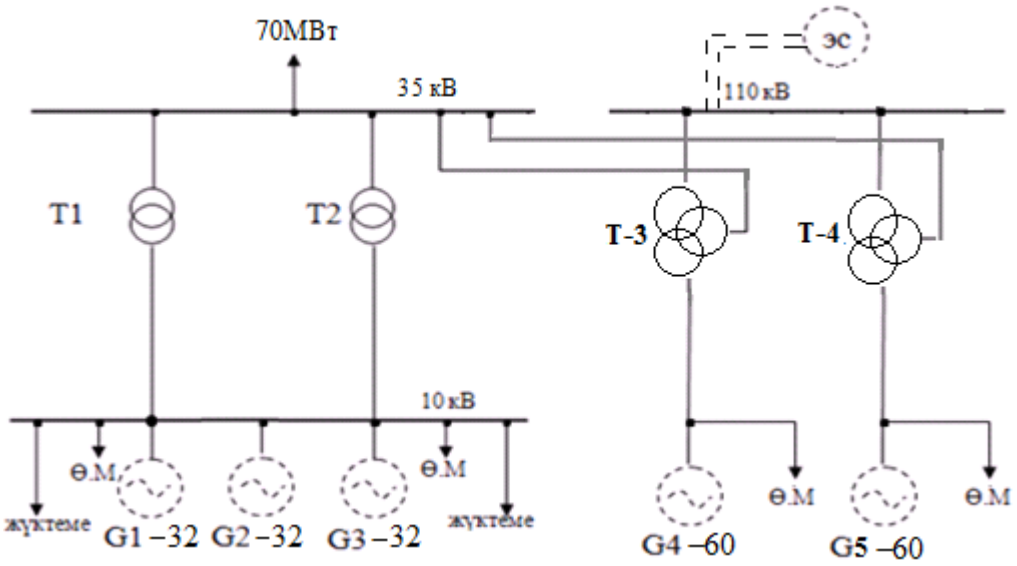
2.3 кесте - Турбогенераторлардың техникалық көрсеткіштері [12,1987,610]

Генераторлың түрі	Айналым жиілігі, айн/мин	Толық қуаты, МВт	Статор кернуі, кВ	Коэф. Cosφ	ПӘК, %	Асқын өтпелі индуктивтік кедергі, x_d	Қоздыру жүйесі	Салқындату жүйесі	
								статор	ротор
ТВС-32	3000	40	6,3	0,8	98,3	0,151	М	КВР	НВР

2.4 кесте - Турбогенераторлардың техникалық көрсеткіштері [12,1987,610]

Генератордың түрі	Айналым жиілігі, айн/мин	Толық қуаты, МВт	Статор кернуі, кВ	Коэф. Cosφ	ПӘК, %	Асқын өтпелі индуктивтік кедергі, x_d	Қоздыру жүйесі	Салқындату жүйесі	
								статор	ротор
ТВФ-60-2	3000	75	6,3	0,8	98,5	0,195	М	КВР	НВР

1-нұсқа үшін станцияның құрылымдық сұлбасы



Қалыпты режимде 1-ші нұсқа үшін жүктемелердің баллансын құрастыру.

2.1 сурет - Станцияның құрылымдық сұлбасы

1) G1, G2 және G3 қуаттарын өндіру, МВт

Қыс

$$P_{G1+G2}^{0-8} = \frac{3 \cdot 32 \cdot 90\%}{100\%} = 86{,}4\text{МВт};$$

$$P_{G1+G2}^{8-18} = \frac{3 \cdot 32 \cdot 100\%}{100\%} = 96 MBm;$$

$$P_{G1+G2}^{18-24} = \frac{3 \cdot 32 \cdot 90\%}{100\%} = 86{,}4\text{МВт}.$$

Жаз

$$P_{G1+G2}^{0-8} = \frac{3 \cdot 32 \cdot 70\%}{100\%} = 67{,}2 MBm;$$

$$P_{G1+G2}^{8-18} = \frac{3 \cdot 32 \cdot 80\%}{100\%} = 76{,}8 MBm;$$

$$P_{G1+G2}^{18-24} = \frac{3 \cdot 32 \cdot 70\%}{100\%} = 67{,}2 MBm.$$

Электр станцияларындағы электр энергияны өндірудің айнымалы графигі кезінде өзіндік мұқтаждықтың қуат шығынын анықтауға болады.

$$\mathrm{P}_{16-22} = (0{,}4 + 0{,}6 \cdot \frac{\mathrm{P}_{\mathrm{i}}(\mathrm{t})}{\mathrm{P}_{\text{белг}}}) \cdot \mathrm{P}_{\text{о.м.max}}, \qquad (2.1)$$

мұндағы $P_i(t)$ - t уақытта станцияның шинаға беретін қуаты, МВт;

$P_{уст}$ - станцияның белгіленген қуаты , МВт;

$P_{о.м.\max}$ - өзіндік мұқтаждықтың максималды қуаты.

2) G1, G2 және G3 ө.м. жүктемесі, МВт

Қыс

$$P_{G1+G2}^{0-8} = (0.4 + 0.6 \cdot \frac{86{,}4}{96}) \cdot \frac{7\%}{100\%} \cdot 96 = 6{,}31 MBm;$$

$$P_{G1+G2}^{8-18} = (0.4 + 0.6 \cdot \frac{96}{96}) \cdot \frac{7\%}{100\%} \cdot 96 = 6{,}72 MBm;$$

$$P_{G1+G2}^{18-24} = (0.4 + 0.6 \cdot \frac{86{,}4}{96}) \cdot \frac{7\%}{100\%} \cdot 96 = 6{,}31 MBm.$$

Жаз

$$P_{G1+G2}^{0-8} = (0.4 + 0.6 \cdot \frac{67{,}2}{96}) \cdot \frac{7\%}{100\%} \cdot 96 = 5{,}51 MBm;$$

$$P_{G1+G2}^{8-18} = (0.4 + 0.6 \cdot \frac{76{,}8}{96}) \cdot \frac{7\%}{100\%} \cdot 96 = 5{,}91 MBm;$$

$$P_{G1+G2}^{18-24} = (0.4 + 0.6 \cdot \frac{67,2}{96}) \cdot \frac{7\%}{100\%} \cdot 96 = 5,51 MBm.$$

3) G4 немесе G5 генераторының ө.м.-ның әрбірінің жүктемесі, МВт

Қыс

$$P_{G1+G2}^{0-8} = (0.4 + 0.6 \cdot \frac{54}{60}) \cdot \frac{7\%}{100\%} \cdot 60 = 3,948 MBm;$$

$$P_{G1+G2}^{8-18} = (0.4 + 0.6 \cdot \frac{60}{60}) \cdot \frac{7\%}{100\%} \cdot 60 = 4,2 MBm;$$

$$P_{G1+G2}^{18-24} = (0.4 + 0.6 \cdot \frac{54}{60}) \cdot \frac{7\%}{100\%} \cdot 60 = 3,948 MBm.$$

Жаз

$$P_{G1+G2}^{0-8} = (0.4 + 0.6 \cdot \frac{42}{60}) \cdot \frac{7\%}{100\%} \cdot 60 = 3,444 MBm;$$

$$P_{G1+G2}^{8-18} = (0.4 + 0.6 \cdot \frac{48}{60}) \cdot \frac{7\%}{100\%} \cdot 60 = 3,696 MBm;$$

$$P_{G1+G2}^{18-24} = (0.4 + 0.6 \cdot \frac{42}{60}) \cdot \frac{7\%}{100\%} \cdot 60 = 3,444 MBm.$$

4) 10 кВ-тағы жүктеме, МВт

Қыс

$P_{0-8} = 13,28\ MBm$;

$P_{8-18} = 13,28\ MBm$;

$P_{18-24} = 13,28\ MBm$.

Жаз

$P_{0-8} = 10,62\ MBm$;

$P_{18-24} = 10,62\ MBm$;

$P_{8-18} = 10,62\ MBm$.

5) Т1 және Т2 жүктелуі, МВт

Қыс

$$P_{T1:T2}^{0-8} = 86,4 - (6,31 + 13,28) = 66,81 МВт;$$

$$P_{T1:T2}^{8-18} = 96 - (6,72 + 13,28) = 76 МВт;$$

$$P_{T1:T2}^{18-24} = 86,4 - (6,31 + 13,28) = 66,81 МВт.$$

Жаз

$$P_{T1:T2}^{0-8} = 67,2 - (5,51 + 10,62) = 51,07 МВт;$$

$$P_{T1:T2}^{8-18} = 76,8 - (5,91 + 10,62) = 60,27 МВт;$$

$$P_{T1:T2}^{18-24} = 67,2 - (5,51 + 10,62) = 51,07 МВт.$$

6) Т-1 және Т-2 трансформаторлардың әрбірінің жүктелуі, МВт

Қыс

$$P_{T1,T2} = \frac{66,81}{2} = 33,4 МВт;$$

$$P_{T1,T2} = \frac{76}{2} = 38 МВт;$$

$$P_{T1,T2} = \frac{66,81}{2} = 33,4 МВт.$$

Жаз

$$P_{T1,T2} = \frac{51,07}{2} = 25,53 МВт;$$

$$P_{T1,T2} = \frac{60,27}{2} = 30,13 МВт;$$

$$P_{T1,T2} = \frac{51,07}{2} = 25,53 МВт.$$

7) 35 кВ-тағы жүктеме, МВт

Қыс

$$P_{35кВ}^{0-8} = \frac{70 \cdot 90\%}{100\%} = 63\text{МВт};$$

$$P_{35кВ}^{8-18} = \frac{70 \cdot 100\%}{100\%} = 70\text{МВт};$$

$$P_{35кВ}^{18-24} = \frac{70 \cdot 90\%}{100\%} = 63\text{МВт}.$$

Жаз

$$P_{35кВ}^{0-8} = \frac{70 \cdot 70\%}{100\%} = 49\text{МВт};$$

$$P_{35кВ}^{8-18} = \frac{70 \cdot 80\%}{100\%} = 56\text{МВт};$$

$$P_{35кВ}^{18-24} = \frac{70 \cdot 70\%}{100\%} = 49\text{МВт}.$$

8) Т-3 немесе Т-4 әрбір ораманың 10 кВ-қа жүктелуі, МВт(110кВ)

Қыс

$$P_{T3,T4}^{0-8} = 54 - 3{,}978 = 50{,}022 МВт;$$

$$P_{T3,T4}^{8-18} = 60 - 4{,}2 = 55{,}8 МВт;$$

$$P_{T3,T4}^{18-24} = 54 - 3{,}978 = 50{,}022 МВт.$$

Жаз

$$P_{T3,T4}^{0-8} = 42 - 3{,}444 = 38{,}556 МВт;$$

$$P_{T3,T4}^{8-18} = 48 - 3{,}696 = 44{,}304 МВт;$$

$$P_{T3,T4}^{18-24} = 42 - 3{,}444 = 38{,}556 МВт.$$

9) Т-3 және Т-4 әрбір орамының 35 кВ-қа жүктелуі, МВт

Қыс

$$P_{T3,T4}^{0-8} = (66{,}81 - 63)/2 = 1{,}9 MBm;$$

$$P_{T3,T4}^{8-18} = (76 - 70)/2 = 3 MBm;$$

$$P_{T3,T4}^{18-24} = (66{,}81 - 63)/2 = 1{,}9 MBm.$$

Жаз

$$P_{T3,T4}^{0-8} = (51{,}07 - 49)/2 = 1{,}03 MBm;$$

$$P_{T3,T4}^{8-18} = (60{,}27 - 56)/2 = 2{,}13 MBm;$$

$$P_{T3,T4}^{18-24} = (51{,}07 - 49)/2 = 1{,}03 MBm.$$

10) Т-3 және Т-4 әрбір орамының 110 кВ-қа жүктелуі, МВт

Қыс

$$P_{T3,T4}^{0-8} = 50{,}022 + 1{,}9 = 51{,}92 MBm;$$

$$P_{T3,T4}^{8-18} = 55{,}8 + 3 = 58{,}8 MBm;$$

$$P_{T3,T4}^{18-24} = 50{,}022 + 1{,}9 = 51{,}92 MBm.$$

Жаз

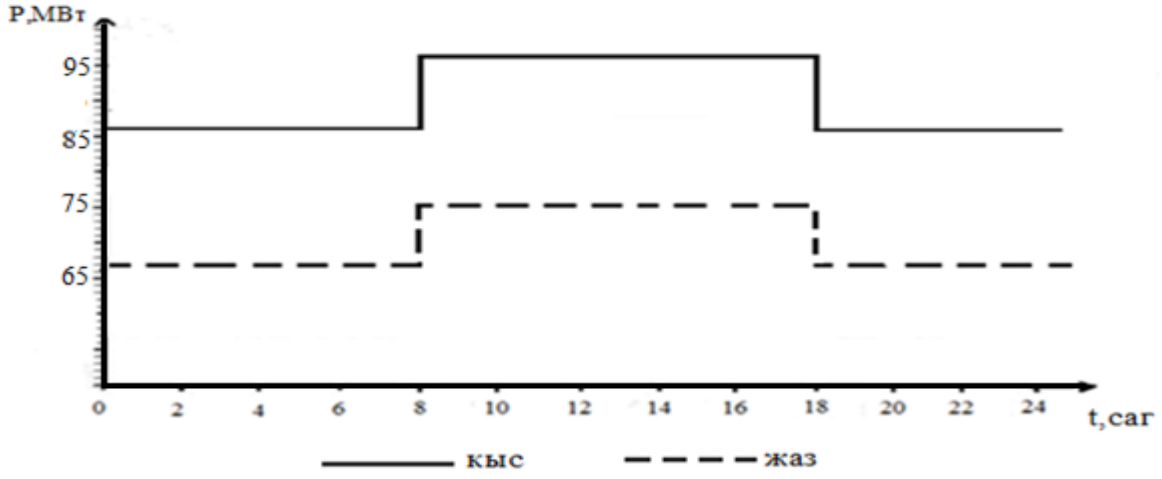
$$P_{T3,T4}^{0-8} = 38{,}55 + 1{,}03 = 39{,}58 MBm;$$

$$P_{T3,T4}^{8-18} = 44{,}30 + 2{,}13 = 46{,}43 MBm;$$

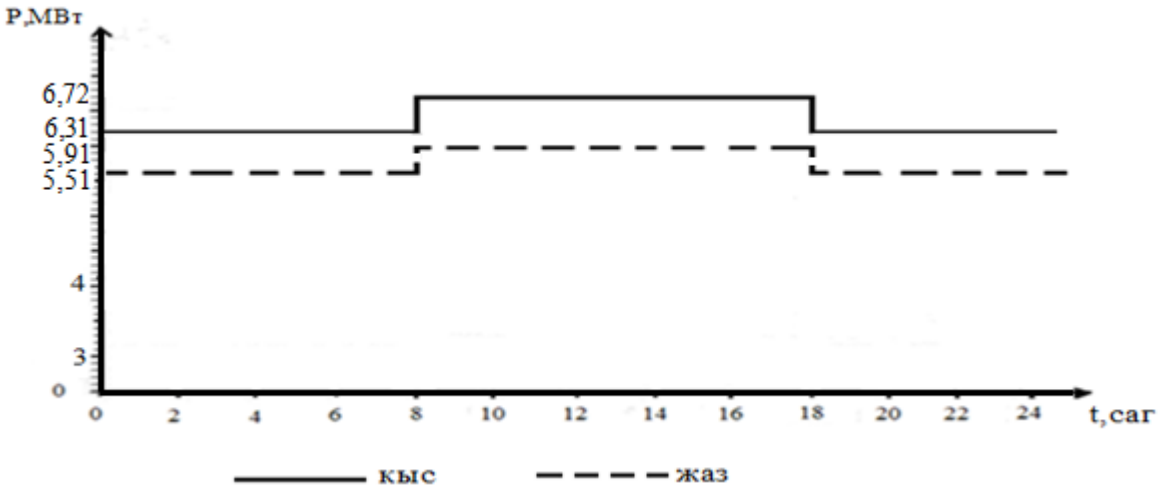
$$P_{T3,T4}^{18-24} = 38{,}55 + 1{,}03 = 39{,}58 MBm.$$

2.5 кесте - 1-ші нұсқа үшін қуат баллансының қалыпты режимдегі кестесі

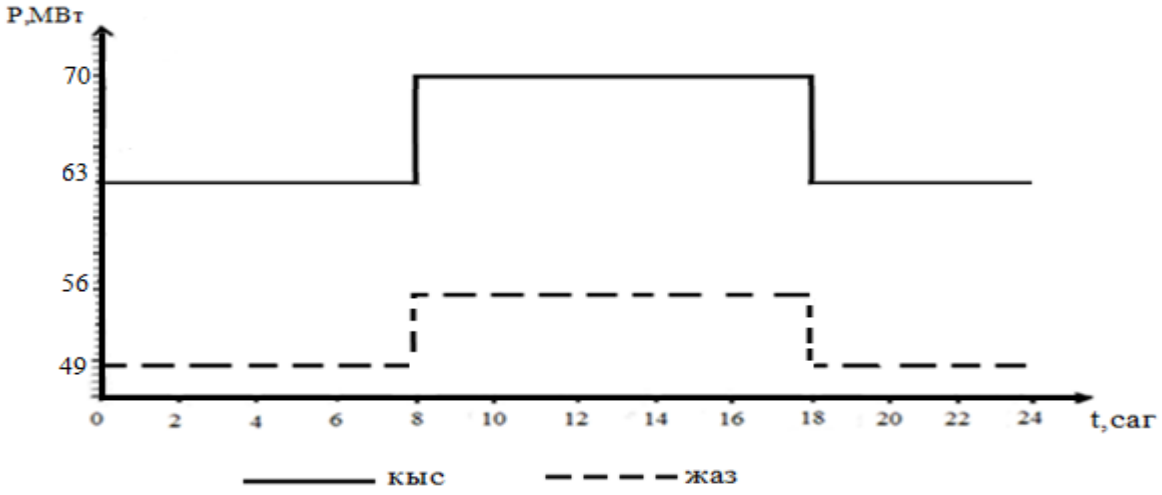
Анықталатын параметр	Жылдың кезеңі	Уақыты, сағ 0-8	8-18	18-24
Г-1,Г-2 және Г-3 қуаттарын өндіру, МВт	қыс жаз	86,4 67,2	96 76,8	86,4 67,2
Г-1,Г-2 және Г-3 ө.м. жүктемесі, МВт	қыс жаз	6,31 5,51	6,72 5,91	6,31 5,51
Г-4 немесе Г-5 генераторының ө.м.-ның әрбірінің жүктемесінің, МВт(қосындысы)	қыс жаз	3,94 3,44	4,2 3,69	3,94 3,44
10 кВ-тағы жүктеме, МВт	қыс жаз	13,28 10,62	13,28 10,62	13,28 10,62
Т-1 және Т-2 жүктелуі, МВт(қосындысы)	қыс жаз	66,81 51,07	76 60,27	66,81 51,07
Т-1 және Т-2 трансформаторлардың әрбірінің жүктелуі, МВт	қыс жаз	33,4 25,53	38 30,13	33,4 25,53
35 кВ-тағы жүктеме, МВт	қыс жаз	63 49	70 56	63 49
Т-3 немесе Т-4 орамының әрбірі 10 кВ-қа жүктелуі, МВт	қыс жаз	50,02 38,55	55.8 44,30	50,02 38,55
Т-3 немесе Т-4 орамының әрбірі 35 кВ-қа жүктелуі, МВт	қыс жаз	1,9 1,03	3 2,13	1,9 1,03
Т-3 немесе Т-4 орамының әрбірі 110 кВ-қа жүктелуі, МВт	қыс жаз	51,92 39,58	58,8 46,43	51,92 39,58



2.2 сурет - ГТЭС генераторларының қуаттарын өндіру графигі

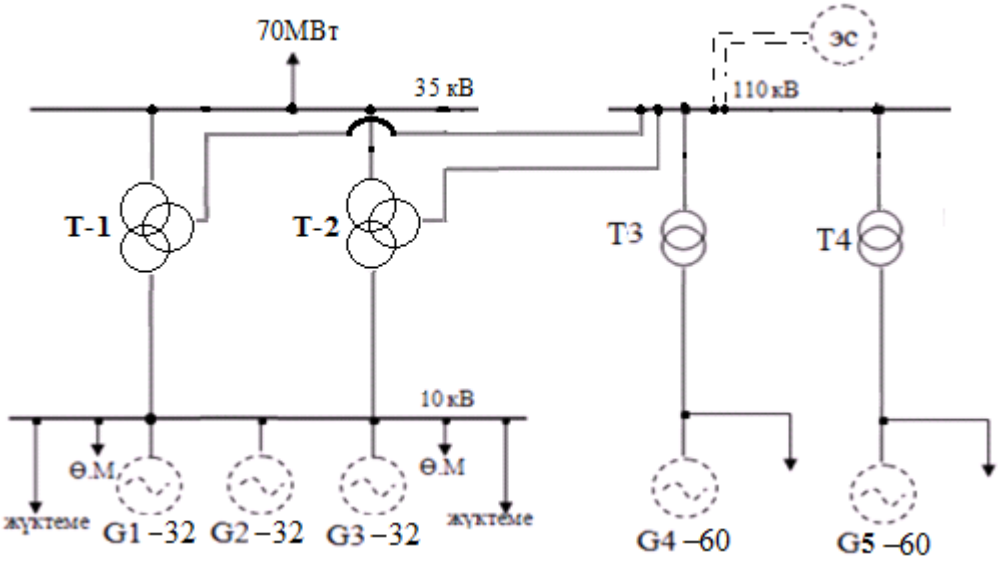


2.3 сурет - Ө.М. жүктемесінің қуатының графигі



2.4 сурет - 35 кВ ТҚ-ғы жүктеме графигі

мұндағы P – генератордың өндірген қуаты, МВт;
t – бір тәуліктегі уақыт, сағ.



Қалыпты режимде 2-ші нұсқа үшін жүктемелердің баллансын құрастыру.

2.5 сурет - Станцияның құрылымдық сұлбасы

1) G1, G2 және G3 қуаттарын өндіру, МВт

Қыс

$$P_{G1+G2}^{0-8} = \frac{3 \cdot 32 \cdot 90\%}{100\%} = 86{,}4\text{МВт};$$

$$P_{G1+G2}^{8-18} = \frac{3 \cdot 32 \cdot 100\%}{100\%} = 96 MBm;$$

$$P_{G1+G2}^{18-24} = \frac{3 \cdot 32 \cdot 90\%}{100\%} = 86{,}4 MBm.$$

Жаз

$$P_{G1+G2}^{0-8} = \frac{3 \cdot 32 \cdot 70\%}{100\%} = 67{,}2 MBm;$$

$$P_{G1+G2}^{8-18} = \frac{3 \cdot 32 \cdot 80\%}{100\%} = 76{,}8 MBm;$$

$$P_{G1+G2}^{18-24} = \frac{3 \cdot 32 \cdot 70\%}{100\%} = 67{,}2 MBm.$$

Электр станцияларындағы электр энергияны өндірудің айнымалы графигі кезінде өзіндік мұқтаждықтың қуат шығынын анықтауға болады.

$$P_{16-22} = (0{,}4 + 0{,}6 \cdot \frac{P_i(t)}{P_{белг}}) \cdot P_{о.м.\max}, \qquad (2.1)$$

мұндағы $P_i(t)$ - t уақытта станцияның шинаға беретін қуаты, МВт;

$P_{уст}$ - станцияның белгіленген қуаты , МВт;

$P_{о.м.\max}$ - өзіндік мұқтаждықтың максималды қуаты.

2) G1, G2 және G3 ө.м. жүктемесі, МВт

Қыс

$$P_{G1+G2}^{0-8} = (0.4 + 0.6 \cdot \frac{86{,}4}{96}) \cdot \frac{7\%}{100\%} \cdot 96 = 6{,}31 МВт;$$

$$P_{G1+G2}^{8-18} = (0.4 + 0.6 \cdot \frac{96}{96}) \cdot \frac{7\%}{100\%} \cdot 96 = 6{,}72 МВт;$$

$$P_{G1+G2}^{18-24} = (0.4 + 0.6 \cdot \frac{86{,}4}{96}) \cdot \frac{7\%}{100\%} \cdot 96 = 6{,}31 МВт.$$

Жаз

$$P_{G1+G2}^{0-8} = (0.4 + 0.6 \cdot \frac{67{,}2}{96}) \cdot \frac{7\%}{100\%} \cdot 96 = 5{,}51 МВт;$$

$$P_{G1+G2}^{8-18} = (0.4 + 0.6 \cdot \frac{76{,}8}{96}) \cdot \frac{7\%}{100\%} \cdot 96 = 5{,}91 МВт;$$

$$P_{G1+G2}^{18-24} = (0.4 + 0.6 \cdot \frac{67{,}2}{96}) \cdot \frac{7\%}{100\%} \cdot 96 = 5{,}51 МВт.$$

3) G4 немесе G5 генераторының ө.м.-ның әрбірінің жүктемесі, МВт.

Қыс

$$P_{G1+G2}^{0-8} = (0.4 + 0.6 \cdot \frac{54}{60}) \cdot \frac{7\%}{100\%} \cdot 60 = 3{,}948 МВт;$$

$$P_{G1+G2}^{8-18} = (0.4 + 0.6 \cdot \frac{60}{60}) \cdot \frac{7\%}{100\%} \cdot 60 = 4{,}2 МВт;$$

$$P_{G1+G2}^{18-24} = (0.4 + 0.6 \cdot \frac{54}{60}) \cdot \frac{7\%}{100\%} \cdot 60 = 3{,}948 MBm;$$

Жаз

$$P_{G1+G2}^{0-8} = (0.4 + 0.6 \cdot \frac{42}{60}) \cdot \frac{7\%}{100\%} \cdot 60 = 3{,}444 MBm;$$

$$P_{G1+G2}^{8-18} = (0.4 + 0.6 \cdot \frac{48}{60}) \cdot \frac{7\%}{100\%} \cdot 60 = 3{,}696 MBm;$$

$$P_{G1+G2}^{18-24} = (0.4 + 0.6 \cdot \frac{42}{60}) \cdot \frac{7\%}{100\%} \cdot 60 = 3{,}444 MBm.$$

4) 10 кВ-тағы жүктеме, МВт

Қыс

$P_{0\text{-}8} = 13{,}28\ MBm;$

$P_{8\text{-}18} = 13{,}28\ MBm;$

$P_{18\text{-}24} = 13{,}28\ MBm;$

Жаз

$P_{0\text{-}8} = 10{,}62\ MBm;$

$P_{18\text{-}24} = 10{,}62\ MBm;$

$P_{8\text{-}18} = 10{,}62\ MBm.$

5)Т3 және Т4 трансформаторларынан өтетін қуат, МВт.

Қыс

$$P_{T3,T4}^{0-8} = 54 - 3{,}978 = 50{,}022 MBm;$$

$$P_{T3,T4}^{8-18} = 60 - 4{,}2 = 55{,}8 MBm;$$

$$P_{T3,T4}^{18-24} = 54 - 3{,}978 = 50{,}022 MBm;$$

Жаз

$$P_{T3,T4}^{0-8} = 42 - 3{,}444 = 38{,}556 МВт;$$

$$P_{T3,T4}^{8-18} = 48 - 3{,}696 = 44{,}304 МВт;$$

$$P_{T3,T4}^{18-24} = 42 - 3{,}444 = 38{,}556 МВт.$$

6) 35 кВ-тағы жүктеме, МВт

Қыс

$$P_{35кВ}^{0-8} = \frac{70 \cdot 90\%}{100\%} = 63 МВт;$$

$$P_{35кВ}^{8-18} = \frac{70 \cdot 100\%}{100\%} = 70 МВт;$$

$$P_{35кВ}^{18-24} = \frac{70 \cdot 90\%}{100\%} = 63 МВт.$$

Жаз

$$P_{35кВ}^{0-8} = \frac{70 \cdot 70\%}{100\%} = 49 МВт;$$

$$P_{35кВ}^{8-18} = \frac{70 \cdot 80\%}{100\%} = 56 МВт;$$

$$P_{35кВ}^{18-24} = \frac{70 \cdot 70\%}{100\%} = 49 МВт.$$

7) Т-1 және Т-2 ораманың 10 кВ-қа жүктелуі, МВт

Қыс

$$P_{T1,T2}^{0-8} = (86{,}4 - 13{,}28 - 6{,}31)/2 = 33{,}4 МВт;$$

$$P_{T1,T2}^{8-18} = (96 - 13{,}28 - 6{,}72)/2 = 38 МВт;$$

$$P_{T1,T2}^{18-24} = (86{,}4 - 13{,}28 - 6{,}31)/2 = 33{,}4 МВт.$$

Жаз

$$P_{T1,T2}^{0-8} = (67,2 - 10,62 - 5,51)/2 = 25,53 MBm;$$

$$P_{T1,T2}^{8-18} = (76,8 - 10,62 - 5,91)/2 = 30,14 MBm;$$

$$P_{T1,T2}^{18-24} = (67,2 - 10,62 - 5,51)/2 = 25,53 MBm.$$

8) Т-1 және Т-2 орамының 35 кВ-қа жүктелуі, МВт

Қыс

$$P_{35кВ}^{0-8} = \frac{63}{2} = 31,5 МВт;$$

$$P_{35кВ}^{8-18} = \frac{70}{2} = 35 МВт;$$

$$P_{35кВ}^{18-24} = \frac{63}{2} = 31,5 МВт.$$

Жаз

$$P_{35кВ}^{0-8} = \frac{49}{2} = 24,5 МВт;$$

$$P_{35кВ}^{8-18} = \frac{56}{2} = 28 МВт;$$

$$P_{35кВ}^{18-24} = \frac{49}{2} = 24,5 МВт.$$

9) Т-1 және Т-2 трансформатор орамының 110 кВ-қа жүктелуі, МВт

Қыс

$$P_{110кВ}^{0-8} = 33,4 - 31,5 = 2,09 MBm;$$

$$P_{T4}^{8-18} = 38 - 35 = 3 MBm;$$

$$P_{T4}^{18-24} = 33,4 - 31,5 = 2,09 MBm.$$

Жаз

$$P_{T4}^{0-8} = 25{,}53 - 24{,}5 = 1{,}03 МВт;$$

$$P_{110кВ}^{8-18} = 30.14 - 28 = 2{,}14 МВт;$$

$$P_{110кВ}^{18-24} = 25{,}53 - 24{,}5 = 1{,}03 МВт.$$

2.6 кесте - 2-ші нұсқа үшін қуат баллансының қалыпты режимдегі кестесі.

Анықталатын параметр	Жылдың кезеңі	Уақыты, сағ 0-8	8-18	18-24
Г-1,Г-2 және Г-3 қуаттарын өндіру, МВт	қыс	86,4	96	86,4
	жаз	67,2	76,8	67,2
Г-1,Г-2 және Г-3 ө.м. жүктемесі, МВт	қыс	6,31	6,72	6,31
	жаз	5,51	5,91	5,51
Г-4 генераторының ө.м.-ның жүктемесі, МВт	қыс	3,94	4,2	3,94
	жаз	3,44	3,69	3,44
10 кВ-тағы жүктеме, МВт	қыс	13,28	13,28	13,28
	жаз	10,62	10,62	10,62
Т-3 және Т-4 трансформаторларынан өтетін қуат,МВт	қыс	50,02	55,8	50,02
	жаз	38,55	44,304	38,55
35кВ-тағы жүктеме, МВт,	қыс	63	70	63
	жаз	49	56	49
Т-3 немесе Т-4 орамының әрбірі 10 кВ-қа жүктелуі, МВт	қыс	33,4	38	33,4
	жаз	25,53	30,14	25,53
АТ-1 және АТ-2 орамының 35 кВ-қа жүктелуі, МВт.	қыс	31,5	35	31,5
	жаз	24,5	28	24,5
АТ-1 және АТ-2 орамының 220 кВ-қа жүктелуі, МВт.	қыс	2,09	3	2,09
	жаз	1,03	2,14	1,03

2.2 Трансформатор таңдау

1 нұсқа үшін трансформаторларды таңдау.

Т- 1, Т- 2 трансформаторларын таңдау тәртібі.

Т- 1, Т-2 трансформаторлары үшін орындалған қуат балансы кестесінен қалыпты режим бойынша осы трансформаторлардың қуатын анықтау:

$$S_{номT1,T2} \geq \frac{P_{T1,T2}}{\cos\varphi_{ном.}}, \qquad (2.3)$$

$$S_{номT1,T2} = \frac{32 \cdot 3}{0{,}8} = 120MBA.$$

Г1, Г2, ГЗ генераторларының 10 кВ-тық ТҚ-ның жинақтағыш шинасына көп қуатты беретін кезеңі (мезгілі):

Қыс

$P_{G1+G2+G3}^{0-8} = 86{,}4 - 6{,}31 = 80{,}09MBm$ немесе $S_{ном0-8} = \frac{80{,}09}{0{,}8} = 100{,}11MBA$;

$P_{G1+G2+G3}^{8-18} = 96 - 6{,}72 = 89{,}28MBm$ немесе $S_{ном8-18} = \frac{89{,}28}{0{,}8} = 111{,}6MBA$;

$P_{G1+G2+G3}^{18-24} = 86{,}4 - 6{,}31 = 80{,}09MBm$ немесе $S_{ном18-24} = \frac{80{,}09}{0{,}8} = 100{,}11MBA$.

Апаттық режимді есептегенде, 40%-ды асқын жүктеме мүмкіншілігі ескеріледі:

$$S_{номT1,T2} \geq \frac{P_{T1,T2}}{1{,}4 \cdot \cos\varphi_{ном.}}, \qquad (2.4)$$

$$S_{номT1,T2} = \frac{32 \cdot 3}{1{,}4 \cdot 0{,}8} = 85.7MBA.$$

Қалыпты режимді ескере отырып ТРДНС - 63000/35/10,5 трансформаторын таңдаймыз [2,2014.419.б].

2.7 кесте - ТРДНС - 63000/35/10,5 трансформаторының техникалық деректері төмендегідей

Шығын ,кВт		$U_{к.т}$ %	Бағасы, мың теңге [2014.427].
$Р_{б.ж}$	$Р_{к.т.т}$	ЖК-ТК	121*5=605
50	250	10,5	

Т3,Т4 автотрансформаторын таңдаймыз.

$$S_{номТ4} \geq \frac{P_{Т4}}{\cos\varphi_{ном.}}, \tag{2.5}$$

$$S_{номТ4} = \frac{60}{0{,}8} = 75\ МВт.$$

Апаттық режимді есептегенде, 40%-ды асқын жүктеме мүмкіншілігі ескеріледі:

$$S_{номТ4} \geq \frac{P_{Т4}}{1{,}4 \cdot \cos\varphi_{ном.}}, \tag{2.6}$$

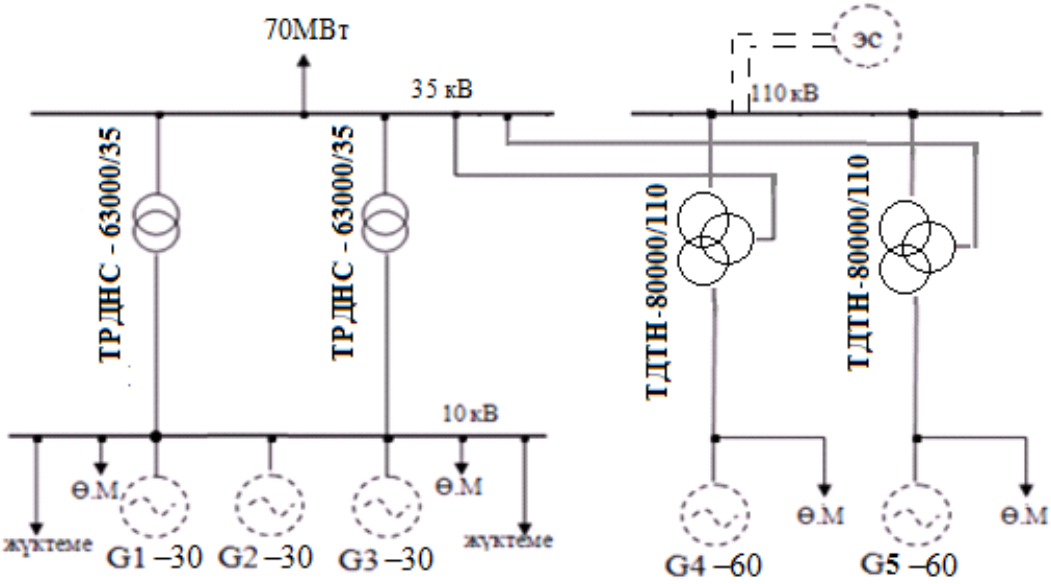
$$S_{номТ4} = \frac{60}{1{,}4 \cdot 0{,}8} = 53{,}57 МВА.$$

Барлық режимдерді (қалыпты және апаттық режимдер) ескере отырып, оқулығына сәйкес Т3 трансформаторын орнына түрі ТДТН - 80000/110/35кВ трансформаторын таңдаймыз [2,2014.421.б].

Енді, осы ТДТН-80000/110/35 кВ трансформаторын қалыпты және апаттық режімдерге тексеруіміз керек.

2.8 кесте - ТДТН-80000/110/35 кВ техникалық деректері төмендегідей

Шығын,кВт		$U_{ном}$			Бағасы, мың теңге. [2014.427].
$Р_{б.ж}$	$Р_{к.т.т}$	тк	ок	жк	123*5=615
64	365	11	18,5	7	



2.6 сурет - 1-ші нұсқа бойынша станцияның құрлымдық сұлбасы

Т- 1, Т- 2 трансформаторларынтаңдаутәртібі.

Т- 1, Т-2 трансформаторлары үшін орындалған қуат балансы кестесінен қалыпты режим бойынша осы трансформаторлардың қуатын анықтау (қалыпты режим):

$$S_{номТ1,Т2} \geq \frac{P_{Т1,Т2}}{\cos\varphi_{ном.}}, \tag{2.8}$$

$$S_{номТ1,Т2} = \frac{32 \cdot 3}{0{,}8} = 120 МВА.$$

Апаттық режимді есептегенде, 40%-ды асқын жүктеме мүмкіншілігі ескеріледі:

$$S_{номТ1,Т2} \geq \frac{P_{Т1,Т2}}{1{,}4 \cdot \cos\varphi_{ном.}}, \tag{2.9}$$

$$S_{номТ1,Т2} = \frac{32 \cdot 3}{1{,}4 \cdot 0{,}8} = 85{,}7 МВА.$$

Сонымен, барлық режимдердегі, яғни қалыпты және апаттық режимдерді ескере отырып ТДТН-63000/110/35/10,5 кВ трансформаторын таңдаймыз [2,2014.421.б].

2.9 кесте - ТДТН-63000/110/35/10,5 кВ трансформаторының техникалық деректері төмендегідей

Шығын ,кВт		$U_{к.т}$ %			Бағасы, мың теңге [2014.427].
$Р_{б.ж}$	$Р_{к.т.т}$	ТК	ОК	ЖК	121*5=605
53	290	10,5	18	7	

Т3 күштік трансформаторын таңдаймыз:

$$S_{номТ3} \geq \frac{P_{Т3}}{\cos \varphi_{ном.}}, \tag{2.10}$$

$$S_{номТ3} = \frac{60}{0{,}8} = 75 \ МВт \ .$$

Апаттық режимді есептегенде, 40%-ды асқын жүктеме мүмкіншілігі ескеріледі:

$$S_{номТ3} \geq \frac{P_{Т3}}{1{,}4 \cdot \cos \varphi_{ном.}}, \tag{2.11}$$

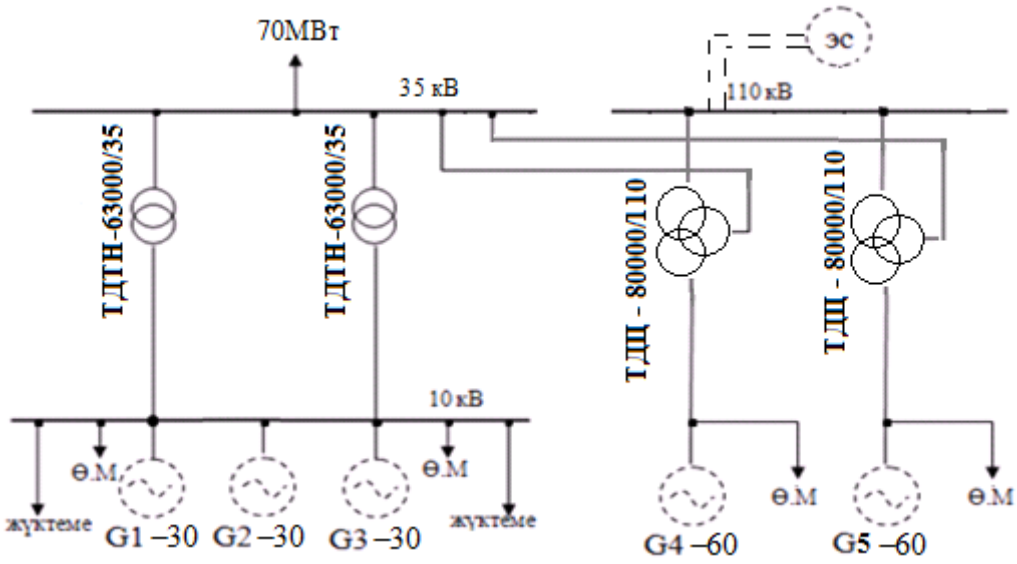
$$S_{номТ3} = \frac{75}{1{,}4 \cdot 0{,}8} = 53{,}57 МВА.$$

Барлық режимдерді (қалыпты және апаттық режимдер) ескере отырып, оқулығына сәйкес Т3 трансформаторын орнына түрі ТДН - 80000/110 кВ трансформаторын таңдаймыз [2,2014.420,б].

ТДН - 80000/110 кВ трансформаторын таңдаймыз.

2.10 кесте - ТДН - 80000/110 кВ техникалық деректері төмендегідей

Шығын ,кВт		$U_{к.т}$ %	Бағасы, мың теңге [2014.427].
$Р_{б.ж}$	$Р_{к.т.т}$	ЖК-ТК	141*5=705
85	310	10,5	



2.7 сурет - 2-ші нұсқа бойынша станцияның құрлымдық сұлбасы

1-ші нұсқа үшін жылдық шығындар.

Станцияның географиялық орналасу ауданы- Батыс Қазақстан: қыс-170 тәулік, жаз- 195 тәулік .

1-ші нұсқа үшін 1-ші трансформатор түрі ТРДНС- 63000/35/10,5. Бұл автотрансфораторлар үшін $Р_{б.ж}$- 50 кВт, $Р_{к.т.}$-250 кВт деп қабылдаймыз.

Болаттағы энергияның шығыны:

$$W_б = P_{б..ж.} \cdot 8760. \qquad (2.12)$$

8760- бір жылдағы сағат саны.

$$W_б = P_{б..ж.} \cdot 8760 = 50 \cdot 8760 = 438 \cdot 10^3 кВт \cdot саг.$$

Трансформатордың мыс орамындағы энергияның жылдық шығыны.

$$\Delta W_M = \frac{P_{К \cdot Т}}{S^2_{ном} \cdot \cos^2 \varphi} \cdot (P^2_{ТР(0–13)+(0–13)+(18–24)} \cdot К_у + P^2_{ТР(18–24)k \cdot t(13–18)k} \cdot Ку +$$

$$+ P^2_{ТР(0–13)ж(0–13)+(18–24)ж} \cdot Жу + P^2_{ТР(0–13)ж(13–18)ж} \cdot Жу) = \frac{250}{63^2 \cdot 0{,}8^2} \cdot$$

$$\cdot (33{,}4^2 \cdot 16 \cdot 170 + 38^2 \cdot 8 \cdot 170 + 25{,}53^2 \cdot 16 \cdot 195 + 30{,}13^2 \cdot 8 \cdot 195) =$$

$$= 827{,}89 \cdot 10^3 кВт \cdot саг.$$

Енді 1-ші нұсқа үшін 2-ші трансформатор түрі түрі ТДТН - 80000/110/35 кВ. Бұл автотрансфораторлар үшін $Р_{б.ж}$- 64 кВт, $Р_{к.т.}$-365 кВт деп қабылдаймыз.

Трансформатордың энергиясының жылдық шығыны.

$$W_{б} = P_{б..ж.} \cdot 8760 = 64 \cdot 8760 = 560 \cdot 10^3 кВт \cdot саг;$$

$$P_{к.т.ж.к-тк} = P_{к.т.жк} = P_{к.т.ок} = 0{,}5 \cdot P_{к.т.тк} = 0{,}5 \cdot 365 = 182.5 кВт;$$

$$\Delta W_{Мж.к} = \frac{P_{К \cdot Т}}{S^2_{номТ-3} \cdot \cos^2 \varphi} \cdot (P^2_{Т-3(0-13).ж \cdot\ t(0-13)+(18-24)} \cdot К_у + P^2_{Т-3(13-18).ж \cdot t(13-18).ж} \cdot Ку +$$

$$+ P^2_{Т-3(0-132{,}311).ж \cdot t(0-13)+(18-24)} \cdot Жу + P^2_{Т-3(13-18).ж \cdot t(13-18).ж} \cdot Жу) = \frac{365}{80^2 \cdot 0{,}8^2} \cdot (50{,}02^2 \cdot$$

$$\cdot 16 \cdot 170 + 55.8^2 \cdot 8 \cdot 170 + 38{,}55^2 \cdot 16 \cdot 195 + 44{,}30^2 \cdot 8 \cdot 195) = 1667.9 \cdot 10^3 кВт \cdot саг;$$

$$\Delta W_{МТ.к} = \frac{365}{80^2 \cdot 0{,}8^2} \cdot (51{,}92^2 \cdot 16 \cdot 170 + 58{,}8^2 \cdot 8 \cdot 170 + 39{,}58^2 \cdot 16 \cdot 195 + 46{,}43^2 \cdot 8 \cdot$$

$$\cdot 195) = 1805{,}3 \cdot 10^3 кВт \cdot саг;$$

$$\Delta W_{МТ-3,Т-4} = (1667.9 + 2{,}88 + 1805{,}3) \cdot 10^3 = 3476{,}08 \cdot 10^3 \text{кВт·сағ.}$$

2-ші нұсқа үшін жылдық шығындар.

2-ші нұсқа үшін 1-ші трансформатор түрі ТДТН-63000/110/35/10,5 кВ. Бұл автотрансфораторлар үшін $Р_{б.ж}$- 53 кВт, $Р_{к.т.}$-290 кВт деп қабылдаймыз.

$$W_{б} = P_{б..ж.} \cdot 8760 = 53 \cdot 8760 = 464{,}28 \cdot 10^3 кВт \cdot саг;$$

$$P_{к.т.ж.к-тк} = P_{к.т.жк} = P_{к.т.ок} = 0{,}5 \cdot P_{к.т.тк} = 0{,}5 \cdot 290 = 145 кВт;$$

$$\Delta W_{Мж.к} = \frac{290}{63^2 \cdot 0{,}8^2} \cdot (33{,}4^2 \cdot 16 \cdot 170 + 38^2 \cdot 8 \cdot 170 + 25{,}53^2 \cdot 16 \cdot 195 +$$

$$+ 30{,}14^2 \cdot 8 \cdot 195) = 963{,}16 \cdot 10^3 кВт \cdot саг;$$

$$\Delta W_{Мо.к} = \frac{290}{63^2 \cdot 0{,}8^2} \cdot (31{,}5^2 \cdot 16 \cdot 170 + 35^2 \cdot 8 \cdot 170 + 24{,}5^2 \cdot 16 \cdot 195 + 28^2 \cdot 8 \cdot 195) =$$

$$= 850{,}52 \cdot 10^3 кВт \cdot саг;$$

$$\Delta W_{МТ.к} = \frac{290}{63^2 \cdot 0{,}8^2} \cdot (2{,}09^2 \cdot 16 \cdot 170 + 3^2 \cdot 8 \cdot 170 + 1{,}03^2 \cdot 16 \cdot 195 + 2{,}14^2 \cdot 8 \cdot 195) =$$

$$= 3{,}94 \cdot 10^3 кВт \cdot саг;$$

$$\Delta W_{МТ-1,Т-2} = (963{,}16 + 850{,}52 + 3{,}94) \cdot 10^3 = 1817{,}62 \cdot 10^3 \text{кВт·сағ.}$$

Енді 2-ші нұсқа үшін 2-ші трансформатор түрі ТРДН-80000/110/10,5 кВ.

Трансформатордың энергиясының жылдық шығыны. Бұл автотрансфораторлар үшін $Р_{б.ж}$- 58 кВт, $Р_{қ.т.}$-310 кВт деп қабылдаймыз.

$$W_б = P_{б..ж.} \cdot 8760 = 58 \cdot 8760 = 508{,}08 \cdot 10^3 кВт \cdot саг.$$

Трансформатордың мыс орамындағы энергияның жылдық шығыны:

$$\Delta W_м = \frac{310}{80^2 \cdot 0{,}8^2} \cdot (50{,}02^2 \cdot 16 \cdot 170 + 55{,}8^2 \cdot 8 \cdot 170 + 38{,}55^2 \cdot 16 \cdot 195 +$$

$$+ 44{,}30^2 \cdot 8 \cdot 195) = 1405{,}5 \cdot 10^3 кВт \cdot саг.$$

2.11 кесте - күрделі қаржы салымын анықтаймыз, а-коэффициенті [2.2014.428 -429б]

Бөліктердің атауы	Бірліктің есептік құны,ш.б.	1-нұсқа		2-нұсқа	
		бір.саны. дана	қосынды ш.б.	бір.саны. дана	қосынды ш.б.
1.Трансформатор ТРДНС - 63000/35/10,5 кВ	605*1,6	2	1936		
2. Трансформатор ТДТН - 80000/110/35 кВ	850*1,5	2	2550		
3. Трансформатор ТДТН- 63000/110/35/10,5 кВ	850*1,5			2	2550
4. Трансформатор ТДТН - 80000/110/35 кВ	705*1,5			2	2115
35 кВ ГТҚ-на ұяшық	20	1	20		
110 кВ ГТҚ-на ұяшық	60			1	60
Барлығы:			4506		4725

Мұндағы $U_а+U_{кк}$=(6,4+2)%=8,4%=0,084 [Ә.-8,б.]. (2.13)

Энергия шығынының құны:

$$U_{шыг} = \beta \cdot \Delta W,\ \beta = 0{,}0115 \text{ ш.б./кВт·сағ}, \quad (2.14)$$

1-ші нұсқа үшін:

$$\Delta W_б = 2 \cdot 438 \cdot 10^3 + 2 \cdot 560 \cdot 10^3 \cdot = 1996 \cdot 10^3 \text{ кВт·сағ};$$

$$\Delta W_М = 2 \cdot 827{,}89 \cdot 10^3 + 2 \cdot 3476{,}08 \cdot 10^3 = 8607{,}94 \cdot 10^3 \text{ кВт·сағ};$$

$$\Delta W = \Delta W_Б + \Delta W_М = 1996 \cdot 10^3 + 8607{,}94 \cdot 10^3 = 10603{,}94 \cdot 10^3 \text{ кВт·сағ}.$$

2-ші нұсқа үшін:

$$\Delta W_б = 2 \cdot 464{,}28 \cdot 10^3 + 2 \cdot 508{,}08 \cdot 10^3 = 1944{,}72 \cdot 10^3 \text{ кВт·сағ};$$

$$\Delta W_М = 2 \cdot 1817{,}62 \cdot 10^3 + 2 \cdot 1405{,}5 \cdot 10^3 = 6446{,}24 \cdot 10^3 \text{ кВт·сағ};$$

$$\Delta W = \Delta W_Б + \Delta W_М = 1944{,}72 \cdot 10^3 + 6446{,}24 \cdot 10^3 = 8390{,}96 \cdot 10^3 \text{ кВт·сағ}.$$

2.12 кесте - келтірілген минималды шығынды анықтау кестесі.

Шығындар	1-нұсқа	2-нұсқа
1. Есептік қаржы салымы. қ.ш.б	4506	4725
2. Амортизацияға шығару $U_а + U_{кк}$ ш.б.	0,084· 4506=378,5	0,084· 4506=396,9
3. Энергия шығынының құны, $U_{шыг}$ ш.б.	0,0115·10603,94 =121,94	0,0115·8390,96=96,49
4.Минималды шығынды келтіру $З_{min}$, ш.б.	0,12·4506+378,5+121,94= 1041,16.	0,12·4725+396,9+96,49= =1060,39.

1-ші және 2-ші нұсқалардың шығындарының арасындағы айырмашылығы төмендегі өрнекпен анықталады.

$$З_{\min\%} = \frac{1060{,}39 - 1041{,}16}{1041{,}16} \cdot 100\% = 1{,}84 < 5\%$$

болғандықтан 1-ші нұсқа тиімді болып табылад.

2.3 Қысқа тұйықталу токтарын есептеу

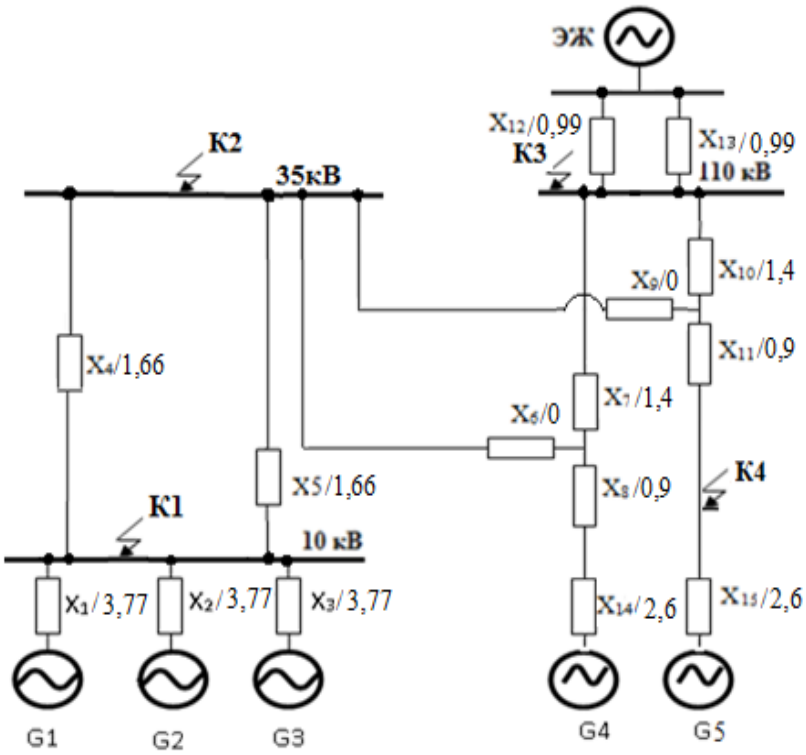
Техникалық - экономикалық салыстыру нәтижесінен екінші нұсқаны тандап алдық.

Шартты берілгені:$S_б$=1000 МВА ;

ТВС-32 генераторы үшін dx''=0,151;

ТВФ-60-2 генераторы үшін dx''=0,195;

Кедергілерді салыстырмалы бірлік жүйесінде есептедім:



2.8 сурет - ГТЭС-ның алмастыру сұлбасы

Генератор кедергісі:

$$x_1 = x_2 = x_3 = x_d'' \frac{S_б}{S_{НОМ}} = 0{,}151 \cdot \frac{1000}{40} = 3{,}77 \text{ ш.б.}$$

G4,G5 генераторларының кедергісі:

$$x_{15} = x_{14} = x''_d \frac{S_б}{S_{НОМ}} = 0{,}195 \cdot \frac{1000}{75} = 2{,}6 \text{ ш.б.}$$

Т1,Т2 трансформаторларының кедергісі:

$$x_4 = x_5 = \frac{x_{Т\%}}{100} \cdot \frac{S_б}{S_{НОМ}} = \frac{10{,}5}{100} \cdot \frac{1000}{63} = 1.66 \text{ ш.б.}$$

Т3,Т4 трансформаторларының кедергісін анықтау:

$$x_{ТЖ\%} = 0{,}5(u_{КЖ-Т\%} + u_{КЖ-О\%} - u_{КО-Т\%}) = 0{,}5(7 + 18{,}5 - 11) = 7{,}25\ \%;$$

$$x_{ТО\%} = 0{,}5(u_{КЖ-О\%} + u_{КО-Т\%} - u_{КЖ-Т\%}) = 0{,}5(7 + 11 - 18.5) = -0{,}25 \approx 0\ \%;$$

$$x_{ТТ\%} = 0{,}5(u_{КЖ-Т\%} + u_{КО-Т\%} - u_{КЖ-О\%}) = 0{,}5(18.5 + 11 - 7) = 11{,}25\%.$$

$$x_7 = x_{10} = \frac{x_{ТЖ\%}}{100} \cdot \frac{S_б}{S_{НОМ}} = \frac{11{,}25}{100} \cdot \frac{1000}{80} = 1{,}4 \text{ш.б.}$$

$$x_6 = x_9 = \frac{x_{ТО\%}}{100} \cdot \frac{S_б}{S_{НОМ}} = \frac{0}{100} \cdot \frac{1000}{80} = 0 \text{ш.б.}$$

$$x_8 = x_{11} = \frac{x_{ТТ\%}}{100} \cdot \frac{S_б}{S_{НОМ}} = \frac{7{,}25}{100} \cdot \frac{1000}{80} = 0{,}9 \text{ш.б.}$$

ЭЖ кедергісі:

$$x_{12} = x_{13} = x_{УД} \cdot l \cdot \frac{S_б}{U^2_{НОМ}} = 0{,}4 \cdot 30 \cdot \frac{1000}{110^2} = 0{,}99 \text{ш.б.}$$

К-1 нүктесі бойынша қысқа тұйықталу тогын есептеу:

$$x_{16} = \frac{x_1 \cdot x_2 \cdot x_3}{x_1 + x_2 + x_3} = \frac{53{,}58}{11{,}31} = 4{,}73;$$

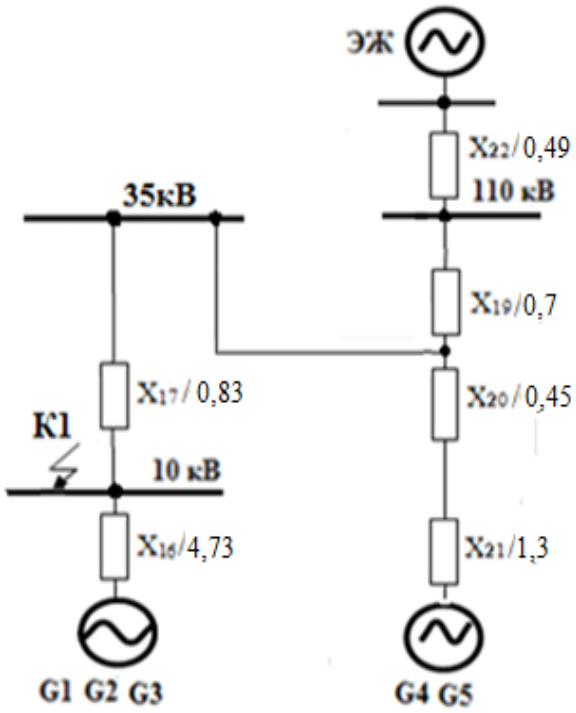
$$x_{17} = \frac{x_4 \cdot x_5}{x_4 + x_5} = \frac{2{,}75}{3{,}32} = 0{,}83;$$

$$x_{19} = \frac{x_7 \cdot x_{10}}{x_7 + x_{10}} = \frac{1{,}96}{2.8} = 0.7;$$

$$x_{20} = \frac{x_8 \cdot x_{11}}{x_8 + x_{11}} = \frac{0{,}81}{1.8} = 0{,}45;$$

$$x_{21} = \frac{x_{14} \cdot x_{15}}{x_{14} + x_{15}} = \frac{6{,}76}{5{,}2} = 1{,}3;$$

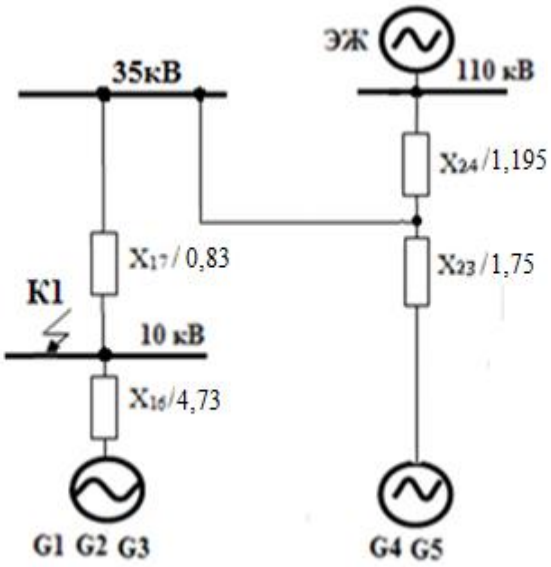
$$x_{22} = \frac{x_{12} \cdot x_{13}}{x_{12} + x_{13}} = \frac{0{,}98}{1{,}98} = 0.49.$$



2.9 сурет - ГТЭС-ның алмастыру сұлбасы

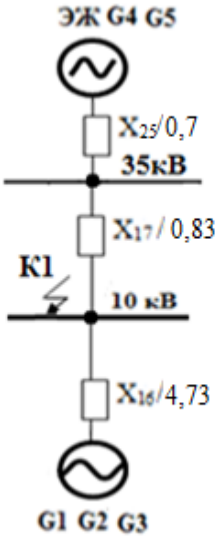
$$x_{23} = x_{20} + x_{21} = 0{,}45 + 1{,}3 = 1{,}75;$$

$$x_{24} = x_{22} + x_{19} = 0{,}495 + 0{,}7 = 1{,}195.$$



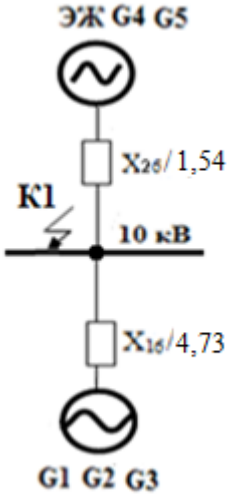
2.10 сурет - ГТЭС-ның алмастыру сұлбасы

$$x_{25} = \frac{x_{23} \cdot x_{24}}{x_{23} + x_{24}} = \frac{2,09}{2,94} = 0,7.$$



2.11 сурет - ГТЭС-ның алмастыру сұлбасы

$$x_{26} = x_{17} + x_{25} = 0,7 + 0,83 = 1,54;$$



2.12 сурет - ГТЭС-ның алмастыру сұлбасы

Қысқа тұйықталу нүктесі 10 кВ-тық тарату құрылғысында болғандықтан $U_{ОРТ.К1}$=10,5 кВ тең болады.

Базалық ток:

$$I_{б} = \frac{S_{б}}{\sqrt{3} \cdot U_{ОР,К3}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 55кА.$$

Үшфазалы ҚТ болғандағы G1, G2, G3 генераторларындағы ток:

$$I_{П,0G1,G2,G3} = \frac{E''_{*}}{x_{16}} I_{б} = \frac{1.08}{4,73} \cdot 55 = 12,55кА,$$

мұндағы G1,G2,G3 тоғы :

$X_р$ – тармақтағы кедергісінің нәтиже көрсеткіші;

$I_б$ – базалық тоқ.

Үшфазалы ҚТ болғандағы энергожүйедегі және G4 және G5 генераторларындағы ток:

$$I_{П,0G4,G5} = \frac{E''_{*}}{x_{26}} I_{б} = \frac{1,08}{1,54} \cdot 55 = 38,57кА.$$

К1 нүктесіндегі қысқа тұйықталу тоқтарының қосындысы:

$$I_{П,0} = 12,55 + 38,57 = 51,12кА;$$

ҚТ кезінде соққы тогын анықтау.

Орынбасу сүлбесіндегі соққы токтары:

G1, G2, G3 генераторлары: $k_{у} = 1,935$ [12,1987,150б].

$$i_{y1} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{П,01} = \sqrt{2} \cdot 1{,}935 \cdot 12{,}55 = 34{,}24 кА.$$

G4 және G5 генераторы: $k_y = 1{,}935$ [12,1987,150б].

$$i_{y2} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{П,02} = \sqrt{2} \cdot 1{,}935 \cdot 38{,}57 = 105{,}23 kA.$$

Қорытынды соққы ток:

$$i_y = i_{y1} + i_{y2} = 34{,}24 + 105{,}23 = 139{,}47\ кА.$$

10 кВ кернеуге коммутациялық аппаратарды таңдау.
Номинал ток:

$$I_{ном} = I_{кал} = \frac{32 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10.5 \cdot 10^3 \cdot 0{,}8} = 2{,}2\ kA.$$

Апаттан кейінгі немесе жөндеу режіміндегі ең үлкен ток:

$$I_{max} = \frac{32 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10.5 \cdot 0{,}95 \cdot 10^3 \cdot 0{,}8} = 2{,}31 kA.$$

Осы мәндерге қарап ВВГ-10-160 $U_{ном} = 10\,кВ$, $I_{ном} = 125\,кА$, $t_{\theta.у.} = 0{,}14 с$ ажыратқыштарын таңдаймыз. Бұл ажыратқыштың түйіспелерінің өзіндік сөндіру уақыты 0,14с [2,2014.434б].

Есептелу уақыты $\tau = t_{РК} + t_{\theta.у.} = 0{,}01 + 0{,}14 = 0{,}15 с$.

G1, G2, G3 генераторларынан ағатын токтың апериодикалық құраушысы τ уақытында:

$$i_{a,t,G1,G2,G3} = \sqrt{2} \cdot I_{n,0,G1,G2,G3} \cdot e^{\frac{-t}{Ta}} = \sqrt{2} \cdot 12{,}55 \cdot e^{\frac{-0{,}15}{0{,}15}} = 6{,}52\ кА.$$

мұнда $T_a = 0{,}15 с$ [12,1987,150б].

Эквивалентті жүйеден ағатын токтың апериодикалық құраушысы τ уақытында:

$$i_{a,t,C} = \sqrt{2} \cdot I_{n,0,C} \cdot e^{\frac{-t}{Ta}} = \sqrt{2} \cdot 38{,}57 \cdot e^{\frac{-0{,}15}{0{,}15}} = 20{,}06 кА.$$

мұнда $T_a = 0{,}15 с$ [12,1987.150б].

Қысқа тұйықталу тогының толық квадраттық импульсі:

$$B_к = I^2{}_{n,0,к3}(t_{айыр} + T_a) = 51{,}12^2 \cdot (0{,}15 + 0{,}15) = 783{,}97 кА^2 \cdot c.$$

Ажыратқыштарды таңдау шарты:

$$U_{УСТ} \le U_{НОМ}; \quad (2.15)$$

$$I_{МАХ} \le I_{НОМ}; \quad (2.16)$$

$$I_{n,\tau} \le I_{ОТК,НОМ}; \quad (2.17)$$

$$i_{a,\tau} \le I_{A,НОМ} = \sqrt{2} \cdot \beta_Н \cdot I_{ОТК,НОМ5} / 100; \quad (2.18)$$

$$\sqrt{2} \cdot I_{n,\tau} + I_{a,\tau} \le \sqrt{2} \cdot I_{ОТК,НОМ} \cdot \left(\frac{\beta_Н}{100} + 1 \right); \quad (2.19)$$

$$I_У \le I_{дин}; \quad (2.20)$$

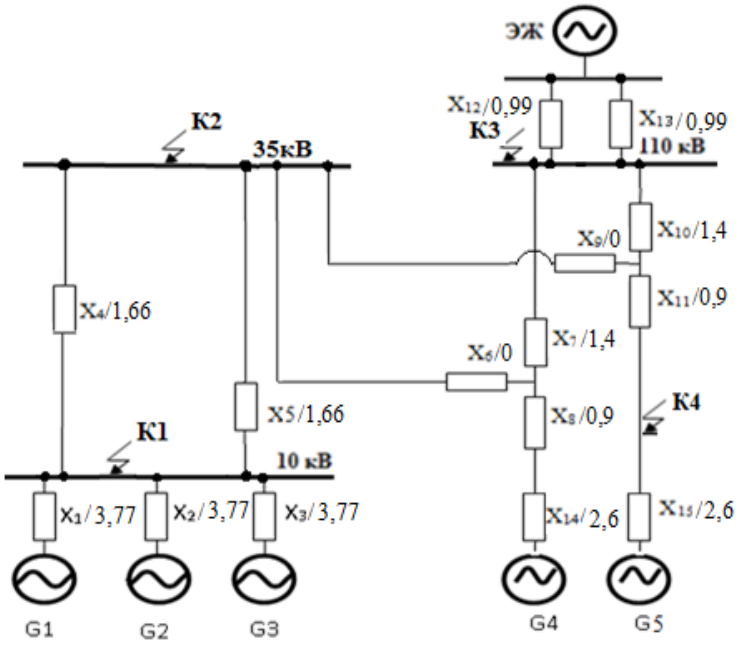
$$B_К \le I^2{}_{n,0} \cdot (t_{ОТК} + T_a); \quad (2.21)$$

Бұл өрнекте $t_{айыр}$=0,055 доғаны сөндіретін камерадағы ажырату уақыты.

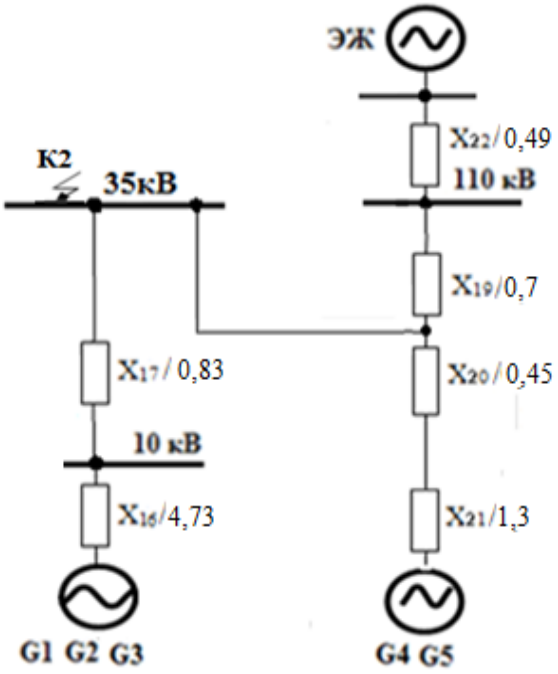
2.13 кесте – Ажыратқыш және айырғыш каталогтық және есептік берілгендерін салыстыру.

Есептің мәні	Ажыратқыш ВВГ-10-160	Айырғыш РВР-10
$U_{НОМ}$ =10 кВ	$U_{НОМ}$ =10 кВ	$U_{НОМ}$ =10 кВ
$I_{МАХ}$ =2,31 кА	$I_{НОМ}$ =125 кА	$I_{НОМ}$ =4000
$I_{n,\tau}$ =6,52 кА	$I_{АЖР,НОМ}$ = 160кА	-
$i_{a,\tau}$ =20,06 кА	$I_{A,НОМ} = \sqrt{2} \cdot \beta_Н \cdot I_{АЖР,НОМ} / 100 =$ $\sqrt{2} \cdot 30 \cdot 160 / 100 = 67{,}8$ кА	-
$\sqrt{2} \cdot I_{n,\tau} + I_{a,\tau} =$ $\sqrt{2} \cdot 6{,}52 + 20{,}06 = 29{,}28$кА	$\sqrt{2} \cdot I_{АЖР,НОМ} \cdot (\beta_Н / 100 + 1) =$ $\sqrt{2} \cdot 160 \cdot (30 / 100 + 1) = 293{,}28$кА	-
$I_{n0К}$=51,12 кА	$I_{дин}$=160 кА	-
$i_у$=139,47 кА	$t_{дин}$ =140кА	$I_{дин}$=180 кА
$B_к = I^2{}_{n,0} \cdot (t_{отк} + T_a) =$ $= 783{,}97 кА^2 \cdot c$	$I^2{}_{n,0} \cdot (t_{ОТК} + T_a) = 160^2 \cdot 0{,}3 = 7680$ $кА^2 \cdot c$	$I^2{}_{ТЕР} \cdot t_{ТЕР} = 45^2 \cdot 4 =$ $8100 кА^2 \cdot c$

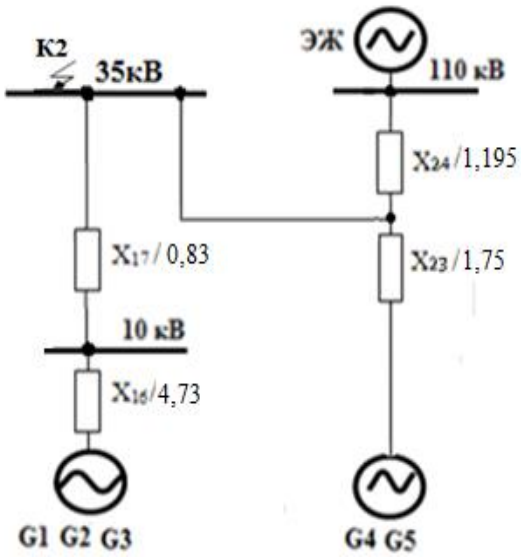
К-2 нүктесі бойынша қысқа тұйықталу тогын есептеу
Электр сұлбасын алмастыру жолдары:



2.13 сурет - ГТЭС-ның алмастыру сұлбасы

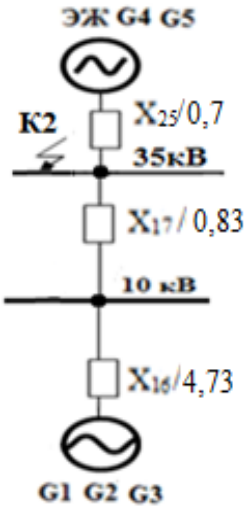


2.14 сурет - ГТЭС-ның алмастыру сұлбасы



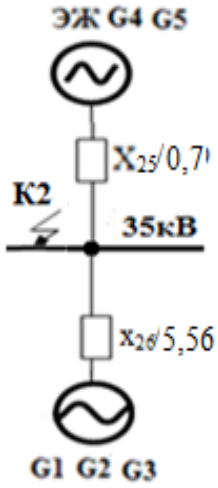
2.15 сурет - ГТЭС-ның алмастыру сұлбасы

$$x_{25} = \frac{x_{23} \cdot x_{24}}{x_{23} + x_{24}} = \frac{2{,}09}{2{,}945} = 0{,}7.$$



2.16 сурет - ГТЭС-ның алмастыру сұлбасы

$$x_{26} = x_{17} + x_{16} = 0{,}83 + 4{,}73 = 5{,}56.$$



2.17 сурет - ГТЭС-ның алмастыру сұлбасы

Қысқа тұйықталу нүктесі 35кВ-тық тарату құрылғысында болғандықтан $U_{ОРТ.К2}$ =37 кВ тең болады.

Базалық ток :

$$I_б = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_{ОР,К3}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 15{,}6кА.$$

Үшфазалы ҚТ болғандағы G1, G2, G3 генераторларындағы ток:

$$I_{П,0G1,G2,G3} = \frac{E''_*}{x_{25}} I_б = \frac{1{,}08}{0{,}7} \cdot 15{,}6 = 24{,}06кА.$$

G1, G2, G3 генераторлары: $k_У = 1{,}95$ [2,2014.222б].

$$i_{У1} = \sqrt{2} \cdot k_У \cdot I_{П,01} = \sqrt{2} \cdot 1{,}95 \cdot 24{,}06 = 66{,}15кА.$$

Үшфазалы ҚТ болғандағы энергожүйедегі және G4 және G5 генераторларындағы ток:

$$I_{П,0G4,G5} = \frac{E''_*}{x_{26}} I_б = \frac{1{,}08}{5{,}56} \cdot 15{,}6 = 3{,}03кА.$$

G4 және G5 генераторы: $k_У = 1{,}955$ [2,2014.222б].

$$i_{У2} = \sqrt{2} \cdot k_У \cdot I_{П,02} = \sqrt{2} \cdot 1{,}955 \cdot 3{,}03 = 8{,}35кА.$$

К-2 нүктесіндегі қысқа тұйықталу тоқтарының қосындысы:

$$I_{П,0}к2 = 24{,}06 + 3{,}03 = 27{,}09кА.$$

К-2 нүктесіндегі қорытынды соққы тоғының қосындысы:

$$i_у = i_{у1} + i_{у2} = 66{,}15 + 8{,}35 = 74{,}5\,кА.$$

35 кВ кернеуге коммутациялық аппаратарды таңдау.
Номинал ток:

$$I_{ном}=I_{кал}=\frac{32\cdot10^6}{\sqrt{3}\cdot37\cdot10^3\cdot0{,}8}=0{,}62\,kA.$$

Апаттан кейінгі немесе жөндеу режіміндегі ең үлкен ток:

$$I_{max}=\frac{32\cdot10^6}{\sqrt{3}\cdot37\cdot0{,}95\cdot10^3\cdot0{,}8}=0{,}65\,kA.$$

Осы мәндерге қарап ВВУ-35-40 $U_{ном}=35\,кВ$, $I_{ном}=1000\,А$, $t_{\theta.у.}=0{,}07\,с$ ажыратқыштарын таңдаймыз. Бұл ажыратқыштың түйіспелерінің өзіндік сөндіру уақыты 0,07с [2,2014.433б].

Тоқтың периодикалық және апериодикалық мәнін есептеу.
Есептелу уақыты $\tau = t_{РК} + t_{\theta.у.} = 0{,}01 + 0{,}07 = 0{,}08\,с$

G1, G2, G3 генераторларынан ағатын токтың апериодикалық құраушысы τ уақытында:

$$i_{a,t,G1,G2,G3} = \sqrt{2}\cdot I_{п,0,G1,G2,G3}\cdot e^{\frac{-t}{Ta}} = \sqrt{2}\cdot 24{,}06\cdot e^{\frac{-0{,}08}{0{,}2}} = 22{,}08\,кА,$$

мұнда $T_а = 0{,}2\,с$ [2,2014.222б].

Эквивалентті жүйеден ағатын токтың апериодикалық құраушысы τ уақытында:

$$i_{a,t,С} = \sqrt{2}\cdot I_{п,0,С}\cdot e^{\frac{-t}{Ta}} = \sqrt{2}\cdot 3{,}03\cdot e^{\frac{-0{,}08}{0{,}25}} = 3{,}1А,$$

мұнда $T_а = 0{,}25\,с$ [2,2014,222б].

Қысқа тұйықталу тогының толық квадраттық импульсі:

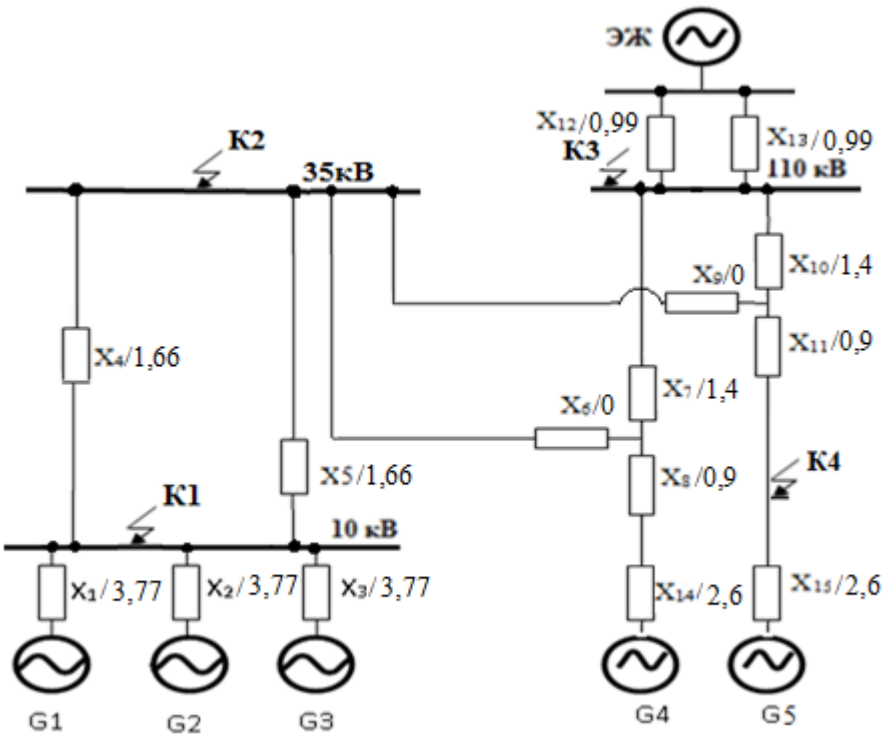
$$B_к = I^2{}_{п,0,к3}(t_{айыр} + T_а) = 27{,}09^2\cdot(0{,}07 + 0{,}25) = 234{,}83\,кА^2\cdot с.$$

Бұл өрнекте $t_{айыр}$=0,07 доғаны сөндіретін камерадағы ажырату уақыты.

2.14 кесте – Ажыратқыш және айырғыш каталогтық және есептік берілгендерін салыстыру [2,2014.430б].

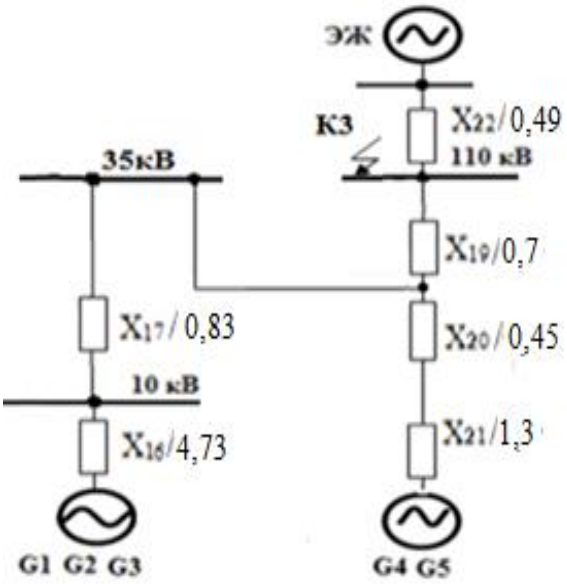
Есептің мәні	Ажыратқыш ВВУ-35-40	Айырғыш РВ-35
$U_{НОМ}$ =35 кВ	$U_{НОМ}$ =35 кВ	$U_{НОМ}$ =35 кВ
$I_{МАХ}$ =650 кА	$I_{НОМ}$ =1000 А	$I_{НОМ}$ =1000
$I_{n,\tau}$ =22,08 кА	$I_{АЖР,НОМ}$ = 40кА	-
$i_{a,\tau}$ =3,1 кА	$I_{А,НОМ} = \sqrt{2}\cdot\beta_{Н}\cdot I_{АЖР,НОМ}/100 =$ $\sqrt{2}\cdot 30\cdot 40/100 = 16{,}92$ кА	-
$\sqrt{2}\cdot I_{n,\tau} + I_{a,\tau} =$ $\sqrt{2}\cdot 22{,}08 + 3{,}1 = 34{,}23$кА	$\sqrt{2}\cdot I_{АЖР,НОМ}\cdot(\beta_{Н}/100+1) =$ $\sqrt{2}\cdot 40\cdot(30/100+1) = 73{,}32$кА	-
$I_{n0К}$=27,09 кА	$I_{дин}$=40 кА	-
$i_{у}$=74,5 кА	$t_{дин}$ =100 кА	$I_{дин}$=80 кА
$B_{к} = I^{2}{}_{n,0}\cdot(t_{отк}+T_{a}) =$ $= 234{,}83 кА^{2}\cdot с$	$I^{2}{}_{n,0}\cdot(t_{ОТК}+T_{a}) = 40^{2}\cdot 0{,}31 = 496$ $кА^{2}\cdot с$	$I^{2}{}_{ТЕР}\cdot t_{ТЕР} = 20^{2}\cdot 4 =$ $1600 кА^{2}\cdot с$

К-3 нүктесіндегі қысқа тұйықталу тогын есептеу.
Электр сұлбасын алмастыру жолдары:



2.18 сурет - ГТЭС-ның алмастыру сұлбасы

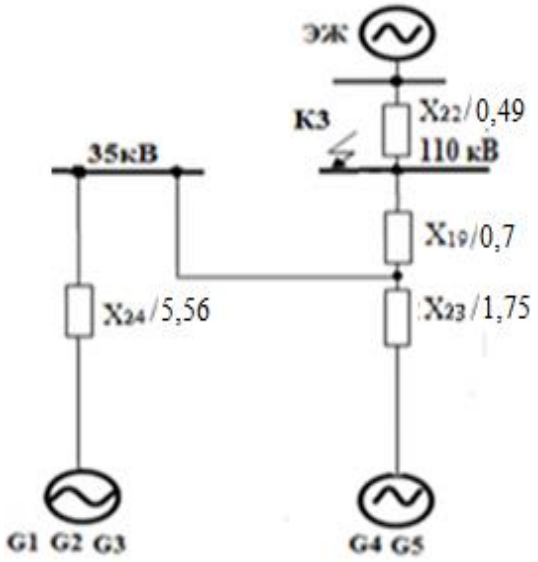
$$x_{22} = \frac{x_{12} \cdot x_{13}}{x_{12} + x_{13}} = \frac{0{,}98}{1.98} = 0{,}49.$$



2.19 сурет - ГТЭС-ның алмастыру сұлбасы

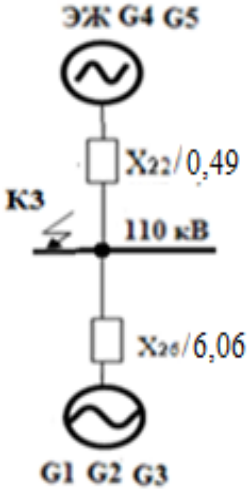
$$x_{23} = x_{21} + x_{20} = 1{,}3 + 0{,}45 = 1{,}75;$$

$$x_{24} = x_{17} + x_{16} = 0{,}83 + 4{,}73 = 5{,}56.$$



2.20 сурет - ГТЭС-ның алмастыру сұлбасы

$$x_{25} = \frac{x_{23} \cdot x_{19}}{x_{23} + x_{19}} + x_{24} = \frac{1{,}225}{2{,}45} + 5{,}56 = 6{,}06.$$



2.21 сурет - ГТЭС-ның алмастыру сұлбасы

Қысқа тұйықталу нүктесі 115кВ-тық тарату құрылғысында болғандықтан $U_{ОРТ.К3}$ =115 кВ тең болады.

Базалық ток :

$$I_б = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_{ОР,К3}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5{,}02кА.$$

Үшфазалы ҚТ болғандағы G1, G2, G3 генераторларындағы ток:

$$I_{П,0G4,G5} = \frac{E''_*}{x_{22}} I_б = \frac{1{,}08}{0{,}49} \cdot 5{,}02 = 11{,}06кА.$$

G1, G2, G3 генераторлары: $k_У$ =1,975 [2,2014.222б].

$$i_{У1} = \sqrt{2} \cdot k_У \cdot I_{П,01} = \sqrt{2} \cdot 1{,}975 \cdot 11{,}06 = 30{,}79кА.$$

Үшфазалы ҚТ болғандағы энергожүйедегі және G4 және G5 генераторларындағы ток:

$$I_{П,0G1,G2,G3} = \frac{E''_*}{x_{25}} I_б = \frac{1{,}08}{6{,}06} \cdot 5{,}02 = 0{,}89кА.$$

G4 және G5 генераторы: $k_У$ =1,98 [2,2014,222б].

$$i_{У2} = \sqrt{2} \cdot k_У \cdot I_{П,02} = \sqrt{2} \cdot 1{,}98 \cdot 0{,}89 = 2{,}48кА.$$

К-3 нүктесіндегі қысқа тұйықталу тоқтарының қосындысы:

$$I_{П,0}к3 = 11{,}06 + 0{,}89 = 11{,}95кА;$$

К-3 нүктесіндегі қорытынды соққы тоғының қосындысы:

$$i_y = i_{y1} + i_{y2} = 30,6 + 2,48 = 33,08 кА.$$

115 кВ кернеуге коммутациялық аппаратарды таңдау.
Номинал ток:

$$I_{ном} = I_{кал} = \frac{60 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 10^3 \cdot 0,8} = 0,37\ kA.$$

Апаттан кейінгі немесе жөндеу режіміндегі ең үлкен ток:

$$I_{max} = \frac{60 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 0,95 \cdot 10^3 \cdot 0,8} = 0,39\ kA.$$

Осы мәндерге қарап. ВВК-110Б-20 $U_{ном} = 110\ кВ$, $I_{ном} = 1000\ А$, $t_{\theta.у.} = 0,07\ с$ ажыратқыштарын таңдаймыз. Бұл ажыратқыштың түйіспелерінің өзіндік сөндіру уақыты 0,07с [2,2014.434б].

Тоқтың периодикалық және апериодикалық мәнін есептеу.
Есептелу уақыты:

$$\tau = t_{РК} + t_{\theta.у.} = 0,07 + 0,01 = 0,08\ с.$$

G1, G2, G3 генераторларынан ағатын токтың апериодикалық құраушысы τ уақытында:

$$i_{a,t,G1,G2,G3} = \sqrt{2} \cdot I_{n,0,G1,G2,G3} \cdot e^{\frac{-t}{Ta}} = \sqrt{2} \cdot 11,06 \cdot e^{\frac{-0,08}{0,15}} = 9,17\ кА,$$

мұнда $T_a = 0,15\ с$ [2,2014,222б].

Эквивалентті жүйеден ағатын токтың апериодикалық құраушысы τ уақытында:

$$i_{a,t,C} = \sqrt{2} \cdot I_{n,0,C} \cdot e^{\frac{-t}{Ta}} = \sqrt{2} \cdot 0,89 \cdot e^{\frac{-0,08}{0,15}} = 0,71 кА.$$

мұнда $T_a = 0,15\ с$ [2,2014,222б].

Қысқа тұйықталу тогының толық квадраттық импульсі:

$$B_к = I^2_{n,0,к3}(t_{айыр} + T_a) = 11,95^2 \cdot (0,08 + 0,15) = 32,84\ кА^2 \cdot с.$$

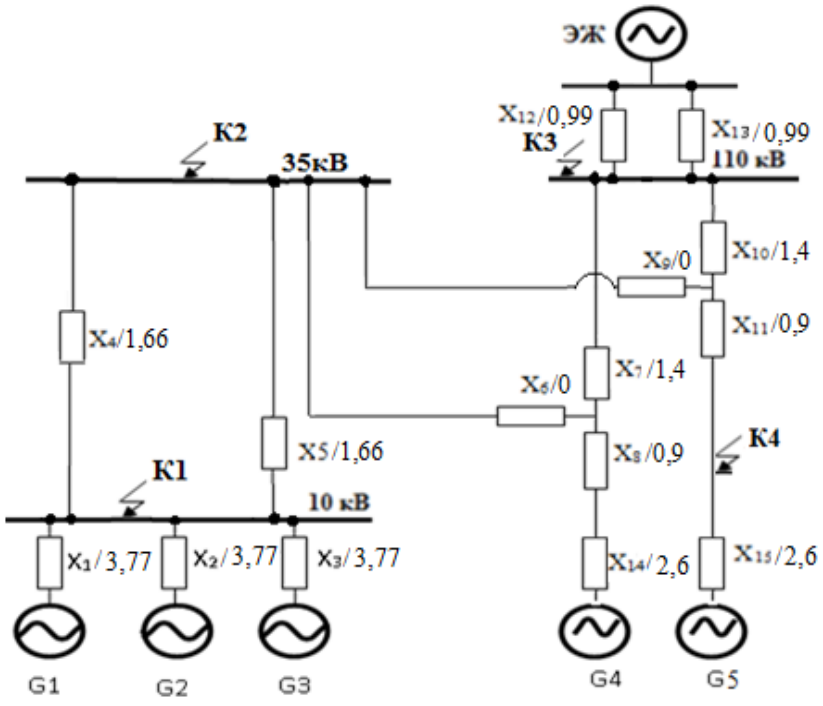
Бұл өрнекте $t_{айыр}$=0,6 доғаны сөндіретін камерадағы ажырату уақыты.

2.15 кесте – Ажыратқыш және айырғыш каталогтық және есептік берілгендерін салыстыру.

Есептің мәні	Ажыратқыш ВВК-110Б-20	Айырғыш РДЗ-110
$U_{НОМ}$ =110 кВ	$U_{НОМ}$ =110 кВ	$U_{НОМ}$ =110 кВ
$I_{МАХ}$ =390 А	$I_{НОМ}$ =1000 А	$I_{НОМ}$ =1000
$I_{n,\tau}$ =9,17 кА	$I_{АЖР,НОМ}$ = 20кА	-
$i_{a,\tau}$ =0,71 кА	$I_{А,НОМ} = \sqrt{2}\cdot\beta_{Н}\cdot I_{АЖР,НОМ}/100$ $= \sqrt{2}\cdot 50\cdot 20/100 = 14{,}1$ кА	-
$\sqrt{2}\cdot I_{n,\tau} + I_{a,\tau} =$ $\sqrt{2}\cdot 9{,}17 + 0{,}71 = 13{,}63$кА	$\sqrt{2}\cdot I_{АЖР,НОМ}\cdot(\beta_{Н}/100+1) =$ $\sqrt{2}\cdot 20\cdot(50/100+1) = 42{,}3$кА	-
$I_{n0К}$=11,95 кА	$I_{дин}$=20 кА	-
$i_{у}$=33,08 кА	$t_{дин} = 51$кА	$I_{дин}$=80 кА
$B_{к} = I^{2}{}_{n,0}\cdot(t_{отк}+T_{a}) =$ $= 32{,}84 кА^{2}\cdot с$	$I^{2}{}_{n,0}\cdot(t_{ОТК}+T_{a}) =$ $56^{2}\cdot 1 = 3136\ кА^{2}\cdot с$	$I^{2}{}_{ТЕР}\cdot t_{ТЕР} = 31{,}5^{2}\cdot 3 =$ $= 2976{,}75 кА^{2}\cdot с$

К-4 нүктесі бойынша қысқа тұйықталу тогын есептеу

Электр сұлбасын алмастыру жолдары:



2.22 сурет - ГТЭС-ның алмастыру сұлбасы

Генератор кедергісі:

$$x_1 = x_2 = x_3 = x_d'' \frac{S_б}{S_{НОМ}} = 0{,}151 \cdot \frac{1000}{40} = 3{,}77\ ш.б.$$

G4,G5 генераторларының кедергісі:

$$x_{15} = x_{14} = x_d'' \frac{S_б}{S_{НОМ}} = 0{,}195 \cdot \frac{1000}{75} = 2{,}6\ ш.б.$$

Т1,Т2 трансформаторларының кедергісі:

$$x_4 = x_5 = \frac{x_{Т\%}}{100} \cdot \frac{S_б}{S_{НОМ}} = \frac{10{,}5}{100} \cdot \frac{1000}{63} = 1.66\ ш.б.$$

Т3,АТ4 трансформаторларының кедергісін анықтау:

$$x_{ТЖ\%} = 0{,}5(u_{КЖ-Т\%} + u_{КЖ-О\%} - u_{КО-Т\%}) = 0{,}5(18{,}5 + 11 - 7) = 11{,}25\ \%;$$

$$x_{ТО\%} = 0{,}5(u_{КЖ-О\%} + u_{КО-Т\%} - u_{КЖ-Т\%}) = 0{,}5(11 + 7 - 18.5) = -0{,}25 \approx 0\ \%;$$

$$x_{ТТ\%} = 0{,}5(u_{КЖ-Т\%} + u_{КО-Т\%} - u_{КЖ-О\%}) = 0{,}5(18{,}5 + 7 - 11) = 7{,}25\%;$$

$$x_7 = x_{10} = \frac{x_{ТЖ\%}}{100} \cdot \frac{S_б}{S_{НОМ}} = \frac{11{,}25}{100} \cdot \frac{1000}{80} = 1{,}4 ш.б.$$

$$x_6 = x_9 = \frac{x_{ТО\%}}{100} \cdot \frac{S_б}{S_{НОМ}} = \frac{0}{100} \cdot \frac{1000}{80} = 0 ш.б.$$

$$x_8 = x_{11} = \frac{x_{ТТ\%}}{100} \cdot \frac{S_б}{S_{НОМ}} = \frac{7{,}25}{100} \cdot \frac{1000}{80} = 0{,}9 ш.б.$$

ЭБЖ кедергісі:

$$x_{12} = x_{13} = x_{УД} \cdot l \cdot \frac{S_б}{U_{НОМ}^2} = 0{,}4 \cdot 30 \cdot \frac{1000}{110^2} = 0{,}99 ш.б.$$

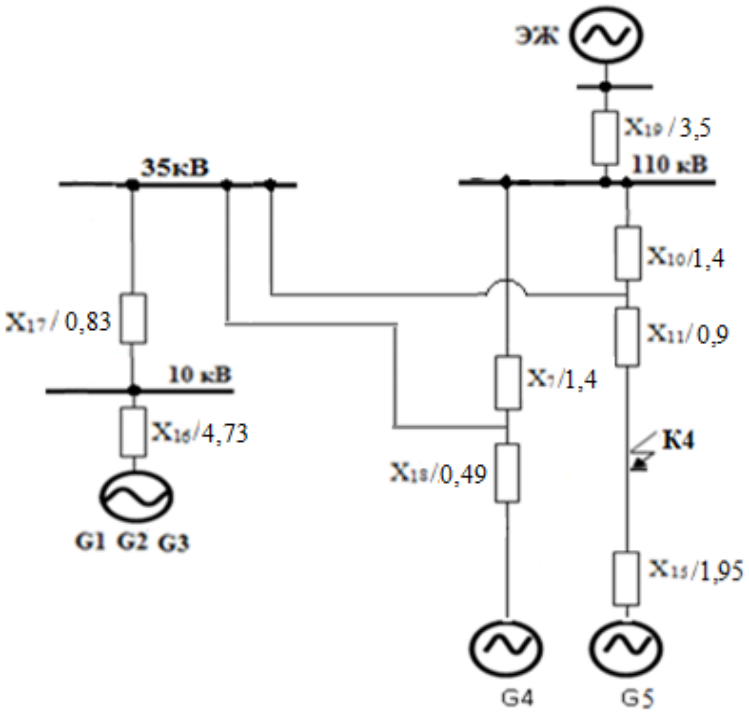
К-4 нүктесі бойынша қысқа тұйықталу тогын есептеу:

$$x_{16} = \frac{x_1 \cdot x_2 \cdot x_3}{x_1 + x_2 + x_3} = \frac{53{,}58}{11{,}31} = 4{,}73;$$

$$x_{17} = \frac{x_4 \cdot x_5}{x_4 + x_5} = \frac{2{,}75}{3{,}32} = 0{,}83;$$

$$x_{18} = \frac{x_{12} \cdot x_{13}}{x_{12} + x_{13}} = \frac{0{,}98}{1.98} = 0.49;$$

$$x_{19} = x_{14} + x_8 = 2{,}6 + 0{,}9 = 3{,}5.$$

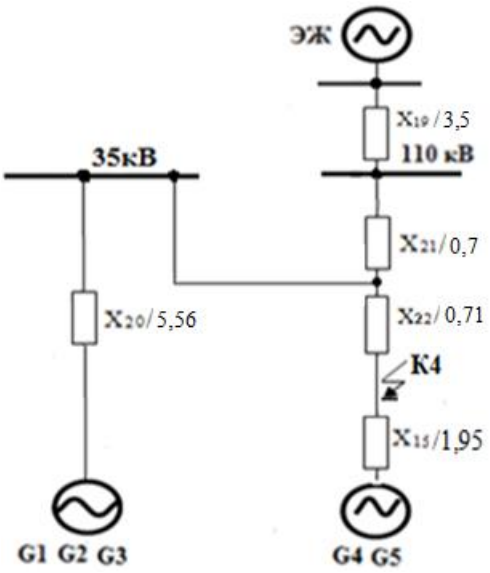


2.23 сурет - ГТЭС-ның алмастыру сұлбасы

$$x_{20} = x_{17} + x_{16} = 4{,}73 + 0{,}83 = 5{,}56;$$

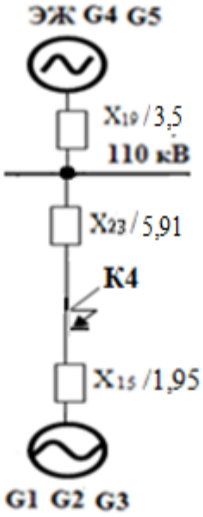
$$x_{21} = \frac{x_7 \cdot x_{10}}{x_7 + x_{10}} = \frac{1{,}96}{2.8} = 0{,}7;$$

$$x_{22} = \frac{x_{19} \cdot x_{11}}{x_{19} + x_{11}} = \frac{3{,}15}{4{,}4} = 0.71.$$



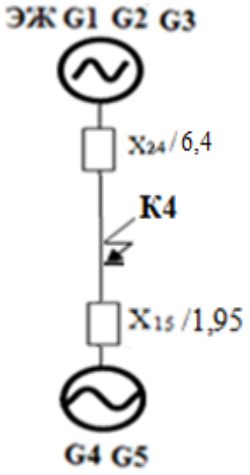
2.24 сурет - ГТЭС-ның алмастыру сұлбасы.

$$x_{23} = x_{20} + \frac{x_{22} \cdot x_{21}}{x_{20} + x_{21}} = 5{,}56 + \frac{0{,}71 \cdot 0{,}7}{0{,}71 + 0{,}7} = 5{,}91.$$



2.25 сурет - ГТЭС-ның алмастыру сұлбасы

$$x_{24} = x_{23} + x_{18} = 0{,}49 + 5{,}91 = 6{,}4.$$



2.26 сурет - ГТЭС-ның алмастыру сұлбасы

Қысқа тұйықталу нүктесі 10 кВ-тық тарату құрылғысында болғандықтан $U_{ОРТ.К4}$=10,5 кВ тең болады.

Базалық ток :

$$I_{б} = \frac{S_{б}}{\sqrt{3} \cdot U_{ОР,К3}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 55кА.$$

Үшфазалы ҚТ болғандағы энергожүйедегі және G1, G2, G3 генераторларындағы ток:

$$I_{П,0G1,G2,G3} = \frac{E''_{*}}{x_{24}} I_{б} = \frac{1,08}{6,4} \cdot 55 = 9,28кА.$$

G1, G2, G3 генераторлары:

$$i_{у1} = \sqrt{2} \cdot k_{У} \cdot I_{П,01} = \sqrt{2} \cdot 1,935 \cdot 9,28 = 25,31кА.$$

Үшфазалы ҚТ болғандағы G4 және G5 генераторларындағы ток:

$$I_{П,0G4,G5} = \frac{E''_{*}}{x_{15}} I_{б} = \frac{1,08}{2,6} \cdot 55 = 22,84кА.$$

G4 және G5 генераторы:

$$i_{У2} = \sqrt{2} \cdot k_{У} \cdot I_{П,02} = \sqrt{2} \cdot 1,935 \cdot 22,84 = 62,31kA.$$

К-4 нүктесіндегі қысқа тұйықталу тоқтарының қосындысы:

$$I_{П,0}к4 = 9,28 + 22,84 = 32,12кА;$$

К-4 нүктесіндегі қорытынды соққы тоғының қосындысы:

$$i_{У} = i_{У1} + i_{У2} = 25{,}31 + 62{,}31 = 87{,}62 кА.$$

115 кВ кернеуге коммутациялық аппаратарды таңдау.
Номинал ток:

$$I_{ном} = I_{кал} = \frac{60 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10{,}5 \cdot 10^3 \cdot 0{,}8} = 5{,}06\, kA.$$

Апаттан кейінгі немесе жөндеу режіміндегі ең үлкен ток:

$$I_{max} = \frac{60 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10{,}5 \cdot 0{,}95 \cdot 10^3 \cdot 0{,}8} = 5{,}33\, kA.$$

Осы мәндерге қарап ВВГ-10-160. $U_{ном} = 10\, кВ$, $I_{ном} = 125\, кА$, $t_{\theta.у.} = 0{,}14\, с$ ажыратқыштарын таңдаймыз. Бұл ажыратқыштың түйіспелерінің өзіндік сөндіру уақыты 0,14с [2,2014,433б].

Тоқтың периодикалық және апериодикалық мәнін есептеу.
Есептелу уақыты $\tau = t_{РК} + t_{\theta.у.} = 0{,}14 + 0{,}01 = 0{,}15\, с$.

G1, G2, G3 генераторларынан ағатын токтың апериодикалық құраушысы τ уақытында:

$$i_{a,t,G1,G2,G3} = \sqrt{2} \cdot I_{n,0,G1,G2,G3} \cdot e^{\frac{-t}{Ta}} = \sqrt{2} \cdot 9{,}28 \cdot e^{\frac{-0{,}15}{0{,}15}} = 4{,}82\, кА,$$

мұнда $T_a = 0{,}15\, с$ [12,1987.149б].

Эквивалентті жүйеден ағатын токтың апериодикалық құраушысы τ уақытында:

$$i_{a,t,C} = \sqrt{2} \cdot I_{n,t,G1,G2} \cdot e^{\frac{-t}{Ta}} = \sqrt{2} \cdot 22{,}84 \cdot e^{\frac{-0{,}15}{0{,}15}} = 11{,}88 кА.$$

мұнда $T_a = 0{,}15\, с$.

Қысқа тұйықталу тогының толық квадраттық импульсі:

$$B_к = I^2_{n,0,к3}(t_{айыр} + T_a) = 32{,}12^2 \cdot (0{,}15 + 0{,}1) = 309{,}5\, кА^2 \cdot с.$$

Бұл өрнекте $t_{айыр}$ = 0,15 доғаны сөндіретін камерадағы ажырату уақыты.

2.16 кесте – Ажыратқыш және айырғыш каталогтық және есептік берілгендерін салыстыру.

Есептің мәні	Ажыратқыш ВВГ-10-160	Айырғыш РВРЗ-10
$U_{НОМ}$ =10 кВ	$U_{НОМ}$ =10 кВ	$U_{НОМ}$ =10 кВ
$I_{МАХ}$ =5,33 кА	$I_{НОМ}$ =125 кА	$I_{НОМ}$ =4000
$I_{n,\tau}$ =4,82 кА	$I_{АЖР,НОМ}$ = 160кА	-
$i_{a,\tau}$ =11,88 кА	$I_{А,НОМ} = \sqrt{2}\cdot\beta_{Н}\cdot I_{АЖР,НОМ}/100 =$ $\sqrt{2}\cdot 40\cdot 160/100 = 90{,}5$кА	-
$\sqrt{2}\cdot I_{n,\tau} + I_{a,\tau} =$ $\sqrt{2}\cdot 4{,}82 + 11{,}88 = 18{,}69$кА	$\sqrt{2}\cdot I_{АЖР,НОМ}\cdot(\beta_{Н}/100+1) =$ $\sqrt{2}\cdot 160\cdot(40/100+1) = 316{,}78$кА	-
$I_{n0К}$=32,12 кА	$I_{дин}$=160 кА	-
$i_{у}$=87,62 кА	$i_{дин}$=140 кА	$I_{дин}$=180 кА
$B_{к} = I^{2}{}_{n,0}\cdot(t_{отк}+T_{a}) =$ $= 309{,}5 кА^{2}\cdot с$	$I^{2}{}_{n,0}\cdot(t_{ОТК}+T_{a}) = 40^{2}\cdot 3 = 4800\ кА^{2}\cdot с$	$I^{2}{}_{ТЕР}\cdot t_{ТЕР} = 45^{2}\cdot 1 =$ $2025 кА^{2}\cdot с$

2.4 Тоқ және кернеу трансформаторларын таңдау

Тоқ трансформаторының таңдау шарттары:

$$U_{КОН} \le U_{НОМ} \qquad (2.22)$$

$$I_{НОМ.Есептік} \le I_{НОМ} \qquad (2.23)$$

Дәлдік класымен:

$$i_{У} \le i_{дин} \qquad (2.24)$$

$$B_{К} \le I^{2}{}_{ТЕР}\cdot t_{ТЕР} \qquad (2.25)$$

2.17 кесте – К-1 нүктесі үщін ТПЛ10-У3 ток трансформаторын таңдаймыз [2,2014,438 б].

К-1 мәндері	Трансформатор мәндері
$U_{НОМ}$ =10 кВ	$U_{НОМ}$ =10 кВ
$I_{НОМ.Есептік}$ =2,31 кА	$I_{НОМ}$ = 200 кА
$i_{у}$=139,47 кА	$i_{дин}$=165 кА
$B_{К} = 783{,}97\ кА^{2}с$	$I^{2}{}_{ТЕР}\cdot t_{ТЕР}$=3468 $кА^{2}с$

2.18 кесте – К-2 нүктесі үщін ТФЗМ35 – У1 ток трансформаторын таңдаймыз [2,2014,437 б].

К-2 мәндері	Трансформатор мәндері
$U_{НОМ}$ =35 кВ	$U_{НОМ}$ =35 кВ
$I_{НОМ.Есептік}$ =650 кА	$I_{НОМ}$ =800 кА
$i_у$=74,5 кА	$i_{дин}$=107 кА
$B_К = 234{,}83\ кА^2 с$	$I^2_{ТЕР} \cdot t_{ТЕР}$=2883 $кА^2 с$

2.19 кесте – К-3 нүктесі ТФЗМ110 – У1 ток трансформаторын таңдаймыз [2,2014,437 б].

К-3 мәндері	Трансформатор мәндері
$U_{НОМ}$ =110 кВ	$U_{НОМ}$ =110 кВ
$I_{НОМ.Есептік}$ =390 кА	$I_{НОМ}$ =400 кА
$i_у$=33,08 кА	$i_{дин}$=62 кА
$B_К = 32{,}84\ кА^2 с$	$I^2_{ТЕР} \cdot t_{ТЕР}$=588 $кА^2 с$

2.20 кесте – К-4 нүктесі үщін ТВЛ10 – У3 ток трансформаторын таңдаймыз [2,2014,437 б].

К-1 мәндері	Трансформатор мәндері
$U_{НОМ}$ =10 кВ	$U_{НОМ}$ =10 кВ
$I_{НОМ.Есептік}$ =5,33 кА	$I_{НОМ}$ =300 кА
$i_у$=87,62 кА	$i_{дин}$=175 кА
$B_К = 309{,}5\ кА^2 с$	$I^2_{ТЕР} \cdot t_{ТЕР}$=3468 $кА^2 с$

Кернеу трансформаторларын таңдау

Енді кернеу трансформаторын тандау шарттары [2,2014,440-439Б]:

$$-U_{КОН} \le U_{НОМ} \qquad (2.25)$$

- конструкциясы және орамының қосылуы схемасымен;

$$-S_{2РАС} \le S_{2НОМ} \qquad (2.26)$$

2.21 кесте – кернеу трансформаторын таңдаймыз

1-кернеу трансформаторы	2-кернеу трансформаторы	3-кернеу трансформаторы	4-кернеу трансформаторы
$U_Н$ =10 кВ	$U_Н$ =35кВ	$U_Н$ =110кВ	$U_Н$ =10кВ
$U_{1Н}$ =10 кВ	$U_{1Н}$ =35кВ	$U_{1Н}$ =110кВ	$U_{1Н}$ =10кВ

2.21 кестенің жалғасы

1-кернеу трансформаторы	2-кернеу трансформаторы	3-кернеу трансформаторы	4-кернеу трансформаторы
U_{2H}=10 кВ	U_{2H}=35кВ	U_{2H}=110кВ	U_{2H}=10кВ
$S_{пред}$=630 ВА	$S_{пред}$=1000 ВА	$S_{пред}$=2000 ВА	$S_{пред}$=960 ВА
НОЛ.08	ЗНОЛ - 35	НКФ-110-58	НТМИ -10 - 66

3 Өміртіршілік қауіпсіздік ережесі

3.1 ГТЭС электр жабдықтарын пайдалануда өрт қауіпсіздігін қамтамасыз ету

Өрт дегеніміз – бұл адамның өмірі мен денсаулығына, қоғам мен мемлекетке зиянын тигізіп, қоршаған ортаға үлкен материалдық шығын келтіретін, қоршаған ортадағы заттардың бақылаусыз жануы. Өрт қауіпсіздігі – бұл өрт болу мүмкіндігін болдырмау және оның пайда болған кезінде адамдарға, құрылыс және материалдық құндылықтарға өрттің қауіпті факторларының жағымсыз әсерлерін жою үшін қажетті шараларды қолдану керек Газ турбиналы электр станциясында өрт қауіпсіздігін қамтамасыз ету бойынша ұйымдық шаралар жұмысшылар мен қызметкерлерді өрт қауіпсіздігі ережелерін оқыту, өрт қауіпті заттармен және материалдармен жұмыс істеу тәртібі туралы нұсқаулар, өрт қауіпсіздігі туралы ережелер әзірлеу, өрт қауіпсіздігін қамтамасыз ету бойынша көрнекті үгіт құралдарын қолдану болып табылады.

Өрт сөндіру құралдары 2-ге бөлінеді:

- Қол көмегімен жұмыс істейтін құралдар (құм салынған жәшіктер, асбест жабындары, өртке қарсы құрал-саймандары бар тақталар; химиялық көпіршікті от сөндіргіштер; ұнтақты отсөндіргіштер; көміроттекті отсөндіргіштер; хладонды отсөндіргіштер; құрама отсөндіргіштер);
- Өртке қарсы жүйелер (сумен жабдықтау жүйелері; көпіршікті генераторлар; автоматты сигнал беру құралдарын қолдану арқылы автоматты өрт сөндіру жүйелері).
- Өрт болу мүмкіндігін болдырмау және оның пайда болған кезінде адамдарға, құрылыс және материалдық құндылықтарға өрттің қауіпті факторларының жағымсыз әсерлерін жою үшін қажетті шараларды қолдану болып саналады. Өрттен қорғану үшін спринклерлік өрт сөндіру жүйесін қолдануға болады.

ГТЭС – да өрт қауіпсіздігін қамтамасыз ету бойынша маңызды шара нысанның өрттен қорғауын ұйымдастыру болып табылады. Ол қорғалатын нысандардың өрттен алдын алуын және жедел қорғауын қамтамасыз етеді.
Өрттің пайда болу себебі электрлік өнімдердің авариялық жұмыс режимде болуы мүмкін: қысқа тұйықталу, өткізгіштердің машинаның аппараттың қызып кетуі; ұшқын мен электр доғасы; үлкен ауыспалы кедергі, ЭДС индуктивтілейтін магниттік ағынның өзгеру нәтижесі, пассивті метал бөлшектерінде пайда болатын құйынды тоғы.

ГТЭС – да электр цехтарда өрт келесі себептерден туындауы мүмкін:

1) жұмыс істеп тұрған машиналардың, құралдардың ұшқындануы және қызуынан, жүйедегі шамадан тыс тоқ немесе сымдардың қиылысу кезінде тоқтардың тұйықталу салдарынан;

2) құралдарды, қондырғыларды қосу немесе айыру кезіндегі дұрыс емес операциялар жасағанда;

3) ауамен араласқан сутегі қоспаларының, жанғыш газдардың, майлардың т.б. өздігінен тұтануы т.б.

ГТЭС – да өрттен қорғану үшін төмендегідей шаралар қарастырылады:

- жанғыш заттардың түзілуінен қорғау;
- жанғыш заттардың түзілуінен және оларға тұтану көзін әкелуден қорғау;
- жанғыш заттардың температурасы мен қысымын тұтану бойынша рұқсат етілген мәнінен тұрақты ұстап тұру;
- жанғыш заттардың мөлшерін анықтау.
- мүмкіндігінше жанбайтын және қиын жанатын заттар мен материалдарды пайдалану;
- жанатын заттарды оқшаулау;
- өрт сигнализациясы және хабарлау құралын қолдану;
- әріптестік және жеке тұлғалық оттан қорғану құралын қолдану;
- өрт сөндіру құралдарын қолдану.

Өрт сөндіру құралдарының негізгілері:

1) суы бар, құм салынған ыдыстар және от сөндіргіш құралы;

2) брезент, асбест көрпе, тез тұтанатын сұйықтардың аз мөлшерін сөндіруге пайдаланылады;

3) құм аз мөлшердегі жанғыш сұйықтарды сөндіруге қолданылады;

4) химиялық көбік қатты және сұйық заттардың сөндіруге арналған.

Қолданылатын от сөндіргіш құралдардың түрлері:

а) көмірқышқылды (КҚ-5) от сөндіргіш – мазут, тозаң және 1000В –қа дейінгі электр қондырғыларындағы өртті сөндіруге арналған;

б) үйлестірілген көбікті от сөндіргіш (ҮК-5)- 1000В-қа дейінгі электр қондырғыларындағы және кез-келген өртті сөндіруге раналған;

в) химиялық көбікті от сөндіргіш (ХК-10) – тез тұтанатын материалдарды сөндіруге арналған.

ГТЭС – да өрт сөндіру крандарымен және қолмен сөндіруге арналған шлангалармен жабдықталған. Өртке қарсы тәртіп ережелерге, инструкцияларға, өндіріс жетекшілерінің бұйрықтарына сәйкес анықталады. Өндірістің өрт қауіпсіздігі жауапкершілігі өндіріс жетекшісіне, ал бөлімдердің жауапкершілігі цех бастығына жүктеледі Турбина цехының өрт қауіпсіздігі 72 жауапкершілігі цех бастығына, ал ауысымдарда ауысым бастығына жүктеледі. Өндірісте инженер-техникалық қызметкерлер, жұмысшылар қатыстырылуымен өз еркімен өрт сөндірушілер дружинасы құрылады. Олардың мақсаты өртке қарсы тәртіптің орындалуын және сақталуын бақылайды. Өрт қауіпсіздігі ережелерін сақтау және алғашқы сөндіру құралдарын пайдалану бойынша жұмыстар жүргізеді.

Газ турбиналы цехының жұмыс орны және жұмыс бөлмелері , электрстанциялардың жылулық цехтарының бөлмелері Жалпы Қауіпсіздік Техника Ережелеріне талаптарына жауап беруімен қамтамасыз етілуі керек.

Жұмыс орнында авариялық жарық құралдары , сияқты жабдық көрсеткіштері және жұмыс істеп тұрған қондырғыны бақылап тұратын,қондырғылар болуы

тиіс. Электр станциядағы авариялық апат жағдайларында қажет етілетін ауыстырып қосуларды орындауы керек.

Авариялық жарық жоқ жерде,ауысым бойынша аккумуляторлық шамдар берілуі тиіс, өйткені олардың көмегімен жұмыс орнында қондырғыны қарап шығуға болады.

Газ турбиналық цехында өртке қауіпсіз құрылғылар болуы тиіс: өрт крандары, өрт сөндіргіш, құм жәшіктері инвертарлы аспаптар Өрт қауіпсіздігін қорғау ережелерімен қарастырылатын құрылғылар болуы керек.
Майлаушы майларды жұмыс орнында кішкене көлемде арнайы арналған металдық жәшіктерде сақтауға болады. Сүрткіш материалдарды арнайы жабық таза және ластағыш деп бөлетін құрғақ жәшіктерде орналасуы тиіс. Барлық баспалдақтар, өткелдер аландар дұрыс болуға тиіс.

Металдан жасалған барлық баспалдақтар, металдық аландар, көпірлер рифленген болаттан немесе тегіс парқты металдан орындалуы керек.

Конденсациялық бөлмеде құдықтардың әр түрлі каналдары және люк еденмен бетімен бірдей қылып жабылған болуға тиісті. Газ турбиналық цехындағы бөлмелерде едендер таза және құрғақ болуы тиіс. Төгілген май тез арада сүртілуі керек. Барлық жанып тұрған беттер, жылулық оқшауламасының болуы керек. Цехта алғашқы көмек көрсету үшін, дәрілер мен орайтын бинттері бар дәрі қорапшасы болуы.Жабдықта қызмет көрсетуде сақтағыш құрал-саймандарсыз және қоршауларсыз тетіктердің жіберуі рұқсат етілмей жатыр немесе кілегейлен бекітілген қоршаулармен.

Жұмыс кезінде барлық сорғы қондырыларының агрегаттары, қосылғыш муфталармен басқа айналмалы бөлшектер үшін арнайы қаптары болуы тиіс, өйткені қызмет көрсету персоналының киімдері ілініп қалмау үшін. Жұмыс істеп тұрған машиналарды сүртіп тазалаған кезде, қолды сақтандырғыш қоршауларының артына салуға тыим салынады. Сүртіп тазалаған кезде, сүрткіш материалды қолға немесе саусақтарға оранбауы керек, ол кезде сүрткішті айналмалы бөлшекке ілініп қалса, қолға ауыр жарақат тиюі мүмкін.
Бір уақытта зардап шегушіге көмек беруімен қатар, болған жағдай туралы ауысым бастығына хабар беріп, ары қарай оның бұйрығы бойынша іс жүргізу керек. Барлық қызмет көрсететін персонал зардап шегушіге алғашқы көмек көрсетуді білу керек. Алғашқы көмек көрсететін кезекші персонал, істеп тұрған қондырғыны бақылау керек. Смена бастығы, қайғылы жағдай туралы хабардар болған кезде, міндетті түрде дәрігерді шақыртып, станцияның кезекші инженеріне және қауіпсіздік техникасына жауап беретін инженерге, турбинді цехының инженеріне хабарлау керек. Ауысым басшысы келген медициналық персоналға, зардап шегушеге көмек көрсетуге, соның ішінде(ауруды көшіруге, оны дәріханаға жеткізуге) міндетті . Зардап шугешіні ауруханаға жіберген соң, ауысым бастығы жағдайдың қалай болғанын анықтап, қайғылы оқиға туралы акт жазу керек.

3.2 Электр қауіпсіздігін қамтамасыз ету шаралары

Жұмыс орнындағы электр қауіпсіздігінің техникалық шараларын ұйымдастыру. Электр қауіпсіздігінің техникалық шараларын ұйымдастыру 3-ке бөлінеді. Бұларды орындайтын жұмысшылар электр қондырғыларын іске қосу үшін өте білімді жауапты маман болуы тиіс.

1) оперативтік персонал — кезекші электротехникалық персонал — бүкіл қарамағындағы электр қондырғысын іске қосып және соларға жауап береді.

2) жөндейтін персонал— бұлар электр қондырғысын жөндеп, реттеп, монтаждау сияқты жұмыстарына жауап береді.

3) оперативтік жөндеу персоналы — бұлар жөндеу, реттеу, монтаждаумен қоса, бүкіл электр қондырғысын іске қосып, және сол қондырғыларға жауап береді.

Электр қондырғысын жөндейтін, әрі іске қосатын жұмысшы, денсаулығы мықты, ешқандай науқас емес және білікті, білімді болуы керек, әрбір жұмысшы электрлік жұмысқа барар алдында электр қауіпсіздігі туралы емтихан тапсырып өздерінің білімдерін тексереді Электр қауіпсіздігі жөнінде курстық сабақтар өтіп жұмыс орнында квалификациялық комиссиялар жұмысшыларды тексереді. Өндірістік шарттарда электр қауіпсіздігі электр қондырғының сәйкес құрылымымен, техникалық әдістерін және қорғаныс құралдарымен, техникалық ұйымдастырушы шаралармен қамтамасыз етіледі.

Электр қауіпсіздігінің мәселесі дұрыс шешілуі, адамның электр энергияны, әртүрлі жағдайларда қауіпсіз қолдануымен қамтамасыз етілу керек. Электр қондырғының транспорттағы және транспорттық құрылыстағы бөлігі шаң-тозаң және дымқы ылғалды атмосфералық шықтың әсерінен қолайсыз жағдайларда жұмыс істейтінін ескеру қажет. Аталған жағдайларда адамдарды электр тогымен зақымдану қауіптілік дәрежесін анағұрлым жоғарлатады. Сондықтан, электр тогын түрлендіру, тұтыну және электр жабдықтаумен байланысты жұмысты жүргізу электр қауіпсіздік ережелерін білуді қажет етеді.

Электр қондырғының бірнеше түрі мен ережені бұзып жұмыс істеген кезде, адаммын өміріне қауіп төнеді.

Электр қауіпсіздік ережесін сақтамай, ток жүретін қондырғының ашық жеріне тиген кезде, көп жағдайларда адамдардың жарақат алуына және де кейде адам өліміне әкеледі.

Электр энергияның тиімді жоғарғы болуына қарамастан, электр станцияларындағы газ турбинасы жазда жұмысты көп қажет етпейді және оларға тұтынушыларды іздеу қажет болады.Экономикалық тиімділік бойынша өнеркәсіп орынды электр энергиясымен қамтамасыз ету, максималды дәрежеде Жел электр станцияларындағы электр энергиясы аз дәрежеде қолданылады. Негізгі мәселелердің бірі- тек қана электр энергиясын , соның ішінде жылулық электр энергисяын тұтынатын қондырғыларды мезгіл бойынша тұтынатынын жабуы болып табылады.

Турбинаны іске қосып жіберу , соның ішінде майлы жүйесінің ақауы болған жағдайда, рұқсат етілмей жатыр. Ол өз кезегінде турбина қалқаншаларының маймен сүртілуін қамтамасыз ететін. Майдың сапасы стандартқа сәйкес қамтамасыз етілуі тиіс, ал бактағы оның деңгейі , реттеу жүйесінің толтыруы бойынша төмен болмауы тиісті.

Майлы өткізгіштер тығыз және сенімді болуы керек.Барлық техника қауіпсіздігінің талаптары қатаң сақтануы тиісті Май өткізгіштерінің тығыз емес болуы, жүйе сылауларының және турбина тоқтауына акеліп соғады. Қарастырылатын жерлерде май өткізгіштерінде дәлдік класын қажет ететін манометрлер орнатылуы керек. Бұлардың көмегімен май қысымын дәл өлшеуге болады Негізге қондырғылар(резервты және авариялық) жұмыс істеген кезде. Қауіпсіздік талаптары төменде келтірілген:

Жұмыс істер алдында:

- Жұмысқа киетін киімді қалпына келтіру: бас киім кию, шашты жинау, арнайы аяқ киім.

- Арнайы аяқ киім: жеңіл және жабық болуы тиісті.

- Жұмыс орнын жақсылап карап шығу,қалпына келтіру, жұмысқа қажет емес заттарды алып тастау. Жұмысқа қажетті құрылғыларды, материалдарды ыңғайлы және қауіпсіз жерде сақтау керек. Жұмыс істейтін құрылғының жұмыс қабілеттігіне тексеру.

- Жұмыс орнынидағы жарықтың жеткілікті болуына тексеру.

- Егерде қажеттілік ретінде көшірмелі қолға алып жүретін лампаны қолданса, шнурдың жұмыс істеуі және оқшауланғанына көз жеткізу керек. Бұларда кернеудің 36 В болғанына көз жеткізу керек.

- Жұмыс орнынидағы еденнің таза және сырғанап қалатын сұйықтықтардың болмауы тиіс.Ең қауіпті жерлер қоршалған және қондырғылар жерге тұйықталған.

- Жүкті көтергенде немесе көшіргенде кран көтеруші адамға сигнал берішу бір адам болуы керек.

- Қондырғыны өңдеу схемасын алдын-ала таңдау және өңдеу тәсілін ойластыру.

- Құрылғыны қолданар кезде көзге қорғаушы көзілдірік міндетті түрде тағу. Егерде қорғауыш экран болса, оны шетке ысырмай өз қауіпсіздігін үшін қолдану.

- Айналмалы қондырғыларды қадағалау.

- Арнайы өткізгіштіті қолданып қондырғыда электр тоғы бар ма , жоқ па соған тексеру.

- Қысылған қысымы бар құрылғылармен қолданғанда, қауіпті болуы керек, өйткені оның ағыны бетке немесе құлаққа абайсызда түспей қалу үшін.

Электр станцияларында жұмыс істейтін электрқондырғылары қауіпсіздік шаралары бойынша орындалуына қарай:

- Кернеуді алу бойынша;

- тоқ өткізгіш бөліктеріндегі кернеуді алмай ;

- кернеуі бар, тоқ өткізгіш бөліктерден бөлек, кернеуді өлшеп алмай.

3.3 Қорғаныстық жерге қосу құрылғысына есеп жүргізу; Ашық тарату құрылғыларын найзағайдан қорғау шаралары, есебін жүргізу

Қорғаныстық жерлендіру – бұл кернеу астында ток өткізбейтін металл бөліктерінің жермен әдейі жалғануы Ол электр қондырғысының корпусына жанасу жағдайында және корпусқа тұйықталу салдарынан кернеу астында қалған, басқа да ток өткізбейтін металл бөліктерін электр тогынан зақымданудан қорғайды. Электр машинасы мен трансформаторлардың, аппараттар мен басқару шкафтарының жарықтандырғыштың, тарату қалқанының каркастары, кабельдік конструкциялар мен жалғайтын муфталардың, электр өткізгіштің құбырлары және т.б. металл корпустары жерлендіріледі Қорғаныстық жерлендірудің маңыздылығы – токтың негізгі бөлігі жермен өту үшін, ал жанасу кернеуі қауіпсіз шамаға төмендейтіндей, адам денесінің кедергісінен анағұрлым аз, барлық металл конструкциялары жермен аз кедергімен жалғанады. Сәйкес адамдарды электр тоғының әсерінен қорғау үшін келесідей қорғаныс амалдары орындалуы тиіс:

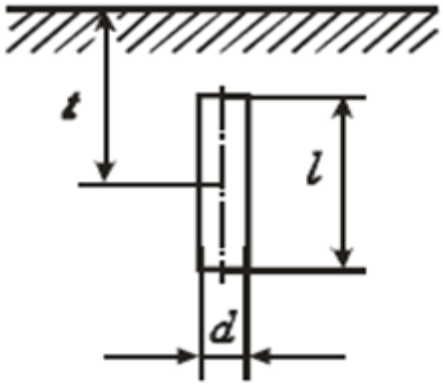
- қоғанысты жерлендіру;
- нөлдеу;
- қорғанысты ажырату;
- жүйені қорғаныстық бөлу;
- аз кернеу;
- екі есе оқшауламаларды қолдану;
- кездейсоқ жанасудан қорғау;
- оқшаулама қорғаныс құралдары.

Жерлендіргіштің кедергісі – қорғаныстың жерлендіргіш құрылғысын сипаттайтын негізгі параметрі болып табылады Қорғаныс жерлендіргіштің кедергісі жасанды жерлендіргіштері орнатылған топырақтың өлшеміне, пішініне, тереңдігіне және ылғалдылығына тәуелді болады.

Жерге қосу құрылғысын есептеу.

Жерлендіргіштің кедергісі - қорғаныстың жерлендіргіш құрылғысын сипаттайтын негізгі параметрі болып табылады. Қорғаныс жерлендіргіштің кедергісі жасанды жерлендіргіштері орнатылған топырақтың өлшеміне пішініне, тереңдігіне және ылғалдылығына тәуелді болады.

Жерге кандай да бір тереңдікте тік орнатылған бір құбырлы жерлендіргіштің кедергісі:



d - жерлендіргіштің диаметрі, м; *l* - жерлендіргіштің ұзындығы, м;
t_0 - жер бетінен санағандағы арақашықтық, м
3.1 сурет - Тік жерлендіргіш.

$$t=t_0+l/2, \text{ м} \qquad (3.1)$$

Мұндай жерлендіргіштің кедерісі төменгі формуламен есептелінеді:

$$R_{ТР}=0{,}366\frac{\rho_р}{l}\left(\lg\frac{2l}{d}+\frac{1}{2}\lg\frac{4S+l}{4S-l}\right), \text{Ом} \qquad (3.2)$$

мұндағы $\rho_р$- топырақтын есептік кедергісі Ом·м.

Онда

$$\rho_р = \rho_{гр} \cdot К_с, \text{ Ом} \cdot \text{м} \qquad (3.3)$$

мұндағы $\rho_{гр}$ – топырақтың электр кедергісінің меншікті бейімделген шамасы,Ом·м.

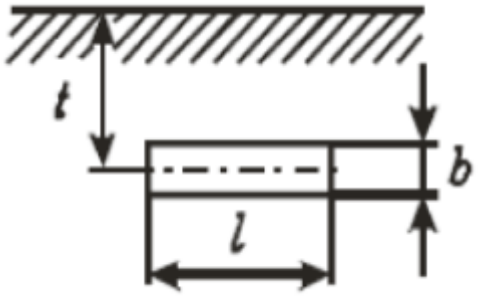
K_c - жыл мерзіміндегі топырақтын. электр кедергісін жоғарлану мүмкіндігін есептейтін, мерзімдік коэффициенті.

Тік электродтардың N санын қолдану коэффициенті $К_{кт}$ арқылы анықтаймыз:

$$N = \frac{R_{ТР}}{\eta_{ТР} r_c} \qquad (3.4)$$

Мұндағы $\eta_{ТР}$ - құбыр мен бұрыштардағы жерлендіргіштердің қолдану коэффициенті;
r_c - жерлендіргіш құрылғының шектік рұқсат етілген шамасы, Ом;
$r_з$=4Ом U=1000В кернеулі электр жүйелері үшін;

$r_з$=0,5 және 10 Ом 1000В аса кернеулі жүйелері үшін, сәйкесінше жерлендірілген және оқшауланған бейтараптамалар.



b - жолақтын ені, м; *l* - жолақтың ұзындығы, м; *t* - беттен арақашықтық, м

3.2 сурет – көлденең жерлендіргіш

Осы жерлендіргіштің кедергісі төменгі формуламен есептелінеді:

$$R_Г=0{,}366\frac{\rho_p}{L}\left(\lg\frac{2\cdot L^2}{b\cdot t0}\right), \text{ Ом.} \qquad (3.5)$$

Жолақтың қимасы 100-120 мм^2 кем емес болу керек. Жалғанатын жолақтың ортақ ұзындығы (яғни, тігінен орналасқан жерлендіргіштерді қосады):

$$L = 1{,}05\ a \cdot n, \qquad (3.6)$$

мұндағы *a* - тік жерлендіргіштер арасындағы арақашықтық, м

n - тік жерлендіргіштердің саны.

Жерлендіргіш құрылғының ортақ кедергісі:

$$R_{гр} = \frac{R\cdot R}{R\cdot\eta+n\cdot R}, \text{ Ом.} \qquad (3.7)$$

мұндағы h_n - байланыс жолағын қолдану коэффициенті.

Берілгені: кернеуі 10 кВ оқшаулама бейтараптамалы торап; ұзындығы *l*=3,5 және диаметрі d=0,05 тік электродтар; топтық жерлендіргіштегі құбырлар арасындағы арақашықтық a=7 м; ені b=0,05 м көлденең болат жолақ; орналасу тереңдігі t_0=0,5 м; топырақ - құмдақ. Диспетчерлік орталығы III климаттықаймақта орналасқан. Жерлендіргіш сұлбасы - контурлы Табиғи жерлендіргіштер жоқ.

Шешімі:

1) кернеуі 100 кВ асатын және кернеуі 10 кВ оқшаулама бейтараптамалы торабы қолданғандықтан, жерлендіргіш құрылғының рұқсат етілген кедергісі $R_З \leq 10$ Ом.

2) Кесте 4.1 бойынша құмдақ үшін меншікті кедергісі $\rho_{гр}$=400 Ом·м.

III климаттық аймаққ үшін, нормаға сай мерзімдік коэффициенті:

$К_с$=1,5 тік электродтар үшін.

$К_с$=2 көлденен жолақтар үшін.

Онда топырактын есептік меншікті кедергісі:

- тік электродтар үшін:

$$\rho_р = \rho_{гр} \cdot К_с = 400 \cdot 1{,}5 = 600 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

- көлденең жолақтар үшін:

$$\rho_р = \rho_{гр} \cdot К_с = 400 \cdot 2 = 800 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

3) t_0 орналастыру тереңдігінде тік электродтардың кедергісі келесі формуламен анықталады:

$$R_{ТР} = 0{,}366 \frac{\rho_р}{l}\left(\frac{2l}{d} + \frac{1}{2}\lg\frac{4S+l}{4S-l}\right) \text{ Ом},$$

мұндағы $S = t_0 + 0{,}5l = 0{,}5 + 0{,}5 \cdot 3.5 = 2.25$м.

$$R_{ТР} = 0{,}366 \cdot \frac{600}{3{,}5}\left(\lg\frac{2 \cdot 3{,}5}{0{,}05} + \frac{1}{2}\lg\frac{4 \cdot 2{,}25 + 3{,}5}{4 \cdot 2{,}25 - 3{,}5}\right) = 145 \text{Ом}.$$

4) $\eta_в$=1 болганда, 3.3. формуласы бойынша тік құбырлардың бастапқы санын анықтаймыз:

$$n_1 = \frac{R_в}{\eta_в R_з} = \frac{145}{1 \cdot 4 \approx} = 36{,}25 \approx 36,$$

n_1=36 мен a/*l*=7/3,5=2 қатынасы үшін, 3.5 кестеден интерполяцияны есептегендегі колдану коэффициентін аныктаймыз $\eta_{В1}$=0,59.

Тік электродтар санын нақтылаймыз:

$$n_2 = \frac{R_в}{\eta_{в1} R_з} = \frac{145}{0{,}59 \cdot 4} = 61{,}4 \approx 61.$$

n_2=61 мен a/*l* =2 үшін 3.5 кесте бойынша $\eta_{В2}$ =0,55 анықтаймыз:

$$n_3 = \frac{R_в}{\eta_{в2} R_з} = \frac{145}{0{,}55 \cdot 4} = 65{,}9 \approx 66.$$

nз=66 мен a/*l* =2 үшін 3.5 кесте бойынша вз=0,54 анықтаймыз:

$$n_4 = \frac{R_в}{\eta_{в3} R_з} = \frac{145}{0 \cdot 54 \cdot 4} = 67{,}1 \approx 67.$$

Осылайша, nз мен n4 арасындағы айырмашылық 1 кем, сондықтан пайдалану коэффициенті в=0,54 тең, тік электродтар санын n=66 қабылдаймыз.

5) t_0 орналасу тереңдігінде жолақты жерлендіргіштің кедергісі:

$$R_Г = 0{,}366 \frac{\rho_р}{L} \left(\lg \frac{2 \cdot L^2}{b \cdot t0} \right) \text{Ом}, \qquad (3.8)$$

мұндағы L - контурлы сұлбадағы жалғанатын жолақтың ұзындығы, 4.5 формуласымен анықталады:

$$L = 1{,}05 \text{ a} \cdot \text{n} = 1{,}05 \cdot 66 \cdot 5 = 346{,}5 \text{м}.$$

Олай болса,

$$R_Г = 0{,}366 \frac{\rho_р}{L} \left(\lg \frac{2 \cdot L^2}{b \cdot t0} \right) = 0{,}366 \frac{800}{346{,}5} \cdot \lg \frac{2 \cdot 346.5^2}{0.05 \cdot 0.5} = 4.81 \text{Ом}.$$

6) a/*l* = 2 қатынасындағы және n=66 электрод санында контурлы сұлбадағы $\eta_г$=0,265 г жалғанғыш жолақты пайдалану коэффициентін анықтаймыз.

7) Топтық жерлендіргіш таралуының ортақ кедергісін анықтаймыз:

$$R_{гр} = \frac{R_B \cdot R_Г}{R_B \cdot \eta_Г + R_Г \cdot \eta_B} = \frac{145 \cdot 4{,}81}{145 \cdot 0{,}265 + 644{,}55 \cdot 0{,}55} = 1{,}775 \text{Ом}.$$

Топтық жерлендіргіштің кедергісі жерлендіргіш құрылғының рұқсат етілген кедергісінен аз болғандықтан, яғни $R_{гр} < R_з$, онда процесстің t_0=0,5 м тереңдігіндегі ұзындығы L=346,5 м және ені b=0,05 м болат жолақпен контурлы сұлбаға жалғанған, ұзындығы 1=3,5 м және диаметрі d=0,05 м 64 тік электродты қорғаныс жерлендірілуі.

Есепке сәйкес, электродтардың нақты саны N = 78.

Найзағайдан қорғаныс.

Атмосфералық электр разрядтары өрт, жарылыс, адам өліміне соқтыратын салдар себептері болуы мүмкін. Статистикалық мәліметтер бойынша өрттің 7% -сі найзағайдан болады. Сонымен қатар оның екіншілікті

қайталануы болуы мүмкін, найзағай ұрған кезде жерден оқшауланған металл заттарда электромагниттік және электростатикалық әсер етуден жоғары кернеулі электр тогы пайда болады. Осы үлкен потенциалдар сымдар, жер бетіндегі немесе жер асытындағы металл құрылымдар арқылы тасымалдану мүмкін.

«Ғимараттар мен құбылыстарды жобалау және найзағай қорғанысын құру бойынша нұсқаулыққа» (СН 305-77) сәйкес іске асырылған жарылыстан, өрттен ғимарат мен құрылыстардың, жадбық пен материалдардың сақталуын және адамдардың қауіпсіздігін қамтамасыз ету үшін тағайындалған қорғаныс құрылғыларының кешені найзағай қорғанысы деп аталады.

Найзағай қорғанысы құрылғыларының үш категориясы бар. Нақты мекен орындағы найзағай әрекетінің жиілігін «ТМД аумағындағы күн күркіреуінің күркіреу сағаттық есебінің орташа жылдық ұзақтығының картасына» және ауа райы қызметінің деректеріне сәйкес анықтайды.

I категория бойынша ТМД-нің кез келген жерінде В-1, В-11 өрт қауіпті зоналарындағы өнеркәсіптік ғимараттар мен құрылыстардығ найзағай қорғанысы іске асырылады.

II категория бойынша жылына орташа найзағай әрекеті 10 және одан астам сағат көлеміндегі жерде орналасқан. және В-Iа, В-16 және В-IIа класс зоналарына жататын орындағы өнеркәсіптік ғимараттар мен құрылыстың найзағай қорғанысы іске асырылады.

III категория бойынша найзағай қорғаныс басқа көптеген өндірістік, ауыл шаруашылық тұрғын және қоғамдық. ғимараттардың, құрылыстардың, түтін мұржаларының суайдауыш мұнаралардың өрт мұнаралардың және т.б. өрт қауіпсіздігін, отқа төзімділігін найзағай соғу санын орташа күн күркіреу әрекетін ескере отырып, іске асырылады.



3.3 сурет – найзағайдан қорғаныс

4 Экономикалық бөлім

Бұл жұмыста мен қуаты 210 МВт ГТЭС-ті жобалауды қарастырамын. Қарастырылып отырған ГТЭС 210 МВт қуатты өндіреді, алты турбогенератордан 3х32МВт және 2х60МВт тұрады.

Мен жобалап жатқан ГТЭС қала және аудан тұрғындарын электр энергиясымен қамтамасыз ету және де осы мекеменің орналасу ережелерін осы аймаққа байланыстырып қарастырамыз.

Жобаланып жаткан ГТЭС 10 жылда ақталады.

Бұл жобада пайдаланатын агрегаттардың мәндеріне үңілетін болсақ:

Екі ТВФ-60-2,ТВС-32 турбогенераторлар.

Екі ТРДНС-63000 /35 туріндегі трансформаторлар,

Екі ТДТН-80000/110 түріндегі трансформаторлар.

4.1 Электр энергиясын тұтыну

Қазіргі кезде Республикамызда көптеген энергия өндіретін серіктестіктер жеке меншікте. Ең ірілері мемлекеттің меншігінде қалады, бірақ олардың бір бөлігі көп мезгілде Республикадағы ұсақ жұмысқа емес, уақытша пайдалануды көздеген жеке шет ел инвесторларының (қаржы салушылар) басқаруында.

Қаржыландыру көзі болып жеке инвесторлар табылады. Бірақ мемлекет электр энергиясы болып табылатын стратегиялық өнімді бақылап отыруы керкек Сондықтан жаңа станциялардың құрылысы болашақта шет ел капиталы қатысуымен бірлескен кәсіпкер қорында жасалады. Сонымен қатар Қазақстандағы бизнесмендерінің қаржы салулары да жоққа шығарылмаған. ЖЭО-тары технологиялық және техникалық режімдері бір - бірімен өзара тығыз байланысты. Тарифті тағайындау станциялардың параллельді жұмыс істеу шарттарында тағайындалғант Жаз мерзімінде қолдану технологиялары бу және жылу энергиясының тұтынушылары аз болғандықтан экономикалық жағынан тиімді емес. Жабдықтарды ұзақ мерзім қолдану себебінен олар ескіреді, физикалық жағынан тозады (62%), істен шығу коэффициенттері қазіргі жағдайда 0,9% құрайды. Станциялар өндіретін электрэнергияның бағасы жоғары, сырттан тасымалданатын электрэнергияға қарағанда.

4.1 кесте – Батыс Қазақстан аймағында ішкі қажеттіліктің жобалануы

Көрсеткіштер	2005	2010	2015	2020	2030
Тұтыну, млрд. кВт/сағ	12,2	13,5	15,3	18,3	22,0

Арнайы шараларсыз Қазақстанның батыс бөлігінің энергетикасы қолдана алатын жалпы ресурстар 2020 жылдың соңында 20,5-21,5 млрд.кВтсағ - ты құра алады, күткен қажеттілік 18,3 млрд.кВтсағ Электр энергиясын көп мөлшерде тұтынудың басты себебі Қазақстан аймақтарының индустриалануы, мемлекеттің және өнеркәсіптің дамуы.

Егер 2013 жылы елдегі электр қуаттарын тұтыну 77,9 млрд кВт/сағ құраса, деректер бойынша 2015 жылы, тұтыну 7,3 пайызға өсіп, 83,62 млрд кВт/сағ құрады. Бұл арада 2000 жылы Қазақстанда электр қуатын тұтынудың көлемі 55 млрд кВт/с кем болды Мамандақтардың болжамы бойынша электр қуаттарын тұтыну жылға сайын өсуде.

Газдың жалпы әлемдік қоры Қазақстан Республикасының үлесінің статистикалық деректер бойынша шамамен 1,1% құрады, газ қоры бойынша әлем рейтингіндегі 15 орында тұр.Мұнай газының үлесі 50% жетеді және артып бара жатыр сондықтан. компания оның утилизациясы бойынша шара қолдануда, оның бірі ретінде оны ГТЭС үшін отын ретінде паидалана алады. Республикамызда газ қорының барлық орындарында мұнай мен газ конденсаттарының қатар журуі болып табылады.

Өнеркәсіптік деңгейдегі бос газдың қорлары 70, газ конденсатты және мұнай- газ орындары табылғаан. Өңдеуде неркәсіптік денгейдегі газдың алғашқы қорларының 86% байланыстағы шамамен 30 орында тұр.

Бұл ретте газ өндірілетін орындар бойынша алғашында алынатын газ қорларының не бары, 5% құрайды Қазақстанның отын-энергетикалық баланстағы табиғи газдың үлесі 16%-дан астамын құрады. Аймақтықпен бірге газ қорларын салыстырғанда табиғи газ ресурстарының. маңызды бөлігі Атырау облысында – шамамен 43%, содан кейін Маңғыыстау облысында - 29%, кейін Батыс Қазақстанда – 19% және Ақтөбе облысында - 5%.

4.2 Экономиқалық қауіпсіздігі.

Экономикалық қауіпсіздік номиналдан 10-12 % дан астамы роторлардың айналу жиілігін арттыру кезінде немесе ГТҚ-ға қойылатын техникалық шарттарында көрсетілген мәніне байланысты іске қосылуды реттейді.ГТҚ пайдалану кезінде компрессорға сорылып алынатын ауаның тозаңдауын төмендеуді қамтамасыз ететін жолдары және ауа қондырғыларына бөгде қалдықтардың түсу мүмкіндігін шектейтін шаралар:

1.бос алаңдарға шөп отырғызу;

2.көгалды жайластыру;

3.жолдарды асфальттау;

4.суару құрылыстары.

Ауаны тазарту жүйесі 0,3 мг/м^2 артық емес орташа жылдық тозаңдану барысында ауамен ГТҚ-ның компрессорын қамтамасыз етілуі тиіс, бұл ауада тозаңданатың коңцентрациясы 20мкм артық көлемінде 0,03 мг/м^3 жоғары болуы керек. Жылына 100 сағаттан көп емес (жоғары тозаңдану кезінде) қысқа мерзімдегі көлемі 30 мкм көп емес бөлшектермен 5 мг/мі дейінгі тозаңданатын концентрациясына жол беріледі Пайдалану барысында ауа

сүзгісінің жай-күйі тұрақты бақыланып отыруы керек. Олардан май немесе басқа материалдың ГТҚ-ның сору трактісіне шығарылуына жол бермейді. Айына кемінде 2 рет ауа сүзгілері тозаң мен шаңнан тексеріп және тазартуы тиіс (егер ГТҚ базалық режимде істесе, онда оның жақындағы жоспарлы тоқталымында).

Газа турбиналы электр станциялар Қазақстан үшін әлі жаңа деп айтса болады. Бұндай станциялар Тенгизде Қарашығанақта және Құмкөлде бар. Газ – ол қоршаған ортаға өз зиянын азайтуға мүмкіндік беретін арзан отын. Кен орындарындаңы газды табу тұрақты жүріп отырады, ал кәсіпорындар газдың қалдықтарын пайдаға асыруды кеңінен қарастыруда сондықтан газды жеткізумен мәселелер туындамайды.

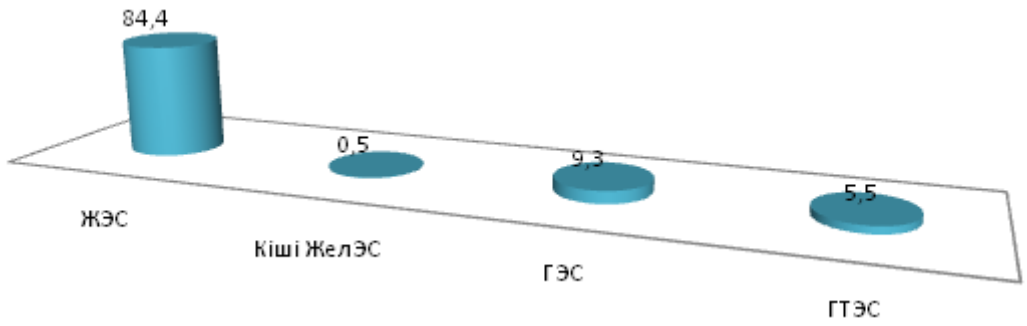
Қазақстанның аймақтық тұтынушылардың электр станцияларында электр энергия тарифінің бағасы:

- Батыс Қазақстан -4,38 тенге/кВт.сағ
- Оңт. Қазақстан обл.- 3,8-4,7 тенге/кВт.сағ

2016 ж. Бойынша Электр энергиясын өндіру – 88,6 млрд.кВт/сағ

4.2 кесте – Станциялар бойынша электр энергиясын өндіру үлесі

Станция	Үлесі
ЖЭС	84,4
Кіші ЖелЭС	0,5%
ГЭС	9,3
ГТЭС	5,5



4.1 сурет – Станцияла бойынша электр энергиясын өндіру улесінің сұлбасы

4.3 Станция салуға кететін ақша құйылымдарын анықтау

4.3 кесте - Электр станцияларының негізгі өндірістік қорларының құнын анықтау.

Электрстанцияның түрі	ГТЭС
Орнатылған қуат, МВт	210

Агрегат саны	3х32МВт 2х60 МВт
Қаржы құю, млрд. теңге	554

Соңғы АҚШ долларының өзгерісі, онда:

$$1\ \$.= 330\ тг. \qquad (4.1)$$

Айналым қаржының есепке алғанда энерго бірлестіктердің негізгі өндірістік қоры:

$$K=1,02\sum K_{CT}, \qquad (4.2)$$

$$K=1,02\cdot 554=565,08\ млрд.тенге.$$

мұндағы K_{CT} - электрлік станияға қаржы құю.

Өнімнің өзіндік құны дегеніміз, ақшалай түрде болатын кәсіпкерліктің өндіріске шығындалған қаржыларының негізгі және айналым орнын толтыратын шығындар мен қажетті өнім шығаратын адамдар еңбегіне ақы төлеу, қоғамға қажетті өндіріс шығындар мен өнімнің сатылуының бір бөлігі. Өзіндік құны өндіріс шығынының өлшеуіші ғана емес, сонымен олардың реттеуіші. Онда еңбек өнімділігі деңгейі; негізгі қорларды пайдалану деңгейі; жабдықта шикізаттар отын шығындары үнемділігі; өндірісті пайдалану және ұйымдастыру сапасы кешенді түрде көрсетіледі. Өзіндік құды азайту қоғамдық өндірістің нәтижелілігін көбейтудің негізі және өндірістің пайдасы мен тиімділігін арттырудың бірден бір жолы.

Өндірілетін электр энергияның өзіндік құнын есептегенде 1т кубаметр газ үшін 36000 тг екенін есепке аламыз Қазанда күніне шамамен 2500 тонна кубаметр газ жағылады. Жылына шамамен 900000 тонна кубаметр газ жағылады деп есепке аламыз.

Электр энергиясының шығындарына байланысты ұсталымдарды анықтау

Энергия өндіретін ұйымдарда жылдық ұстанымдар: отынға кететін шығындардар, жалақы, негізгі қорлардың амортизациясы, жөндеу, қоғамдық және т.б. керек жарақтардың қосындысы деп қарастырамыз.

$$И_{ЖШ}=\sum(И_{О}+И_{Ж}+И_{АҰ}+И_{ЖҰ}+И_{Қ.Ұ}+И_{С.Н}), \qquad (4.3)$$

мұндағы $И_{О}$ -отынға кеткен ұстанымдар, мың теңге/жыл;
$И_{Ж}$ -жалақыға кеткен ұсталымдар мың теңге/жыл;
$И_{АҰ}$ -амортизация ұсталымдары, мың теңге/жыл;
$И_{АЖ}$- ағымдағы жөндеуге кеткен ұсталымдар мың теңге/жыл;
$И_{Қ.Ұ}$ - қоғамдық және т.б ұсталымдар мың теңге/жыл;

$И_{Ө.М}$ -өзіндік ұсталымдар мың теңге/жыл.

Отынға кеткен ұсталымдар келесі өрнекпен анықталады:

$$И_О = Ц_О \cdot В_ж, \quad (4.4)$$

мұндағы $Ц_Б$ -отын бағасы, теңге Тц ;
$В_ж$ -отынның жылдық шығыны. ГВ .

Табиғи отынның бағасы:

$Ц_Б$=36000 теңге 1 мың кубаметр газ;

$$И_О = 36000 \cdot 900 \cdot 10^3 = 162 \cdot 10^9 \text{теңге/жыл.}$$

Қаржы салулар және негізгі қорлардың амортизациялық шығарылулары $И_{АҰ}$ млн.теңге шығындық немесе негізгі жабдықтардың құрылыстар, ғимараттар, қосалқы жабдықтарды жетілдіруі мен жаңартылуына шығарылатын қаржымен анықталады.

$$И_{АҰ} = \frac{di}{100} \cdot К, \quad (4.5)$$

$$И_{АҰ} = \frac{7,7}{100} \cdot 565,08 \cdot 10^9 = 43,51 \, млрд.тг.$$

мұндағы di – амортизацияның орта өлшем мөлшері (6,7-7,9) %;
К – негізгі өндірістік қорлар құны, млн.теңге.

ГТЭС-ның пайдаланатын қызметкерлер табысы $И_{ҚТ}$, млн.тг, ішінде: негізгі жұмысшы қызметкерлер табысын; инженерлі-техникалық жұмысшылар, жөндеуші қызметкерлер, әкімшілік қызметкерлер табысын кіргізеді.

$$И_{ҚТ} = n_{шт} \cdot N_y \cdot З_{ОРТ}. \quad (4.6)$$

мұндағы $n_{шт}$ – берілген станция үшін штаттық коэффициент, 1,5;
N_y – электр станцияның орнатылған қуаты;
$З_{ОРТ}$ – өнерәсіптік өндірістегі қызметкерлердің бір адамның орта жылдық қорының табысы.

$$И_{ҚТ} = 1,5 \cdot 210 \cdot 110000 = 346,5 \cdot 10^6 \text{ теңге;}$$

$$И_{Ө.М} = (И_{ҚТ} - 0,1 \cdot И_{ҚТ}) \cdot 0,11 = (346,5 - 0,1 \cdot 346,5) \cdot 0,11 = 34,30 \cdot 10^6 \text{ теңге.}$$

Ағымдағы жөндеу шығындары $И_{аж}$ млрд.теңге, негізгі және қосалқы жабдықтар, құрылыстар, ғимараттар және автопарктің ағымдағы жөндеуінің шығындары:

$$И_{аж}=0,1 \cdot И_{АҰ} ; \quad (4.7)$$

$$И_{аж}=0,1 \cdot 43,51 \cdot 10^9=4,351 \text{ млрд.теңге.}$$

Станциялық шығындар $И_{сш}$ млрд.теңге, өзіне сым тетікке, ұялы байланыс және байланыстың басқа түрлеріне кететін шығындар есептегіш техниканың қызметі, еңбекті қорғау шығындары, кадрлар дайындау шығындары, құқықтық дәрістік шығындар банк қызметі агротехника қызметі, лифтілер, өрт сөндіруші және ведомстволықсыз қорғаныс қызметі, кеңселік және почталық қызметтерді өзіне енгізеді.

$$И_{СШ}= (0,32 – 0,16) \cdot (И_{ҚТ} + И_{аж} + И_{О}+ И_{ө.м}); \quad (4.8)$$

$$И_{СШ}= 0,16 \cdot (346,5 + 43510+ 162000 + 34,30) \cdot 10^6 =205,89 \text{ млрд.теңге.}$$

ГТЭС бойынша жалпы шығындар:

$$И_{жш}=(346,5+43510+162000+34,30+205890+43510) \cdot 10^6 = 455,2908 \text{ млрд.теңге.}$$

Жылдық өндірісті есептеу.
ГТЭС электр энергиясының жылдық өндірісі:

$$W_{ж.ө}=P_{орн} \cdot h_{орн}, МВт \quad (4.9)$$

мұндағы $P_{орн}$ -станцияның орнатылған қуаты кВт;
$h_{орн}$ -ГТЭС орнатылған қуатын пайдалану сағат саны 5000-6000 сағ/жыл;

$$W=210 \cdot 10^6 \cdot 6000=1260 \cdot 10^3 \text{ МВт·сағ.}$$

Тұтынушыларға бір жыл ішінде электр энергиясын жіберу.

$$W_{Ө.М}=0,1 \cdot W=0,1 \cdot 1260 \cdot 10^9=126 \text{ МВт·сағ/жыл;}$$

$$W_{ТЭЭЖ}=W- W_{Ө.М}=1260-126=1134 \cdot 10^3 \text{ МВт·сағ/жыл.}$$

Өзіндік құнды есептеу.
Бір кВт·сағ өзіндік құны:

$$S = \frac{И_{жш}}{W_{тээж}}, \quad (4.11)$$

$$S = \frac{4552{,}908 \cdot 10^9}{1134 \cdot 10^6} = 4{,}1 \text{ теңге/кВт·сағ};$$

$$T = S \cdot 2 = 4{,}1 + 2 = 6{,}2.$$

Өзіндік құнымен электрэнергияны сату мына өрнекте көрсетілген:

$$D = W_{ТЭЭЖ} \cdot T \text{ теңге/жыл}, \quad (4.12)$$

$$D = 1134 \cdot 10^6 \cdot 6{,}2 = 9298{,}8 \cdot 10^6 \text{теңге/жыл}.$$

Түскен пайданы есептеу:

$$T_п = D - И_{жш} = 92988 \cdot 10^6 - 4552{,}908 \cdot 10^6 = 88435 \cdot 10^6 \text{ теңге/жыл}.$$

Таза пайданың, салыққа шығынды есептегенде қалатын пайда(салық устанымы деп 20%):

$$П' = 0{,}8 \cdot T_п, \quad (4.13)$$

$$П' = 0{,}8 \cdot 8843{,}5 \cdot 10^6 = 4181{,}12 \cdot 10^6 \text{теңге/жыл}.$$

4.4 Жобаның экономикалық көрсеткіштерін есептеу

NPV – таза құнды анықтау әдісі.

Бұл фирманың құндылығы инвестициялық жобаны іске асыру нәтижесінде өсетін инвестицияны талдау әдісі:

1) Кез келген фирма өз құндылығын өсіруге ұмтылады;

2) Әртүрлі уақыттық шығындардың құны әртүрлі.

Ақшаның құндылығы уақыт бойынша да өзгеріп тұрады

Дисконттау – бұл бүгін инвестицияланатын құралдардың болашақ бағасын есептеу процессі немесе ақша құндылығының кері есептеулері, яғни келешекте белгілі соманы алу үшін бүгін оны қандай көлемде инвестициялауды анықтау.

$$PV = FV \cdot \frac{1}{(1+r)^n}; \quad (4.14)$$

мұндағы PV – құралдардың болашақ қосындысы;
FV – банктің пайыздық ставкасы;
n – жобаны іске асыру уақыты.

NPV – бұл жобаны іске асыру тудыратын ақша салымдарының қосындысымен, оның ағындық құнына дисконтталған және осы жобаны іске

асыруға қажетті барлық шығындардың ағындық құндарының дисконтталған қосындысы.

$$NPV = \sum_{t=1}^{n} \frac{CFn}{(1+r)^t} - I_0; \qquad (4.15)$$

$CF_1=П+И_{АҰ}=41811,2\cdot10^6+43510\cdot10^6+88709,2\cdot10^6=85,3212\ 10^9$ *теңге/жыл;*

$CF_2=К-И_{ЖШ}=565,08-455,2908=88,78$*млрд.теңге;*

$CF=CF_1+CF_2=(85,3212+88,78)\cdot10^9=174,1\cdot10^9$*теңге/бастапқы.*

мұндағы I_0 – бастапқы салынған құралдар;
CF – қаржы құралдарының түсуі;
r – банктың пайыздық ставкасы;
t – жобаның іске асыру жылдары.

IRR жоба бойынша риск деңгейінің индикаторы қызметінде IRR фирманың қабылданған тосқауыл коэффициенті қандай үлкен деңгейде басып озады соншалықты жобаның төзімділігі қоры үлкен және болашақ ақша салымдарын есептегендегі қателіктер аз болады.

4.4 кесте - Кірістің ішкі нормасының көрсеткіші

Жылдар	CF , млрд/тг	r	PV	NPV
0	-554		-554	-565,08
1	174,1	0,935	162,78	-402,3
2	85,3212	0,873	74,48	-327,82
3	85,3212	0,816	69,62	-258,2
4	85,3212	0,763	65,1	-193,1
5	85,3212	0,713	60,83	-132,27
6	85,3212	0,666	56,82	-75,45
7	85,3212	0,623	53,15	-22,3
8	85,3212	0,582	49,65	27,35

Жобаланып жаткан ГТЭС 8 жылда ақталады.
Меншікті орташа жылдық шығында әдісі.

Баламалы нұсқа ретінде органикалық отындығы қазіргі заманғы қазіргі заманғы аса үнемді газ турбиналы қондырғы (ГТУ) қолданылады Екі қондырғының да орнатылған қуатты шартты турде 210 МВт-қа тең деп аламыз.

4.5 кесте – 2 станцияның мәндері

Көрсеткіш	Қарашығанақ	Жамбылская ГРЭС
$N_у$, кВт	1,0	1,0
$Ħ_{орн}$, *сағ*	6000	6000
$И_{жш}$,тенге	$455,29 \cdot 10^9$	$540,2 \cdot 10^9$
$И_{СШ}$, %	16	25
$N_{ОРН}$, МВт	210	210
$k_{Ө.М}$, %	10	16
n, жыл	16	21
r, %	7,0	7,0
Т, кВт·сағ	6,2	7,3

Мұндағы $Ħ_{орн}$ - ГТЭС орнатылған қуатын пайдалану сағат саны 6000 сағ/жыл;

$И_{ЖШ}$ - Энергия өндіретін ұйымдарда жылдық ұстанымдар,тенеге.

$И_{сш}$ - Станциялық шығындар, млрд.теңге.

$N_{ОРН}$ – станцияның орнатылған қуаты, МВт.

$k_{Ө.М}$ – өзіндік мұқтаж, %.

n – қанша жылда ақтап шығады, жыл.

r – банктық несиенің пайызы , %.

Т - бір кВт·сағ өзіндік құны.

Формула бойынша ГТЭС Қарашығанақ үшін орташа жылдық шығындар:

$$S_Н = \frac{455,29 \cdot 10^9 \left(\frac{1}{16} + \frac{0,07}{2} + 0,16\right)}{6000(1-10)} + 6,2 = 6,19 \text{ тенге /кВт·сағ.}$$

Формула бойынша ГТЭС Жанажол үшін орташа жылдық шығындар:

$$S_{Н}= \frac{540,2\cdot 10^{9}\left(\frac{1}{25}+\frac{0,07}{2}+0,21\right)}{6000(1-16)} + 7,3 = 7,29 \text{ тенге /кВт·сағ.}$$

Қортынды: 8 жылдан кейін жоба толығымен сатып алынады.

Осы ГТЭС экономикалық көрсеткіштерін есептеген кезде осы станцияның 8 жылда сатып алынудың аз мерзіміне ие екені анықталды, бұл жобаның тиімділігін көрсетеді. 1 кВт электр қуатының құны станцияның сауда қатынастарына қатысуына, бәсекеге түсуіне жол береді. Осы ГТЭС құрылысы мақсатқа ие болып табылады. Қарашығанақ нұсқасы Жанажолға қарағанда меншікті шығындары аз, халыққа да мемлекетке де тиімді болып отыр.

Қорытынды

Бұл бітіру жұмысымның тақырыбы “Қуаты 210 МВт газ турбиналы электр станциясын жобалау”. Бұл жұмысымды негізгі төрт бөлімде қарастырдым.

Теориялық бөлім. Бұл бөлімде газ турбиналы электр станциясының жұмыс істеу принципі жане қондырғылар жайлы қысқаша мәліметтерге тоқталып өттім.

Электртехникалық бөлім. Электртехникалық бөлімінде ГТЭС сұлбасын және негізгі электрлік жабдықтарын таңдадым. Соның нәтижесінен техника экономикалық шығын есептей келе тиімді нұсқаны анықтап, қысқа тұйықталу токтарын есептедім және барлық коммутациялық аппараттарды таңдадым.

Экономикалық бөлім. Қарастырылып отырған газ турбиналы электр станциясын жобалау нәтижесінде кететін негізгі де шығындарды және жобаның экономикалық көрсеткіштерін қарастырдым. Нәтижесінде бітіру жұмысым нәтижелі және он төрт жылдың шамасында пайда алып келеді деген болжам жасалды.

Өмір тіршілік қауіпсіздік бөлім. ГТЭС электр жабдықтарын пайдалануда өрт қауіпсіздігін қамтамасыз ету ережелеріне және де электр қауіпсіздігін қамтамасыз ету шаралары тақталып кеттім.Сонымен бірге станциядағы қорғаныстық жерге қосу құрылғысына және ашық тарату құрылғыларын найзағайдан қорғау шараларына есеп жүргіздім.

Жалпы қорытындылай келе бітіру жұмысы сәтті орындалды. Әрине ақпараттар жинау кезінде түрлі қиындықтар болды. Оған қарамастан бітіру жұмысым мазмұнды және тақырыбының өзектілігі ашылды деп есептеймін. Кіріспеде қойылған мақсаттар және сол мақсаттарға жету жолындағы міндеттер орындалды деп есептеймін.

Пайдаланылған әдебиеттер

1 Правила устройства электроустановок РК, 2015

2 Хожин Г. “Электр станциялар мен қосалқы станциялар”: Оқулық, Алматы, 2014-452 б. Қазақстан Республикасы Білім және ғылым министрлігінің “Оқулық” республикалық ғылыми – практикалықорталығы бекіткен.

3 Хожин Г.Х. Электроэнергетика («Электр станциялары бөлімі»): Оқулық. Алматы:ЖШС РПБК “Дәуір”, 2011-416 б.

4 Хожин Г.Х., Леньков Ю.А. Русско –казахский словарь по специальности «Электроэнергетика». «Электроэнергетика» мамандығы бойынша орысша-қазақша сөздік Оқу құралы. Алматы 2009.-297 б.

5 Хожин Г.Х., Соколов С.Е., Кузембаева Р.М Электрические станции иподстанции, Методичкие указания к выполнению пасчетно-графической работы №1для студентов всех форм обучения специальности және қосалқы станциялар050718 – Электроэнергетика, Алматы, АИЭС:2009.,17 с.

6 Хожин Г.Х., Соколов С.Е., Кузембаева Р.М Электрические станции иподстанции, Методичкие указания к выполнению пасчетно-графической работы №1для студентов всех форм обучения специальности және қосалқы станциялар050718 – Электроэнергетика, Алматы, АИЭС:2009.,39 с.

7 Кузембаева Р.М., Соколов С.Е., Хожин Г.Х. Электрические станций и подстанций. Методические указания к выполнению курсовой работы (для студентов специальностей электроэнергетического направления) - Алматы: АИЭС: 2004 — 27 с.ил.

8 Хожин Г.Х. Электр станциялар мен косалкы станциялар. Оқулық. Алматы, «Ғылым» ғылыми баспа орталыгы, 2002, 312б.

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

10 Баков Ю.В Проектирование электрической части электростанций с применением ЭВМ. Учебное Пособие для вузов. М.: Энергоптомиздат, 1991.

11 Васильев А. А. и др. Эл. часть станций и подстанций. Справочные материалы. М.: Энергоатомиздат, 1989 г.

12 Рожковка Л.Д., Козулин В.С., Элнетрооборудование станций и подстанций 1987., 648с.

13 Нормы технологического проектирования тепловых электрических станций.М.: Минэнерго, 1986 г
14 http://sozdik.kz/ru/dictionary/translate/ru/kk
15 http://operby.com/energetika-dlya-nachinayushhix.html
16 http://tesiaes.ru/?p=8401