ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ БІЛІМ ЖӘНЕ ҒЫЛЫМ МИНИСТРЛІГІ

Коммерциялық емес акционерлік қоғамы

АЛМАТЫ ЭНЕРГЕТИКА ЖӘНЕ БАЙЛАНЫС УНИВЕРСИТЕТІ

Электр станциялары, тораптары және желілері
кафедрасы

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

ДИПЛОМДЫҚ ЖОБА

Тақырыбы: АЖ ЭО-2 электр қозғалтқыштарының өздігінен қосылу шарты бойынша өзіндік индуктивтік трансформаторлардың қуатын таңдау
мамандығы бойынша

Орындаған Жұмадәулетов Ә.М. ЭСк-12-01
(аты - жөні) (тобы)

Жетекші т.ғ.к профессор Қожин Г.К.
(аты-жөні, ғылыми дәрежесі, атағы)

Кеңесшілер:
Экономикалық бөлім бойынша:
э.ғ.к. профессор Жақупов А.А.
(ғылыми дәрежесі, атағы, аты-жөні)
(қолы) «03» 06 2016 ж.

Өмір тіршілігі қауіпсіздігі бойынша:
т.ғ.к доцент Абдимуратов М.С
(ғылыми дәрежесі, атағы, аты-жөні)
(қолы) «25» 05 2016 ж.

Мөлшер бақылаушы:
доцент Тергеусизова М.А
(ғылыми дәрежесі, атағы, аты-жөні)
(қолы) «03» 06 2016 ж.

Пікір жазушы :
(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

Электр энергетика факультеті
5В07 1800 мамандығы
ЭСС и С кафедрасы

жобаны орындауға берілген

ТАПСЫРМА

Студент Жұмаділмаев Ә.М
(аты - жөні)

Жоба тақырыбы АМ 30.1 Электр қондырғылары қызметкерлерінің өздігінен қосылу жағы бойынша өзіндік мұқтаждық трансформаторлары күштік таңда
ректордың «19» 10.2015 №148 бұйрығы бойынша бекітілген.

Аяқталған жұмысты тапсыру мерзімі: «____»_____20___ ж.

Жобаға бастапқы деректер (талап етілетін жоба нәтижелерінің параметрлері және нысанның бастапқы деректері)
Отын түрі: көмір Екі 110 МВт қуатты генераторлар мен үш 120 МВт генераторлар. Өзіндік мұқтаждық 10%-ды құрайды Генераторлық кернеудің шығындағы жүктеме 80 МВт. Орталық кернеудің шығындағы жүктеме 200 МВт

Диплом жобасындағы әзірленуі тиіс сұрақтар тізімі немесе диплом жобасының қысқаша мазмұны:
Генераторлардың типтерін таңдау жүктеме графигін және қуаттар балансын құру. Екіден кем емес нұсқаларды салыстыру және техника-экономикалық салыстыру Трансформаторлар мен автотрансформаторларды таңдау

Сызба материалдарының (міндетті түрде дайындалатын сызуларды көрсету) тізімі

Негізгі ұсынылатын әдебиеттер

Қожаев Г.Х – Электр станцияларын және қосалқы станцияларды оқулық - Алматы: "Ғылым" баспа орталығы, 2014 ж, 452-б.

Жоба бойынша бөлімшелерге қатысты белгіленген кеңесшілер

бөлімшелер	кеңесші	мерзімі	қолы
Экономикалық бөлім	Жакупов А.А	02.08-03.06.16	
Өмір тіршілігі қауіпсіздігі	Абдимуратов Ж.С	30.03.16 - 30.05.15	
Нормоконтроль	Ергужиева М.А	08.06.2016	

Диплом жобасын дайындау

КЕСТЕСІ

№ р/с	Тарау аттары, әзірленетін сұрақтардың тізімі	Жетекшіге ұсыну мерзімдері	Ескерту
1.	Дипломдық жобаны орындауға керекті материалдарды жинау	19.01.16 - 21.02.16	
2.	Электрлік бөлімі	23.02.16 - 04.04.16	70
3.	Экономикалық бөлім	06.04.16 - 11.04.16	5
4.	Өміртіршілік қауіпсіздігі бөлімі	13.04.16 - 18.04.16	5
5.	Сызу материалдары	20.04.16 - 02.05.16	15
6	Дипломдық жұмыстың түсіндірме жобасын орындау	04.05.16 - 16.05.16	5
7.	Дипломдық жұмысты алдын-ала қорғау	18.05.16 - 23.05.16	
8.	Дипломдық жұмысты қорғау	2016 жылдың маусым	100%

Тапсырманың берілген уақыты «_____» _____ 20___ж.

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

Жоба жетекшісі _____ Кожин Г.Х т.ғ.к профессор
(қолы) (аты-жөні, ғылыми дәрежесі, атағы)

Орындалатын тапсырманы қабылдаған студент Жұм _____ Жұмаділлаев Ғ.Ш
(қолы) (аты -жөні)

Аннотация

В данной дипломной работе рассмотрено выбор трансформатора собственных нужд по условию самозапуска электродвигателей тепловой электрической станции. Проект состоит из электрической части, экономической части и безопасности жизнедеятельности. В процессе проектирования были выбраны выгодная структурная схема, трансформаторы, автотрансформаторы и коммутационные аппараты. Были рассмотрены экономическая выгодность и влияние на окружающую среду тепловой электрической станции.

Abstract

In this thesis work considered choice auxiliary transformer on the condition of the self-electric thermal power station. The project consists of the electrical part, economic part, and life safety. In the design process were selected advantageous block diagram transformers, auto-transformers, and switching devices. It was considered economical and environmental impact of thermal power plant.

Аңдатпа

Бұл дипломдық жұмыста жылу электр орталығының электрлік қозғалтқыштардың өздігінен қосылу шарты бойынша өзіндік мұқтаждық трансформаторын таңдау қарастырылған. Жоба электрлік бөлім, экономикалық бөлім және өмір тіршілігі қауіпсіздігі бөлімдерінен тұрады. Жобалау барысында тиімді құрылымдық сұлба, трансформаторлар, автотрансформаторлар және коммутациялық аппараттар таңдалды. Жылу электр орталығының экономикалық тиімділігі мен қоршаған ортаға әсері қарастырылған.

Мазмұны

Кіріспе 7
1 ЖЭО-ның технологиялық процессінің сипаттамасы 8
1.1 ЖЭО-ның өзіндік мұқтаждығын электрмен қамтамасыз ету 9
1.2 АЖЭО- 2 қысқаша шолу 11
1.3 Қазақстан энергетикасы 12
2 Электрлік бөлім 13
2.1 Қуаттар балансын есептеу 13
2.2 Трансформаторларды таңдау 22
2.3 Трансформаторлардағы жылдық шығынды есептеу 26
2.4 Қысқа тұйықталу токтарын есептеу 30
2.5 Ток трансформаторларын таңдау 55
3 Экономикалық бөлім 57
3.1 Өндірістің жоспары 57
3.2 ЖЭО-ның жылдық энергия жіберуін анықтау 58
3.3 Отынға жұмсалатын шығынды анықтау 58
3.4 Отынды қолданудың ПӘК-і 59
3.5 Станциядағы суға кететін шығындар 60
3.6 Еңбекақы шығындарын есептеу 61
3.7 Амортизациялық аударылымдарды есептеу 62
3.8 Ағымдағы жөндеу шығындарын есептеу 62
3.9 Шығарындыларға төлемдерді есептеу 62
3.10 Жалпы стансалық және цехтық шығындарды есептеу 63
3.11 Энергия жіберудің өзіндік құнын есептеу 63
3.12 ЖЭО салуды және пайдалануды экономикалық бағалау 64
4 Өміртіршілік қауіпсіздігі 66
4.1 АЖЭО-2 атмосфераға зиянды заттардың таралуын есептеу 66
4.2 Ғимараттар мен құрылғыларды найзағайдан қорғау 75
4.3 Трансформатордан шығатын шу деңгейін азайту 80
Қорытынды 83
Әдебиеттер тізімі 84

Кіріспе

Электр энергетикасы — энергетиканың басты құрастырушысы, оның басты міндеті — электр энергиясының тұтынушыларын электрлік энергиямен жабдықтау үшін электр энергиясын тиімді жолмен өндіру, тарату және үлестіру.

Бұл сала кез келген елдің әлеуметтік және экономикалық дамуының маңызды бөлігі, себебі электр энергиясының энергияның басқа тасымалдаушыларымен салыстырғанда бірқатар ерекшеліктері бар: үлкен қашықтыққа таратудың, тұтынушылар арасында үлестірудің және энергияның басқа түрлеріне (механикалық, жылулық, химиялық, жарықтық) түрлендірудің салыстырмалы жеңілдігі.

Электрлік энергияның маңызды өзгешілігі — оны бір уақытта өндіріп, сол уақытта тұтынуға болатындығы.

Энергияны түрендіру және энергетикалық ресурсты қолдану типіне байланысты, негізгі техникалық процесстің ерекшеліктеріне байланысты электрстанциялары бөлінеді: жылу (ЖЭС), атом (АЭС), және су электр станциясы (ГЭС) және т.б.

Жылу электр орталығының (ЖЭО) электрлік бөлігінің ерекшелігі электр жүктемелерінің орталығына жақын электрстанцияларының орналасуымен сипатталады.

1 ЖЭО-ның технологиялық процессінің сипаттамасы

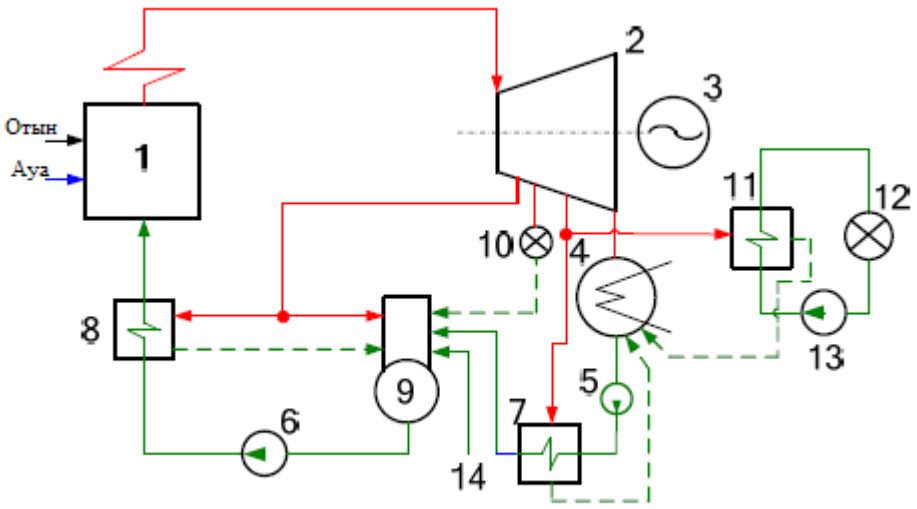
Жылу электр орталықтары тұтынушыларды электр энергиясымен ғана емес, сонымен қатар бу түріндегі жылумен немесе ыстық сумен қамтамасыз етеді. Осы мақсатта саты аралық турбиналардан алынатын, пайдаланатын суды регенеративті түрде жылытатын будың бөлінуінен басқа будың тағыда екі түрлі бөлінуі жүзеге асады: бірі – 7-10 атм. және одан да жоғары қысымдағы бумен өндірісті қамтамасыздандырса, ал екіншісі – 1,2 атм. қысымдағы бу тұрғын үйлерді жылумен қамтамасыз етеді. Мұның өзі екі түрлі мақсатты көздейді: біріншіден, қысымы 100-ден 10 атм-ға төмендегеннен кейінде әрі қарай бу ұтымды пайдаланылады, бұл ретте цехтардағы және үй жылыту жүйесіндегі тиімсіз ұсақ қазандардан бас тартуға тура келеді; екіншіден, конденсаторға пайдаланылған будың аз ғана бөлігі түсіп, айнымалы су мен жылу шығыны төмендейді. Осының нәтижесінде ЖЭО-тарының жалпы пайдалы әсер 60% дейін артады, яғни КЭС-тің пайдалы әсер коэффициентімен салыстырғанда 1,5 есе көп. Алайды ЖЭО-ғын тұтынушыларға жақын орналастыру керек, өйткені радиусы 4-6 км аумақты бумен қамтамасыз ету тиімді және тұтынушылар 6-10 кВ электр энергиясымен қамтамасыз етіледі. Мұның өзі қағида бойынша ЖЭО-ның 200-300 МВт дейінгі қуаттылығын шектейді. Яғни қуатты ЖЭО-ғын салу үшін тұтынушылар саны аса ұлкен болу керек

Республикамыздың энерго шаруашылығына жылумен қамтамасыз ету негізгі бағдар болып келеді, яғни электрлік және жылумен тұтынушыларды жабдықтау, жылу электр орталығындағы қайта өңделген жылуды қолдану.

Жылу энергиясы ЖЭО – нда екі негізгі түрімен жіберіледі: өнеркәсіптік және коммуналды.Өнеркәсіпте жылу электр энергиясы техникалық процесстерде артықшылығымен қолданылады. Үлкен тыныстануға байланысты жылу тұтыну өнеркәсіптік тұтынумен сәйкес келеді.

ЖЭО – ның жылулық орта жуктемесі электірлік сияқты уақытқа байланысты өзгереді. өнеркәсіптық жылулық жүктемесінің тәуліктік суреті өнеркәсіптік электрлік суретіне өзара сәйкес және суреттің пішіні өнеркәсіптің негізгі өнеркәсіптің ауысуы және тұтынатын жылу санымен анықталады. Жаздық тұтыну қысқы тұтынуғақарағанда азырақ. Өйткені қыстық шығын аз болады. Өнеркәсіпке жылу колдану бір тәулік ішіндегі тепе – теңдік емеспен сипатталады.

ЖЭО – ның технико экономикалық көрсеткіштері жылдық тұрмыстық жылу жүктемесі жақсарады, өйткені тиімді электр энергиясын өндіреді.



1 - бу қазаны, 2 – бу турбинасы, 3 – электргенераторы, 4 – конденсатор, 5 – конденсаторлық сорғы, 6 – қорек сорғышы, 7 – төменгі қысымды қыздырғыш, 8 – жоғарғы қысымды қыздырғыш, 9 – дэаратор, 10 – бу тұтынушысы, 11 – тораптық суды қыздырғыш, 12 – жылу тұтынушылары, 13 – тораптық сорғы, 14 – химиялық тазартылған суды жеткізіп салу

1.1 сурет– ЖЭО-ның принциптік сұлбасы

1.1 ЖЭО-ның өзіндік мұқтаждығын электрмен қамтамасыз ету

Электр станцияның өзіндік мұқтаждықтың (ө.м.) тұтынушыларын электрмен жабдықтау үшін генераторлық кернеудегі қуатты таңдау жүргізіледі. Ө.м. ТҚ қоректендіру бөлек жұмыс істейтін трансформаторлардан жүргізіледі. трансформаторлардың бөлек жұмыс істеуі қ.т. токтарының деңгнейін шектеуге және басқа секцияларға жалғанған желілерге әсерін азайтуға мүмкіндік береді.

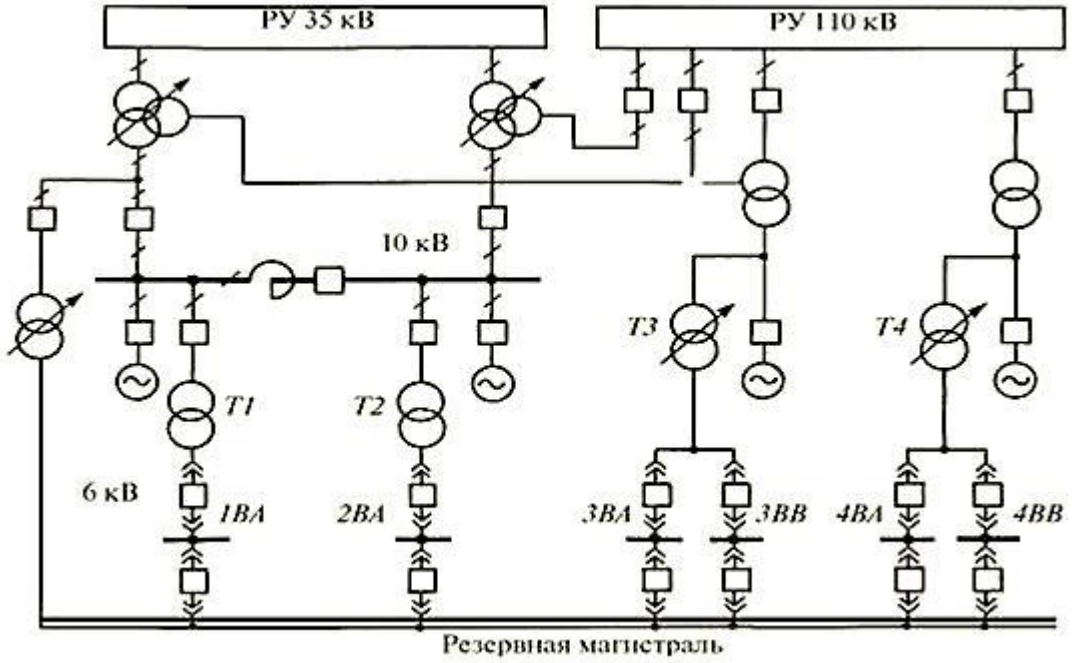
Ө.м. ТҚ жалғағыш бір сөндіргішті,бұл дұрысында тұтасты болып табылады, яғни әртүрлі орындалудағы КТҚ шкафтар жиынтығынан құралған, және бір секцияланған жүйелі шиналар жиынтығынан орындалады.

Ө.м. тұтынушыларын қоректендіру үшін кернеудің екі деңгейі пайдаланылады: 6кВ – қуатты электр қозғалтқыштарды қоректендіру үшін (200 кВт жоғары) және 0,4 кВ – қалған төмен қуатты тұтынушылар үшін. Мұндай бөліну қуаты 200 кВт төмен электр қозғалтқыштарды 6 кВ кернеумен қоректендіру экономикалық жағынан тиімсіз (1,5 – 2,3 есе қымбат), ал қуаты 200 кВт – тан жоғары электр қозғалтқыштарды 0,4 кВ –пен орындау қоректендіруші кабельдердің қимасының ұлғаюын талап етеді. Төмен қуатты электр станцияларында ө.м. қоректендіру тек 0,4 кВ орындалуы мүмкін.

Ө.м. резервті қоректендіру электр станцияның генераторларының қуатын таңдау жолымен іске асырылады, бірақ ө.м. резервті қоректендірудіің қосылуы олардың жұмыстық қоректенуінің қосылуымен байланысы болмауы қажет. Ө.м. тұтынушыларының аса жауаптылары үшін қосымша тәуелсіз

электр энергия көзі қарастырылады (аккумуляторлы батареялар, дизель – генераторлар).

ЖЭС – да ө.м. барлық қуатының шамамен 2/3 негізгі жылулықүштік қондырғыға және тек 1/3 ғана жалпы станциялық тағайындағы тұтынушыларға қызмет ету үшін жіберіледі. ЖЭС –дағы ө.м. ең қуатты жұмыстық механизмдер болып мыналар табылады: қоректендіруші, иркуляциялық және тораптық сорғыштар; ауаайдағыштар; тартып үрлеу тобының механизмі. Қуаттары 300 МВт және одан жоғары энергоблоктардың қоректендіруші сорғыштары мен ауаүрлегіштері турбожетекке ие, ал қалған механизмдер – электрлік (көбінесе асинхронды қозғалтқыштар) жетегі және оның басқа жтек түрлерінен артықшылығы.



1.2 сурет - ЖЭО ө.м. электрмен жабдықтаудың сұлбасы

Блокты ЖЭС – ның ө.м. сұлбасы басты электрлік сұлбас сияқты блоктық принцип бойынша құрастырылады - ө.м. жұмысшы трансформаторларының жалғану нүктесі блоктық трансформатор мен генератор арасында болады. Ө.м. 6 кВ ТҚ бір секцияланған жүйелі шиналар жинтығының сұлбасы бойынша орындалады. Әр блоктың ө.м. механизмі екің немесе оданда көп секцияларынан қоректенеді. Бұл бір секцияда апат болған кезінде блок жұмысын жалғастыра беру үшін жасалған. Жоғарыда айтылғандай 6кВ ТҚ секциясына қуаты 200 кВт және олан жоғары және трансформацияның екінші сатысындағы трансформаторлар жалғанады.

Ө.м. ТҚ секциясының резервтік қоректендіру ө.м. резервтік трансформаторларына жалғанған резервтік магистраль бойынша іске асырылады. Ө.м.трансформаторларының саны электр станцияда орнатылған энергоблок санымен анықталады (энергоблоктар генераторлы

сөндіргіштермен орындалады). Ө.м. бір трансформаторы электр станцияның екі энергоблогы кезінде орнатылады; біреуі жалғанған және біреуі ауыстыруға дайын – үш және оданда көп энергоблок кезінде.

Ең жауапты тұтынушылар секцияның басқа бөліктерінен автоматты сөндіргішпен бөлінген 1СА және 1СВ жарты секцияларына қосылған. Берілген энергоблоктың ө.м. резервті трансформаторы үшінші энергоблоктың 3ВА секциясына қосылған. Кернеуі жүктememен реттелетін ө.м. трансформаторларын қолдану ө.м. ТҚ шиналарындағы қажетті кернеу деңгейін ұстап тұруға мүмкіндік береді.

Ө.м. трансформаторларының төменгі кернеулі орамдарының таралуы және ө.м. 6 кВ ТҚ секциаясының бөлек жұмыс істеу ҚТ тогының деңгейін шектуге мүмкіндік береді және сонымен қатар КТҚ – н қолдануға мүмкіндік береді. Қажеттілік кезінде кірсте 0,4 кВ шинадағы ҚТ ток деңгейін төмендету үшін кейбір жиындарды ток шектуші реакторлар орнатады.

1.2 АЖЭО- 2 қысқаша шолу

ЖЭО -ның құрылыс алаңы қаланың батыс беткейінен 15 км қашықтықта орналасқан (Алматы қ. оңтүстік- батыс бағытта дамуын ескеріп).

АЖЭО- 2 алаңына отыратын саздақ төселген, ал оның астында құм төсеген (отыратын саздақ тереңдігі 13- 18 м).

Топырақ сулары жер бетінен 15,9- 22,1 м тереңдікте. Тербеліс амплитудасы 1 м. Топырақ суларының көтерілу ықтималдылығы өте аз.

Алаң сейсмикалығы 9 баллдан жоғары. КАЗГИИЗ институты ЖЭО алаңының сейсмкалығын нақтылау жұмыстарын жүргізуде.

ЖЭО- на бөлінген жердің жалпы ауданы 110 га:

а) электрстанция ауданы 38 га;

б) күл төгу (3 жылға) 12 га;

в) уақытша ғимараттар 20 га;

г) тұрғын кенті 40 га.

Құрылыс алаңы мен тұрғын кенті арақашықтығы 3 км болатын ауылшаруашылық өрістері мен жасыл желектер бөліп тұр.

Электрстанция аумағында ЖЭО- ң бас крпусы, тұтату мазут шаруашылығы, қатты отын қоймасы,трансформаторлар, ОРУ- лар, әкімшілік-лабороториялық корпус орналасқан.

1 жыл ішінде Алматыда жылдамдығы 3 м/с болатын желдер басым болды (88 % жағдайда).

Қатты желдер (15 м/с және жоғары) Алматыда сирек болады.Қыста 1- 3 күн 10 жыл, жазда 2- 3 күн 1 жыл ішінде болады.

АЖЭО- 2- де 7 қазандық бар. 6 турбина орнатылған.

2002 ж станцияның орнатылған қуаты:

- электрлік - 510 МВт;
- жылулық - 1176 Гкал/сағ.

1.3 Қазақстан энергетикасы

Қазақстанның электр энергетикасы қазіргі таңда мемлекет мұқтажын толық қамтуда және кесідей сипатталады:

- көмірмен істейтін электр станцияларда электр энергиясын көп мөлшерде өндіру;
- кернеуі 220-500-1150 кВ болатын жүйені құрайтын желілердің жетілдірілген сұлбасы;
- бірыңғай және вертикальды ұйымдастырылған жедел диспетчерлік басқару жүйесі.

Қазақстанда электр энергиясын өндіруді 60 астам әр түрлі электр станциялар жүзеге асырады. Олардың орнатылған қуаты 18992,7 МВт. Қазақстандағы электр энергияның 83%-н ЖЭС, 12%-н ГЭС және 5%-н газтурбиналы электр станциялар өндіреді. Батыс регионнан басқа барлық энерго объекттер электр торабы кернеуі 220-1150 кВ болатын Қазақстанның бірыңғай ұлттық энерго жүйеге біріккен. 6кВ және одан жоғары кернеулі тораптың жалпы ұзындығы 325 мың км, оның ішінде 220-500-1150 кВ торап ұзындығы 24,4 мың км құрайды. Қазақстанның БЭЖ Ресей Федерациясының және Орталық Азия мемлекеттерінің энергожүйесімен параралельжұмыс істеп, тұтынушыларды берік қамтамасыз етіп қана қоймай, электр энергиясымен халықаралық ауқымда саудаласуға мүмкіндік береді.

Қазақстан электр энергиясы қауымдастығының 2016 ж. дейінгі есебі (млрд.кВт·сағ).

1.1 кесте - Электр энергиясын тұтыну

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Электр энергисын тұтыну	77,80	79,33	83,19	87,64	91,79	95,95	100,50
Электр энергиясын өндіру	78,72	79,31	83,27	87,49	92,09	96,59	103,45
Тапшылық (+) Артылуы (-)	-0,92	0,02	-0,08	0,15	-0,30	-0,65	-2,95

Қазіргі жағдайда келесіні аңғаруға болады:

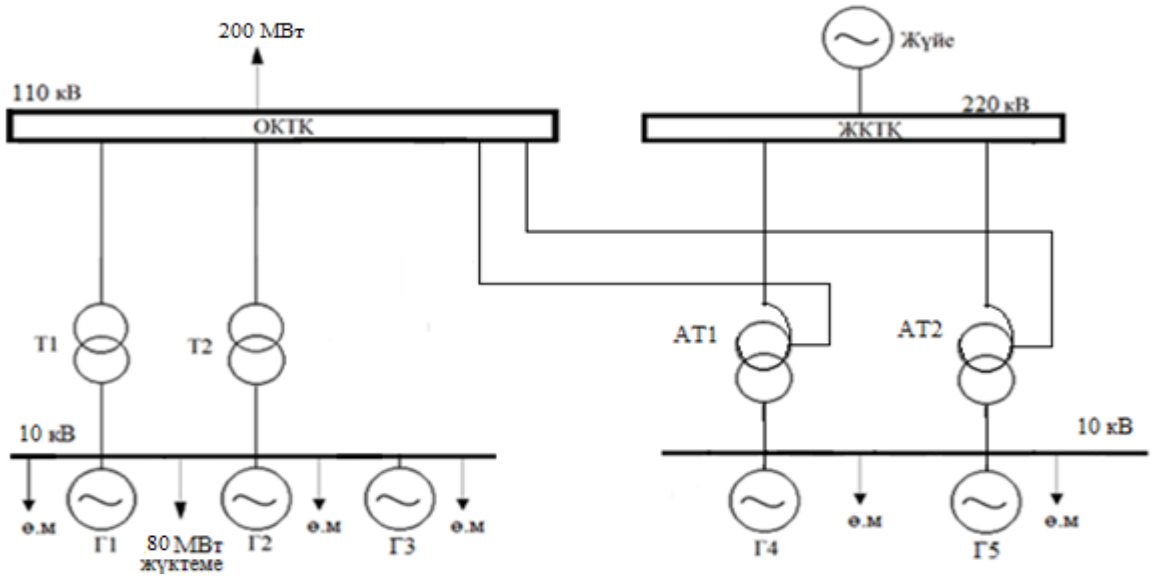
- жабдықтардың әбден тозуы электр станциялардың энергияны өндіруін тежейді;
- электр станцияларда қажет қуат қорының жетіспеушілігі;
- өндірілген қуатты дұрыс бөлмеу;
- Батыс Қазақстанның Ресеймен электр энергияны жеткізілуімен өзара тәуелділік;
- Оңтүстік Қазақстан тұтынатын қуаттың жетіспеушілігі (жылына 7 млрд квт.сағ-қа дейін).

2 Электрлік бөлімі

2.1 Қуат балансын есептеу

2.1 кесте - Берілген мәліметтер

Отын түрі	Генераторлардың саны мен қуаты, дана/МВт	Өзіндік мұқтаждық, %	Генераторлық кернеудің шиналарындағы максималды жүктеме, МВт	Ортаңғы кернеу шиналарындағы (РУ-110 кВ) максималды жүктеме, МВт	Энергожүйемен байланыстың кернеуі, кВ	Энергожүйемен байланыс желілерінің саны мен ұзындығы, км
Көмір	3х110+2х120	10	80	200	220	2х35



2.1 сурет - 1-ші нұсқа үшін станцияның құрылымдық сұлбасы

Қалыпты режимде жүктемелердің баллансын құрастыру.

1) Г1, Г2 және Г3 қуаттарын өндіру, МВт

Қыс

$$P_{G1+G2+G3}^{0-12}=\frac{(110+110+110)\cdot 90\%}{100\%}=297MBm;$$

$$P_{G1+G2+G3}^{12-20}=\frac{(110+110+110)\cdot 100\%}{100\%}=330MBm;$$

$$P_{G1+G2+G3}^{20-24}=\frac{(110+110+110)\cdot 90\%}{100\%}=297MBm.$$

Жаз

$$P_{G1+G2+G3}^{0-12}=\frac{(110+110+110)\cdot 70\%}{100\%}=231MBm;$$

$$P_{G1+G2+G3}^{12-20}=\frac{(110+110+110)\cdot 80\%}{100\%}=264MBm;$$

$$P_{G1+G2+G3}^{20-24}=\frac{(110+110+110)\cdot 70\%}{100\%}=231MBm.$$

2) Г1, Г2 және Г3 ө.м. жүктемесі, МВт. Электр станцияларындағы электр энергияны өндірудің айнымалы графигі кезінде өзіндік мұқтаждықтың қуат шығынын анықтауға болады.

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

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.

Қыс

$$P_{G1+G2+G3}^{0-12} = (0.4 + 0.6 \cdot \frac{297}{330}) \cdot \frac{10\%}{100\%} \cdot 330 = 31{,}02\text{МВт};$$

$$P_{G1+G2+G3}^{12-20} = (0.4 + 0.6 \cdot \frac{330}{330}) \cdot \frac{10\%}{100\%} \cdot 330 = 33\text{МВт};$$

$$P_{G1+G2+G3}^{20-24} = (0.4 + 0.6 \cdot \frac{297}{330}) \cdot \frac{10\%}{100\%} \cdot 330 = 31{,}02\text{МВт}.$$

Жаз

$$P_{G1+G2+G3}^{0-12} = (0.4 + 0.6 \cdot \frac{231}{330}) \cdot \frac{10\%}{100\%} \cdot 330 = 27{,}06\text{МВт};$$

$$P_{G1+G2+G3}^{12-20} = (0.4 + 0.6 \cdot \frac{264}{330}) \cdot \frac{10\%}{100\%} \cdot 330 = 29{,}04\text{МВт};$$

$$P_{G1+G2+G3}^{20-24} = (0.4 + 0.6 \cdot \frac{231}{330}) \cdot \frac{10\%}{100\%} \cdot 330 = 27{,}06\text{МВт}.$$

3) Г3 және Г4 қуаттарын өндіру (әр қайсысы), МВт

Қыс

$$P_{G4+G5}^{0-12} = \frac{120 \cdot 90\%}{100\%} = 108\text{МВт};$$

$$P_{G4+G5}^{12-20} = \frac{120 \cdot 100\%}{100\%} = 120\text{МВт};$$

$$P_{G4+G5}^{20-24} = \frac{120 \cdot 90\%}{100\%} = 108\text{МВт}.$$

Жаз

$$P_{G4+G5}^{0-12} = \frac{120 \cdot 70\%}{100\%} = 84\text{МВт};$$

$$P_{G4+G5}^{12-20} = \frac{120 \cdot 80\%}{100\%} = 96\text{МВт};$$

$$P_{G4+G5}^{20-24} = \frac{120 \cdot 70\%}{100\%} = 84\text{МВт}.$$

4) G4 және G5 генераторларының ө.м.-ның жүктемесі (әр қайсысы), МВт

Қыс

$$P_{G4+G5}^{0-12} = (0.4 + 0.6 \cdot \frac{108}{120}) \cdot \frac{11\%}{100\%} \cdot 120 = 12{,}408\text{МВт};$$

Жаз

$$P_{G4+G5}^{0-12} = (0.4 + 0.6 \cdot \frac{84}{120}) \cdot \frac{11\%}{100\%} \cdot 120 = 10{,}824\text{МВт};$$

$$P_{G4+G5}^{12-20} = (0.4 + 0.6 \cdot \frac{120}{120}) \cdot \frac{11\%}{100\%} \cdot 120 = 13{,}2\text{МВт};$$

$$P_{G4+G5}^{12-20} = (0.4 + 0.6 \cdot \frac{96}{120}) \cdot \frac{11\%}{100\%} \cdot 120 = 11{,}616\text{МВт};$$

$$P_{G4+G5}^{20-24} = (0.4 + 0.6 \cdot \frac{108}{120}) \cdot \frac{11\%}{100\%} \cdot 120 = 12{,}408\text{МВт};$$

$$P_{G4+G5}^{20-24} = (0.4 + 0.6 \cdot \frac{84}{120}) \cdot \frac{11\%}{100\%} \cdot 120 = 10{,}824\text{МВт}.$$

5) 10 кВ-тағы жүктеме, МВт

Қыс

$$P^{0-12} = 80\text{МВт};$$

$$P^{12-20} = 80\text{МВт};$$

$$P^{20-24} = 80\text{МВт}.$$

Жаз

$$P^{0-12} = 70\text{МВт};$$

$$P^{12-20} = 70\text{МВт};$$

$$P^{20-24} = 70\text{МВт}.$$

6) Т1 және Т2 жүктелуі, МВт (қосындысы)

Қыс

$$P_{T1:T2}^{0-12} = 297 - 80 - 31{,}02 = 185{,}98\text{МВт};$$

$$P_{T1:T2}^{12-20} = 330 - 80 - 33 = 217\text{МВт};$$

$$P_{T1:T2}^{20-24} = 297 - 80 - 31{,}02 = 185{,}98\text{МВт}.$$

Жаз

$$P_{T1:T2}^{0-12} = 231 - 70 - 27{,}06 = 133{,}94\text{МВт};$$

$$P_{T1:T2}^{12-20} = 264 - 70 - 29{,}04 = 164{,}96\text{МВт};$$

$$P_{T1:T2}^{20-24} = 231 - 70 - 27{,}06 = 133{,}94\text{МВт}.$$

7) Т1 және Т2 трансформаторлардың әрбірінің жүктелуі, МВт

Қыс

$$P_{T1,T2} = \frac{185{,}98}{2} = 92{,}99\text{МВт};$$

$$P_{T1,T2} = \frac{217}{2} = 108{,}5\text{МВт};$$

$$P_{T1,T2} = \frac{185{,}98}{2} = 92{,}99\text{МВт}.$$

Жаз

$$P_{T1,T2} = \frac{133{,}49}{2} = 66{,}745\text{МВт};$$

$$P_{T1,T2} = \frac{164{,}96}{2} = 82{,}48\text{МВт};$$

$$P_{T1,T2} = \frac{133{,}49}{2} = 66{,}745\text{МВт}.$$

8) 110 кВ-тағы жүктеме, МВт *200МВт*

Қыс

Жаз

$$P_{110кВ}^{0-12}=\frac{200\cdot 80\%}{100\%}=160МВт;$$ $$P_{110кВ}^{0-12}=\frac{200\cdot 60\%}{100\%}=120МВт;$$

$$P_{110кВ}^{12-20}=\frac{200\cdot 100\%}{100\%}=200МВт;$$ $$P_{110кВ}^{12-20}=\frac{200\cdot 70\%}{100\%}=140МВт;$$

$$P_{110кВ}^{20-24}=\frac{200\cdot 80\%}{100\%}=160МВт.$$ $$P_{110кВ}^{0-12}=\frac{200\cdot 60\%}{100\%}=120МВт.$$

9) АТ3 пен АТ4 орамдарының 10 кВ-қа жүктелуі, МВт

Қыс Жаз

$$P_{Т3}^{0-12}=108-12,408=95,592МВт;$$ $$P_{Т3}^{0-12}=156-18,96=137,04МВт;$$

$$P_{Т3}^{12-20}=120-13,2=106,8МВт;$$ $$P_{Т3}^{12-20}=204-21,84=182,16МВт;$$

$$P_{Т3}^{20-24}=108-12,408=95,592МВт.$$ $$P_{Т3}^{20-24}=156-18,96=137,04МВт.$$

10) АТ3 пен АТ4 орамдарының 110 кВ-қа жүктелуі (әр қайсысы), МВт

Қыс Жаз

$$P_{АТ3;АТ4}^{0-12}=\frac{185,98-160}{2}=12,99МВт;$$ $$P_{АТ3;АТ4}^{0-12}=\frac{133,94-120}{2}=6,97МВт;$$

$$P_{АТ3;АТ4}^{12-20}=\frac{217-200}{2}=8,5МВт;$$ $$P_{АТ3;АТ4}^{12-20}=\frac{164,96-140}{2}=12,48МВт;$$

$$P_{АТ3;АТ4}^{20-24}=\frac{185,98-160}{2}=12,99МВт.$$ $$P_{АТ3;АТ4}^{20-24}=\frac{133,94-120}{2}=6,97МВт.$$

11) АТ3 және АТ4 автотрансформаторлардың жүйеге жүктелуі (әр қайсысы), МВт

Қыс Жаз

$$P_{Т3}^{0-12}=95,592+12,99=108,582МВт;$$ $$P_{Т3}^{0-12}=137,04+6,97=144,01МВт;$$

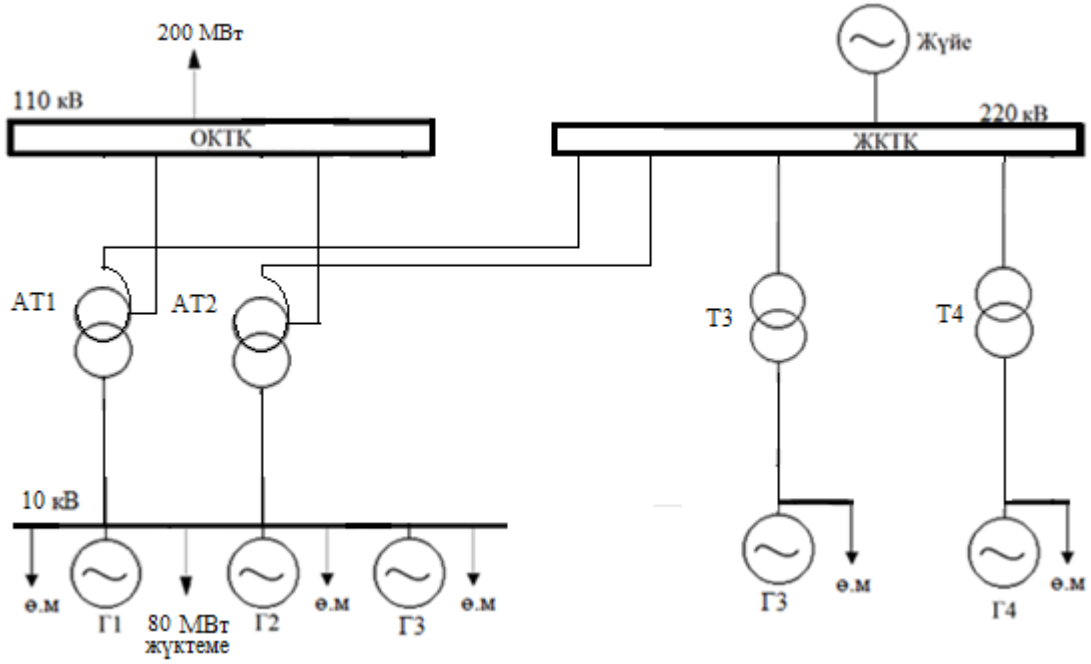
$$P_{Т3}^{12-20}=106,8+8,5=115,3МВт;$$ $$P_{Т3}^{12-20}=182,16+12,48=194,64МВт;$$

$$P_{Т3}^{20-24}=95,592+12,99=108,582МВт.$$ $$P_{Т3}^{20-24}=137,04+6,97=144,01МВт.$$

2.2 кесте - Қалыпты режимде 1-ші нұсқа үшін қуат баллансы кестесі

Анықталатын параметр	Жылдың кезеңі	Уақыты, сағ		
		0-12	12-20	20-24
1) Г1, Г2 және Г3 қуаттарын өндіру, МВт	қыс жаз	297 231	330 264	297 231
2) Г1, Г2 және Г3 ө.м. жүктемесі(қосындысы), МВт	қыс жаз	31,02 27,06	33 29,04	31,02 27,06
3) Г4 және Г5 қуаттарын өндіру (әр қайсысы)	қыс жаз	108 84	120 96	108 84
4) Г4 және Г5 генераторларының ө.м.-ның жүктемесі (әр қайсысы)	қыс жаз	12,408 10,824	13,2 11,616	12,408 10,824
5) 10 кВ-тағы жүктеме, МВт	қыс жаз	80 70	80 70	80 70
6) Т1 және Т2 жүктелуі, МВт(қосындысы)	қыс жаз	185,98 133,94	217 164,96	185,98 133,94
7) Т1 және Т2 трансформаторлардың әрбірінің жүктелуі, МВт	қыс жаз	92,99 66,745	108,5 82,48	92,99 66,745
8) 110 кВ-тағы жүктеме, МВт	қыс жаз	160 120	200 140	160 120
9) АТ3 пен АТ4 орамдарының 10 кВ-қа жүктелуі (әр қайсысы), МВт	қыс жаз	95,592 137,04	106,8 182,16	95,592 137,04
10) АТ3 пен АТ4 орамдарының 110 кВ-қа жүктелуі (әр қайсысы), МВт	қыс жаз	12,99 6,97	8,5 12,48	12,99 6,97
11) АТ3 пен АТ4 автотрансформаторлардың жүйеге жүктелуі (әр қайсысы), МВт	қыс жаз	108,582 88,4	115,3 128,18	108,582 88,4

Станцияның құрылымдық сұлбасы



2.2 - сурет 2-ші нұсқа үшін станцияның құрылымдық сұлбасы

1) Г1, Г2 және Г3 қуаттарын өндіру, МВт

Қыс

$$P_{G1+G2+G3}^{0-12}=\frac{(110+110+110)\cdot 90\%}{100\%}=297\text{МВт};$$

$$P_{G1+G2+G3}^{12-20}=\frac{(110+110+110)\cdot 100\%}{100\%}=330\text{МВт};$$

$$P_{G1+G2+G3}^{20-24}=\frac{(110+110+110)\cdot 90\%}{100\%}=297\text{МВт}.$$

Жаз

$$P_{G1+G2+G3}^{0-12}=\frac{(110+110+110)\cdot 70\%}{100\%}=231\text{МВт};$$

$$P_{G1+G2+G3}^{12-20}=\frac{(110+110+110)\cdot 80\%}{100\%}=264\text{МВт};$$

$$P_{G1+G2+G3}^{20-24}=\frac{(110+110+110)\cdot 70\%}{100\%}=231\text{МВт}..$$

2) Г1, Г2 және Г3 ө.м. жүктемесі, МВт. Электр станцияларындағы электр энергияны өндірудің айнымалы графигі кезінде өзіндік мұқтаждықтың қуат шығынын анықтауға болады.

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

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.

Қыс

$$P_{G1+G2+G3}^{0-12} = (0.4 + 0.6 \cdot \frac{297}{330}) \cdot \frac{10\%}{100\%} \cdot 330 = 31{,}02\text{МВт};$$

$$P_{G1+G2+G3}^{12-20} = (0.4 + 0.6 \cdot \frac{330}{330}) \cdot \frac{10\%}{100\%} \cdot 330 = 33\text{МВт};$$

$$P_{G1+G2+G3}^{20-24} = (0.4 + 0.6 \cdot \frac{297}{330}) \cdot \frac{10\%}{100\%} \cdot 330 = 31{,}02\text{МВт}.$$

Жаз

$$P_{G1+G2+G3}^{0-12} = (0.4 + 0.6 \cdot \frac{231}{330}) \cdot \frac{10\%}{100\%} \cdot 330 = 27{,}06\text{МВт};$$

$$P_{G1+G2+G3}^{12-20} = (0.4 + 0.6 \cdot \frac{264}{330}) \cdot \frac{10\%}{100\%} \cdot 330 = 29{,}04\text{МВт};$$

$$P_{G1+G2+G3}^{20-24} = (0.4 + 0.6 \cdot \frac{231}{330}) \cdot \frac{10\%}{100\%} \cdot 330 = 27{,}06\text{МВт}.$$

3) Г3 және Г4 қуаттарын өндіру (әр қайсысы), МВт

Қыс

$$P_{G4+G5}^{0-12} = \frac{120 \cdot 90\%}{100\%} = 108\text{МВт};$$

$$P_{G4+G5}^{12-20} = \frac{120 \cdot 100\%}{100\%} = 120\text{МВт};$$

$$P_{G4+G5}^{20-24} = \frac{120 \cdot 90\%}{100\%} = 108\text{МВт}.$$

Жаз

$$P_{G4+G5}^{0-12} = \frac{120 \cdot 70\%}{100\%} = 84\text{МВт};$$

$$P_{G4+G5}^{12-20} = \frac{120 \cdot 80\%}{100\%} = 96\text{МВт};$$

$$P_{G4+G5}^{20-24} = \frac{120 \cdot 70\%}{100\%} = 84\text{МВт}.$$

4) G4 және G5 генераторларының ө.м.-ның жүктемесі (әр қайсысы), МВт

Қыс

$$P_{G4+G5}^{0-12} = (0.4 + 0.6 \cdot \frac{108}{120}) \cdot \frac{11\%}{100\%} \cdot 120 = 12{,}408\text{МВт};$$

$$P_{G4+G5}^{12-20} = (0.4 + 0.6 \cdot \frac{120}{120}) \cdot \frac{11\%}{100\%} \cdot 120 = 13{,}2\text{МВт};$$

$$P_{G4+G5}^{20-24} = (0.4 + 0.6 \cdot \frac{108}{120}) \cdot \frac{11\%}{100\%} \cdot 120 = 12{,}408\text{МВт}.$$

Жаз

$$P_{G4+G5}^{0-12} = (0.4 + 0.6 \cdot \frac{84}{120}) \cdot \frac{11\%}{100\%} \cdot 120 = 10{,}824\text{МВт};$$

$$P_{G4+G5}^{12-20} = (0.4 + 0.6 \cdot \frac{96}{120}) \cdot \frac{11\%}{100\%} \cdot 120 = 11{,}616\text{МВт};$$

$$P_{G4+G5}^{20-24} = (0.4 + 0.6 \cdot \frac{84}{120}) \cdot \frac{11\%}{100\%} \cdot 120 = 10{,}824\text{МВт}.$$

5) 10 кВ-тағы жүктеме, МВт

Қыс

$$P^{0-12} = 80\text{МВт};$$

$$P^{12-20} = 80\text{МВт};$$

$$P^{20-24} = 80\text{МВт}.$$

Жаз

$$P^{0-12} = 70\text{МВт};$$

$$P^{12-20} = 70\text{МВт};$$

$$P^{20-24} = 70\text{МВт}.$$

6) АТ1 және АТ2 жүктелуі, МВт (қосындысы)

Қыс

$P_{T1:T2}^{0-12} = 297 - 80 - 31{,}02 = 185{,}98 МВт;$

$P_{T1:T2}^{12-20} = 330 - 80 - 33 = 217 МВт;$

$P_{T1:T2}^{20-24} = 297 - 80 - 31{,}02 = 185{,}98 МВт.$

Жаз

$P_{T1:T2}^{0-12} = 231 - 70 - 27{,}06 = 133{,}94 МВт;$

$P_{T1:T2}^{12-20} = 264 - 70 - 29{,}04 = 164{,}96 МВт;$

$P_{T1:T2}^{20-24} = 231 - 70 - 27{,}06 = 133{,}94 МВт.$

7) АТ1 және АТ2 автотрансформаторлардың әрбірінің жүктелуі, МВт

Қыс

$P_{T1,T2} = \frac{185{,}98}{2} = 92{,}99 МВт;$

$P_{T1,T2} = \frac{217}{2} = 108{,}5 МВт;$

$P_{T1,T2} = \frac{185{,}98}{2} = 92{,}99 МВт.$

Жаз

$P_{T1,T2} = \frac{133{,}49}{2} = 66{,}745 МВт;$

$P_{T1,T2} = \frac{164{,}96}{2} = 82{,}48 МВт;$

$P_{T1,T2} = \frac{133{,}49}{2} = 66{,}745 МВт.$

8) 110 кВ-тағы жүктеме, МВт *200МВт*

Қыс

$P_{110кВ}^{0-12} = \frac{200 \cdot 80\%}{100\%} = 160 МВт;$

$P_{110кВ}^{12-20} = \frac{200 \cdot 100\%}{100\%} = 200 МВт;$

$P_{110кВ}^{20-24} = \frac{200 \cdot 80\%}{100\%} = 160 МВт.$

Жаз

$P_{110кВ}^{0-12} = \frac{200 \cdot 60\%}{100\%} = 120 МВт;$

$P_{110кВ}^{12-20} = \frac{200 \cdot 70\%}{100\%} = 140 МВт;$

$P_{110кВ}^{0-12} = \frac{200 \cdot 60\%}{100\%} = 120 МВт.$

9) Т3 және Т4 трансформаторлардың әрбірінің жүктелуі, МВт

Қыс

$P_{Т3}^{0-12} = 108 - 12{,}408 = 95{,}592 МВт;$

$P_{Т3}^{12-20} = 120 - 13{,}2 = 106{,}8 МВт;$

$P_{Т3}^{20-24} = 108 - 12{,}408 = 95{,}592 МВт.$

Жаз

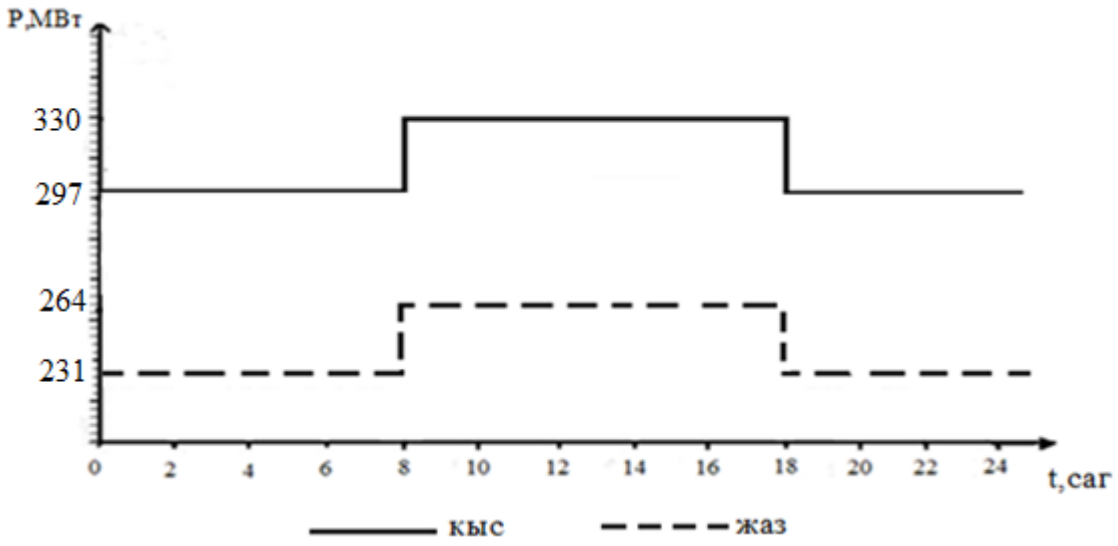
$P_{Т3}^{0-12} = 156 - 18{,}96 = 137{,}04 МВт;$

$P_{Т3}^{12-20} = 204 - 21{,}84 = 182{,}16 МВт;$

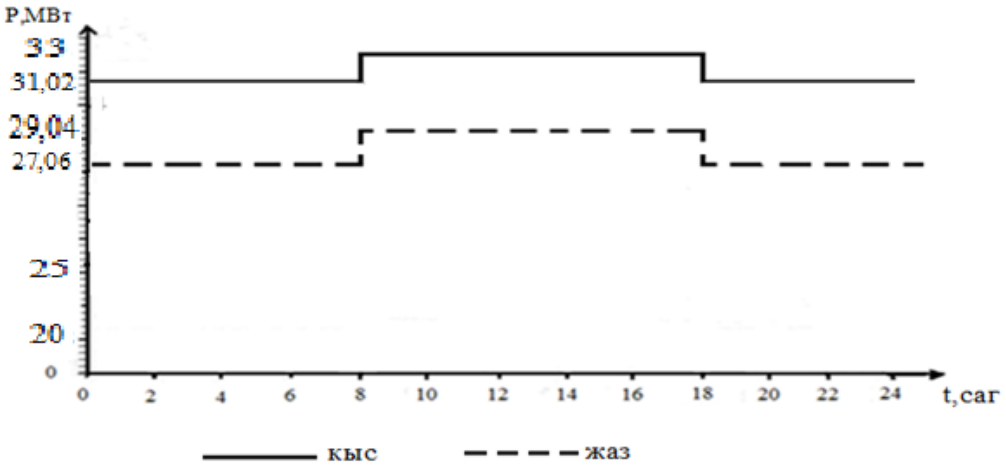
$P_{Т3}^{20-24} = 156 - 18{,}96 = 137{,}04 МВт.$

2.3-кесте. 2-ші нұсқа үшін қуат баллансы

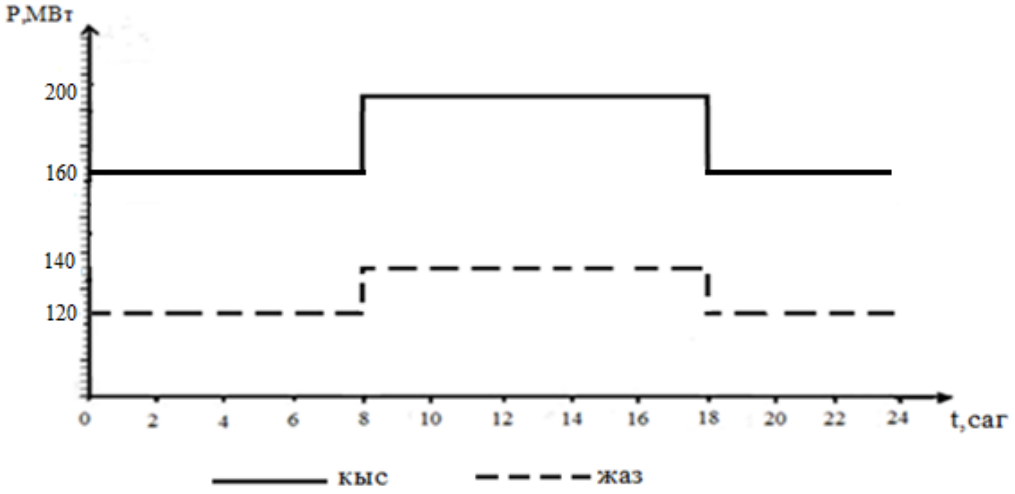
Анықталатын параметр	Жылдың кезеңі	Уақыты, сағ		
		0-12	12-20	20-24
1) Г1 және Г2 қуаттарын өндіру, МВт	қыс жаз	297 231	330 264	297 231
2) Г1 және Г2 ө.м. жүктемесі(қосындысы), МВт	қыс жаз	31,02 27,06	33 29,04	31,02 27,06
3) Г3 және Г4 қуаттарын өндіру	қыс жаз	108 84	120 96	108 84
4) Г3 және Г4 генераторларының ө.м.-ның жүктемесі	қыс жаз	12,408 10,824	13,2 11,616	12,408 10,824
5) 10 кВ-тағы жүктеме, МВт	қыс жаз	80 70	80 70	80 70
6) АТ1 және АТ2 жүктелуі, МВт (қосындысы)	қыс жаз	185,98 133,94	217 164,96	185,98 133,94
7) АТ1 және АТ2 автотрансформаторлардың әрбірінің жүктелуі, МВт	қыс жаз	92,99 66,745	108,5 82,48	92,99 66,745
8) 110 кВ-тағы жүктеме, МВт	қыс жаз	160 120	200 140	160 120
9) Т3 және Т4 трансформаторлардың жүктелуі	қыс жаз	95,592 137,04	106,8 182,16	95,592 137,04



2.3 сурет - ЖЭО генераторларының қуат өндіру графигі



2.4 сурет - Ө.м. жүктемесінің графигі



2.5 сурет - 110 кВ ТҚ-ғы жүктеме графигі

Турбогенераторлардың параметрлері 2 - кестеде көрсетілген.

2.4 кесте - $Г_1$,$Г_2$: ТВФ-110-2ЕУ3 типті турбогенератордың параметрлері:

Айналу жиілігі, айн/мин		3000
Номиналды толық қуаты, МВА		137,5
Активті қуаты, МВт		110
Статордың номиналды кернеуі, кВ		10,5
$Cos\varphi_{ном}$		0,8
Статордың номиналды тоғы, кА		7,56
Индукт. асқын кедергі x''_d,с.б.		0,189
Қоздыру жүйесі		Статикалық тиристорлық
Салқындату жүйесі	статор	КВР
	ротор	НВР
Масса, т	жалпы	156
	ротор	30,4
ПӘК η, %		98,4

2.5 Кесте - $Г_3$,$Г_4$: ТВФ-120-2ЕУ3 типті турбогенератордың параметрлері:

Айналу жиілігі, айн/мин		3000
Номиналды толық қуаты, МВА		125
Активті қуаты, МВт		160
Статордың номиналды кернеуі, кВ		10,5
$Cos\varphi_{ном}$		0,8
Статордың номиналды тоғы, кА		6,875
Индукт. асқын кедергі x''_d,с.б.		0,192
Қоздыру жүйесі		ВЧ
Салқындату жүйесі	статор	КВР
	ротор	НВР
Масса, т	жалпы	159
	ротор	30,8
ПӘК η, %		98,4

Трансформаторларды таңдау:

1-ші нұсқа үшін күштік трансформаторларды таңдау

1) Қалыпты режим бойынша Т-1 және Т-2 трансформаторларының шарты:

$$S_{номТ1,Т2} = \frac{P_{Т1,Т2}}{0.8} = \frac{108,5}{0.8} = 135,625МВА.$$

2) Г-1, Г-2 мен Г-3 генераторларының 110 кВ-тық ТҚ-ның жинақтағыш шинасына қуатты ең көп мөлшерде беруі бойынша

Қыс

$P^{0-12} = 297 - 80 - 31,02 = 185,98МВт;$

$P^{12-20} = 330 - 80 - 33 = 217МВт;$

$P^{20-24} = 297 - 80 - 31,02 = 185,98МВт.$

Жаз

$S_{Т1,Т2} = \frac{185,98}{0.8} = 232,475\ МВА;$

$S_{Т1,Т2} = \frac{217}{0.8} = 271,25МВА;$

$S_{Т1,Т2} = \frac{185,98}{0.8} = 232,475\ МВА;$

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

$$S_{Т1,Т2} = \frac{P_{Т1,Т2}}{1.4 \cdot 0.8} = \frac{217}{1.4 \cdot 0.8} = 193,75МВА.$$

Т-1 трансформаторы ажыратылған қысқы максимумда. Бұл жағдайда Г-1 және Г-2 генераторлары 10 кВ-тық тарату құрылғыдағы 80 МВт-тық жүктемені және өзіндік мұқтаждықтың жүктемелерін қамтамасыз ете алады. Ал Т-2-нің орамдары 110 кВ-тық орамдары 217 МВт жүктелетін болады. 2 дана ТДЦ-200000/110/У1 таңдаймын

2.6 кесте - ТДЦ-200000/110-У1 трансформаторының негізгі параметрлері

Түрі	$S_{ном}$ МВА	Шығын,кВт		Uk,%	Бағасы мың
		Рх	Рк	жк-тк	
ТДЦ-200000/110-У1	200000	170	550	10,5	200, $\alpha = 1{,}5$

АТ1 және АТ2 автотрансформаторларының қуаты қалыпты режим шарты

Қалыпты режим:

$$S_{номАТ1,АТ2} = \frac{P_{АТ1,АТ2}}{0.8} = \frac{115{,}3}{0.8} = 144{,}125 МВА.$$

Орнатуға түрі АТДЦТН-200000/220/110 автотрансформаторын тандаймыз.

2.7 кесте - АТДЦТН-200000/220/110 автотрансформаторының параметрлері

Түрі	$S_{ном}$ МВА	Шығын,кВт		Uk,%			Бағасы мың
		Рх	Рк	Жк-ок	Жк-тк	Ок-тк	
АТДЦТН-200000/220/110	200	105	400	11	32	20	170 руб 858,5тг. к=5,05

Екінші нұсқа үшін автотрансформаторларды таңдау

АТ1, АТ2 автотрансформаторларының қуатын келесідей шарттармен анықтаймыз.

а) Қалыпты режим. АТ1, АТ2 автотрансформаторларының әрбірінің қуаты:

$$S_{номТ1,Т2} = \frac{108{,}5}{0.8} = 135{,}625 \text{ МВА}.$$

б) Апаттық режимді есептегенде, 40%-ды асқын жүктеме мүмкіншілігі ескеріледі. АТ1 (немесе АТ2) автотрансформаторлары ажыратылуда.

$$S_{номТ1,Т2} = \frac{217}{1.4 \cdot 0.8} = 193{,}75 \text{ МВА}.$$

Г1, Г2 генераторларының 10 кВ-тық тарату құрылғысының жинақтағыш шинасына бере алатын ең көп қуаты :

Қыста:

$$S_{Г-1,2} = \frac{330 - 33 - 80}{0.8} = 271{,}25 МВА;$$

Жазда:

$$S_{Г-1,2} = \frac{297 - 31{,}02 - 70}{0.8} = 244{,}975 МВА.$$

Есептеудің нәтижесінде АТ1, АТ2 автотрансформаторлары үшін, орнатуға 2 дана АТДЦТН-200000/220/110 таңдаймын.

2.8 кесте - АТДЦТН-200000/220/110 автотрансформаторының параметрлері

Түрі	$S_{ном}$ МВА	Шығын,кВт		Uk,%			Бағасы мың
		Рх	Рк	Жк-ок	Жк-тк	Ок-тк	
АТДЦТН-200000/220/110	200	105	400	11	32	20	170 руб 858,5тг. к=5,05

Т3 және Т4 трансформаторының қуаты қалыпты режим шарты

Қалыпты режим:

$$S_{Т3;Т4} \geq \frac{P_{Т3;Т4}}{\cos\varphi_{ном.г.}} = \frac{106{,}8}{0.8} = 133{,}5 МВА.$$

Орнатуға 2 дана ТРДЦН-160000/220/10 күштік трансформаторларын тандаймын

2.9 кесте - ТРДЦН-160000/220/10 күштік трансформаторының парметрлері

Түрі	$S_{ном}$ МВА	Шығын,кВт		Uk,%	Бағасы, мың
		Рх	Рк		
ТДЦ-160000/220/10	160	155	500	12,5	290, $\alpha = 1{,}3$

Трансформаторлардағы электр энергияның жылдық шығының есептеу.

Қыс 180 тәулік (Қ.ұ), жаз 185 тәулік (Ж.ұ.). Энергия шығының меншікті құны шартты түрде 0,0115 ш.б./кВт·сағ-деп қабылдаймыз.

1-ші нұсқа үшін жылдық энергия шығыны.

Трансформатор ТДЦ-200000/110-У1

Болаттағы энергияның жылдық шығыны:

$$W_б = P_{б..ж.} \cdot 8760 = 170 \cdot 8760 = 1489{,}2 \cdot 10^3 кВт \cdot саг .$$

Трансформатордағы тармақталған мыс орамындағы энергияның жылдық шығыны:

$$\Delta W_М = \frac{P_{К \cdot Т}}{S^2_{ном} \cdot \cos^2 \varphi} \cdot (P^2_{ТР(0-12)^{3 \cdot t}(0-12)+(20-24)} \cdot Ку + P^2_{ТР(12-20)k \cdot t(12-20)k} \cdot Ку + P^2_{ТР(0-12)ж(0-12)+(20-24)ж} \cdot Жу +$$

$$+ P^2_{ТР(12-20)ж(12-20)ж} \cdot Жу) = \frac{550}{200^2 \cdot 0{,}8^2} \cdot (92{,}99^2 \cdot 16 \cdot 180 + 108{,}5^2 \cdot 8 \cdot 180 + 66{,}745^2 \cdot 16 \cdot 185 + 82{,}48^2 \times$$

$$\times 8 \cdot 185) = 1367{,}3 \cdot 10^3 кВт \cdot саг.$$

Автотрансформатор АТДЦТН-200000/220/110

Бір автотрансформатордың болатындағы энергияның жылдық шығыны:

$$\Delta W_Б = P_{Б.Ж.} \cdot 8760 = 105 \cdot 8760 = 919{,}8 \cdot 10^3 кВт \cdot саг ;$$

$$P_{к.т.ж.к} = P_{к.т.ок} = P_{к.т.тк} = 0{,}5 \cdot P_{к.т.жк-тк} = 0{,}5 \cdot 400 = 200 кВт ;$$

$$\Delta W_{МЖК} = \frac{P_{К \cdot Т}}{S^2_{ном\,Т-4{,}5} \cdot \cos^2 \varphi} \cdot (P^2_{АТ(0-12)^{3 \cdot t}(0-12)+(20-24)} \cdot Ку + P^2_{АТ(12-20)k \cdot t(12-20)k} \cdot Ку + P^2_{АТ(0-12)ж(0-12)+(20-24)ж} \cdot Жу +$$

$$+ P^2_{АТ(12-20)ж(12-20)ж} \cdot Жу) = \frac{200}{200^2 \cdot 0{,}8^2} \cdot (108{,}582^2 \cdot 16 \cdot 180 + 115{,}3^2 \cdot 8 \cdot 180 + 88{,}4^2 \cdot 16 \cdot 185 + 128{,}18^2 \cdot 8 \cdot 185) =$$

$$= 785{,}519 \cdot 10^3 кВт \cdot саг;$$

$$\Delta W_{МОК} = \frac{200}{200^2 \cdot 0{,}8^2} \cdot (12{,}99^2 \cdot 16 \cdot 180 + 8{,}5^2 \cdot 8 \cdot 180 + 6{,}97^2 \cdot 16 \cdot 185 + 12{,}48^2 \cdot 8 \cdot 185) =$$

$$= 7{,}533 \cdot 10^3 кВт \cdot саг);$$

$$\Delta W_{МТК} = \frac{200}{200^2 \cdot 0{,}8^2} \cdot (95{,}592^2 \cdot 16 \cdot 180 + 106{,}8^2 \cdot 8 \cdot 180 + 137{,}04^2 \cdot 16 \cdot 185 + 182{,}16^2 \cdot 8 \cdot 185) =$$

$$= 1151{,}87 \cdot 10^3 кВт \cdot саг);$$

$$\Delta W_{АТ} = (785{,}519 + 7{,}533 + 1151{,}87) \cdot 10^3 = 3089{,}26 \cdot 10^3 кВт \cdot сағ$$

2-ші нұсқа.

АТДЦТН-200000/220/110 автотрансформаторлардағы энергия шығыны:

$$\Delta W_Б = 105 \cdot 8760 = 919{,}8 \cdot 10^3 кВт \cdot саг ;$$

$$P_{к.т.ж.к} = P_{к.т.ок} = P_{к.т.тк} = 0{,}5 \cdot P_{к.т.жк-тк} = 0{,}5 \cdot 400 = 200 кВт ;$$

$$\Delta W_{МЖК} = \frac{200}{200^2 \cdot 0{,}8^2} \cdot (12{,}99^2 \cdot 16 \cdot 180 + 8{,}5^2 \cdot 8 \cdot 180 + 6{,}97^2 \cdot 16 \cdot 185 + 12{,}48^2 \cdot 8 \cdot 185) =$$

$$= 7{,}533 \cdot 10^3 кВт \cdot сағ);$$

$$\Delta W_{МОК} = \frac{200}{200^2 \cdot 0{,}8^2} \cdot (80^2 \cdot 16 \cdot 180 + 100^2 \cdot 8 \cdot 180 + 60^2 \cdot 16 \cdot 185 + 70^2 \cdot 8 \cdot 185) =$$

$$= 396{,}4 \cdot 10^3 кВт \cdot сағ);$$

$$\Delta W_{МТК} = \frac{200}{200^2 \cdot 0{,}8^2} \cdot (92{,}99^2 \cdot 16 \cdot 180 + 108{,}5^2 \cdot 8 \cdot 180 + 66{,}745^2 \cdot 16 \cdot 185 + 82{,}48^2 \times$$

$$\times 8 \cdot 185) = 508{,}67 \cdot 10^3 кВт \cdot сағ;$$

$$\Delta W_{АТ} = (7{,}533 + 396{,}4 + 508{,}67) \cdot 10^3 = 912{,}61 \cdot 10^3 кВт \cdot сағ.$$

ТРДЦН-160000/220/10 күштік трансформаторының болаттағы энергияның жылдық шығыны:

$$W_б = P_{б..ж.} \cdot 8760 = 155 \cdot 8760 = 1357{,}8 \cdot 10^3 кВт \cdot сағ.$$

ТР-дегі тармақталған мыс орамындағы энергияның жылдық шығыны:

$$\Delta W_М = \frac{P_{К \cdot Т}}{S^2_{ном} \cdot \cos^2 \varphi} \cdot (P^2_{ТР(0-12)^{3 \cdot t}(0-12)+(20-24)} \cdot Ку + P^2_{ТР(12-20)k \cdot t(12-20)k} \cdot Ку + P^2_{ТР(0-12)ж(0-12)+(20-24)ж} \cdot Жу +$$

$$+ P^2_{ТР(12-20)ж(12-20)ж} \cdot Жу) = \frac{660}{200^2 \cdot 0{,}8^2} \cdot (95{,}592^2 \cdot 16 \cdot 180 + 106{,}8^2 \cdot 8 \cdot 180 + 137{,}04^2 \cdot 16 \cdot 185 + 182{,}16^2 \times$$

$$\times 8 \cdot 185) = 3803{,}96 \cdot 10^3 кВт \cdot сағ.$$

2.10 кесте - Нұсқаларды технико-экономикалық салыстыру

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 ТДЦ-200000/110-У1	$200 \cdot \alpha$ $\alpha = 1{,}5$	2	600	-	-
2.Автотрансформатор АТДЦТН-200000/220/110	$316 \cdot \alpha$ $\alpha = 1{,}3$	2	821.6	-	-
3.АТҚ ұяшығы 110 кВ	10	2	20	-	-
4.ЖТҚ ұяшығы 10 кВ	20	2	40	-	-
5.Автотрансформатор АТДЦТН-200000/220/110	$316 \cdot \alpha$ $\alpha = 1{,}3$			2	821.6
6.Трансформатор ТРДЦН-160000/220/10	$250 \cdot \alpha$ $\alpha = 1{,}3$			1	325
7. АТҚ ұяшығы110кВ	30			2	60
Барлығы:			1421,6		1146,6

мұндағы $P_а+P_о=(6,4+2)\%=8,4\%=0,084$.

Энергия шығынының құны:

$$U_{шығ}=\beta\cdot\Delta W,\beta=0.0115 \text{ ш.б./кВт·сағ.}$$

1-ші нұсқа үшін:

$$\Delta W_б=2\cdot1489,2\cdot10^3+2\cdot919,8\cdot10^3=4818\cdot10^3 \text{ кВт·сағ;}$$

$$\Delta W_М=2\cdot1367,3\cdot10^3+2\cdot3089,26\cdot10^3=8913,12\cdot10^3 \text{ кВт·сағ;}$$

$$\Delta W=\Delta W_Б+\Delta W_М=4818\cdot10^3+8913,12\cdot10^3=13731,12\cdot10^3 \text{ кВт·сағ.}$$

2-ші нұсқа үшін:

$$\Delta W_Б=2\cdot919,8\cdot10^3+2\cdot1357,8\cdot10^3=4555,2\cdot10^3 \text{ кВт·сағ;}$$

$$\Delta W_М=2\cdot912,61\cdot10^3+2\cdot3803,96\cdot10^3=9433,14\cdot10^3 \text{ кВт·сағ;}$$

$$\Delta W=\Delta W_Б+\Delta W_М=4555,2\cdot10^3+9433,14\cdot10^3=13988,34\cdot10^3 \text{ кВт·сағ.}$$

2.11 кесте

Шығындар	1-нұсқа	2-нұсқа
1. Есептік қаржы салымы. Қ.ш.б	1421,6	1146,6
2. Амортизацияға шығару $U_а+U_{кк}$ ш.б.	0,084· 1421,6=119,41	0,084· 1146,6=96,31
3. Энергия шығынының құны, $U_{шығ}$ ш.б.	0,0115·13731,12$\cdot10^3$ =157,9	0,0115·13988,34$\cdot10^3$ = 160,86
4. Минималды шығынды келтіру З min, ш.б.	0,12· 1421,6+119,41+ +157,9= 447,9	0,12·1146,6+96,31+160,86 =394,76

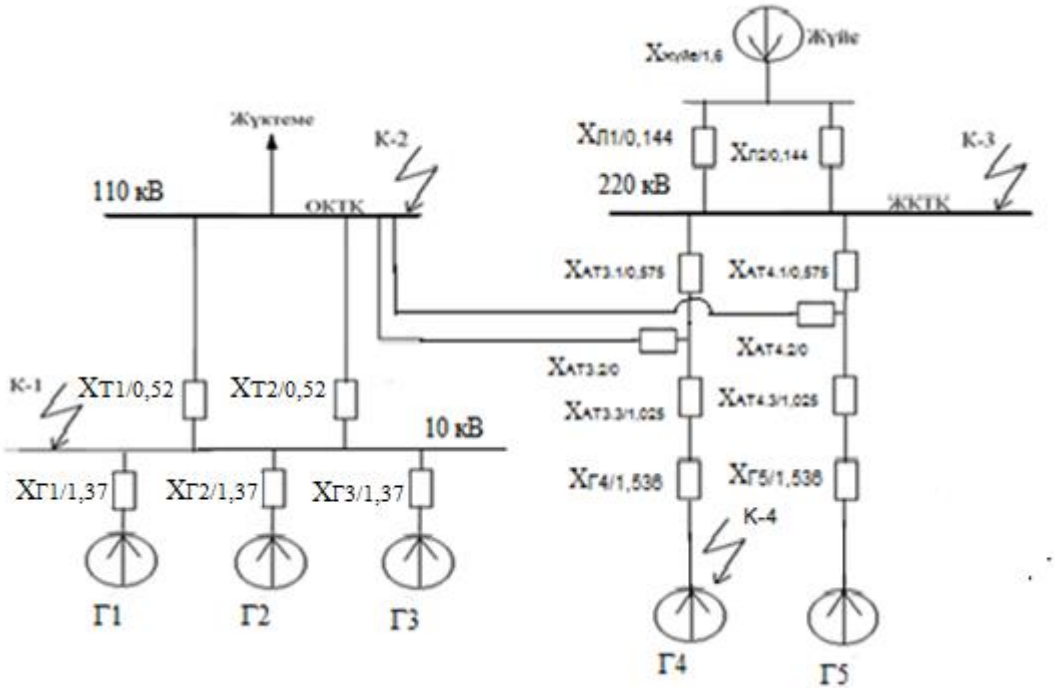
1-ші және 2-ші нұсқалардың шығындарының арасындағы айырмашылығы төмендегі өрнекпен анықталады:

$$З_{min\%}=\frac{447,9-394,76}{394,76}\cdot100\%=13\%>5\%.$$

болғандықтан 2-ші нұсқа тиімді болып табылады.

Қысқа тұйықталу тоқтарын есептеу.

Қысқа тұйықталу тоқтарын есептеуді ыңғайлы қылу үшін орынбасу сұлбасын құрамыз. Электр станцияның құрлымдық сұлбасына байланысты орынбасу сұлбасы келесі түрде болады.



2.6 сурет - Станцияның электрлік бөлігінің орынбасу сұлбасы

Сұлбада белгіленген К-1, К-2, К-3 қысқа тұйықталу тоғын есептейміз.

Кедергілерді есептеу барысында базалық қуатты $S_б$=1000 МВА шамасын алдым.

Г1, Г2,Г3 генераторларының кедергілері:

$$X_{Г1} = X_{Г2} = X_{Г3} = X''_d \cdot \frac{Sб}{Sном} = 0{,}189 \cdot \frac{1000}{137{,}5} = 1{,}37 \text{ ш.б.}$$

Т1, Т2 трансформатордың кедергілері:

$$X_{Т1} = X_{Т2} = \frac{Uk\% \cdot Sб}{100 \cdot Sном} = \frac{10{,}5 \cdot 1000}{100 \cdot 200} = 0{,}52 \text{ ш.б.}$$

АТ3, АТ4 автотрансформаторларының кедергілері:

$$X_{ТЖ} = 0{,}5(u_{кж-о\%} + u_{кж-т\%} - u_{к-т\%}) = 0{,}5(11+32-20) = 11{,}5\%;$$

$$X_{Т0} = 0{,}5(u_{кж-о\%} + u_{кж-т\%} - u_{к-т\%}) = 0{,}5(11+20-32) = -0{,}5\%;$$

$$X_{ТТ} = 0{,}5(u_{кж-о\%} + u_{кж-т\%} - u_{к-т\%}) = 0{,}5(20+32-11) = 20{,}5\%;$$

$$X_{АТ3.1} = X_{АТ4.1} = \frac{Xт\% \cdot Sб}{100 \cdot Sном} = \frac{11.5 \cdot 1000}{100 \cdot 200} = 0.575 \text{ ш.б;}$$

$$X_{АТ3.2} = X_{АТ4.2} = \frac{Xт\% \cdot Sб}{100 \cdot Sном} = 0 \text{ ш.б;}$$

$$X_{АТ3.1} = X_{АТ4.1} = \frac{Xт\% \cdot Sб}{100 \cdot Sном} = \frac{20.5 \cdot 1000}{100 \cdot 200} = 1.025 \text{ ш.б.}$$

Желі кедергісі :

$$X_{Л1} = X_{Л2} = X_{сал} \cdot \frac{l}{2} \cdot \frac{Sб}{U^2 ср} = 0,4 \cdot \frac{35}{2} \cdot \frac{1000}{220^2} = 0,144 \text{ ш.б.}$$

Г4, Г5 генераторларының кедергілері:

$$X_{Г4} = X_{Г5} = X''_d * \frac{Sб}{Sном} = 0,192 \cdot \frac{1000}{125} = 1,536 \text{ ш.б.}$$

Енді берілген кедергілер бойынша К1 нүктесіндегі қысқа тұйықталу тоғын есептесек Г1, Г2,Г3 генераторлары бір-біріне параллель орналасқан:

$$X_1 = X_{Г1} // X_{Г2} // X_{Г3} = 1,37 // 1,37 // 1,37 = 0,456 \text{ ш.б.}$$

Т1 және Т2 бір-біріне параллель орналасқан:

$$X_2 = X_{Т1} // X_{Т2} = 0,52 // 0,52 = 0,26 \text{ ш.б.}$$

Ары қарай Г4, Г5 генераторлары өзара параллель орналасқан:

$$X_4 = X_{Г4} // X_{Г5} = 1,536 // 1,536 = 0,767 \text{ ш.б.}$$

АТ3 және АТ4 автотрансформаторларының кедергісін есептесек:

$$X_{3.1} = X_{АТ3.1} // X_{АТ4.1} = 0,575 // 0,575 = 0,287 \text{ ш.б;}$$

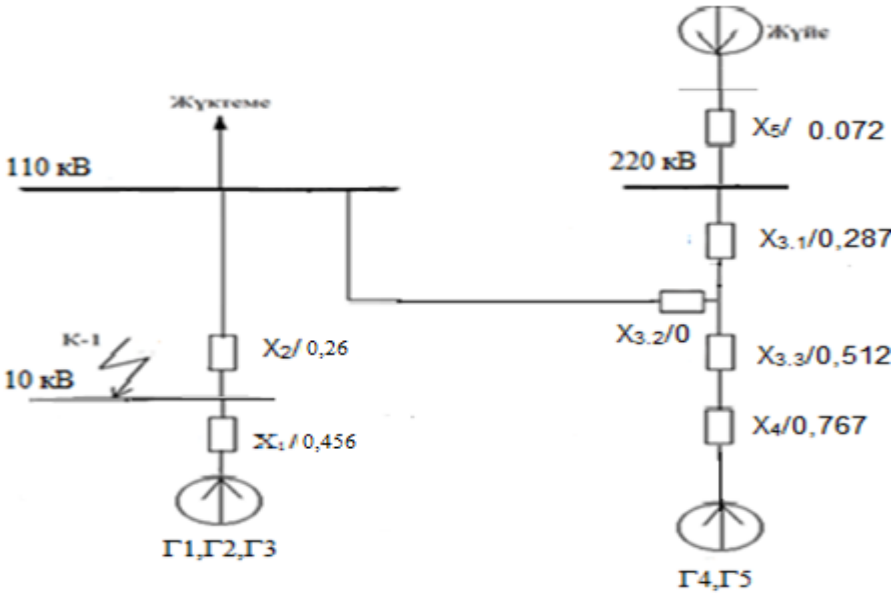
$$X_{3.2} = X_{АТ3.2} // X_{АТ4.2} = 0 \text{ ш.б;}$$

$$X_{3.3} = X_{АТ3.3} // X_{АТ4.3} = 1,025 // 1,025 = 0,512 \text{ ш.б.}$$

Желідегі кедергілерді есептесек:

$$X_5 = X_{Л1} // X_{Л2} = 0,144 // 0,144 = 0,072 \text{ ш.б.}$$

Сол кезде сұлба келесідей болады:

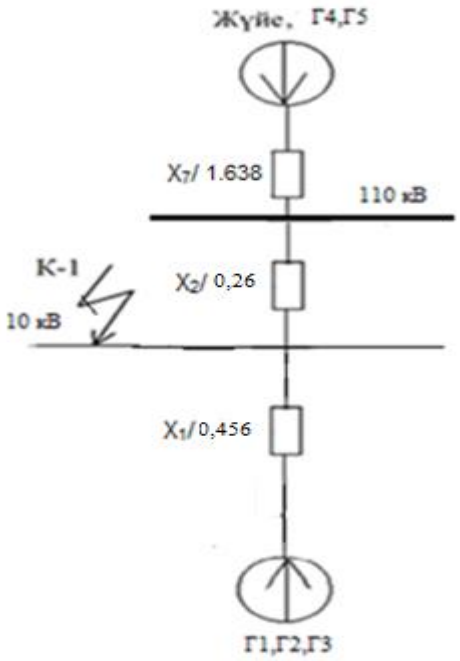


2.7 сурет - Орын басу сұлбасының қарапайымдатылған түрі.

Сұлбаны одан әрі қарапайым құлсақ онда:

$$X_6 = X_{3.1} + X_{3.3} + X_4 = 0,287 + 0,512 + 0,767 = 1,566 \text{ ш.б;}$$

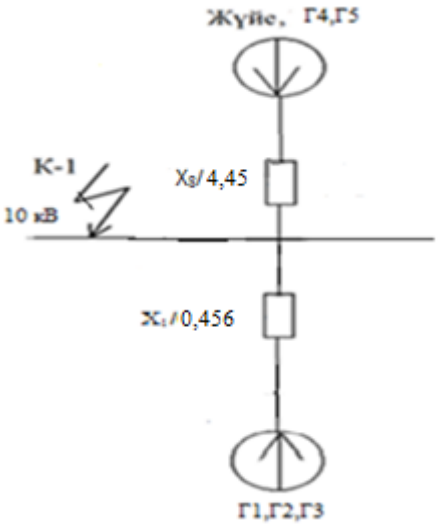
$$X_7 = X_5 + X_6 = 0,072 + 1,566 = 1,638 \text{ ш.б.}$$



2.8 сурет - Орын басу сұлбасының қарапайымдатылған түрі.

Осыдан біз X_8 аламыз :

$$X_8 = X_7 // X_2 = 1{,}638 // 0{,}26 = 4{,}45 \text{ ш.б}$$



2.9 сурет - Орын басу сұлбасының қарапайымдатылған түрі

Қысқа тұйықталу 10кВ нүктесінде сол себепті $U_{орт\text{-}К1} = 10{,}5$ кВ болады Г1, Г2,Г3 генераторлары үшін:

$$E_0'' = \sqrt{\left(I_0 \cdot x_d'' \cdot \cos\varphi_0\right)^2 + (U_0 + I_{no} \cdot x_d'' \cdot \sin\varphi_0)^2} =$$

$$\sqrt{(1 \cdot 0.189 \cdot 0.8)^2 + (1 + 1 \cdot 0.189 \cdot 0.53)^2} = \sqrt{0.022 + 1.21} = 1{,}11.$$

Г4, Г5 генераторлары үшін:

$$E_0'' = \sqrt{\left(I_0 \cdot x_d'' \cdot \cos\varphi_0\right)^2 + (U_0 + I_{no} \cdot x_d'' \cdot \sin\varphi_0)^2} =$$

$$\sqrt{(1 \cdot 0.192 \cdot 0.8)^2 + (1 + 1 \cdot 0.192 \cdot 0.53)^2} = \sqrt{0.0235 + 1.213} = 1{,}112.$$

Базалық тоқтың мәні:

$$I_б = \frac{S_б}{\sqrt{3}\, U_{срк1}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10.5} = 55{,}1 \text{ кА}.$$

G1,G2,G3 тоғы.

Мұндағы: $X_р$ – тармақтағы кедергінің нәтижелік көрсеткіші;

$I_б$ – базалық ток:

$$I_{n0} = \frac{E_0^{\backslash\backslash}}{X_p} I_b = \frac{1,11}{0,456} 55,1 = 134,125 \text{ кА.}$$

Энергожүйенің және G4,G5 тоғы:

$$I_{n0} = \frac{E_0^{\backslash\backslash}}{X_p} I_b = \frac{1,112}{4,45} 55,1 = 13,76 \text{ кА.}$$

Осы 2 тоқтың мәнін қоссақ:

$$I_{n0K} = 134,125 + 13,76 = 147,89 \text{кА.}$$

К-1 нүктесі үшін соққы тоғы:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{n0.}$$

G1,G2,G3 үшін k_y=1,976:

$$i_{y1} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{n0} = \sqrt{2} \cdot 1,976 \cdot 134,125 = 374,81 \text{ кА.}$$

Энергожүйенің және G4,G5 k_y=1,975:

$$i_{y2} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{n0} = \sqrt{2} \cdot 1,975 \cdot 13,76 = 38,42 \text{ кА.}$$

Соққы тоғының жалпы мәні:

$$i_y = i_{y1} + i_{y2} = 374,81 + 38,42 = 413,23 \text{ кА.}$$

Номианлды тоқты есептейтін болсақ:

$$I_{ном} = \frac{P_{ном}}{\sqrt{3}\, U_{ном} Cos\varphi ном} = \frac{100 \cdot 10^6}{\sqrt{3}\, 10,5 \cdot 10^3\, 0,85} = 6,469 \text{ кА.}$$

Апаттан кейін:

$$I_{MAX} = \frac{P_{ном}}{\sqrt{3}\, U_{ном} \cdot 0,95 Cos\varphi ном} = \frac{100 \cdot 10^6}{\sqrt{3}\, 10,5 \cdot 0,85 \cdot 10^3\, 0,95} = 6,81 \text{ кА.}$$

Енді осы мәндерді ескере отырып ажыратқыш таңдасақ ВВГ-20-160 (Uном=20 кВ, Iном=12500 А, tотк=0,14)

$$\tau = t_{РК} + t_{ОТК} = 0,01 + 0,14 = 0,15 \text{ с.}$$

G1,G2,G3 генераторларының перидикалық құраушылары ТВФ-110-2 үшін Та=0.417

$$i_{ntG1G2G3} = \sqrt{2} \cdot I_{n,0,G1G2G3} \cdot e^{\frac{-t}{Ta}} = \sqrt{2} \cdot 134{,}125 \cdot e^{\frac{-0.15}{0.417}} = 125{,}78 \text{ кА}.$$

G4,G5 генераторларының перидикалық құраушылары ТВФ-120-2 үшін Та=0,4

$$i_{ntG4G5} = \sqrt{2} \cdot I_{n,0,G4G5} \cdot e^{\frac{-t}{Ta}} = \sqrt{2} \cdot 13{,}76 \cdot e^{\frac{-0.15}{0.,4}} = 12{,}66 \text{ кА}.$$

Қысқа тұйықталу тогының толық квадраттық импульсі:

$$B_K = I^2_{n,0,k3} \cdot \left(t_{айыр} + T_a\right) = 134{,}125^2 \cdot (0{,}14 + 0{,}115) = 4587{,}32 \text{ кА}^2.$$

Ажыратқыштарды таңдау шарты:

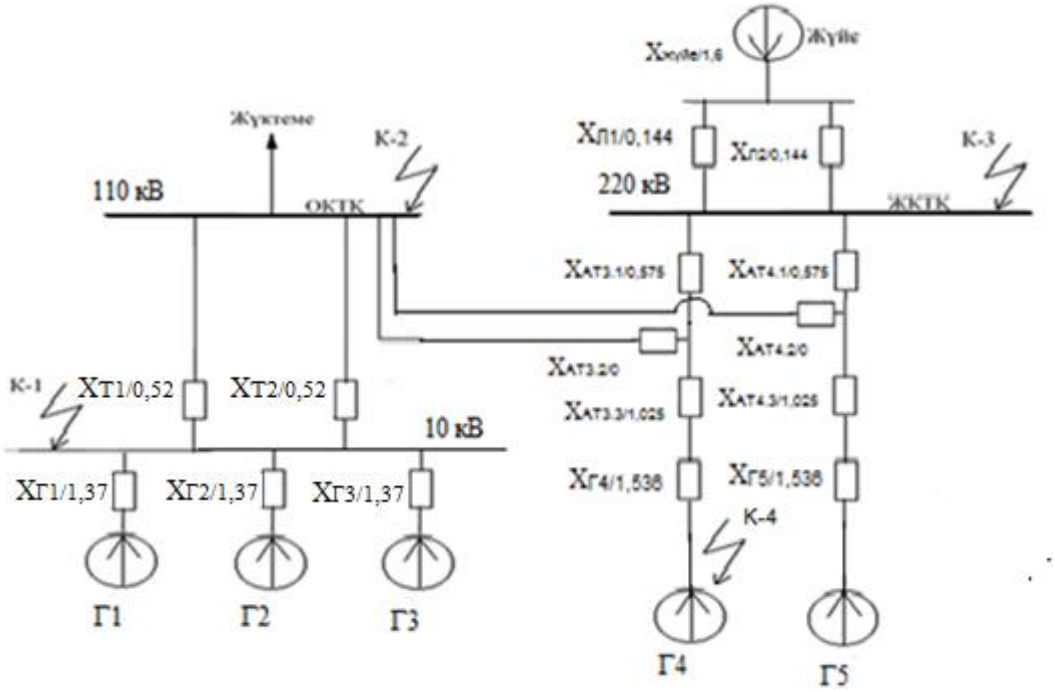
1. $U_{УСТ} \le U_{НОМ}$;
2. $I_{MAX} \le I_{НОМ}$;
3. $I_{n,\tau} \le I_{ОТК,НОМ}$;
4. $i_{a,\tau} \le I_{A,НОМ} = \sqrt{2} \cdot \beta_н \cdot I_{ОТК,НОМ5} / 100$;
5. $\sqrt{2} \cdot I_{n,\tau} + I_{a,\tau} \le \sqrt{2} \cdot I_{ОТК,НОМ} \cdot \left(\frac{\beta_н}{100} + 1\right)$;
6. $I_у \le I_{дин}$;
7. $B_К \le I^2_{n,0} \cdot (t_{ОТК} + T_a)$.

2.12 кесте - Ажыратқыштар мен айырғыштарды таңдау

Менің есептегенім	Ажыратқыш ВВГ-20-160	Айырғыш РВП-20/12500
$U_{НОМ}$ =10 кВ	$U_{НОМ}$ =20 кВ	$U_{НОМ}$ =15 кВ
I_{MAX} =6,81 кА	$I_{НОМ}$ =12,5 кА	$I_{НОМ}$ =12,5
$I_{n,\tau}$ =125,78 кА	$I_{ОТК,НОМ}$ =160 кА	
$i_{a,\tau}$ =12,66 кА	$I_{A,НОМ} = \sqrt{2} \cdot \beta_н \cdot I_{ОТК,НОМ5} / 100 =$ $\sqrt{2} \cdot 20 \cdot 160 / 100 = 45{,}25$ кА	
$\sqrt{2} \cdot I_{n,\tau} + I_{a,\tau} =$ $\sqrt{2} \cdot 125{,}78 + 12{,}66 = 190{,}53$кА	$\sqrt{2} \cdot I_{ОТК,НОМ} \cdot \left(\frac{\beta_н}{100} + 1\right) =$ $\sqrt{2} \cdot 160 \cdot \left(\frac{20}{100} + 1\right) = 271.52$кА	
$I_{n0К}$=147,89кА	$I_{дин}$=160 кА	
$i_у$=413,23 кА	$t_{дин} = 415$ кА	$I_{дин}$=490 кА

$B_K = 4587{,}32\ \text{кА}^2\text{с}$	$I^2_{n,0} \cdot (t_{OTK} + T_a) = 160^2 \cdot 4 = 102400$ $кА^2 \cdot с$	$I^2_{TEP} \cdot t_{TEP} = 180^2 \cdot 4 =$ $132496 кА^2 \cdot с$

К-2 нүктесіндегі қысқа тұйықталуды есептеу



2.10 сурет - Станцияның электрлік бөлігінің орынбасу сұлбасы

Г1, Г2,Г3 генераторларының кедергілері:

$$X_{1.1} = X_{Г1} // X_{Г2} // X_{Г3} = 1{,}37 // 1{,}37 // 1{,}37 = 0{,}456 \text{ ш.б.}$$

Т1, Т2 трансформатордың кедергілері:

$$X_{1.2} = X_{Т1} // X_{Т2} = 0{,}52 // 0{,}52 = 0{,}26 \text{ ш.б;}$$

$$X_1 = X_{1.1} + X_{1.2} = 0{,}456 +// 0{,}26 = 0{,}716 \text{ ш.б.}$$

Ары қарай Г4, Г5 генераторлары өзара параллель орналасқан:

$$X_4 = X_{Г4} // X_{Г5} = 1{,}536 // 1{,}536 = 0{,}767 \text{ ш.б.}$$

АТ3 және АТ4 автотрансформаторларының кедергісін есептесек:

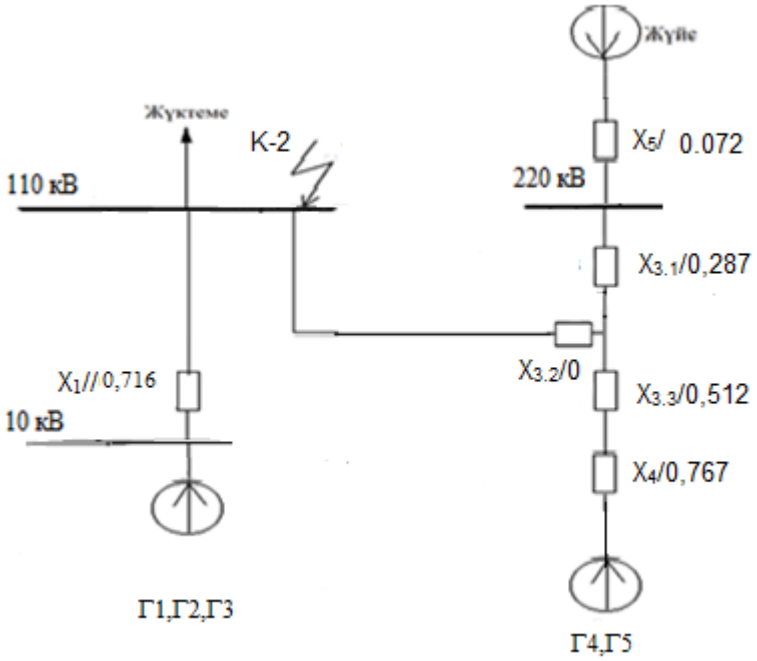
$$X_{3.1} = X_{АТ3.1} // X_{АТ4.1} = 0{,}575 // 0{,}575 = 0{,}287 \text{ ш.б;}$$

$$X_{3.2} = X_{АТ3.2} // X_{АТ4.2} = 0 \text{ ш.б;}$$

$$X_{3.3} = X_{АТ3.3} // X_{АТ4.3} = 1,025 // 1,025 = 0,512 \text{ ш.б.}$$

Желідегі кедергілерді есептесек:

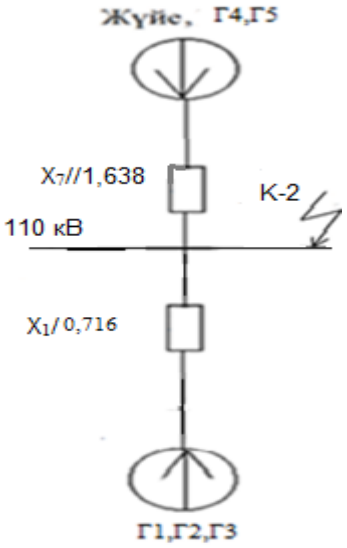
$$X_5 = X_{Л1} // X_{Л2} = 0,144 // 0,144 = 0,072 \text{ ш.б.}$$



2.11 сурет - Орын басу сұлбасының қарапайымдатылған түрі

$$X_6 = X_{3.1} + X_{3.3} + X_4 = 0,287 + 0,512 + 0,767 = 1,566 \text{ ш.б;}$$

$$X_7 = X_5 + X_6 = 0,072 + 1,566 = 1,638 \text{ ш.б.}$$



2.12 сурет - Орын басу сұлбасының қарапайымдатылған түрі

Қысқа тұйықталу 110 кВ тарату құрылғысында болғандықтан $U_{орт-К2}$ =115 кВ болады

Базалық тоқтың мәні:

$$I_б = \frac{S_б}{\sqrt{3}\ U_{срк1}} = \frac{1000}{\sqrt{3}\cdot 115} = 5{,}02 \text{ кА.}$$

G1,G2,G3 тоғы мұндағы : $X_р$ – тармақтағы кедергінің нәтижелік көрсеткіші; $I_б$ – базалық ток:

$$I_{n0} = \frac{E_0''}{X_p}\ I_b = \frac{1{,}11}{0{,}716}\ 5{,}02 = 7{,}78 \text{ кА.}$$

Энергожүйенің және G4,G5 тоғы:

$$I_{n0} = \frac{E_0''}{X_p}\ I_b = \frac{1{,}112}{1{,}638}\ 5{,}02 = 3{,}4 \text{ кА.}$$

Осы 2 тоқтың мәнін қоссақ:

$$I_{n0К} = 7{,}78 + 3{,}4 = 11{,}18 \text{ кА.}$$

К-2 нүктесі үшін соққы тоғы:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{n0.}$$

G1,G2,G3 үшін k_y=1,976:

$$i_{y1}=\sqrt{2}\cdot k_y\cdot I_{n0}=\sqrt{2}\cdot 1{,}976\cdot 7{,}78=21{,}74 \text{ кА}.$$

Энергожүйенің және G4,G5 k_y=1,975:

$$i_{y2}=\sqrt{2}\cdot k_y\cdot I_{n0}=\sqrt{2}\cdot 1{,}975\cdot 3{,}4=9{,}496 \text{ кА}.$$

Соққы тоғының жалпы мәні:

$$i_y = i_{y1}+ i_{y2}=21{,}74 +9{,}496 =31{,}236 \text{ кА}.$$

Номиналды тоқты есептейтін болсақ:

$$I_{ном} = \frac{P_{ном}}{\sqrt{3}\ U_{ном} Cos\varphi ном} = \frac{100\cdot 10^6}{\sqrt{3}\ 115\cdot 10^3\ 0{,}85}=590 \text{ А}.$$

Апаттан кейін:

$$I_{MAX} = \frac{P_{ном}}{\sqrt{3}\ U_{ном}\cdot 0{,}95 Cos\varphi ном} = \frac{100\cdot 10^6}{\sqrt{3}\ 115\cdot 0{,}85\cdot 10^3\ 0{,}95}=621{,}728 \text{ А}.$$

Енді осы мәндерді ескере отырып ажыратқыш таңдасақ ЯЭ-110Л-23/(13)У4 (Uном=110 кВ, Iном=1250 А, tотк=0,065)

$$\tau = t_{PK} + t_{OTK} = 0{,}01 + 0{,}065 = 0{,}075 \text{ с}.$$

Г1 ,Г2және Г2 генераторларынан ағатын токтың периодикалық құраушысы τ уақытында:

$$i_{ntG1G2G3} = \frac{I_{n01}}{I_{НОМ}} = \frac{7{,}78}{0.590}=13{,}18 \text{ кА}.$$

осыдан:

$$\frac{I_{n01}}{I_{n\tau}} = 0{,}59 \text{кА}.$$

Бұдан:

$$I_{n\tau} = 0{,}59\cdot 7{,}78 = 4{,}59.$$

G1,G2,G3 генераторларының аперидикалық құраушылары ТВФ-110-2 үшін Та=0.417

$$i_{ntG1G2G3} = \sqrt{2} \cdot I_{n,0,G1G2G3} \cdot e^{\frac{-t}{Ta}} = \sqrt{2} \cdot 4{,}59 \cdot e^{\frac{-0.075}{0.417}} = 5{,}32 \text{ кА}.$$

G4,G5 генераторларының перидикалық құраушылары ТВФ-120-2 үшін

$$Ta=0.4\, i_{ntG4G5} = \sqrt{2} \cdot I_{n,0,G4G5} \cdot e^{\frac{-t}{Ta}} = \sqrt{2} \cdot 3{,}4 \cdot e^{\frac{-0.075}{0.,4}} = 3{,}98 \text{ кА}.$$

Қорытынды периодикалық ток:

$$\sum I_{n,\tau} = 4{,}59 + 3{,}4 = 7{,}99 \text{ кА}.$$

Қорытынды апериодикалық ток:

$$\sum i_{a,t} = 5.32 + 3.98 = 9.3 \text{ кА}.$$

Қысқа тұйықталу тогының толық квадраттық импульсі:

$$B_K = I^2_{n,0,k3} \cdot \left(t_{айыр} + T_a\right) = 11{,}18^{\,2} \cdot \left(0{,}065 + 0{,}115\right) = 22{,}49 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Ажыратқыштарды таңдау шарты:

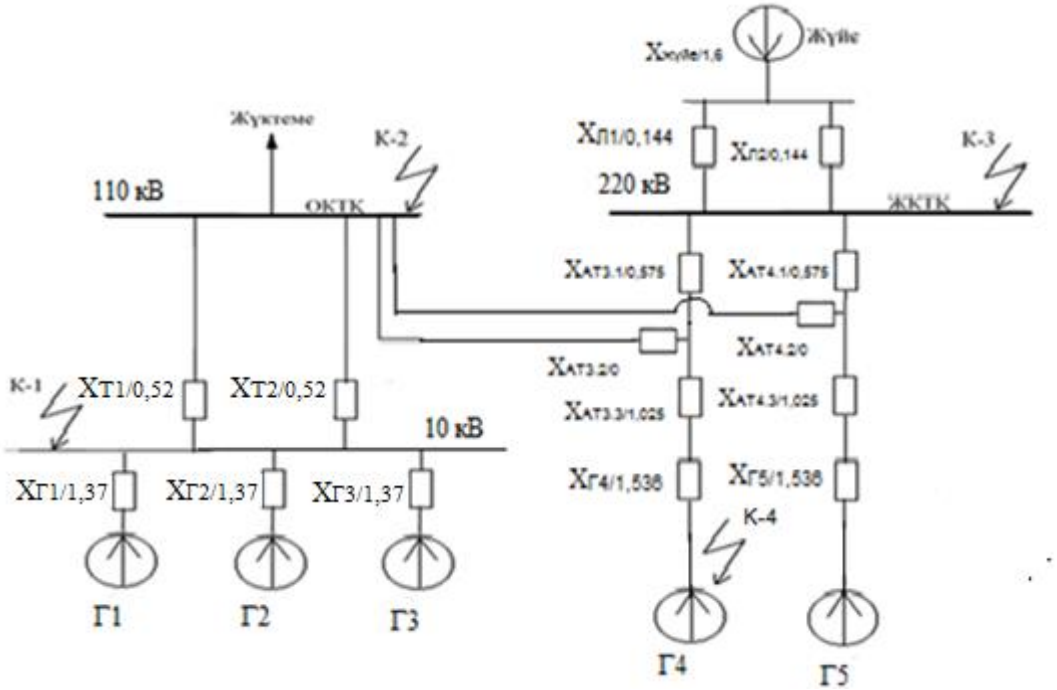
1. $U_{УСТ} \le U_{НОМ}$;
2. $I_{MAX} \le I_{НОМ}$;
3. $I_{n,\tau} \le I_{ОТК,НОМ}$;
4. $i_{a,\tau} \le I_{A,НОМ} = \sqrt{2} \beta_Н \cdot I_{ОТК,НОМ5} / 100$;
5. $\sqrt{2} \cdot I_{n,\tau} + I_{a,\tau} \le \sqrt{2} \cdot I_{ОТК,НОМ} \cdot \left(\frac{\beta_Н}{100} + 1\right)$;
6. $I_У \le I_{дин}$;
7. $B_K \le I^2_{n,0} \cdot \left(t_{ОТК} + T_a\right)$.

2.13 кесте - Ажыратқыштар мен айырғыштарды таңдау

Менің есептегенім	Ажыратқыш ЯЭ-110Л-23/(13)У4	Айырғыш РНД-110/630 Т1
$U_{НОМ}$ =110 кВ	$U_{НОМ}$ = 110 кВ	$U_{НОМ}$ =110 кВ
I_{MAX} =621,728 А	$I_{НОМ}$ =12,5 кА	$I_{НОМ}$ =630 А
$I_{n,\tau}$ = 7,99 кА	$I_{ОТК,НОМ}$ =40 кА	
$i_{a,\tau}$ = 9.3 кА	$I_{A,НОМ} = \sqrt{2} \cdot \beta_Н \cdot I_{ОТК,НОМ5} / 100 =$ $\sqrt{2} \cdot 40 \cdot 36 / 100 = 20{,}36$ кА	

$\sqrt{2}\cdot I_{n,\tau}+I_{a,\tau}=$ $\sqrt{2}\cdot 7{,}99+9{,}3=20{,}59$кА	$\sqrt{2}\cdot I_{ОТК,НОМ}\cdot\left(\frac{\beta_H}{100}+1\right)=$ $\sqrt{2}\cdot 40\cdot\left(\frac{36}{100}+1\right)=76{,}93$кА	
$I_{n0К}$=11,18 кА	$I_{дин}$=50 кА	
$i_у$=31,236 кА	$i_{дин}=125$ кА	$I_{дин}$=80кА
$B_К=22{,}49$ кА^{2}с	$I^2{}_{n,0}\cdot(t_{ОТК}+T_a)=50^2\cdot=7500\ кА^2\cdot с$	$I^2{}_{ТЕР}\cdot t_{ТЕР}=31{,}5^2\cdot 4=$ $3969 кА^2\cdot с$

К-3 нүктесіндегі қысқа тұйықталуды есептеу



2.13 сурет - Станцияның электрлік бөлігінің орынбасу сұлбасы

Г1, Г2,Г3 генераторларының кедергілері:

$$X_{1.1}= X_{Г1} // X_{Г2} // X_{Г3}= 1{,}37 // 1{,}37 // 1{,}37 =0{,}456 \text{ ш.б.}$$

Т1, Т2 трансформатордың кедергілері:

$$X_{1.2}= X_{Т1} // X_{Т2} = 0{,}52 // 0{,}52 = 0{,}26 \text{ ш.б;}$$

$$X_1= X_{1.1} + X_{1.2} = 0{,}456 +// 0{,}26 = 0{,}716 \text{ ш.б.}$$

Ары қарай Г4, Г5 генераторлары өзара параллель орналасқан:

$$X_4 = X_{Г4} // X_{Г5} = 1,536 // 1,536 = 0,767 \text{ ш.б}$$

АТ3 және АТ4 автотрансформаторларының кедергісін есептесек:

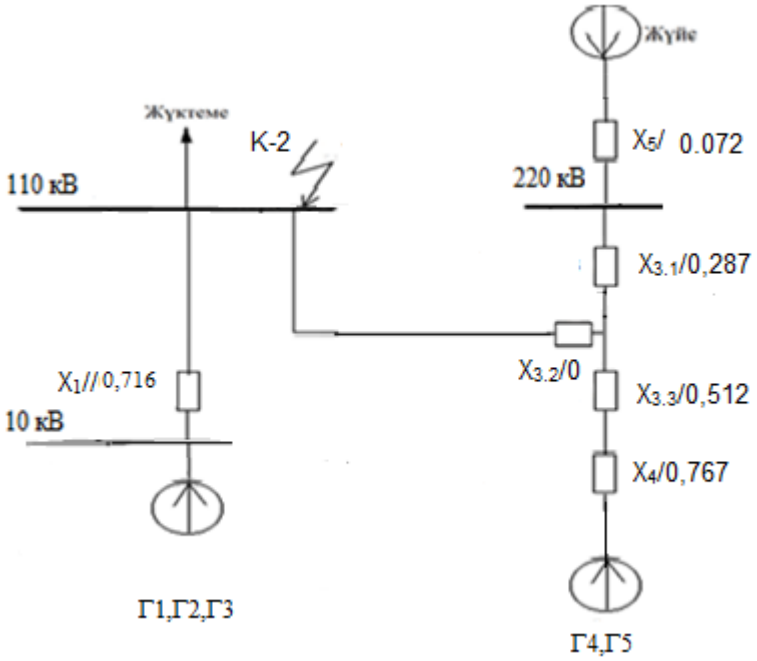
$$X_{3.1} = X_{АТ3.1} // X_{АТ4.1} = 0,575 // 0,575 = 0,287 \text{ ш.б}$$

$$X_{3.2} = X_{АТ3.2} // X_{АТ4.2} = 0 \text{ ш.б}$$

$$X_{3.3} = X_{АТ3.3} // X_{АТ4.3} = 1,025 // 1,025 = 0,512 \text{ ш.б}$$

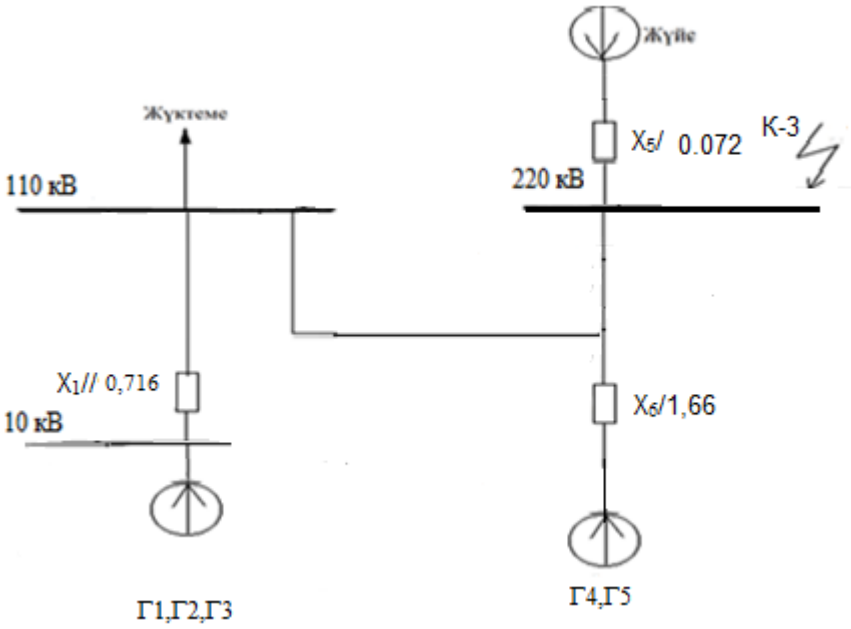
Желідегі кедергілерді есептесек:

$$X_5 = X_{Л1} // X_{Л2} = 0,144 // 0,144 = 0,072 \text{ ш.б}$$



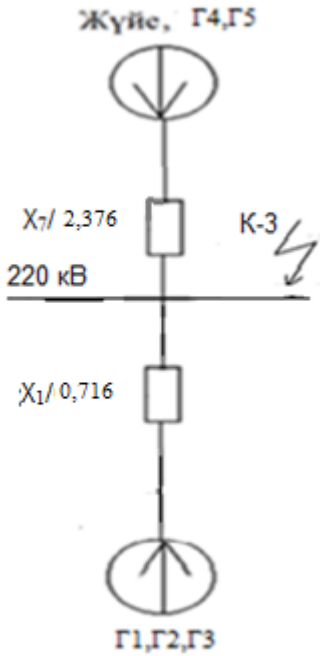
2.14 сурет - Орын басу сұлбасының қарапайымдатылған түрі

$$X_6 = X_{3.1} + X_{3.3} + X_4 = 0,287 + 0,512 + 0,767 = 1,566 \text{ ш.б}$$



2.15 сурет - Орын басу сұлбасының қарапайымдатылған түрі

$$X_7 = X_1 + X_6 = 0{,}716 + 1{,}66 = 2{,}376 \text{ш.б.}$$



2.16 сурет - Орын басу сұлбасының қарапайымдатылған түрі

Қысқа тұйықталу 220 кВ тарату құрылғысында болғандықтан $U_{орт\text{-}К3}$ =230 кВ болады

Базалық тоқтың мәні:

$$I_б = \frac{S_б}{\sqrt{3}\ U_{срк1}} = \frac{1000}{\sqrt{3}\cdot 230} = 2{,}51 кА.$$

G1,G2,G3 тоғы мұндағы : $X_р$ – тармақтағы кедергінің нәтижелік көрсеткіші; $I_б$ – базалық ток:

$$I_{n0} = \frac{E_0^{\backslash\backslash\backslash}}{X_p}\ I_b = \frac{1{,}11}{0{,}716}\ 2{,}51 = 3{,}89 кА.$$

Энергожүйенің және G4,G5 тоғы:

$$I_{n0} = \frac{E_0^{\backslash\backslash\backslash}}{X_p}\ I_b = \frac{1{,}112}{2{,}376}\ 2{,}51 = 1{,}17 кА.$$

Осы 2 токтың мәнін қоссақ:

$$I_{n0К} = 3{,}89 + 1{,}17 = 5{,}06 кА.$$

К-2 нүктесі үшін соққы тоғы:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{n0.}$$

G1,G2,G3 үшін k_y=1,976:

$$i_{y1} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{n0} = \sqrt{2} \cdot 1{,}976 \cdot 3{,}89 = 10{,}87 кА.$$

Энергожүйенің және G4,G5 k_y=1,975:

$$i_{y2} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{n0} = \sqrt{2} \cdot 1{,}975 \cdot 1{,}17 = 3{,}26 кА.$$

Соққы тоғының жалпы мәні:

$$i_y = i_{y1} + i_{y2} = 10{,}87 + 3{,}26 = 14{,}13 кА.$$

Номиандлы токты есептейтін болсақ:

$$I_{ном} = \frac{P_{ном}}{\sqrt{3}\ U_{ном} Cos\varphi ном} = \frac{100\cdot 10^6}{\sqrt{3}\ 230\cdot 10^3\ 0{,}85} = 295{,}53\ А.$$

Апаттан кейін:

$$I_{MAX} = \frac{P_{ном}}{\sqrt{3}\ U_{ном} \cdot 0{,}95 \cos\varphi ном} = \frac{100 \cdot 10^6}{\sqrt{3}\ 230 \cdot 0{,}85 \cdot 10^3\ 0{,}95} = 310{,}867 \text{ А.}$$

Енді осы мәндерді ескере отырып ажыратқыш таңдасақ ЯЭ-220Л-11(21)У4 (Uном=220 кВ, Iном=1250 А, tотк=0,065)

$$\tau = t_{РК} + t_{ОТК} = 0{,}01 + 0{,}065 = 0{,}075 \text{ с.}$$

ЭЖ келетін қысқа тұйықталу тоғының периодикалық құрамының бастапқы мәні, сол қысқа тұйықталу тоғының периодикалық құрамына тең болады:

$$I_{n02} = I_{П\tau} = 5{,}06.$$

Апериодикалық тоғы:

$$i_{ntG1G2G3} = \sqrt{2} \cdot I_{n,0,G1G2G3} \cdot e^{\frac{-t}{Ta}} = \sqrt{2} \cdot 5{,}06 \cdot e^{\frac{-0.075}{0.4}} = 5{,}82 \text{ кА.}$$

Г1 ,Г2және Г3 генераторларынан ағатын токтың периодикалық құраушысы:

$$i_{ntG1G2G3} = \frac{I_{n01}}{I_{НОМ}} = \frac{3{,}89}{0{,}295} = 13{,}18 \text{кА;}$$

$$\frac{I_{n01}}{I_{П\tau}} = 2{,}33 \text{ кА.}$$

Бұдан:

$$I_{П\tau} = 2.33 * 3{,}89 = 9{,}06 \text{ кА.}$$

Апериодикалық тоғы:

$$i_{ntG1G2G3} = \sqrt{2} \cdot I_{n,0,G1G2G3} \cdot e^{\frac{-t}{Ta}} = \sqrt{2} \cdot 9{,}06 \cdot e^{\frac{-0.075}{0{,}417}} = 10{,}5 \text{ кА.}$$

Қорытынды периодикалық ток:

$$\sum I_{n,\tau} = 5{,}06 + 9{,}06 = 14{,}12 \text{ кА.}$$

Қорытынды апериодикалық ток:

$$\sum i_{a,t} = 10{,}5 + 5{,}82 = 16{,}32 \text{ кА}.$$

Қысқа тұйықталу тогының толық квадраттық импульсі:

$$B_K = I^2_{n,0,k3} \cdot \left(t_{айыр} + T_a\right) = 5{,}06^{\,2} \cdot \left(0{,}065 + 0{,}4\right) = 11{,}9 \text{ кА}^2\text{с}.$$

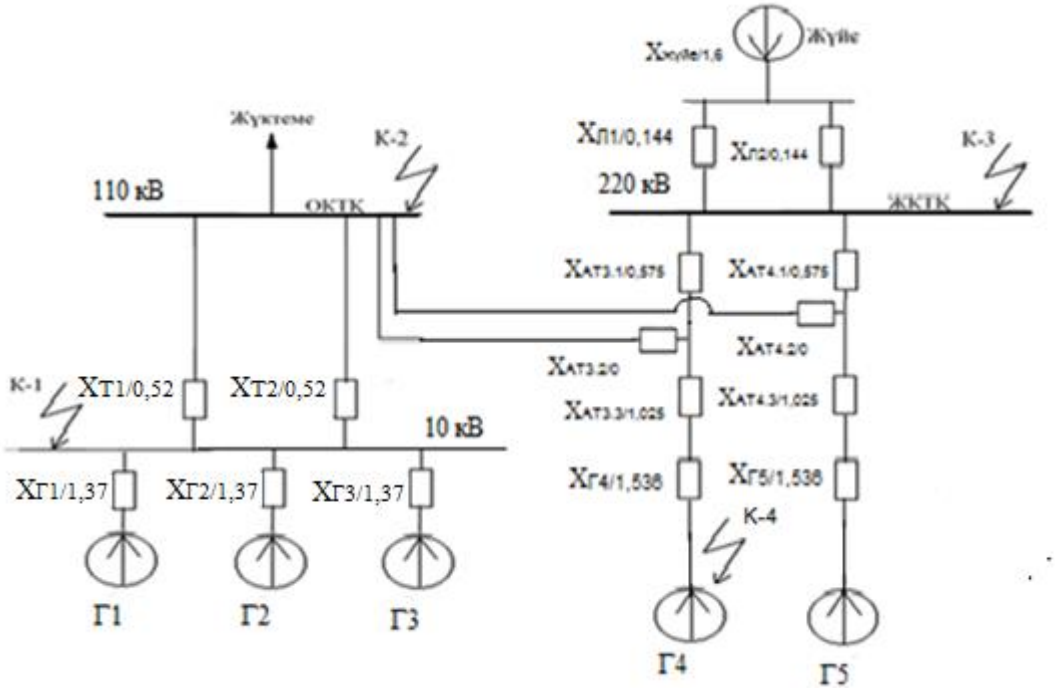
Ажыратқыштарды таңдау шарты:

1. $U_{УСТ} \le U_{НОМ}$;
2. $I_{MAX} \le I_{НОМ}$;
3. $I_{n,\tau} \le I_{ОТК,НОМ}$;
4. $i_{a,\tau} \le I_{A,НОМ} = \sqrt{2} \cdot \beta_Н \cdot I_{ОТК,НОМ5} / 100$;
5. $\sqrt{2} \cdot I_{n,\tau} + I_{a,\tau} \le \sqrt{2} \cdot I_{ОТК,НОМ} \cdot \left(\frac{\beta_Н}{100} + 1\right)$;
6. $I_У \le I_{дин}$;
7. $B_K \le I^2_{n,0} \cdot \left(t_{ОТК} + T_a\right)$.

2.14 кесте - Ажыратқыштар мен айырғыштарды таңдау

Менің есептегенім	Ажыратқыш ЯЭ-220Л-11(21)У4	Айырғыш РНД-110/630 Т1
$U_{НОМ}$ =220 кВ	$U_{НОМ}$ = 220 кВ	$U_{НОМ}$ =110 кВ
I_{MAX} =310,867 А	$I_{НОМ}$ =12,5 кА	$I_{НОМ}$ =630 А
$I_{n,\tau}$ =14,12 кА	$I_{ОТК,НОМ}$ =40 кА	
$i_{a,\tau}$ =16,32 кА	$I_{A,НОМ} = \sqrt{2} \cdot \beta_Н \cdot I_{ОТК,НОМ5} / 100 =$ $\sqrt{2} \cdot 40 \cdot 36 / 100 = 20{,}36$ кА	
$\sqrt{2} \cdot I_{n,\tau} + I_{a,\tau} =$ $\sqrt{2} \cdot 14{,}12 + 16{,}32 = 36{,}28$кА	$\sqrt{2} \cdot I_{ОТК,НОМ} \cdot \left(\frac{\beta_Н}{100} + 1\right) =$ $\sqrt{2} \cdot 40 \cdot \left(\frac{36}{100} + 1\right) = 76{,}93$кА	
$I_{n0К}$=5,06 кА	$I_{дин}$=50 кА	
$i_У$=14,13 кА	$i_{дин}$ =125 кА	$I_{дин}$=80кА
$B_К$ =11,9 кА^{2}с	$I^2_{n,0} \cdot \left(t_{ОТК} + T_a\right) = 50^2 \cdot 3 = 7500$ $кА^2 \cdot с$	$I^2_{ТЕР} \cdot t_{ТЕР} = 31{,}5^2 \cdot 4 =$ $3969 кА^2 \cdot с$

К-4 нүктесіндегі қысқа тұйықталуды есептеу



2.17 сурет - Станцияның электрлік бөлігінің орынбасу сұлбасы

Г1, Г2,Г3 генераторларының кедергілері:

$$X_{1.1}= X_{Г1} // X_{Г2} // X_{Г3}= 1,37 // 1,37 // 1,37 =0,456 \text{ ш.б.}$$

Т1, Т2 трансформатордың кедергілері:

$$X_{1.2}= X_{Т1} // X_{Т2} = 0,52 // 0,52 = 0,26 \text{ ш.б;}$$

$$X_1= X_{1.1} + X_{1.2} = 0,456 +// 0,26 = 0,716 \text{ ш.б.}$$

Желідегі кедергілерді есептесек:

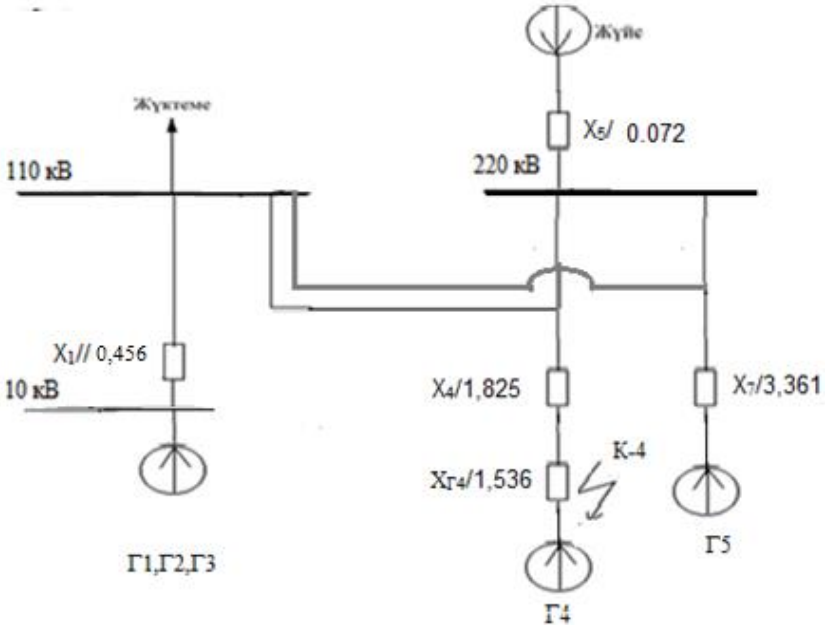
$$X_5= X_{Л1} // X_{Л2} = 0,144 // 0,144 =0,072 \text{ ш.б.}$$

Ары қарай автротрансформаторларды қарастырсақ онда:

$$X_4= X_{АТ3.1} + X_{АТ3.3}= 0,575 + 1,25=1,825 \text{ ш.б;}$$

$$X_6= X_{АТ4.1} + X_{АТ4.3}= 0,575 + 1,25=1,825 \text{ ш.б;}$$

$$X_7 = X_6 + X_{Г5} = 1,825 + 1,536 = 3,361 \text{ ш.б.}$$

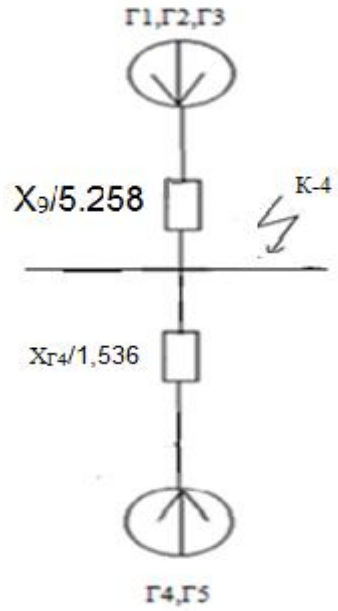


2.18 сурет - Орын басу сұлбасының қарапайымдатылған түрі

Ары қарай есептесек:

$$X_8 = X_4 + X_7 = 1,825 + 3,361 = 5,186 \text{ ш.б;}$$

$$X_9 = X_5 + X_7 = 0,072 + 5,186 = 5,258 \text{ ш.б.}$$



2.19 сурет - Орын басу сұлбасының қарапайымдатылған түрі

Қысқа тұйықталу 10кВ нүктесінде сол себепті $U_{орт\text{-}К1} = 10,5$ кВ болады

Базалық тоқтың мәні:

$$I_б = \frac{S_б}{\sqrt{3}\ U_{срк1}} = \frac{1000}{\sqrt{3}\cdot 10.5} = 55.1 \text{ кА}.$$

G1,G2,G3 тоғы мұндағы : $X_р$ – тармақтағы кедергінің нәтижелік көрсеткіші; $I_б$ – базалық ток:

$$I_{п0} = \frac{E_0^{\backslash\backslash\backslash}}{X_p} I_b = \frac{1,112}{5,258} 55,1 = 11,65 \text{ кА}.$$

Энергожүйенің және G4,G5 тоғы:

$$I_{п0} = \frac{E_0^{\backslash\backslash\backslash}}{X_p} I_b = \frac{1,11}{1,536} 55,1 = 39,8 \text{ кА}.$$

Осы 2 токтың мәнін қоссақ:

$$I_{п0К} = 39,8 + 11,65 = 51,46 \text{ кА}.$$

К-1 нүктесі үшін соққы тоғы:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{п0.}$$

G1,G2,G3 үшін k_y=1,976:

$$i_{y1} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{п0} = \sqrt{2} \cdot 1,976 \cdot 11,65 = 32,55 \text{ кА}.$$

Энергожүйенің және G4,G5 k_y=1,975:

$$i_{y2} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{п0} = \sqrt{2} \cdot 1,975 \cdot 39,8 = 110,9 \text{ кА}.$$

Соққы тоғының жалпы мәні:

$$i_y = i_{y1} + i_{y2} = 32,55 + 110,9 = 143,45 \text{ кА}.$$

Номиандлы токты есептейтін болсақ:

$$I_{ном} = \frac{P_{ном}}{\sqrt{3}\ U_{ном} Cos\varphi ном} = \frac{100 \cdot 10^6}{\sqrt{3}\ 10,5 \cdot 10^3\ 0,85} = 6,469 \text{ кА}.$$

Апаттан кейін:

$$I_{MAX} = \frac{P_{ном}}{\sqrt{3}\ U_{ном} \cdot 0{,}95 Cos\varphi ном} = \frac{100 \cdot 10^6}{\sqrt{3}\ 10{,}5 \cdot 0{,}85 \cdot 10^3\ 0{,}95} = 6{,}81 \text{ кА}.$$

Енді осы мәндерді ескере отырып ажыратқыш таңдасақ ВГМ-30-90 (Uном=20 кВ, Iном=11200А, tотк=0,15)

$$\tau = t_{РК} + t_{ОТК} = 0{,}01 + 0{,}15 = 0{,}16 \text{ с}.$$

G1,G2,G3 генераторларының перидикалық құраушылары ТВФ-100-2 үшін Та=0.417

$$i_{ntG1G2G3} = \sqrt{2} \cdot I_{n,0,G1G2G3} \cdot e^{\frac{-t}{Ta}} = \sqrt{2} \cdot 11{,}65 \cdot e^{\frac{-0.16}{0.417}} = 11{,}48 \text{ кА}.$$

G4,G5 генераторларының аперидикалық құраушылары ТВФ-120-2 үшін Та=0,4.

$$i_{ntG4G5} = \sqrt{2} \cdot I_{n,0,G4G5} \cdot e^{\frac{-t}{Ta}} = \sqrt{2} \cdot 39{,}8 \cdot e^{\frac{-0.16}{0.,4}} = 35{,}5 \text{ кА}.$$

Қысқа тұйықталу тогының толық квадраттық импульсі:

$$B_K = I^2_{n,0,k4} \cdot \left(t_{айыр} + T_a\right) = 11{,}65^2 \cdot (0{,}15 + 0{,}115) = 35{,}966 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Ажыратқыштарды таңдау шарты:

1. $U_{УСТ} \le U_{НОМ}$;
2. $I_{MAX} \le I_{НОМ}$;
3. $I_{n,\tau} \le I_{ОТК,НОМ}$;
4. $i_{a,\tau} \le I_{A,НОМ} = \sqrt{2} \beta_н \cdot I_{ОТК,НОМ5} / 100$;
5. $\sqrt{2} \cdot I_{n,\tau} + I_{a,\tau} \le \sqrt{2} \cdot I_{ОТК,НОМ} \cdot \left(\frac{\beta_н}{100} + 1\right)$;
6. $I_у \le I_{дин}$;
7. $B_K \le I^2_{n,0} \cdot \left(t_{ОТК} + T_a\right)$.

2.15 кесте - Ажыратқыштар мен айырғыштарды таңдау

Менің есептегенім	Ажыратқыш ВВГ-20-160	Айырғыш РВР-20/6300 УЗ
$U_{НОМ}$ =10 кВ	$U_{НОМ}$ =20 кВ	$U_{НОМ}$ =25 кВ
I_{MAX} =6,81 кА	$I_{НОМ}$ =11,2 кА	$I_{НОМ}$ =6300 А

$I_{n,\tau}$=11,48 кА	$I_{OTK,HOM}$=90 кА	
$i_{a,\tau}$=35,5 кА	$I_{A,HOM} = \sqrt{2} \cdot \beta_H \cdot I_{OTK,HOM5} / 100 =$ $\sqrt{2} \cdot 25 \cdot 90 / 100 = 31{,}819$ кА	
$\sqrt{2} \cdot I_{n,\tau} + I_{a,\tau} =$ $\sqrt{2} \cdot 11{,}48 + 35{,}5 = 51{,}73$кА	$\sqrt{2} \cdot I_{OTK,HOM} \cdot \left(\frac{\beta_H}{100} + 1\right) =$ $\sqrt{2} \cdot 90 \cdot \left(\frac{25}{100} + 1\right) = 159{,}09$кА	
I_{n0K}=51,46 кА	$I_{дин}$=90 кА	
i_y=143,45 кА	$t_{дин} = 320$ кА	$I_{дин}$=260 кА
$B_K = 3563{,}14$ кА^{2}с	$I^2{}_{n,0} \cdot (t_{OTK} + T_a) = 90^2 \cdot 4 = 32400$ $кА^2 \cdot с$	$I^2{}_{TEP} \cdot t_{TEP} = 105^2 \cdot 4 =$ $44100 кА^2 \cdot с$

2.5 Тоқ және кернеу трансформаторларын таңдау

Тоқ трансформаторының таңдау шарттары:

- $U_{КОН} \le U_{НОМ}$;
- $I_{НОМ.Есептік} \le I_{НОМ}$.

Дәлдік класымен:

- $i_y \le i_{дин}$;
- $B_K \le I^2{}_{TEP} \cdot t_{TEP}$.

2.16 кесте - К-1 нүктесі үщін ТШВ-15-У3 ток трансформаторын таңдаймыз

К-1 мәндері	Трансформатор мәндері
$U_{НОМ}$ =10 кВ	$U_{НОМ}$ =15 кВ
$I_{НОМ.Есептік}$=6,47 кА	$I_{НОМ}$=8000 А
i_y=413,23 кА	$i_{дин}$=450 кА
$B_K = 4587{,}32$ кА^{2}с	$I^2{}_{TEP} \cdot t_{TEP}$=19200 кА^{2}с

2.17 кесте - К-2 нүктесі үщін ТФЗМ110Б-III ток трансформаторын таңдаймыз

К-2 мәндері	Трансформатор мәндері
$U_{НОМ}$ =110 кВ	$U_{НОМ}$ =110 кВ
$I_{НОМ.Есептік}$=6,47 кА	$I_{НОМ}$ =2000А
i_y=31,236 кА кА	$i_{дин}$=212 кА
$B_K = 22{,}49$ кА^{2}с	$I^2{}_{TEP} \cdot t_{TEP}$=108 кА^{2}с

2.18 кесте - К-3 нүктесі үщін ТФЗМ 220Б-III ток трансформаторын таңдаймыз

К-3 мәндері	Трансформатор мәндері
$U_{НОМ}$ =220 кВ	$U_{НОМ}$ =220 кВ
$I_{НОМ.Есептік}$ =295,53 А	$I_{НОМ}$ =1200 А
i_y=14,13 кА	$i_{дин}$=100 кА
B_K =11,9 $кА^2с$	$I^2_{ТЕР} \cdot t_{ТЕР}$ =4609,92 $кА^2с$

2.19 кесте - К-4 нүктесі үщін ТШВ-24-УЗ ток трансформаторын таңдаймыз

К-1 мәндері	Трансформатор мәндері
$U_{НОМ}$ =10 кВ	$U_{НОМ}$ =24 кВ
$I_{НОМ.Есептік}$ =6,469 кА	$I_{НОМ}$ =24000 А
i_y=143,45 кА	$i_{дин}$=450 кА
B_K = 3563,14 $кА^2с$	$I^2_{ТЕР} \cdot t_{ТЕР}$ =4800 $кА^2с$

Енді кернеу трансформаторын тандау шарттары:

- $U_{КОН} \leq U_{НОМ}$;
- конструкциясымен және орамының қосылу схемасымен;
- дәлдік класымен;
- $S_{2РАС} \leq S_{2НОМ}$.

.

2.19 кесте

1-кернеу трансформаторы	2-кернеу трансформаторы	3-кернеу трансформаторы	4-кернеу трансформаторы
U_H =10 кВ	U_H =110кВ	U_H =220кВ	U_H =10кВ
U_{1H} =10кВ	U_{1H} =110кВ	U_{1H} =220кВ	U_{1H} =10кВ
U_{2H} =10	U_{2H} =110кВ	U_{2H} =220кВ	U_{2H} =10кВ
$S_{пред}$=630 ВА	$S_{пред}$=2000 ВА	$S_{пред}$=2000 ВА	$S_{пред}$=400 ВА
НОМ-10-66	НКФ-110-58	НКФ-220-58	НТМИ-10-66

3 Экономикалық бөлім

3.1 Өндірістің жоспары

Энергетика кәсіпорыны техникалық мәселелерді шешу кезінде қашан да шығындар мен жоба өндірісінің нәтижелері арасында үйлесімді арақатынасқа ие болуы және күрделі қаржы жұмсаудың жаңа формаларын қарастыруы тиіс.

Техникалық шешімдердің тиімділігін техникалық-экономикалық негіздеме немесе бизнес-жоспарды жасаумен зерттеуге болады.

Техникалық-экономикалық негіздеме (ТЭН) – экономикалық тиімділікті зерттеу, жасалынатын инвестициялық жобаның экономикалық көрсеткіштерін талдау және есептеу.

ТЭН жасау кезінде басты тапсырма инвестициялық жобаға кететін шығындарды және оның нәтижелерін бағалау, жобаның өтелу мерзімін талдау болып табылады.

Техникалық-экономикалық негіздеме келесі тақырыптық бөлімдерден тұруы мүмкін: ұсынылатын жоба мазмұнының қысқаша сипаттамасы (жобаның технологиялық және инженерлік аспектілері, жобада пайдаланылатын қажетті ресурстар); нарыққа шағын шолу (өткізу нарығы, өндіріс қуаты және өндірістік бағдарлама, сату болжамы, электр энергиясының тарифтері және т.б.); объектінің аумақтық орналасқан жері; еңбек ресурстары (болжамды қызметақы және жалақы); жоспарланатын жобаның экономикалық және қаржылық жағдайын жалпы бағалау.

Болашақта қаланың өсуіне және электрэнергия тұтынушыларының көбеюіне байланысты, соған сәйкесінше электрэнергияның өсуін талап етеді. ЖЭО құрлысына байланысты күштік жабдықтарды таңдап және оларды жайғастыру қажет, келешекте ЖЭО кеңеюіне, өсуіне мүмкіндік жасалуы керек. ЖЭО қызметінің бағдарламасын дайындау стратегиялық жоспарлаудың бірінші кезеңі болып табылады, оның астында стратегиялық жоспарлауды қолдау және құру бойынша басқару қызметі мен ЖЭО мақсаттары, оның потенциалды мүмкіндіктері жатады.

Біздің жағдайда электрэнергияға қажетті әр түрлі азықтың бағасын төмендету үшін, энергия саласында жұмыс істейтін инженерлер, экономистер, менеджерлер, ғылыми жұмысшылар және басқа маман жұмысшылары осы тапсырманың ең тиімді жолын қарастырып шығарып жатыр. Қазіргі заманға сай станцияларға бірнеше талаптар қойылады, олар бірінші кезекте атмосфераға экологиялық шығарылымдардын және зиянды заттардың таралу көлемін және екіншісі станцияның жабдықтарын пайдаланудың қауіпсіздігін қанағаттандыру керек. Осыған байланысты электр және жылу энергиясын арзан тәсілмен алуды жетілдіру үшін жаңа технологиялар мен конструкторлы есептеулер қолданылады.

3.2 ЖЭО-ның жылдық энергия жіберуін анықтау

Бір кВт·сағ өндіруге жұмсалатын отынның меншікті шығысы 190-210 ш.о.г/кВт·сағ.

Қатты отынның тасымалдану құнының шамасы 0,8-1,0 теңге/т-км.

Электр стансасының жұмысы кезінде өндірілетін энергияның бір бөлігі стансаның өзіндік мұқтажына жұмсалады. Электр энергиясының бұл шығысы қондырғының типіне және оның бірлік қуатына, қолданатын отын түріне, негізгі және көмекші қондырғылардың техникалық жетілу дәрежелеріне жәнестансада техника мен қаржы саясатын дұрыс жүргізуге байланысты болады. Стансаның өзіндік мұқтажына жұмсалатын электр энергиясының шығысы -6 дан 16%-ға дейін.

Есептерде өзіндік мұқтаждықты электрмен қамтамасыз ету үшін кететін электр энергиясының шығынын – 7-9% деп қабылдадым.

Электр және жылу энергияларының жылдық жіберулері келесі кейіптемелермен анықталады:

$$Э_{жіб} = Э_{өнд} \cdot (1 - Э_{ө.м.}), \text{ млн. кВт·сағ.} \quad (3.1)$$

мұндағы $Э_{өнд}$ – электр энергиясының 1 жыл ішінде өндірілуі. Ол келесі түрде анықталады.

$$Э_{өнд} = t_ж \cdot \sum P_{i.ж} \cdot t_{i.ж} + t_қ \cdot \sum P_{i.қ} \cdot t_{i.қ}, \text{ млн. МВт·сағ.} \quad (3.2)$$

мұндағы $t_ж$, $t_қ$ – жазғы және қысқы күндердің саны;

$P_{i.ж}$, $P_{i.қ}$ – қуаттың уақыт бойынша өндірілуі, МВт;

$t_{i.ж}$, $t_{i.қ}$ – жазғы және қысқы күндердегі қуат өндіру уақыты, сағ.

$$Э_{өнд} = 165 \cdot (8 \cdot 459 \cdot 10^3 + 16 \cdot 351 \cdot 10^3) + 200 \cdot (8 \cdot 570 \cdot 10^3 + 16 \cdot 459 \cdot 10^3) = 3865 \cdot 10^6 \text{ кВт·сағ;}$$

$$Э_{жіб} = 3865 \cdot (1 - 0{,}07) = 3594{,}45 \text{ млн. кВт·сағ.}$$

3.3 Отынға жұмсалатын шығынды есептеу

Отынға кететін шығындарды анықтау үшін ең алдымен станцияның қандай отынмен жұмыс істейтінін анықтау керек. Жобаланып отырған станцияда Екібастұздың көмірі жағылады деп қабылдадым.

Электр және жылу энергияларын өндіруге кететін жылдық отын шығыны:

$$В_Э = Э_Ө \cdot b_Э, \text{ мың ш.о.т;} \quad (3.3)$$

$$В_Э = 3{,}865 \cdot 10^6 \cdot 0{,}19 = 7343{,}5 \text{ мың ш.о.т.}$$

Жылу электр орталығының жалпы отын шығыны:

$$В_Ш = Э_Э = 7343{,}5 \text{ мың ш.о.т.}$$

Шартты отынмен есептелген мәндерді табиғи отынға айналдыру керек. Ол үшін келесі қатынасты қолданамыз:

$$В_Т = Э_Ш / К_А, \text{ мың т.о.т.}$$

$$В_Т = \frac{7343{,}5}{1{,}667} = 4405 \text{ мың ш.о.т.} \quad (3.4)$$

мұндағы $К_А$ – шартты отынды табиғи отынға айналдыратын еселеуіш. Ол шартты отынның жылу шығару қабілетінің табиғи отынның жылу шығару қабілетіне қатынасымен анықталады:

$$К_А = \frac{7000}{4200} = 1{,}667.$$

Келесі мәселе - отынды тасымалдуға кететін шығын. Бұл шығынды анықтау үшін Екібастұздан Алматыға дейінгі қашықтықты R =1300 км екндігін анықтадым. Отынның бір тонна табиғи отынды тасымалдау үшін кететін шығын:

$$Б_{тасым} = R \cdot (0{,}8 - 1), \text{ теңге/т.о.т.} \quad (3.5)$$

Яғни қатты отынды бір километр арақашықтыққа тасымалдау үшін 0,8-1 теңге шығындалады деп қабылдадым. Берілген шамаларды қолданып отынды тасымалдауға кеткен шығынды анықтаймын:

$$Б_{тасым} = 1300 \cdot 0{,}8 = 1040 \text{ теңге/т.о.т.}$$

Жалпы отынға кететін шығынды анықтау үшін келесі формуланы қонданамын:

$$Ш_{отын} = В_Т \cdot (Б_{отын} + Б_{тасым}), \text{ млн. теңге;} \quad (3.6)$$

$$Ш_{отын} = 4405 \cdot (8500 + 1040) = 6211 \text{ млн. теңге.}$$

3.4 Отынды қолданудың ПӘК-і

Пайдалы әрекет коэффициенті 100%-ға тең құрылғыда 1 кВт*сағ электр энергияны өндіру үшін 123 ш.о.г. жағылу керектігі белгілі. Осыны қолданып отынның ПӘК-ін келесідей табуға болады:

$$ПӘК = \frac{123}{b_э} \cdot 100\,\%\,; \quad (3.7)$$

$$ПӘК = \frac{123}{190} \cdot 100\,\% = 64{,}74\%\,.$$

Жылулық энергия өндіру бойынша анықтау:

$$ПӘК = \frac{0{,}86 \cdot Э_{жіб}}{7 \cdot В} \cdot 100\,\%; \quad (3.8)$$

$$ПӘК = \frac{0{,}86 \cdot 3865}{7 \cdot 7343{,}5} \cdot 100\,\% = 64{,}7\%.$$

мұндағы 0,86 – электрлік энергияны жылу энергиясына аудару еселеуіші

7 – шартты отын ұшін жылу шығару қабілеттілігі, 7000 ккал/кг.

3.5 Станциядағы сұға кететін шығындар

ЖЭО-да су шығыр шықтандырғыштарында буды салқындатуға, жылуменқамдау жүйелерін толықтыруға, генераторлар мен трансформаторлардың салқындатылуына, күлді тазалауға және т.б. шығындалады. Стансалардың сумен қамдау жүйесіне (тікелей, айналмалы) сәйкесті су шығындарының шамалары да әртүрлі болады. Мысал ретінде Қазақстандағы стансалардың біріндегі суға кететін шығынның көлемі 0,13-0,15 теңге/кВт·сағ аралығында екен. Күрделі есептер үшін сумен қамдаудағы шығындар келесідегідей табылады:

$$Ш_с = Э_с\ (0{,}13 - 0{,}15),\ \text{млн.теңге;} \qquad (3.9)$$

$$Ш_с = 3865 \cdot 0{,}13 = 502{,}45\ \text{млн. теңге.}$$

3.6 Еңбекақы шығындарын есептеу

Өндірісте және қызмет көрсететін ЖЭО-ының өнеркәсіптік-өндірістік персоналға (ӨӨП) жұмсалатын еңбекақыларды анықтау үшін оның санын білу қажет. ӨӨП-лар -пайдалану, жөндеу және әкімшілік-басқару деп жіктеледі. Олардың саны негізінен негізгі энергетикалық қондырғының қуаты мен санына, қолданатын отын түріне, жөндеу жүргізу тәсілдеріне тәуелді болады.

ӨӨП санын электр стансасында 1 МВт орнатылған электр қуатына қанша адам саны кететінін көрсететін штаттық еселеуіш арқылы анықтауға болады. Стансаның орнатылған электр қуатын осы қуатты пайдаланудың максималды сағат саны және электр энергиясын жылдық өндіру шамасы арқылы анықтауға болады, яғни:

$$N_{орн} = \frac{Э_{енд}}{Т_м},\ \text{МВт;} \qquad (3.10)$$

$$N_{орн} = \frac{3865}{5000} = 0{,}61\ \text{МВт.}$$

Орнатылған қуатты пайдаланудың максималды сағат саны Тм-ді есепте 5500 сағат деп аламыз. Жоғарыда айтылып өткендей, студенттерге нұсқа жетпеген жағдайда Тм санын 5000 сағат (оңтүстік аймақтар) және 6000 сағат (солтүстік аймақтар) деп түзетеміз.

Қазақстанның кейбір стансаларындағы жұмысшылардың саны туралы әдеби және іс-жүзіндегі мәліметтер бойынша штаттық еселеуіштің орташа

мәндерін алуға болады (Кш): орнатылған қуаты 500 МВт-тан жоғары ЖЭО үшін - 1,3 -1,5 адам/МВт, қуаты 500 МВт-тан аз болса- 1,6 - 1,8 адам / МВт.

$$ҚС = К_{ш} \cdot К_{орн}, \text{ адам;} \quad (3.11)$$

$$ҚС = 1,5 \cdot 0,61 \cdot 3865 = 3536,47 \text{ адам.}$$

Еңбекақының қосынды қорына кіретіндер:

- негізгі еңбекақы(Шнеа), оған энергияны өндірудің технологиялық үрдісте айналысатын жұмысшылардың еңбекақысы кіреді, сонымен қатар жұмыс істелген уақытпен байланысты (тарифтік мөлшерлемелер жәнеміндетті айлық ақылар, еңбекақы қорынан алынатын жұмысшылардың сыйақылары, мерекелік күндер мен түнгі уақыттағы жұмыс үшін төленетін қосымша төлемдер және т.б.) ақылар да кіреді.

- қосымша еңбекақыға (Шқеа) жұмыс уақытына байланысты емес (кезекті, қосымша және оқуға байланысты демалыстарға және мемлекеттік міндеттерді орындауға байланысты төлемдер және т.б.) төлемдеркіреді.

- еңбекақыдан алынатын төлемдерге (Шеаа) әлеуметтік салықтар және зейнеткерлік қорға түсетін аударылымдар кіреді.

Еңбекақының қосынды қорын анықтайтын кейіптеме мынаған тең:

$$Ш_{еа} = Ш_{неа} + Ш_{қеа} + Ш_{еаа}, \text{ млн. теңге;} \quad (3.12)$$

$$Ш_{неа} = 3536,47 \cdot 0,66 = 1697,5 \text{ млн. теңге;}$$

$$Ш_{қеа} = 1697,5 \cdot 0,1 = 169,7 \text{ млн. теңге;}$$

$$Ш_{ееа} = 1697,5 \cdot 0,215 = 364,96 \text{ млн. теңге;}$$

$$Ш_{еа} = 1697,5 + 169,7 + 364,96 = 2232,16 \text{ млн. теңге.}$$

Орташа жылдық негізгі еңбекақының шамасы $Ш_{неа}$ бір қызметкерге 660 мыңтеңге деп қабылданады. $Ш_{қеа}$ шамасы $Ш_{неа}$ шамасының 10-15 % мөлшеріне тең деп алынады. Еңбекақыдан алынатын аударылымдар $Ш_{ееа}$ (әлеуметтік салық және зейнеткерлік қорға аударымдар) $Ш_{неа}$ және $Ш_{қеа}$ қосындысының 21.5% мөлшеріне тең деп қабылданады.

3.7 Амортизациялық аударылымдарды есептеу

Амортизациялық аударылымдар жабдықтардың табиғи және моральдық тозуын қаржылай орнын толтыру екені белгілі және күрделі жөндеу жүргізу мен тозған жабдықтардың орнына жаңа жабдықтар алуға (реновация) жұмсалады. Амортизациялық аударылымдар стансаның қосынды капиталдық салымдар шамасынан (әдетте әдебиеттерде аталатын: негізгі өндірістік

қорлар, мекемелердің негізгі активтері, негізгі капитал) пайызбен алынады. Әрбір жабдыққа жұмыс уақытына және өндірістік үрдістегі өндірістік қорлардың тағайындалуына байланысты амортизациялаудың өз нормалары белгіленген. Амортизацияның шектік нормалары ҚР Президентінің №2235 24.04.95 ж., заң күшіне ие Қаулысына байланысты белгіленеді, амортизация нормаларын одан жоғары қолдануға болмайды.

Негізгі өндірістік қорлар (капиталдық салымдар) бағасын анықтау үшін алдын ала есептеулер жүргізгенде ТМД елдері мен шет елдерде меншікті капитал салымдары көрсеткіші Кменшкеңінен қолданылады. Оның мәні тіпті бір типті стансалар ішінде блоктарының қуатына, олардың санына, пайдаланылатын отынның түріне және экологиялық талаптарға байланысты кең ауқымда жатады. Есептеулерде Кменш шамасы ЖЭО үшін - 850 $/кВт деп қабылдадым. Орнатылған қуаттары диапозонына жататын стансалар үшін $К_{менш}$ сәйкес үлесте қабылданады. АҚШ долларының бағасын есептеуде 330 теңге деп қабылдадым

$$К = К_{менш} \cdot N_{орн}, \text{ млн. теңге;} \qquad (3.13)$$

$$К = 850 \cdot 570 \cdot 330 = 161040 \text{ млн. теңге.}$$

Орташа есеппен блоктардың жәнестансаның жалпы қуатына, пайдаланылатын отын түріне байланысты амортизациялау нормасы 6 - 8 % аралығында болады. Жалпылама есептеулер жүргізу үшін амортизациялық аударылымдар нормаларын К шамасының 7% мөлшерінде қабылдау керек

$$Ш_а = 0,07 \cdot К, \text{ млн. теңге;} \qquad (3.14)$$

$$Ш_а = 0,07 \cdot 161040 = 11272,8 \text{ млн. теңге.}$$

3.8 Ағымдағы жөндеу шығындарын есептеу

Бұл шығын құраушысына өндірістік жабдықтарға ағымдағы жөндеу жүргізуге кететін шығындардан басқа техникалық қарап шығуға және жұмыскезіндегі жабдықтарды жұмысқа қабілетті күйінде ұстап тұруға (сүрту және майлау материалдары) кететін шығындар жатады және мына шамада анықталады.

$$Ш_ж = 0,15 \cdot Ш_а, \text{ млн. теңге;} \qquad (3.15)$$

$$Ш_ж = 0,15 \cdot 11272,8 = 1690.92 \text{ млн. теңге.}$$

3.9 Шығарындыларға төлемдерді есептеу

Зиянды заттарды шығаруға төленетін ақы мөлшері шығарындылар көлеміне байланысты. Олар өз кезегінде жағылатын отын түріне (көмір, газ, мазут), оның мөлшеріне және зиянды заттарды ұстау тәсіліне (электрлік фильтрлер, эмульгаторлар) байланысты болады. Біздің жағдайда, бұл құраушыны жұмыс істеп түрған стансалармен салыстыра отырып, ұқсастық әдісімен анықтаған жөн. Екібастұз көмірін жаққан кездегі шығарындыларға төлем мөлшері бір табиғи отын тоннасы үшін 110-120 теңге шегінде болатыны анықталған, сонда:

$$Ш_{шығ} = (110\text{-}120) \cdot В_Т, \text{ млн. теңге;} \qquad (3.16)$$

$$Ш_{шығ} = 110 \cdot 440{,}5 = 48.45 \text{ млн. теңге.}$$

3.10 Жалпы стансалық және цехтық шығындарды есептеу

Бұл құраушы әкімшілік-басқармалық шығындарды (еңбекақы, кеңселік шығындар, іссапарлық шығындар), жалпы өндірістік (ұстап тұру, амортизация, жалпы стансалық құралдарды ағымдағы жөндеу, сынақтар, зерттеулер, ұтымды пайдалану және еңбекті қорғау), мақсатты шығындарға аударылымдар (техникалық насихаттау, өзінен жоғарғы тұрған мекемелерді ұстап тұру), цехтарға қызмет көрсету және оларды басқару (цехты басқару еңбекақысы, аммортизация және ғимараттарды ұстап тұру мен ағымдағы жөндеу шығындары, еңбекті қорғауға кететін шығындар).

Ауқымды есептеулер үшін мына кейіптемені пайдалануға болады:

$$Ш_{жалпы} = (0{,}2 \div 0{,}25) \cdot (Ш_а + Ш_{еа} + Ш_{тасым}), \text{ млн. теңге;} \qquad (3.17)$$

$$Ш_{жалпы} = 0{,}2 \cdot (11272{,}8 + 2232{,}16 + 1040 \cdot 440{,}5) = 1375{,}6 \text{ млн. теңге.}$$

3.11 Энергия жіберудің өзіндік құнын есептеу

3.1 кесте – Электр және жылу энергиясын өндіруге кететін шығындар

Шығындар құраушылары	$Ш_э$, эл.энергиясы, млн.тг
Отын, $Ш_{отын}$	6211,1
Су, $Ш_с$	502,45
Еңбек ақы қоры, $Ш_{еа}$	2232,16
Амортизациялық аударымдар, $Ш_а$	11272,8
Жалпыстансалық, $Ш_{жс}$	1375,6
Шығарындыларға төлемдер, $Ш_{шығ}$	48,45
Барлық шығындар	20119,48

3.12 ЖЭО салуды және пайдалануды экономикалық бағалау

ЖЭО салуды және оны пайдалануды экономикалық бағалау шешім қабылдаудың бастапқы сатыларында әдетте бизнес-жоспар құрудың негізінде жүргізіледі, егер ол жақсы қорытындыларды көрсетсе, инвестициялық жоба жасалынады. Бұл ақша бағасының уақыт бойынша өзгерісін және жобаны іске асырудағы барлық кешенді шығындарды есепке алатын техника-экономикалық шешімдер қабылдауды бағалаудың қазіргі әдісі: ол бағалар мен келешектегі болатын тарифтік саясат, өнімді өткізу көлемі, жобаны іске асырудан болатын кіріс пен пайданы, несиені қайтаруға кететін пайда бөлігін, кәсіпорын несие алатын банктің пайыздық мөлшерлемесі, несие қайтару мерзімі.

Ірі энергетикалық нысандарды салу мен оны пайдалануды қаржылық-экономикалық бағалаудың қиындығы инвестициялардың бірнеше кезеңдермен түсуіне және жобаны іске асыруда нәтижелердің пайда болу ұзақтығына байланысты. Мұндай операциялардың ұзақтығы инвестициялардыбағалаудың белгісіздігіне және қателесу қаупіне әкеледі. Сондықтан практикада инвестициялық жобаларды бағалаудың жобаның қателік деңгейі минимумға жеткізілген әдістері қолданылады. Бұл әдістер таза келтірілген құнын (NPV), жобаның өтелу мерзімін (PP) анықтау, пайданың ішкі нормаларынын есептеу (IRR), инвестицияның рентабелділігін есептеу бухгалтерлік рентабелділігін есептеу (ROI) болып табылады. Әрине практикада әрқашан инвестициялық жобаларды бағалаудың барлық 5 әдісі бірдей қолданыла бермейді. Сондықтан берілген жұмыста бастапқы 3 әдісі ғана қолданылады.

Кіріспеде айтылғандай электр стансасы сияқты ірі нысандарды салу дамыған елдерде әдетте мемлекеттің үлкен қаржылық және құқықтық қолдауымен, оған стратегиялық нысандарды басқаруға мүмкіндік бере отырып жүргізіледі. Ал қаражаттың қалған бөлігі жеңілдетілген несиелерді пайдаланылатын, көбінесе, акционерлік қоғамдардың құрылуымен жүзеге асады.

Есептеулерде ЖЭО салу капиталының үлестік таратылуы (К) мынандай: 90% мемлекет салады және 10 % "Энергоинвест" АҚ қамтамасыз етеді. Бұл қаражат тек стансаның салынуына ғана кетеді, бірақ стансаның жұмыс істеуінің бірінші жылында пайдалану шығындарына да қаражат қажет. Пайдаланудың екінші және келесі жылдарындағы пайдалану шығындары электр және жылу энергияларының өзіндік құнына енгізілген, демек олардың тарифіне де кіреді.

Сонымен "Энергоинвест" АҚ банктен (10%) жеңілдетілген несие алатын инвестиция көлемі (I_o) ЖЭО салуға толық капиталсалымдарының 10% -ын және пайдаланудың қосынды шығындарының 40% -ын құрайды.

Инвестициялық жобаны бағалауды тек төрт көрсеткіш пайдаланатыны белгілі:

I_o–бастапқы инвестициялар;

CF - несиені қайтаруға жіберілетін қаржы ағыны;

r - банктің несие бойынша пайыздық мөлшерлемесі (10%); n - несиенің күнтізбелік жылы.

Инвестициялық жобаларды жасағандажәне талдағанда ең қиыны пайданы есептеу және несиені қайтаруға жіберілетін қаржы ағынын CF есептеу болып табылады.

Біздің ЖЭО-ның электр және жылу энергиясын жіберу тарифінің рентабелділігі 25% делік, демек:

$$Т_э = S_э \cdot 1{,}25, \text{ теңге/кВтсағ;} \qquad (3.18)$$

$$Т_э = 6{,}56 \cdot 1{,}25 = 8{,}2 \text{ теңге/кВтсағ.}$$

ЖЭО-ның электр және жылу энергиясынөткізудентүсетін кірісі мынаған тең: Кіріс = Тэ·Эжіб=8,2·3594,45=31345,6 млн. теңге. Таза пайданың мөлшері мөлшерін береді: П = Кіріс – Ш=31345,6-10119,48 = 24226,12 млн.теңге. Мөлшері 20 % тең табыс салығынтөлегеннен кейін таза пайда шығады, ТП= =П · (1-0,2) = 24226,12·0.8=21226 млн.теңге бұл толығымен банкке несие қайтаруға кетеді, демек қаржылық ағынды CF-ті құрайды.

Электр энергетикасы капиталды қажет ететін сала болғандықтан (капиталдық салымдарды қайтару мерзімдері 3 жылдан астам) және көзге түсетін нәтижелері көбіне болмағандықтан, энергокәсіпорынның ұзақ мерзімді капиталдық салымдар туралы шешімдерді қабылдауы кезінде олардың тиімділігін болжау қажеттілігі туындайды. Ол үшін таза келтірілген құн NPV есептелінеді.

Дисконттауды есепке алмағанда, өтелімділік мерзімі келесіге тең болады:

$$Т = \frac{К_{\sum СТ}}{ТП} = \frac{161040}{21226{,}12} = 8; \text{ жыл} \qquad (3.19)$$

$$NPV = \sum_1^n \frac{CF}{(1+r)^n} - J_0.$$

мұндағы CF – жыл сайынғы түсімдер;

J_0 – капитал салымдары;

r–пайыз мөлшерлемесі 10%;

n – жыл саны.

3. 2 кесте – Кірістің ішкі нормасының құны

Жылдар	Инвестициялар млн.теңге	CF, млн. теңге	r (10%)	Ағымдағы құны, млн. теңге
0	-161040		1	-161040
1		21226,12	0,909	-145453,3

2		21226,12	0,826	-122015,4
3		21226,12	0,751	-109562,5
4		21226,12	0,682	-80214,8
5		21226,12	0,62	-61963,1
7		21226,12	0,513	-40528,7
8		21226,12	0,466	-19186,6
9		21226,12	0,424	+437,7

Қорытынды: Жобаланып отырған ЖЭО-ның электр және жылу энергиясын жіберу тарифінің құны 8,2 теңге/кВт*сағ-қа тең болды Объектінің өтелімділік мерзімі, дисконттауды есепке алғанда 9 жылды, ал дисконттауды есептемегенде - 8 жылды құрайды.

4 Өмір тіршілігі қауіпсіздігі бөлімі

4.1 АЖЭО-2 атмосфераға зиянды заттардың таралуын есептеу. Күл аулау жүйесіне есеп

Атмосфералық ауаны қорғауды нығайту мақсатында өндірістік және басқа да тастамаларды тазалау үшін эффективтілігі жоғары қондырғылар енгізу қажет.Қарастырылып отырған құрылыс материалдар өндірісінің қоршаған ортаға тигізітен біршама әсері қазіргі талаптары бойынша жұмыс істеп тұрған технологиялық процестерді жаңарту кезінде экологиялық – экономикалық бірліктерді сақтау қажет. Өндірістің ішкі тиімділігін жүргізу

экология – экономикалық жүйеден бөлінуі мүмкін емес, себебі, табығы факторлар тек сыртқы шектеулер сияқты көрінбейді, сонымен қатар экономикалық процестің функционалдық құралы болып табылады.

Қазіргі кезде түзілген жағдайда қоршаған ортаны белгілі бір уақыт ішінде зиянды заттар мөлшерін абсолютті шамалау. Әрбір табиғи ретон үшін ластаушы заттардың шығуы әртүрлі болуы керек, себебі қабылдау қабілеті жіне барлық жүйесінің тепе – теңдігіне әсер етпейтіндей етіп неитарлдау қабілеті де әртүрлі болып кледі. Бұл бағыттағы және табиғи ретондар үшін экологиялық күштің шекті мүмкіндігін анықтауда әрбір табиғи сфера және жалпы алғанда ретонның қоршаған ортасы үшін бар жиынтық күшті анықтауымыз қажет. Бұл уақытта технологиялардың экологиялығын өзара салыстыру керек және әртүрлі өндіріс обьектілерінің ортаға тигізетін әсер деңгейін салыстыру қажет. Газ қалдықтары және аспирациялық ауа құрамында концерогенді немесе улы заттар кездеседі.Атмосфераның жер қабатының тазалығын қамтамасыз ету үшін істеп тұрған кәсіпорынды реконструкциялау және жаңалап жобалау кезінде атмосфераны әр ластану көздеріне шекті мүмкіндік тастамалар (ШМТ) қоюдың, сондай – ақ қоршаған ортаға келтіретін экономикалық зияндылығын бағалаудың үлкен мәні бар.

Мүмкіндік-шектік тастамалар ғылыми-техникалық норматив деп аталады, бекітілген жағдайда, оның жерге қонардағы ластандырылған концентрациясы сол көзден шығып жатқан нормасынан аспауы керек, халыққа өсімдік және жануарлар өміріне, тигізетін зияндылығына байланысты.Мүмкіндік-шектік концентрациясы-жағдайсыз заттың ауадағы мөлшері, күнделікті адамға тигізер зияндылығы уақытқа байланыссыз патологиялық өзгерісіне және қандайда бір ауруға душар етпеуі керек, ауада халық тұратын жерде бір мезгілде және күндік тәулік мерзімінде бекітіледі.ШМТ – ды қарастырған ластау көздерінен ауа қабатында ластаушы заттардың концентрациясы елді – мекен, өсімдіктермен жануарлар әлемі үшін ауа сапасының нормативінен аспайтын жағдайға тастамалардың ғылыми – техникалық нормативін айтамыз.

Қоршаған ортаға әсерін бағалау

1-ЖЭО-нан бөлінетін зияды заттар мен шығындылардың мәнін азайту үшін тиімділігі жоғары күлұстағыштар (Вентури құбырлары бар скрубберлер) орнатылған.

Түтін газдар биіктігі H = 70 м және диаметрі D_y = 6 м (1 құбыр) және D_y = 6,6 м (2 құбыр) болатын түтін құбырлары арқылы тазартылады.

Зияды заттарды тастау ай сайын есептік жолмен қадағаланып отырылады. NO_x және CO_2 түтін газдарының концентрациясы химиялық жолмен анықталады.

4.1 кесте - Зиянды заттардың шекті-рұқсат етілген концентрацияциясы

Азот	оксиді	Азот оксиді	Күкірт оксиді	Ванадий	Көмір оксиді
(II)				оксиді(V)	
NO_2		NO	SO_2	V_2O_5	CO
0,085		0,4	0,5	0,002	5,0

Алматы қаласына 2-ЖЭО-нан қаланың шамемен 13% жылдық шығынды тасталады.

4.2 кесте - Алматы қаласына 2-ЖЭО-нан шығатын зиянды заттар мөлшері

Зиянды шығындар	Жылдық шығарындылар, тонн жылына		
	2008	2009	2010
Күл	1838	1930	2025,8
Күкірт диоксиді	4526	4700	4927
Азот диоксиді	1203	1263	1326
Моноксид	195	205	216,1
Оксид углерода	234	245	257,4
Оксид ванадия	0,4	0,4	0,4

Ауадағы зиянды қалдықтардың таралу есептеу.

4.3 кесте - Отын сипаттамасы

Q_{HP}, ккал/кг	A Р,%	W Р,%	S Р,%	V Г,%	Q^p %	N^p %	C^p %	H Р,%	B, тонна	$\Gamma_{ун}$, %
4449	38	6,2	0,9	30	4,9	0,7	12,1	26,7	612717,5	8,4

Станция айналасындағы ластанған аймақты анықтау үшін бастапқы деректер төмендегі кестеде көрсетілген.

4.4 кесте - Зиянды заттар мөлшерін анықтауға берілген бастапқы мәліметтер

Биіктігі, Н,м	80
Саға диаметрі , м	6
Газдың шығу жылдамдығы, м/с	6
С	180
С	23
Шыққан азот оксидінің тотығы, г/с	210
Шыққан азот оксидінің тотығы, г/с	34,1
Шыққан ванадий оксидінің тотығы, г/с	0,211

Шыққан қатты заттар мөлшері, г/с	165,7

Зиянды заттардың жердегі концентрациясының максималды мәнін анықтау керек.

$$C_M = \frac{A \cdot M \cdot F \cdot m \cdot n \cdot \eta}{H^2 \cdot \sqrt[3]{V_1 \cdot \Delta T}}.$$

мұнда А- стратификациялық температураның коэфициенті Қазақстан үшін А=200;

М – уақыт бірлігінде шығарылатын зиянды заттардың массасы, г/с;

F – заттарға сіңудің жылдамдығын анықтайтын коэффициент;

F_1 =1 газ тәріздес заттарға тазартылған шығарылымдадың орташа; эксплуатациялық коэффициенті 90% - дан үлкен болғанда 2,ал 75-90 болса 2,5, 75-тен аз болғанда 3;

η - аймақтық рельеф коэффициенті;

$\eta = 1$ 1түзу жазықтық үшін; Н – биіктік, м;

m және n коэффициенттерінің мәндері f, v_M, $v`_M$ және fe параметрлеріне тәуелді анықталады (онда $T = T_г - T_в = 180 - 23 = 157\ ^oC$)

$$f = 1000 \cdot \frac{D \cdot \omega_0^2}{H^2 \cdot \Delta T} = 1000 \cdot \frac{6^2 \cdot 4}{129^2 \cdot 157} = 0.08\ ;$$

$$V_1 = \frac{\pi \cdot D^2}{4} \cdot \omega_0 = \frac{3.14 \cdot 36}{4} \cdot 6 = 169.59 м^3;$$

$$V_m = \cdot \sqrt[3]{\frac{V_1 \cdot \Delta T}{H}} = 0.65 \cdot \sqrt[3]{\frac{169.59 \cdot 157}{129}} = 3.8;$$

$$V = 1.3 \cdot \frac{\omega_0 \cdot D}{H} = 1.3 \cdot \frac{6.6}{129} = 0.36;$$

$$f_в = 800 \cdot (V_m^l)^3 = 800 \cdot (0.36)^3 = 37.32.$$

m –ді табамыз (f<100 болғандағы):

$$m = \frac{1}{0.67 + 0.1 \cdot \sqrt{f} + 0.341 \cdot \sqrt[3]{f}} = \frac{1}{0.67 + 0.1 \cdot \sqrt{0.08} + 0.341 \cdot \sqrt[3]{0.08}} = 1.25;$$

$$n = 4.4 \cdot v_m = 4.43 \cdot 3.8 = 16.721, \text{ себебі } v_m > 2$$

Қатты бөлшектер. Бірлік уақытта қатты отын және мазут жаққандағы атмосфераға түтін газдармен бірге тасталатын қатты бөлшектердің шығыны

төмендегідей анықталады:

$$M_{\text{ТВ}} = \frac{B \cdot A^P \cdot a_{\text{УН}} \cdot (1-\eta)}{(100-\Gamma_{\text{УН}})} = \frac{612717.5 \cdot 38 \cdot 0.95 \cdot (1-0.9765)}{(100-8.4)} = 5226.7;$$

$$M_{\text{ТВ}} = \frac{5226{,}7\text{т}}{\text{жыл}} = 165{,}7\text{г/},$$

мұнда, В – табиғи отын шығыны (т/год);

A^P – отынның күлділігі (%);

η – күлұстағыштарды ұсталатын қатты бөлшек бөлігі;

$a_{ун}$ – отынның күл бөлігі, (қатты қоқыс тазалайтын оттықтарға мәнін 0,95 тең деп қабылдаймыз) ;

$\Gamma_{ун}$ – жанармай құрамы (%).

Қатты бөлшектердің жердегі концентрациясының максималды мәнін табамыз:

$$C_{M\text{кз}} = \frac{A \cdot M \cdot F \cdot m \cdot n \cdot \eta}{H^2 \cdot \sqrt[3]{V_1 \cdot \Delta T}} = \frac{200 \cdot 165.7 \cdot 16.72 \cdot 1.25 \cdot 1 \cdot 1}{129^2 \cdot \sqrt[3]{169.59 \cdot 157}} = 1.39.$$

Көздерден шығарылған заттардың аралығы X_M(м) жердегі концентрациясы С (мг/м^3) жағымсыз жағдай кезде метрологиялық шарттағы мәні C_M, мына формуламен анықталады:

$$X_{\text{Мкз}} = \frac{5-1}{4} \cdot 15.2 \cdot 129 = 1960.8.$$

Күкіртті ангидрид. Күкірт ангидридінің атмосфераға тасталуын келесі формуламен есептейміз:

$$M_{SO2} = 0.02 \cdot B \cdot S^P \cdot (1 - \eta'_{SO2}) \cdot \left(1 - \eta''_{SO2}\right);$$

M_{SO2} = 0,02*61271,75*0,56(1-0,02)*(1-0,015)=6624,3 т/жыл,

мұнда, В – табиғи отын шығыны (т/жыл) ;

S^P – отынның жұмыстық массасындағы күкірт құрамы, % (Екібастұз көмірі үшін оның мәнін 0,56 % деп аламыз) ;

η'_{SO2} – қазанның газ жолында ұшпа күл арқылы ұсталатын күкіртті ангидрид мөлшері (Екібастұз көмірі үшін 0,02 деп қабылдаймыз) ;

η''_{SO2} – күлұстағыштарда ұсталатын күкіртті ангидрид мөлшері (ЖЭО-2-де η''_{SO2} = 0,015 тең Вентури құбырларымен скребберлер орнатылған);

0,02 – SO_2 и S молекулярлық массалардың қатнасын ескеретін

еселеуіш.

Күкірт ангидридінің жердегі концентрациясының максималды мәнін табамыз:

$$C_{MSO2} = \frac{A \cdot M \cdot F \cdot m \cdot n \cdot \eta}{H^2 \cdot \sqrt[3]{V_1 \cdot \Delta T}} = \frac{200 \cdot 210 \cdot 16.72 \cdot 1.25 \cdot 1 \cdot 1}{129^2 \cdot \sqrt[3]{169.59 \cdot 157}} = 1.76;$$

$$X_{MSO2} = \frac{5-1}{4} \cdot 15.2 \cdot 129 = 1960.8.$$

Желдің қауіпті жылдамдығында U_M зиянды қоспалардың жердегі концентрациясы C, (мг/м^3) атмосферада факел осі бойынша шығарылым көздерінен әр түрлі аралықтағы қоспасы мына формулалар арқылы анықталынады:

$$C = S_i C_m.$$

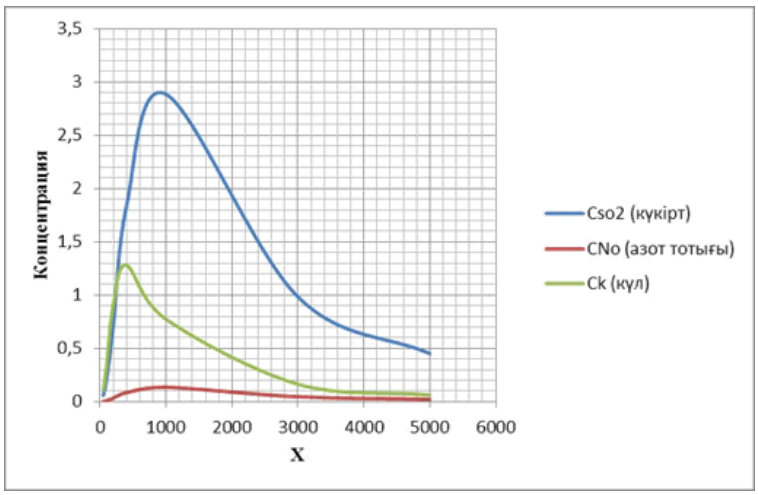
мұндағы S_i – өлшемсіз коэффициент, ол X/X_M қатынас және F коэффициенті бойынша анықталады:

$$S_i = 3 \cdot \left(\frac{X}{X_M}\right)^4 - 8 \cdot \left(\frac{X}{X_M}\right)^3 + 6 \cdot \left(\frac{X}{X_M}\right)^2, \text{ кезде } \frac{X}{X_M} \leq 1;$$

$$S_i = \frac{1.13}{0.13 \cdot \left(\frac{X}{X_M}\right)^2 + 1}, \text{ кезде } 1 \leq \frac{X}{X_M} \leq 8.$$

4.5 кесте - Есептеулер нәтижесі

X	X_M	X/X_M	S_1	Cso2	CNO_X	C(V205)	C (қ.зат)
50	1960,8	0,0255	0,00377	0,006635	0,001078	7,54012E-06	0,00524
100	1960,8	0,051	0,014565	0,025634	0,004166	2,91297E-05	0,020245
200	1960,8	0,101999	0,054258	0,095495	0,01518	0,000108517	0,075419
400	1960,8	0,203998	0,186972	0,32907	0,053474	0,000373944	0,259891
1000	1960,8	0,509996	0,702342	1,236122	0,20087	0,0011404684	0,976255
3000	1960,8	1,529988	1,832159	3,2246	0,523998	0,003664319	2,546701
5000	1960,8	2,54998	0,612363	1,077758	0,175136	0,001224752	0,851184



4.1 сурет - Ауадағы зиянды заттардың таралуы

4.6 кесте - Зиянды заттардың шекті рауалы концентрациясы (мг/м^3)

Азот диоксиді	Азот оксиді	Күкірт диоксиді	Ванадий (V) оксиді	Көміртек оксиді
NO_2	NO	SO_2	V2O5	CO
0,085	0,4	0,5	0,002	5,0

Кәсіпорынның қауіптілік дәрежесі келесі формуламен есептелінеді:

$$ККД=\sum_i^n (M_i/\text{ПДК}_i)^{ai}.$$

мұнда M_i – і заттың шығын массасы, т/жыл;ШРК – орташа күнді ШРК, мг/м^3; а –кәсіпорыннан шығатын ластайтын заттардың саны; a_i – і зиянды заттың күкірт диоксидімен салыстырғандағы зияндылығын көрсететін константа, кесте 4.7 бойынша анықталады.

4.7 кесте - a_i қауіптілік дәрежелеріне сәйкес мәні

Константа	Қауіптілік дәрежесі			
	1	2	3	4
	1,7	1,3	1,0	0,9

Кәсіпорынның қауіпсіздік дәрежесінің физикалық мағынасы, ол кәсіпорынның атмосфераға тасталатын зиянды заттарды қауіптілік дәрежесін ескеретін санитарлы-гигиеналық шамаға дейін болу үшін сұйылтуға қажет ауа шамасын көрсетеді.

4.8 кесте - ККД мәні

Кәсіпорынның қауіптілік дәрежесі	ККД мәні
2	$10^6 \geq КОП \geq 10^4$

ККД мәні M_i / ПДК > 1 болған кезде ғана есептелінеді, егер M_i / ПДК < 1 болса онда ККД есептелмейді, нольге теңеледі.

Зиянды заттың қауіптіптілік дәрежесі белгісіз болған жағдайда , оны 3 дәрежеге жатқызамыз , ал мәнін 1 ге тең деп қабылдаймыз. Ал егер қауіптілік дәрежесі белгілі болатын болса, онда орнатылған мәндер бойынша жұмыс істейміз.

Кәсіпорынның қауіптілік дәрежесі барлық зиянды заттардың қосындысына тең болады:

$$КОП = \frac{62.14}{5} + \frac{10.42}{1} + \frac{10.91}{0.4} + \frac{5226.7}{5} + \frac{6624.3}{0.5} + \frac{1075.6}{0.085} + \frac{174.8}{0.4} = 27435.$$

Алынған есептеулер 1.6.кестедегі мәндер бойынша АЖЭО-2қауіптілігі бойынша 2 дәрежеге жататынын көруге болады.

Санитарлы қорғаныс зонасын анықтау:

$$l = L_0 \cdot \frac{P}{P_0},$$

мұнда, L_0 (м) – зиянды заттардың концентрациясы ШРК-дан асатын ауданның есептік өлшемі.

P (%) – қарастырылатын румбының орташа жылдық жел бағытының өзгеруі.

P_0 (%) – жылдық жел тармағы бойынша бір румбаның жел бағытының қайталануы.

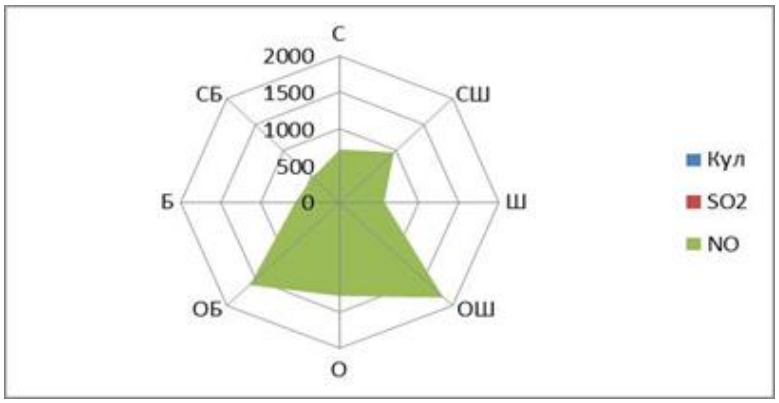
l_0 (м) – Санитарлы сақтау белдемесінің (ССБ) өлшемі.

4.9 кесте - Алматы қаласының жел тармақтарының мәндері

Сипаттама				Жел бағыты				
	С	СШ	Ш	ОШ	О	ОБ	Б	СБ
Бағыттың қайталануы, P(%)	12,4	16,2	12,9	10,0	11,9	11,9	13,3	11,4
P_0, (%)					12,5			
Қатынас P/ P_0	0,99	1,3	1,03	0,8	0,95	0,95	1,06	0,91
Өлшем СЗЗ, L_0,м					1000			
Өлшем L, м	990	130	1030	800	950	950	1060	910

4.10 кесте - Желдер розасы

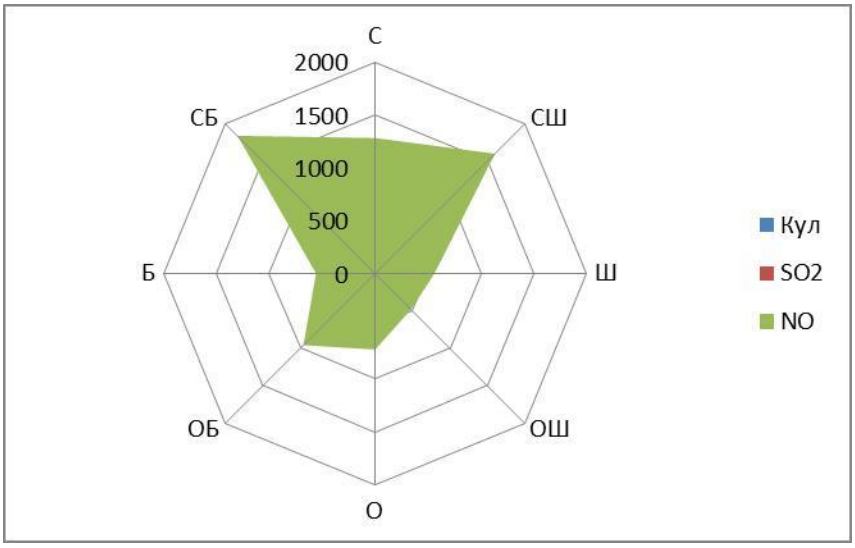
С	СШ	Ш	ОШ	О	ОБ	Б	СБ
990	1300	1030	800	950	950	1060	910



4.2 - ЖЭО аймағының желдер розасы

4.11 кесте - Санитарлы қорғаныс зонасы

С	СШ	Ш	ОШ	О	ОБ	Б	СБ
950	950	1060	910	990	1300	1030	800



4. 3 сурет – Санитарлы қорғаныс зонасы

4.2 Ғимараттар мен құрылғыларды найзағайдан қорғау.

Найзағайдың тікелей түсуі ғимараттардың өртенуіне әкеліп соғуы мүмкін, сонымен қатар электр аспаптарын істен шығарады. Найзағайдан қорғау жеке үйлерге, өнекәсіптік объектілерге және трансформаторлық қосалқы станцияларға жүргізілуі тиіс және барлығына бірдей маңызды.

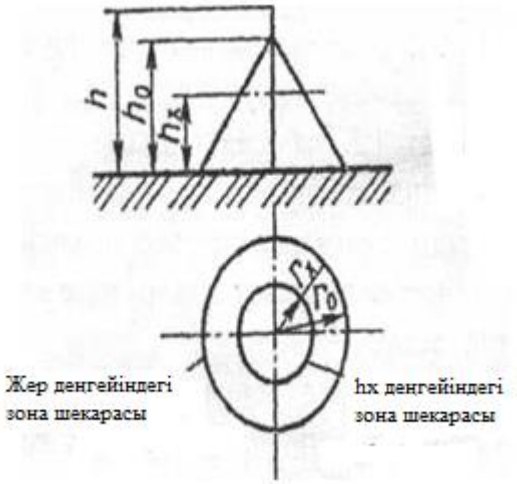
Барлық қондырғылар мен объектілерде "өнеркәсіптік құрылғыларды статикалық электр қуатынан қорғау ережелерімен" қарастырылған талаптар орындалады. Төменде келтірілген жағдайларда трансформатор құрылыс зауыты аумағындағы ғимараттар мен құрылғыларды найзағайдан қорғау шаралары келтірілген.

Адамдардың қауіпсіздігі және ғимараттар мен жасақтардың сақталуы үшін, сонымен қатар жабдықтарды бұзылыстардан, өрттенуден және найзағайдың тура соққыларынан болатын жарылыстардан қорғау үшін "ғимараттар мен жасақтардың найзағайдан қорғанышын орналастыру мен жобалау бойынша нұсқаларға" сәйкес найзағайдан қорғаныш орнатылады:

- жерге қосатын сымдардың жалпы кедергілерін азайту үшін өндірістік құбырларды пайдалануға рұқсат етілмейді;
- ғимараттардың ішінде, сондай-ақ сыртында орналасқан резервуарлар, газ құбырлары, өнім құбырлары, қую-құйып алу қондырғылары, желдеткіш қондырғылар, барлық металл аппараттар статикалық электр қуатының разрядтары мен найзағайдың екінші пайда болуынан қорғалуы үшін жерсіндіруші нұсқаға жалғануы керек;
- жеке орнатылған аппараттар мен резервуарлардың өз жерсіндіргіштері болуы керек немес жалпы жерсіндіруші нұсқаға жалғануы керек. Бірнеше аппараттар мен резервуарларды жерсіндіруші өткізгішпен тізбектен қосуға болмайды;
- найзағайдан қорғау мен жерсіндіруші қондырғылардың журналда жазылған және акт құрылған, қондырғының бастығымен бекітілген графиктер мен нұскауларға сәйкес мерзімі көрсетілуі қажет;
- трансформаторлық май мен тез тұтанғыш өнімдерді резервуарлар мен темір жол цистерналарына сорғалатып құюға болмайды.

Резервуарларды толтырғанда сұйықтың деңгейіне мән берілуі қажет. Өнім құйылатын құбыр резервуардағы өлі қалдық деңгейінен төмен болуы керек.

Найзағай ойнағанда трансформаторлық май мен тез тұтанғыш өнімдерді құюға, сонымен қатар олардан сынама алуға болмайды.



h - жайтарпщыштыц биіктігі; $h_и$ - жер үстіндегі қорганыс зонасыныц биіктігі; **r_0** - жер деңгейіндегі қорганыс зонасыныц радиусы; **r_x** - жер устіндегі h_x биіктіктегі цорганыс зонасыныц радиусы.

4.4 сурет - Дара өзекті жайтартартқыш қорганыс зонасы

Топтап өлшейтін қондырғыларды найзағайдан қорғау.

Топтап өлшейтін-сепарационды қондырғы құрамына топтап өлшейтін қондырғы (ГЗУ), өздігінен ағатын жинау коллекторы, бөлімшелік саңылаусыздандырлмаған резервуарлар, сорап, жинау коллекторлары кіреді.

Топтап өлшейтін-сепарационды қондырғы электрлі қондырғылардың құрылғылары ережелерінің (ПУЭ) В-1а және В-1г кластарына жатады.

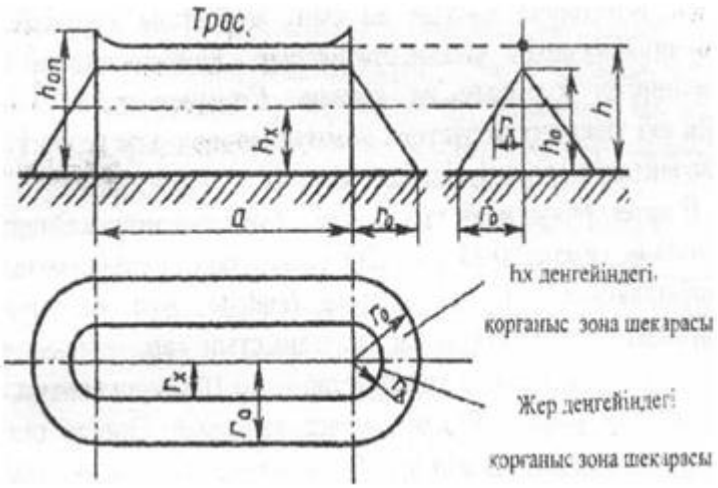
Өз кезегінде, трансформатор құрылыс зауытының қондырғылары электрлі қондырғылардың құрылғылары ережелерінің (ПУЭ) В-1 және В-2 кластарына жататын ғимараттар мен жасақтар құрылғыларына қарай найзағайдан қорғаудың 1 категориясына кіреді.

Топтап өлшейтін қондырғылардың объектілері қосылатын, 1 категорияға жататын ғимараттар мен жасақтар Қазақстанның барлық аймағында найзағайдан қорғалуға міндетті деген ұсыныстар айтылған.

Бұл найзағайдан қорғау қондырғысының категориясын дұрыс анықтау қарастыралатын топтап өлшейтін қондырғылардың объектісін пайдалану үшін қажетті шарт болып табылатын туралы айтады.

Ғимараттар мен жасақтар қорғау аймағын қамтамасыз ететін жеке тұрған стерженді немесе арқанды найзағай бағыттауыштармен қорғалады.

Топтап өлшейтін қондырғының найзағайдан қорғанышын жобалау үшін жұмыстағы ұсыныстарды пайдаланамыз. Стерженді найзагай бағыттауыштың қорғау аймағының құрылысы мен есебі Г.М.Кржижановский атындағы энергетикалық институт ұсынған әдіс бойынша жүргізіледі.



h_{OI}, - тірек биіктігі; h_0 - цорганыс зонасының жерден биіктігі; h- максплалъ тус нүктесіндегі жердей арцансымныц биіктігі; r_x - h_x биіктігіндегі цорганыс зонасы радиусы; r_0 - жер деңгейіндегі цорганыс зонаның радиусы; а - тіректер арасындагы қашыцтыц

4.5 сурет- Дара арцансымдық жаитартқыштың қорганыс запасы

Найзағайдың екіншілік әсерінен қорғау.

Найзағай бағыттауыш қондырғы немесе оған жақын жерлерде найзағайдың тура соққысынан екіншілік әсер пайда болады, ол электростатикалық индукция түрінде байқалады. Сондықтан құрылысы бойынша найзағайдан қорғаудың I категориясына қатысты жасақ (ГЗУ) найзағайдың екіншілік әсерінен қорғауға жатады.

Электростатикалық индукциядан қорғау үшін объектінің периметрі бойынша жабдықтың жерсіндіруші нұсқасымен жалғасқан “Фарадей торына” ұқсас тор жасау қажет және жеткілікті, сонымен қатар конструкцияның металл элементтері мен объектінің коммуникациясы. Экрандаушы тор негізінен объектінің металл табаны мен табанға әр 15-20 метр сайын қосылған тік тоқ бағыттауыштардан құралады. Тоқ бағыттауыштар арнайы жерсіндіруші құрылғыға R=10см радиуспен жалғанады. Электромагнитті индукциядан қорғау үшін тұйықталмаған нұсқалардың пайда болуына жол бермейтін құбырлар арасында олардың өзара жақындасқан жерлерінде 10 см және одан да аз қашықтықта әрқайсысының ұзындығы 20 см металл бөгеттерді пісіру керек.

Құбырлардың элементтері мен қорғалатын жасақта орналасқан басқа да созылған коммуникацияларды біріктіргенде бір шектескенде 0,0003 Ом-нан аспайтын өтпелі электр кедергісінің мәнімен шектесуді қамтамасыз ету қажет. Егер біріккен жерлерде бұл шарт сақталмаса диаметрі 5 миллиметрден жоғары болат өткізгіштерден немесе қолденең қимасы 2 мм-ден жоғары болат ленталардан жасалған бөгеттер құрылғысы қажет.

Атмосфералық электр разрядтары (найзағай) өрт, жарылыс, адам өліміне соқтыратын салдар себептері болуы мүмкін. Статистикалық мәліметтер бойынша өрттің 7%-сі найзағайдан болады. Найзағайдың тура

соққысының қиратушы күші өте үлкен болады. Сонымен қатар оның екіншілікті қайталануы болуы мүмкін, найзағай ұрған кезде жерден оқшауланған металл заттарда электромагниттік және электр стаиткалық әсер етуден жоғары кернеулі электр тогы пайда болады. Осы үлкен потенциялды сымдар, жер бетіндегі немесе жер астындағы металл құрылымдар арқылы тасымалдануы мүмкін. Бұндай жағдайда электр тізбегінің жарылған жерінде оталуға себеп болатын ұшқындалу пайда болуы мүмкін.

" Ғимараттар мен құрылыстарды жобалау және найзағайдан қорғаныс құру бойынша нұсқаулыққа" сәйкес іске асырылған жарылыстан, өрттен ғимараттар мен құрылыстардың, жабдық пен материалдардың сақталуын және адамдардың қауіпсіздігін қамтамасыз ету үшін тағайындалған қорғаныс құрылғыларының кешені найзағайдан қорғаныс деп аталады.

Найзағайдан қорғаныс құрылғыларының үш категориясы болады(I, II, III). Әрбір нақты жағдайда найзағайдан қорғаныс қажеттілігін және оның категориясын объектінің орналасқан жеріне найзағай әрекетінің қарқындылығына, нысанның өрт және жарылыс қауіптілігіне және тағайынына, сондай - ақ жыл ішіндегі найзағай соғу санына байланысты анықтайды.

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

II категория бойынша жылына орташа найзағай әрекеті 10 және одан астам сағат көлеміндегі жерде орналасқан және В - Iа, В - 1б және В- IIа класс зоналарына жататын орындағы өнеркәсіптік ғимараттар мен құрылыстардың найзағай қорғанысы іске асырылады. Осы категория бойынша осы нысандардың ТМД аумағының қай жерінде орналасқанына қарамай, В - 1 классына жататын сырт технологиялық қондырғылар мен қоймалардың найзағай қорғанысы ұйымдастырылады.

III категория бойынша найзағай қорғаныс басқа көптеген өндірістік, ауыл шаруашылығы, тұрғын және қоғамдық ғимараттардың, құрылыстардың, түтін мұржаларының, су айдауыш мұнараларының, өрт мұнараларының және т.б. өрт қауіпсіздігін, отқа төзімділігін, найзағай соғу санын, орташа күн күркіреу әрекетін ескере отырып, іске асырады.

Найзағайдың тікелей соққысынан ғимараттар мен құрылыстарды қорғау үшін жай тартқыштар қолданылады. Олар найзағай разрядын өзіне қабылдап, оны жерге жібереді. Жайтартқыш тіректен, найзағай қабылдағыштан, ток жөнелткіштен және жерлендіргіштен тұрады.

Зақымдану мүмкін болатын жағдайлар:

- жер арқылы таралып токтың мәні есептелетін мәнге жететіндей жағдайдағы электржүйесінің қандайда бірбөлігінің тұйықталуы;
- меншікті кедергісі қабылданған мәнге жететіндей жоғарғы қабаттағы ылғалдылық сияқты жердің жағымсыз күйі;
- адамның қауіпті кернеуге түсіп қалуы;

- қосымша қорғаныс құралдарының жоқ болуы.

Жерлеушілердің кедергісін есептеу кезінде қадам және жанасу кернеу есебінің ыңғайлы әрі сенімді тәсілі талап етіледі.

Құрылымы бойынша жайтартқыштар келесідей түрлерге бөлінеді:

1. бір өзекті;

2. екі өзекті - қорғалынатын объектінің екі жағына қойылатын екі өзекті жайтартқыш;

3. темір арқан – екі стержньді жайтартқыш арасына тартылған болат арқан;

4. жай қабылдағыш тор – метал емес жабынға төселеді.

Жайтартқыш тіректерін болаттан, темірбетоннан, ағаштан жасауға болады. Өзекті жай қабылдағыштар қимасы 100 мм^2 кем емес және ұзындығы 200 мм кем болмайтын болаттан орындалады. Жай қабылдағыш ретінде объектілердің металл құрылымдарын пайдалануға болады.

Найзағай бағыттауыш қондырғы немесе оған жақын жерлерде найзағайдың тура соққысынан екіншілік әсер пайда болады, ол электростатикалық индукция түрінде байқалады. Сондықтан құрылысы бойынша найзағайдан қорғаудың I категориясына қатысты жасақ (ГЗУ) найзағайдың екіншілік әсерінен қорғауға жатады.

Электростатикалық индукциядан қорғау үшін объектінің периметрі бойынша жабдықтың жерсіндіруші нұсқасымен жалғасқан “Фарадей торына” ұқсас тор жасау қажет және жеткілікті, сонымен қатар конструкцияның металл элементтері мен объектінің коммуникациясы. Экрандаушы тор негізінен объектінің металл табаны мен табанға әр 15-20 метр сайын қосылған тік тоқ бағыттауыштардан құралады. Тоқ бағыттауыштар арнайы жерсіндіруші құрылғыға R=10см радиуспен жалғанады. Электромагнитті индукциядан қорғау үшін тұйықталмаған нұсқалардың пайда болуына жол бермейтін құбырлар арасында олардың өзара жақындасқан жерлерінде 10 см және одан да аз қашықтықта әрқайсысының ұзындығы 20 см металл бөгеттерді пісіру керек.

Құбырлардың элементтері мен қорғалатын жасақта орналасқан басқа да созылған коммуникацияларды біріктіргенде бір шектескенде 0,0003 Ом-нан аспайтын өтпелі электр кедергісінің мәнімен шектесуді қамтамасыз ету қажет. Егер біріккен жерлерде бұл шарт сақталмаса диаметрі 5 миллиметрден жоғары болат өткізгіштерден немесе қолденең қимасы 2 мм-ден жоғары болат ленталардан жасалған бөгеттер құрылғысы қажет.

4.3 Трансформатор шуы

Шудың адам денсаулығына зиян екені белгілі, әсіресе адам демалып жатқан кезде, шудың деңгейі қалыптыдан сәл жоғары болсаа адамға зиянды әсері жоғары. Егер трансформаторлар белгілі бір мұражайда болмаса, түнгі шуылы адам ағзасына өте зиянды.

Соңғы жылдары трансформаторлар шуын азайту бүкіл дүние жүзінде

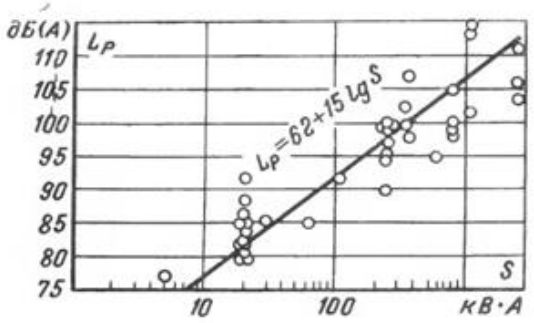
алдыңғы қатарлы мәселе. Трансформаторлар шуын азайтуға көптеген шаралар керек. Алдымен трансформатордағы шудың көзін, себебін анытап, сонан соң, шуды азайту жолдарын қарастыру керек.

Трансформатор шуының ең үлкен себебі, магнитостанция құбылысы. Басқа шулар трансформаторда салқындатуға қолданылатын вентиляторлардан, қосу аппараттарынан пайда болады.

Трансформатордың өзінен шығаратын шу, көп жағдайда, электрмагниттік жүктемелерге және трансформатор көлеміне байланысты. Шудың ең үлкен себебі, трансформатор өзекшесіндегі дірілге, яғни магнитостанция құбылысына сай, электротехникалық болат қаңылтырының құрамына, оның индукциялылығына байланысты. Бірақ трансформаторлардың негізгі шу, магниттік шу, басқа шуларды трансформаторды есептеген кезде ескермесе де болады.

Сынақ кернеулері 350 кВ кем трансформаторлардағы шу деңгейін анықтау төмендегідей формуламен анықталады:

Екі орамды трансформаторда шу деңгейінің өзгеруін 4.6 суреттен мөлшерлеп анықтауға болады.

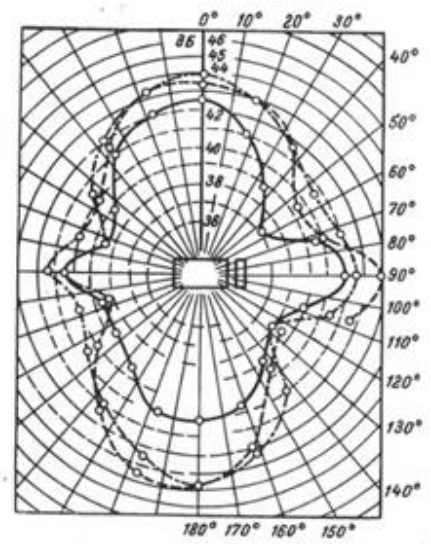


4.6 сурет – Екі орамды трансформатордың шу деңгейінің өзгеруі

Трансформатор шуын талдау және өлшеу әдістері.

Трансформатор шуын талдау әдістері өте қиын, ал шуды анықтау дыбыстық қысым деңгейімен анықталады. Соңғы кезде трансформатор шуын дыбыс қуаты деңгейі арқылы да анықтау қарастырылуда, бұл әдіс шу көзін анықтауға, шудың жиілікте тәуелділігін кез-келген кеңістікте, қашықтықта анықтауға мүмкіндік береді. Трансформатор шуы жан-жақтан жабылған камерада анықталады. Бірақ бұл әдіс экономикалық түрде қарағанда тиімсіз болып табылады.

Соңғы жылдары трансформатор шуын есептеу үшін осыған арналған қозғалатын қабырғаларды пайдаланылады. Оның ауданы 4×4 м. Өлшеу кезінде діріл трансформатордан еденге беріледі, ал шу көзі акустикалық шағылысатын беттен 3 метрден кем болмау керек.



4.7 сурет – Қуаты 160 кВА, 5300/230 В үш трансформатордың
шу бағыты диаграммасы

Трансформатордың негізгі шу шығаратын беті тікелей беті болып табылады. Микрофан арқылы өлшеу нүктелерінің арақашықтығы 0,9 м аспау керек, ал өлшеу нүктелері 4 кем болмау керек. Егер, трансформатормен суытылса, онда шу деңгейін бір рет желдеткіш жұмыс істегенде, екінші рет желдеткіш тоқтап тұрғанда жүргізу керек.

Трансформатор шу барлық өлшенген мәндердің орта мәні болып есептеледі. Жалпы трансформатор шуы, оның деңгейін төмендету әлі күнге дейін маңызды болып келеді. Трансформатор шуының негізгі бағыты тікелей қабылғаларынан шығады.

Егер шу деңгейі белгілі мөрлерден асса, онда оны азайту үшін шаралар қолдану керек.

Трансформатор шуын азайту әдістері.

Трансформаторларды цехтарда, тұрғын үйлерде орнатқанда, шудың адамға жаман әсері аз болуға тиіс. Өйткені, трансформаторлар тұрақты түрде шу шығарып тұрады. NEMA нормативі бойынша қуаты 500 кВА трансформатор терезесі бар жабық камерада шуы шектелген деңгейде болу үшін 12 метрден жақын, ал қуаты 60 МВА трансформатор үшін 200 метрден жақын орналаспауы қажет. Тұрғын үйлер жанында орналасқан трансформатордың түнгі шу деңгейі 25 дБ аспауы қажет.

Шу деңгейін азайту үшін оның көзін азайту керек немесе трансформатор тұрған камераны шу болатын материалдармен қаптау керек.

Магнитостринция құбылысынан пайда болған шуды азайтудың бір жолы бар, ол үшін трансформатор болатындағы индукцияны 13,5 – 0,95 дейін азайту керек, бірақ бұл кезде трансформатор бағасы кем дегенде 20% қымбаттайды. Сонымен қатар, трансформаторға берілген кернеу қатар бүкпесінде (гармоника) азайту қажет. Ал трансформатордағы болаттың да қылңдығы бірдей болмаса, онда да шу көбейеді және оларды құрастырғанда

қатты күшпен тарту, бекіту қажет.

Трансформатордың шуын басудың ең арзан және тиімді әдісі дыбыс жоятын материалдармен қаптау және тағы бір әдісі, трансформаторды толықтай жабық камерамен қоршау. Мұндай камералар шуды 30-40 дБ дейін төмендетеді. Осы әдістердің барлығын технико-экономикалық есептерден кейін керегін таңдап жасаған дұрыс.

Қорытынды

Дипломдық жұмыста 540 МВт-ты ЖЭО жобалау жұмыстарын жүргіздім. Дипломдық жұмыстың электрлік бөлімінде ЖЭО-ның екі құрылымдық сұлбаларын сызып, әр құрылымдық сұлба үшін қуаттар балансын есептедім. Берілген тапсырмаларға байланысты генераторлардың саны мен типтерін таңдадым. Есептелген қуаттар балансына байланысты күштік трансформаторлардың және автотрансформаторлардың қуаттары мен санын анықтадым. Олардың жылдық шығындарын есептеп ең тиімді сұлбаны таңдап алдым.

Экономикалық бөлімде ЖЭО-ын салуға қажетті салымдарды анықтадым. Жылдық отын шығындарын, жұмысшыларга берілетін орташа төлемақылардың шығындарын есептедім. Жобаланып отырған станцияның өндіретін энергиясының бағасын анықтадым. Содан кейін станцияның жылдық табысын анықтадым, сол арқылы станцияның қанша уақытта

Экономикалық бөлімде жоғары да қарастырылған ЖЭО-ын құру және де содан пайда көру үшін бизнес жоспар құрылды. Мемлекеттен ЖЭО салуға тиімді пайызбен несие алу мүмкіншілігі әнгімеленді. Алынған несиені ең тиімді әдіс арқылы және ең аз уақытта қайтарып беру нұсқасы қарастырылды. Ол үшін казіргі таңда бізге белгілі экономикалық есептеулер түрлері пайдаланылды. Солардың арасынан ең тиімді әдіс қолданылады. Соңынан электр энергиясының тарифы есептелінді. Ол тариф бағасы халықтың қалтасы көтеретіндей көлемде болды.

Өмір тіршілігі қауіпсіздігі бөлімінде ЖЭО-ның мұнараларының минималды биіктігін және санитарлы қорғаныс зонасын анықтадым. Сол арқылы ЖЭО-ның қаланың солтүстік батысында салыну керектігін анықтадым. Сонымен қатар бұл бөлімде ЖЭО-ның турбиналық цехындағы еңбек ету жағдайына талдау жасау, өрт және жарылыс қауіпсіздігін және өрттің алдын алу шараларын талдадым.

Әдебиеттер тізімі

1 Гук Ю.Б. и др. Проектирование электрические части станций и подстанций. М.: Энергоатомиздат, 1985г.

2 Околович М.Н. Проектирование электрических станций. М.: Энергоатомиздат, 1982г.

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

4 Хожин Г.Х. Электр станциялары мен қосалқы станциялар. Оқулық – Алматы: “Ғылым” ғылыми баспа орталығы, 2014ж., 452-б.

5 Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть станций и подстанций. Справочные материалы. М.: Энергоатомиздат, 1989г.

6 Правила устройства электроустановок. М.: Энергосервис, 2002, -280с.

7 Нормы технологического проектирования тепловых электрических станций. М.: Минэнерго, 1986г.

8 Хожин Г.Х., Соколов С.Е., Кузембаева Р.М. Электрические станции и подстанции, Методические указания к выполнению расчетно графической работы №1 для студентов всех форм обучения специальности 050718 – Электроэнергетика, Алматы, АИЭС: 2009., 17с.

9 Хожин Г.Х., Соколов С.Е., Кузембаева Р.М. Электрические станции и подстанции, Методические указания к выполнению расчетно графической работы №2 для студентов всех форм обучения специальности 050718 – Электроэнергетика, Алматы, АИЭС: 2009., 39с.