**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. Умбетқулов Е.К
(аты-жөні, ғылыми дәрежесі, атағы)
«_____» _____ **20___ ж.**
(қолы)

# ДИПЛОМДЫҚ ЖОБА

**Тақырыбы:** Ұлғаю 130 МВт ЖЭО жобалау
**мамандығы бойынша**

**Орындаған** Ибрагим Ерасыл Жұмақанұлы ЭСк-12-1
(аты - жөні) (тобы)

**Жетекші** Черемисинов Ю.Г. к.т.н., доцент
(аты-жөні, ғылыми дәрежесі, атағы)

**Кеңесшілер:**

**Экономикалық бөлім бойынша :**
ЭЖК профессор Жакупов А.А
(ғылыми дәрежесі, атағы, аты-жөні)
(қолы) «26» 05 2016 ж.

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

**Мөлшер бақылаушы:**
Телгожаева М.А., доцент
(ғылыми дәрежесі, атағы, аты-жөні)
(қолы) «30» 05 2016 ж.

**Пікір жазушы :**
(ғылыми дәрежесі, атағы, аты-жөні)
«____» _____ 20___ ж.
(қолы)

**Алматы 2016**

**ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ БІЛІМ ЖӘНЕ ҒЫЛЫМ МИНИСТРЛІГІ**

**Коммерциялық емес акционерлік қоғамы**

**АЛМАТЫ ЭНЕРГЕТИКА ЖӘНЕ БАЙЛАНЫС УНИВЕРСИТЕТІ**

Электр энергетика факультеті
5В071800 - Электр энергетикасы мамандығы
Электр станциялары, тораптары және желілері кафедрасы

жобаны орындауға берілген

# ТАПСЫРМА

Студент Ибибеген Е Ж
(аты - жөні)

Жоба тақырыбы Қуаты 180 МВт ЖЭО жобалау

ректордың «19» 10.2015 №148 бұйрығы бойынша бекітілген.

Аяқталған жұмысты тапсыру мерзімі: «30» 05 2016 ж.

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

1 Электрлік станцияның принциптік схему сызбасы
2 электрлік ұлғаюдың негізгі сұлбасын таңдау
3 Жылулық энергияны өндіру
4 110 кВ торапты күрделенгенің сұлбасын таңдау

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

Қазіргі уақытта электр энергиясын өндіруді бірталай бөлігі ЖЭО. Сондықтан дипломдық жобаның мақсаты ЖЭО жобалау болып табылады. Бұл жағдайда жобалау бегінісіз ЖЭО құрылымдық сұлбасын, жабдықтарын таңдау және басқа түйіндерін техникалық есептеу мен шығару, торапты күрделенгенің сұлбасын таңдау, ЖЭО негізгі сұлбасын және жоғары кернеу торапты құрылғысының құрылысын орындау.

Сызба материалдарының (міндетті түрде дайындалатын сызуларды көрсету) тізімі

Негізгі ұсынылатын әдебиеттер

1 Справочник строителя тепловых электростанций. - М стройиздат 1969
2 Гук Ю.Б. Проектирование электрической части станций и подстанций. - л Энергоатомиздат, 1985 - 312с.
3 Чернобровов Н.В. Релейная защита М. Энергия 1974-680с.
4 Неклепаев Б.Н. Крючков И.П электрическая часта стонций и подстонций справочное материалы - М Энергоатомиздат, 1990 - 640 с

Жоба бойынша бөлімшелерге қатысты белгіленген кеңесшілер

| бөлімшелер | кеңесші | мерзімі | қолы |
|---|---|---|---|
| Өнім, тұрш. қауіпсіздігі | Абдимуратов Н.С | 26.05.2016 ж | |
| Экономика | Жакупов А.А | 26.05.2016 ж | |
| Мамыр бақылаушы | | | |
| | | | |
| | | | |
| | | | |
| | | | |
| | | | |
| | | | |
| | | | |
| | | | |

Диплом жобасын дайындау

КЕСТЕСІ

| № р/с | Тарау аттары, әзірленетін сұрақтардың тізімі | Жетекшіге ұсыну мерзімдері | Ескерту |
|---|---|---|---|
| 1 | Кіріспе ғимаратта құрастыру | 5.01.2016 ж | |
| 2 | Жолдың механикалық бөлімі | 16.01.2016 ж | |
| 3 | Электрлік бөлімі | 15.02.2016 ж | |
| 4 | Релелік қорғаныс | 15.03.2016 ж | |
| 5 | Экономикалық бөлім | 26.04.2016 ж | |
| 6 | Өмір тіршілігінің қауіпсіздігі | 17.05.2016 ж | |

Тапсырманың берілген уақыты «20» 10 2015 ж.

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

Жоба жетекшісі _____ т.ғ.к. доцент Черемисинов Ю.Т.
(қолы) (аты-жөні, ғылыми дәрежесі, атағы)

Орындалатын тапсырманы қабылдаған студент _____ _____
(қолы) (аты -жөні)

## Аннотация

В данном дипломном проекте разрабатывается ТЭЦ 180 мВт электрической станций. Данная станция имеет определенное назначение кроме обеспечения тепловых нужд коммунальных потребителей, она полностью покрывает и промышленное потребление за счет установки специфических турбин.

В специальном вопросе подробно рассматриваются основные параметры, влияющие на электрическую прочность опорных изоляторов высокого напряжения.

## Аңдатпа

Бұл диплом жұмысында 180 МВт ЖЭО қуатының электр станциясының жобасы жасалған. Бұл коммуналдық жылу қабілеттілігін қамтамасыз етеді.

ЖЭО-ның есеп айырысу барысында –жылу және электр құрал-жабдықтарының құрылымның жылу желілерінің және электрлік қосу желілерінің тиімді түрлерін таңдау.

Арнаулы сұрақпен жоғары кернеулі тірек изоляторларының электрлік сынаққа арналған негізгі параметрлері нақты қаралады.

## Annotation

In this thesis project developed by TPP 180 MW of electric power plants. This station has a specific purpose other than providing the thermal needs of utility users , it completely covers and industrial consumption due to the installation of specific turbines.

In a special issue of the report focuses on the main parameters that influence the dielectric strength of post insulators of high voltage.

**Мазмұны**


Кіріспе 7
1 Негізгі ғимаратты құрастыру 8
2 Жылу механикалық бөлімі 9
2.1. Электрлік станцияның принциптік жылу сұлбасы 9
2.2 Негізгі жабдықтарды таңдау 9
2.3 Турбинаның құралымы 10
2.4 Турбиналық қондырғының жылулық циклі 11
3 Электрлік бөлім 12
3.1 Электрлік қосылулардың негізгі сұлбасын таңдау 12
3.2 110 кВ тарату құрылғыларының сұлбасын таңдау 20
3.3. ЖЭО өзіндік мұқтаждық сұлбасын таңдау 21
3.4 Қысқа тұйықталу тогын есептеу 24
3.5 Негізгі электротехникалық жабдықтарды және ток өткізгіш бөліктерді таңдау 29
3.6 Элементтер арасындағы байланыстар мен шиналарды таңдау 34
3.7 Өлшеуіш трансформаторларын таңдау 37
3.8 Айырғыштарды таңдау 41
3.9 Оперативті ток көздерін анықтау 42
4 Релелік қорғаныс 46
4.1 Генератор – трансформатор блогын қорғау 46
4.2 Қорғаныс қондырғыларын есептеу 47
5 Экономикалық бөлім 57
5.1 Қазақстан Республикасындағы электр энергиясын өндірілуі мен тұтынылуының жалпы теңгерілімі 57
5.2 Жылулық энергияны өндіру 58
5.3 Инвестициялық қаржының экономикалық тиімділігін бағалау бойынша жалпы ұғымдар 59
5.4 ЖЭО-дағы жылу және электр энергиясының өзіндік құнын есептеу 60
5.5 Қаржылық түсімдер мен пайданы анықтау 66
6. Өмір тіршілігінің қауіпсіздігі 69
6.1 Еңбек шарттарын талдау 69
6.2 Электр қауіпсіздігін қамтамасыз ету шаралары. Қорғаныстық жерге қосу құрылғысына есеп жүргізу 69
6.3 Қорғаныстық жерге қосу құрылғысына есеп жүргізу. 71
6.4 ЖЭО-дағы өрт қауіпсіздігін қамтамасыз ету. Өрттің алдын алу шаралары 73
6.5 Өртке қарсы шаралар 75
Қорытынды 76
Қолданылған әдебиеттер тізімі 77

# Кіріспе

Электр энергиясы халық шаруашылығы мен тұрмыстың барлық саласында кең қолданылады. Оның кең қолданысқа ие болуына пайдалануда қарапайымдылы және әмбебаптылығы, өндірістік әдіспен көп мөлшерде өндіру мүмкіндігі мен оны үлкен қашықтықтарда жіберу сияқты қасиеттері әсер етеді.

Қазіргі уақытта энергетиктер мен энергия құрылысшыларының негізгі тапсырмаларына келесілер жатады: өндіріс көлемін үздіксіз арттыру, жаңа энергетикалық нысандардың құрылыс мерзімін қысқарту, меншікті күрделі қаржы салымдарын азайту, отынға жұмсалатын шығындарды азайту, еңбек өнімділігін жоғарылату, электр энергия өндірісінің құрылымын жақсарту және т.б.

Қазіргі уақытта электр энергиясын өндірудің бірталай бөлігі ЖЭО. Сондықтан дипломдық жобаның мақсаты ЖЭО жобалау болып табылады. Бұл жағдайда жобалау дегеніміз ЖЭО құрылымдық сұлбасын, жабдықтарын таңдау және қысқа тұйықталу (ҚТ) токтарын есептеу мен шектеу, тарату құрылғыларының (ТҚ) сұлбасын таңдау, ЖЭО негізгі (бас) сұлбасын және жоғары кернеу тарату құрылғыларының құрылымын орындау.

## 1 Негізгі ғимаратты құрастыру

Станцияның негізгі ғимаратын сумен жабдықтау көздеріне жақын орналастыру ұсынылады. Станцияның қуаты мен жердің бедеріне байланысты тарату құрылғыларын негізгі ғимараттың тұрақты шет жағына қарай немесе бұрыштық қойманың артына қарай орнатады. Темір жолдары жіберілетін ғимараттар мен құрылыстар темір жол жолдарына жақын орналастыру қажет. Аумаққа тұрақты теміржол жолдарын негізгі корпустың уақытша және тұрақты шет жағынан енгізілуі мүмкін. Тұрақты теміржол жолдары міндентті түрде негізгі корпустың машина бөліміне әкелінеді [1].

Негізгі ғимараттың құрамына: қазандық және турбиналық бөлімдер, деэраторлы және бункерлі этажаркадан тұратын көп қабатты аралық ғимараттар кіреді.

Қызмет ғимараты негізгі өтпелі көпірмен қосылатын жеке ғимарат түрінде орындалады.

Шаң үрлейтін жабдық, отын беретін жол түйіні аралық ғимаратта орналастырылады. Мұнда деаэраторлар, басқарудың блокты қорғанысы және 10 кВ тарату құрылғылары орнатылған.

Негізгі қызмет көрсету аумағы және блокты қорғаныстар бір белгіде орналасқан.

Қазандық агрегаттары түтін мұржалары және соңғы газ жолдарымен ашылған.

Ауыр жабдықтар және қуаты үлкен айналу механизмдері нөлдік және төменгі белгілерде орналасады.

Өзіндік мұқтаждықтың тарату құрылғылары кабель ұзындығы қысқа болатындай етіліп таңдалады.

Турбиналық және қазандық бөлімдері бір-біріне параллель орналасқан. Сонымен бірге, қазандық бөлімінде әр түрлі құралымдар болуы мүмкін: қазандық қаңқасымен байланысы жоқ жабық бөлігінің конструкциясы, қазандық қаңқасына тірелетін жабық кереге конструкциясы, қазандық қаңқасына тірелетін жартылай ашық шатыр, жабық ілмелі қазандық, ашық ауада орнатылған ашық қазандық.

Машина залындағы турбиналар көлденең орналасқан.

Қазандық бөлімнің биіктігі турбиналық бөлімге қарағанда үлкен, бірақ ондағы жабылу қызмет көрсетудің негізгі белгісінде орындалады.

Машина залы биіктігі бойынша екі бөлікке бөлінеді. Жоғарғысында – турбиналар, төменгісінде – конденсаторлар орналасқан және қазан агрегаты іргетасының ішінде және айналасында - қосымша жабдықтар орналасқан.

Негізгі ғимараттың жер асты шаруашылығы жабдық пен ғимараттың астындағы іргетастан және коммуникацияны төсеу үшін құрылымнан тұрады.

Қабат арасындағы жабулар жинақтауыш ірі панельді тақталардан жасалады.

## 2 Жылу механикалық бөлімі

### 2.1. Электрлік станцияның принциптік жылу сұлбасы

Принциптік жылу сұлбасы электр станцияның жұмыс денесінің энергиясын пайдалану және түрлендірудің негізгі технологиялық процесін сипаттайды. Бу турбиналы электр станциясында бұл сұлба электрлік генераторлары мен конденсаторлары бар қазан және турбина агрегаттарынан тұрады. Сонымен қатар, принциптік жылу сұлбасы жұмыс денесін (жылу тасымалдағыш) қотару үшін сорғылардан: қазандардың қоректендіргіш сорғылары, буландырғыш және бу түрлендіргіштер, турбиналардың конденсатты сорғыларынан тұрады [2].

Негізгі және қосымша жылу жабдықтары принциптік жылу сұлбасында су және бу үшін қондырғыдағы жұмыс денесінің қозғалыс ретіне сәйкес желілермен қосылған.

Принциптік жылу сұлбасында бірнеше бірдей агрегаттар және қондырғылар бір агрегатпен немесе қондырғымен көрсетіледі, резервті жабдықтар бұл сұлбаға қосылмайды, онда тек қана негізі технологиялық процесстерді іске асыру үшін қажет жабдықтар асарсындағы принциптік байланыстар мен арматуралар көрсетіледі.

### 2.2 Негізгі жабдықтарды таңдау

Жобаланатын ЖЭО қаланы орталықтандырылған жылумен жабдықтау, энергетикалық жүйенің электрлік жүктемелерін жабу, өндірістік кәсіпорындарды қоректендіру және технологиялық қажеттіліктерге кәсіпорындарды бумен жабдықтау үшін арналған.

Негізгі жабдықтарды таңдау жобаланатын станцияның жоспарланған жылу жүктемесіне қарай жүргізіледі.

2.2.1 Турбина таңдау

Жоспарланған жылу жүктемесіне қарай ЖЭО турбиналарынан өндірістік және жылулық буды өңдеу үшін келесі типтегі турбина таңдалады:

- ПТ - 60/75-130/13.

Таңдалған турбиналар үшін олардың барлық жылу өнімділігі анықталады.

ПТ - 60/75-130/13 турбинасы номиналды қуаты кезінде будың 90 Гкал/сағ өндірістік және жылулық - 55 Гкал/сағ өнімділігін қамтамасыз етеді.

2.2.2. Қазандарды таңдау

Қазан агрегаттарының түрі мен санын таңдау таңдалған турбиналардағы бу шығынының негізінде жүргізіледі.

ПТ-60/75-130 турбинасы үшін:

- Будың номиналды шығыны 351 т/сағ;

- Будың максималды шығыны 392 т/сағ.

Қазанның түрін таңдау кезінде оның бу өнімділігі, бу параметрлері, жағылатын отынның түрі мен маркасы ескеріледі.

ЖЭО жұмысы үшін Канско-Ачинский көмірін қолдану қарастырылады. [3] бойынша таңдалады.

ПТ-60/75-130 турбинасы үшін – БКЗ-420 типіндегі үш қазан агрегаты, параметрлері: қыздырылған будың қысымы 140 кг/см$^2$, будың температурасы - 570$^0$ С, өнімділігі - 420 т/сағ.

## 2.3 Турбинаның құралымы

Номиналды қуаты 60 МВт, екі буды бөліп алуы бар ПТ-60/75-130/13 турбинасы будың бастапқы параметрлері 12,75 МПа және 565$^0$С және айналу жиілігі 50 1/с жобаланған. Номиналды қуат және нөлдік жылулық өңдеу кезінде өндірістік өңдеуді 69,4 кг/с дейін арттыруға болады. Керісінше, нөлдік өндірістік өңдеу және номиналды қуат кезінде жылулық өңдеуді 33,3кг/с дейін арттыруға болады.

Бу тоқтатқыш (бөгеткіш) клапаннан ЦВД турбинасының корпусында орнатылған төрт реттеуіш клапанға жіберіледі. Турбинада аралас бу таратылуы болады: ЦВД арқылы будың аз шығыны кезінде бу шүмектің төрт топтамасы арқылы тізбектей келтіріледі, ал асқын жүктеме үшін айналмалы ішкі клапан ЦВД соңғы 13 сатысы арқылы шығында арттырады.

ЦВД-дан бу ЦНД корпусына орнатылған төрт қабырға бойынша реттеуіш клапанға келтіріледі.ЦНД будың бөлінуі – шүмекті. ЧСД су жүретін бөлігі реттеуіш сатыдан тұрады, оған бу төрт шүмекті қорап және сегіз реттелмейтін саты бойынша келеді.

Жылылық өңдеуде будың қысымын сақтау бұрылмалы екі зәкірлі диафрагма арқылы іске асады. Төменгі қысым бөлігі төрт сатыдан тұрады.

Турбинаның регенеративті жүйесі төрт ПНД, деаэратор және үш ПВД тұрады, қорек суының температурасы номиналды режим кезінде 247$^0$ С.

Турбоагрегаттың білік сымы ротор, ЦВД, ЦНД және генератордан тұрады. Турбинаның әрбір роторы өз мойынтірегіне тіреледі, олардың әрбір алдыңғы мойынтірегі аралас, тірек-табанды, ал артқысы – тіректі мойынтірек болып табылады. Осылайша, білік сымы екі тіректі мойынтіректен тұрады. Сондықтан, турбинаның роторлары иілгіш муфтамен қосылады. Генератор және турбина роторлары жартылай иілгіш муфтамен қосылады.

ЦВД роторы - толық соғылған.

ЦВД корпусы хромомолибденді болаттан құйылған. Оның қақпағында асқын жүктемелі айналма клапан орналасқан. ЦВД төменгі бөлігінен ПВД екі өңдеу қарастырылған (үшінші өңдеу ЦВД бу сымынан өндіріледі).

ЦНД роторы – аралас: ЧСД дискі білікпен бірге соғып біріктірілген, ал ЧНД дискі – қондырылған. Мойынтіректерді өзінің күшінен босату үшін алдыңғы бөлікте жүк түсіретін диск орнатылған.

ЦНД корпусында горизонталь және вертикаль жалғағыш болады:алдыңғы бөлігі – құйылған, артқы бөлігі – дәнекерленген (бақытып біріктірілген). ЦВД және ЦНД барлық сатыларының диафрагмалары шеңберде орнатылған, олардың арасындағы аралық өңдеудің паттенгелерін орналастыру үшін қолданылады.

### 2.4 Турбиналық қондырғының жылулық циклі

Қазанда қорек суы қыздырылған буға дейін қызады.

Қызу үш кезеңде іске асады:

1) қорек суының қызуы;

2) будың қалыптасуы;

3) будың қызуы.

Өте ысытылған бу бу құбыры арқылы турбинаға түседі. Жоғары қысым цилиндрінде (ЦВД) будың жылу энергиясын турбина роторының айналуының механикалық энергиясына айналдыру процессі болады. Будың жартысы жоғары қысымның қыздырғыштарына, өндірістік өңдеуге және деаэраторға жұмсалады.

Өңделген бу төменгі қысым цилиндірінің орташа қысым бөлігіне түседі. Одан будың өңделуі жылуландыруға түседі.

Өңделген бу конденсаторларға, одан төменгі қысымды қыздырғыштарға түседі. Деаэраторда деаэрация және конденсаттың қызуы болады. Қорек суы деаэратордан қорек сорғысы арқылы ПВД келеді. Содан кейін су қазанға түседі.

## 3 Электрлік бөлім

### 3.1 Электрлік қосылулардың негізгі сұлбасын таңдау

Электрлік қосылулардың негізгі сұлбасы – бұл негізгі жабдықтардың (генераторлар, трансформаторлар, желілер) құрама шиналардың, коммутациялық және бірінші аппараттардың жиынтығы [4].

Негізгі сұлбаны жобалау: генераторлар таңдау, құрылымдық сұлбалар мен тарату құрылғыларының электрлік қосылуларының сұлбасын таңдау, қысқа тұйықталу тогын есептеу және оларды шектеу бойынша құралдарды таңдау, сонымен қатар электрлік аппараттар мен өткізгіштерді таңдаудан тұрады.

Жобаланатын ЖЭО ТЗФП – 63 – 2У3 типіндегі үш турбогенератор орнату қарастырылған. Қоздыру жүйесі – статикалық тиристорлы, салқындату жүйесі үш контурлы сұлба бойынша әуелі. П – генератордың бу турбинасымен түйіндеседі.

Генераторлардың паспортты мәліметтері 3.1 кестеде келтірілген.

3.1 кесте – турбогенераторлардың паспорттық мәліметтері [5].

| Типі | $_{н}$, МВт | $_{н}$, МВ·А | $_{н}$, кВ | osφ | $_{d}''$, о.е. | $_{d}'$, о.е. | $_{d}$, о.е. | $_{2}$, о.е. | $_{0}$, о.е. | Бағасы, мың. тенге. |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| ТЗФП – 63 – 2У3 | 3 | 8,75 | 0,5 | ,8 | ,153 | ,224 | ,199 | ,186 | ,088 | 1340 |

3.1.1. Құрылымдық сұлбаның нұсқаларын таңдау

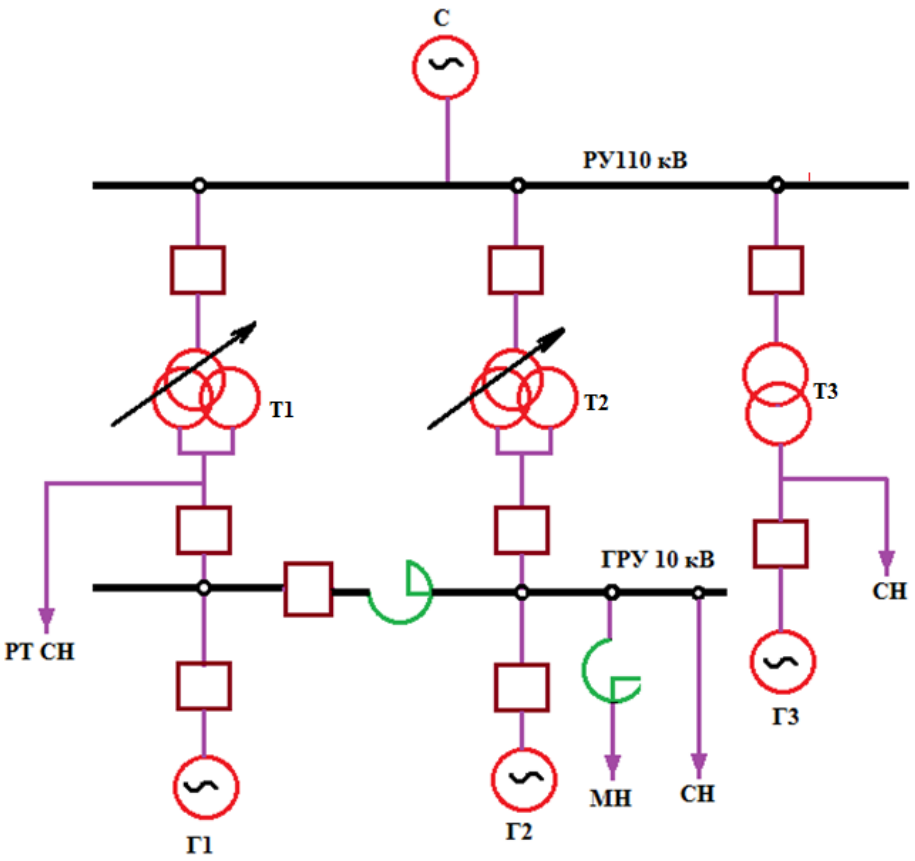
Құрылымдық электрлік сұлба жабдықтардың құрамына, генераторлардың бөлінуіне және әр түрлі кернеудегі тарату құрылғылары арасындағы электрлік жүктемелерге байланысты болады.

Жергілікті жүктеме ЖЭО генераторларының барлық қуатынан 30% аз болғандықтан, ЖЭО құрылымдық сұлбасын блокты принципте тұрғызу ұсынылады, ал жергілікті жүктеменің және өзіндік мұқтаждық қорегі реакторларды және төмендеткіш трансформаторларды орнату арқылы генераторлардан тармақтау жолымен іске асады [7].

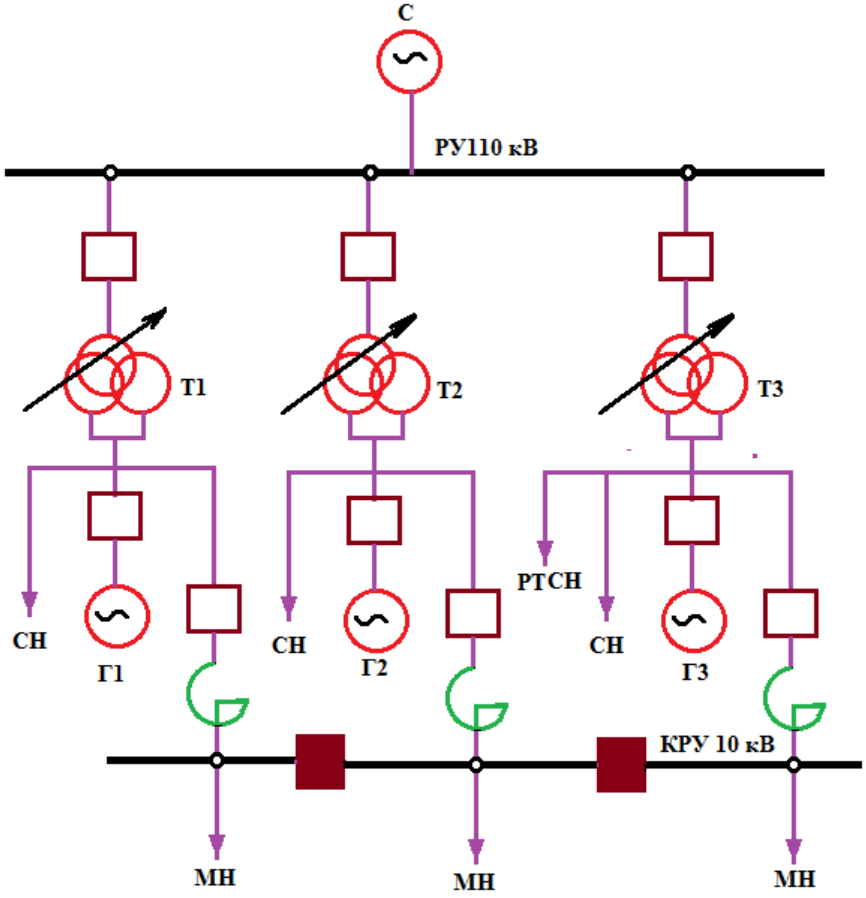
Құрылымдық сұлбаның нұсқасы ретінде келесілер қабылданады:

1 нұсқа – аралас түрдегі сұлба, мұнда екі генератор генераторлы тарату құрылғысына қосылады, ал үшіншісі блокты сұлба бойынша жоғарғы кернеу тарату құрылғыларына (ТҚ) қосылған (3.1 сурет).

2 нұсқа – генераторлар жоғарғы кернеу ТҚ трансформаторлар арқылы блокты сұлба бойынша қосылған (3.2 сурет).




3.1 сурет – Құрылымдық сұлба. 1 – нұсқа.




3.2 сурет – Құрылымдық сұлба. 2 – нұсқа.

3.1.2 Транформаторлардың қуатын және санын таңдау

Байланыс трансформаторларының номиналды қуатын таңдау оның жүктелу қабілетін ескеріп жүргізіледі. Жалпы жағдайда трансформатор қуатын таңдау шарты келесідей болады:

$$S_{расч} = S_{ном} \cdot k_{п}, \quad (3.1)$$

мұндағы $S_{расч}$ – есептік қуат, МВ·А;

$S_{ном}$ – номиналды қуат, МВ·А;

$k_{п}$=1,4 – рауалы асқын жүктеме коэффициенті.

14209-85 МЕМСТ бойынша трансформатордың рауалы асқын жүктеме коэффициенті трансформатордың алдыңғы жұмыс режиміне, қоршаған ортаның температурасына қарай анықталады.

1 нұсқа.

Байланыс трансформаторының қуатын таңдауды орам бойынша қуаттың максималды өту шартымен жүргіземіз. Алдымен толық қуатты анықтаймыз:

Генератордың қуаты:

$$S_{г} = \frac{P_{г}}{\cos\varphi_{г}} = \frac{60}{0{,}8} = 75\ МВ{\cdot}А.$$

Өзіндік мұқтаждық қуаты ($P_{уст}$ 10% аламыз):

$$S_{сн} = \frac{P_{сн}}{\cos\varphi_{сн}} = \frac{6}{0{,}87} = 6{,}9\ МВ{\cdot}А.$$

Жергілікті жүктеменің қуаты:

$$S_{мн} = \frac{P_{наг}}{\cos\varphi_{наг}} = \frac{50}{0{,}87} = 57{,}47\ \ МВ{\cdot}А.$$

Қалыпты режим:

$$S_{пер} = 2 \cdot S_{г} - S_{сн} - S_{мн} = 2 \cdot 75 - 2 \cdot 6{,}9 - 57{,}47 = 78{,}73\ МВ{\cdot}А.$$

Апаттық режим:

$$S_{пер.ав} = S_{г} - S_{сн} - S_{мн} = 75 - 13{,}8 - 57{,}47 = 3{,}73\ МВ{\cdot}А.$$

Трансформаторлардың есептік қуаты (асқын жүктеменің есебімен):

$$S_{\text{расч.ТС}} = \frac{S_{\text{мах}}}{(n-1)\cdot k_{\text{п}}} = \frac{78{,}73}{(2-1)\cdot 1{,}4} = 56{,}24 \text{ МВ·А}.$$

Орнатуға 2 трансформатор аламыз: ТРДН-63000/110.
Блок трансформаторы Г3-Т3:

$$S_{\text{расч}} \le S_{\text{бл.т}} \quad (3.2)$$

$$S_{\text{расч}} = S_{\text{ном.г}} - S_{\text{сн}} \quad (3.3)$$

$$S_{\text{расч}} = 75 - 6{,}9 = 68{,}1 \text{ МВА}.$$

ТДЦ – 80000/110 трансформаторын аламыз.

Желілердің тармақтарына сызықты реакторларды орнату жоспарланғандықтан, алдымен максималды ток және реактордың номиналды тогы бойынша қосылулар санын анықтаймыз:

$$I_{\text{мах}} = \frac{S_{\text{мах}}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}} = \frac{57{,}47}{\sqrt{3}\cdot 10{,}5} = 3{,}16 \text{ кА}.$$

$$n = \frac{I_{\text{мах}}}{I_{\text{ном}}} = \frac{3160}{1000} = 3{,}16;$$

Шамалап (алдын-ала) 3 реактор қабылдаймыз.

2 нұсқа.
Блок трансформаторлары:

$$S_{\text{расч}} = S_{\text{ном.г}} - S_{\text{сн}} - S_{\text{мн}} \quad (3.4)$$

$$S_{\text{расч}} = 75 - 6{,}9 - 19{,}96 = 48{,}94 \text{ МВА}.$$

ТРДН – 63000/110 трансформаторын қабылдаймыз.
Паспортты мәліметтері 3.2 кестеде келтірілген.

3.1.3. Энергетикалық жүйенің құрылымдық сұлбасының нұсқаларын технико-экономикалық салыстыру

Нұсқаларды технико-экономикалық салыстыру – сұлба нұсқаларын жуықтап есептеудің соңғы кезеңі болып табылады. Ол техникалық жағынан бірдей нұсқалардың ең тиімді нұсқасын анықтауға мүмкіндік береді.

3.2 кесте – Трансформатордың паспортты мәліметтері [5]

| Типі | $S_{ном}$, МВ·А | $U_{ном\ вн}$, кВ | $U_{ном\ нн}$, кВ | $\Delta P_{хх}$, кВт | $P_{кз}$, Вт | k | хх |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| ТДН – 80000/110 | 80 | 115 | 10,5 | 58 | 10 | 0,5 | ,45 |
| ТРДН – 63000/110 | 63 | 115 | 10,5 | 50 | 45 | 0,5 | ,5 |

Құрылымдық сұлбаның нұсқаларын технико-экономикалық салыстыру кезінде әр нұсқа бойынша құндық көрсеткіштердің барлығы – күрделі қаржы салымы, энергияның жылдық шығыны, жөндеу және қызмет көрсетуге жылдық жұмсалымдар, сонымен қатар құрылымдық сұлбаның сенімсіздігінен келетін залалдар жеке бағаланады.

Құрылымдық сұлбаның нұсқаларын технико-экономикалық салыстыру келтірілген жұмсалымдардың минимумы бойынша жүргізіледі:

$$З = р_н \cdot К + И + У, \quad (3.5)$$

мұндағы $р_н$ = 0,12 – қаржылық салымдардың тиімділігінің нормативті коэффициенті, 1/жыл;

К – қаржылық салымдар, тенге;

И – жылдық ұсталған шығындар, тенге/жыл;

У – пайда болатын залалдар, тенге.

3.1.3.1. Қаржылық салымдарды есептеу

Қаржылық салымдарды есептеуді кесте түрінде келтіреміз:

3.1.3.2 Жылдық шығындарды есептеу

Жылдық пайдалану шығындары келесідей анықталады:

$$И = И_а \cdot И_о + И_{пот}; \quad (3.6)$$

мұндағы $И_а$– амортизациялық аударымдар, млн. тенге/жыл;

$$И_о = \frac{\alpha}{100} \cdot К; \quad (3.7)$$

$\alpha$– амортизация нормасы, % ($\alpha$=6,4 %);

$И_о$– электр қондырғыларына қызмет көрсетуге жұмсалымдар, млн. теңге/жыл;

3.3 кесте - Қаржылық салымдарды есептеу

| Атауы | Бағасы, 1дана. мың. теңге. | 1 нұсқа | | 2 нұсқа | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | Саны | Жалпы бағасы, мың теңге. | Саны | Жалпы бағасы, мың теңге. |
| ТРДН – 63000/110 | 500 | 2 | 1000 | 3 | 1500 |
| ТДЦ – 80000/110 | 565 | 1 | 565 | – | – |
| Ажыратқыш 110 кВ | 130 | 3 | 390 | 3 | 390 |
| Ажыратқыш 10 кВ | 6,0 | 6 | 36 | 3 | 18 |
| Реактор | 14,6×3 | 4 | 175,2 | 3 | 131,4 |
| КТҚ ұяшықтары | 10 | 3 | 30 | 5 | 50 |
| | | $\sum К_{вл\ 1}$ | 2196,2 | $\sum К_{вл\ 2}$ | 2089,4 |

$$И_о = b \cdot К; \quad (3.8)$$

b – электр қондырғыларына қызмет көрсетуге аударымдардың нормасы, % (станция үшін b=8,4%)

$И_{пот} = \beta \cdot \Delta W_{пот}$ – электр энергияның шығынымен шартталған ұсталымдар:

$$И_{пот} = \beta \cdot \Delta W_{пот}; \quad (3.9)$$

$\beta$ – шығындардың орнын толтыруға жұмсалған қаражат, теңге/кВт·сағ;

$\Delta W_{пот}$ – электр энергияның жылдық шығындары, кВтч/жыл.

Турбиналар жылына екі рет жөндеуге шығарылатындықтан ПТ-60 турбинасын жөндеу уақыты 20 күнді құрайды, турбинаның жұмысы:

$$Т_{раб}=8760 – 2 \cdot 24 \cdot 20=8184 \text{ сағ.}$$

Екі орамды трансформаторлар тобында электр энергияның жылдық шығынын максималды шығын арқылы анықтаймыз:

$$\Delta W_т = P_х \cdot (8184 - T_р) + P_k \left( \frac{S_{мах}}{S_{ном}} \right)^2 \cdot \tau; \qquad (3.10)$$

мұндағы $T_р$ – жоспарлы жөндеудің кесірінен трансформатордың бос тұруының ұзақтығы, сағ/жыл;

$P_х$ – бос жүрістегі қуат шығыны, кВт;

$P_k$ – қысқа тұйықталудағы қуат шығыны, кВт;

$S_{max}$ – трансформатордың жүктелуінің максималды қуаты, МВА;

$S_{ном}$ – трансформатордың номиналды қуаты, МВА.

**1 нұсқа.**

Байланыс трансформаторларындағы жылдық шығындарды келесі формула бойынша анықтаймыз:

$$\Delta W_{т1пот} = 2 \cdot 50 \cdot (8184 - 28) + 245 \left( \frac{7873}{6300} \right)^2 \cdot 4500 = 1{,}676 \cdot 10^6 \text{ кВт·сағ/жыл;}$$

Блокты трансформатордағы энергияның жылдық шығыны:

$$\Delta W_{т2пот} = 58 \cdot (8184 - 28) + 310 \left( \frac{68100}{80000} \right)^2 \cdot 4500 = 1{,}48 \cdot 10^6 \text{ кВт·сағ/жыл;}$$

$$\sum \Delta W_{т.пот} = (1{,}676 + 1{,}484) \cdot 10^6 = 3{,}16 \cdot 10^6 \text{ кВт·сағ/жыл;}$$

Яғни:

$$И_{пот} = 0{,}03 \cdot 3{,}16 \cdot 10^6 = 94{,}8 \text{ млн. теңге/жыл.}$$

$$И_а = \frac{6{,}4}{100} \cdot 2196{,}2 = 140{,}5 \text{ млн. теңге.}$$

$$И_о = \frac{2}{100} \cdot 2196{,}2 = 43{,}9 \text{ млн. теңге.}$$

$$И = 94{,}8 + 140{,}5 + 43{,}9 = 279{,}2 \text{ млн. теңге.}$$

И = 94,8+140,5+43,9= 279,2 млн. теңге.

**2 нұсқа.**

Блокты трансформаторлардағы жылдық шығындар:

$$\Delta W = 3 \cdot 50 \cdot 8156 + 245 \cdot \left( \frac{48940}{63000} \right)^2 \cdot 4500 = 1{,}89 \cdot 10^6 \text{ кВт·сағ/жыл;}$$

Яғни:

$$И_{пот} = \beta \cdot \Delta W_{пот} = 0{,}03 \cdot 3{,}219 = 96{,}55 \text{ млн. теңге/жыл.}$$

$$И_а = \frac{6{,}4}{100} \cdot 2089{,}4 = 133{,}72 \text{ млн. теңге.}$$

$$И_о = \frac{2}{100} \cdot 2089{,}4 = 41{,}79 \text{ млн. теңге.}$$

И = 96,55+133,72+41,79= 272,06 млн. теңге.

3.1.3.3 Негізгі жабдықтардың істен шығуынан келген залалды есептеу

Залал құраушыларға есептеу жүргізбейміз, себебі екі нұсқада істен шығу бірдей болады.

3.1.3.4 Құрылымдық сұлбаның оңтайлы нұсқасын анықтау

Құрылымдық сұлбаның нұсқаларын технико-экономикалық көрсеткіштерін есептеу нәтижелерін 3.4 кестеге енгіземіз.

3.4 кесте – ЖЭО құрылымдық сұлбасының технико-экономикалық көрсеткіштері

| Нұсқалардың көрсеткіштері | Өлшем бірлігі | 1 нұсқа | 2 нұсқа |
|---|---|---|---|
| К | мың теңге | 2196,2 | 2089,4 |
| 0,12·К | мың теңге/жыл | 163,544 | 250,728 |
| И | мың теңге /жыл | 279,2 | 272,06 |
| З | мың теңге /жыл | 542,8 | 519,25 |
| З | % | | 100 |

3.4 кестеде көрсетілгендей, бірінші нұсқаның келтірілген шығындары екінші нұсқаға қарағанда 4,5% артық, бірақ 5% аспайды, яғни нұсқалар тең тиімді. 2 нұсқа сенімдірек және келешекті болғандықтан, 2 нұсқаны қабылдаймыз.

### 3.2 110 кВ тарату құрылғыларының сұлбасын таңдау

Жобалауға берілген тапсырма бойынша жергілікті жүктеменің қуаты $P_{м.н}$=50 МВт, өзіндік мұқтаждық жүктемесі $P_{сн}$=18 МВТ, қалған қуат жүйеге жіберіледі.

ЭБЖ сымдарының қимасын $F_{пр}=185_{мм}^2$ деп алып, бір желінің қимасын табамыз:

$$I_{ЛЭП} = F_{пр} \cdot j_{эк} = 185 \cdot 1 = 185 \text{ А};$$

мұндағы $j_{эк}$=1 – токтың экономикалық тығыздығы.

Барлық ЭС желісі арқылы барлық ток:

$$I_{\sum расч} = \frac{P_{отп}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos\varphi_{ном}} = \frac{112}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 0{,}87} = 676{,}5 \text{ А};$$

мұндағы $P_{отп}$ – 110 кВ жүйеге және тұтынушыларға жіберілетін электрлік энергия, МВт

$$P_{отп} = P_{ген} - P_{с.н} - P_{м.н} = 180 - 50 - 18 = 112 \text{ МВт}.$$

$P_{отп}$ – 110 кВ тұтынушыларға және жүйеге жіберілетін қуат.

110 кВ тұтынушыларға қуатты жіберуге және жүйемен байланыстыру үшін қажет ЭБЖ санын анықтаймыз:

$$n = \frac{I_{\sum рас}}{I_{ВЛ}} = \frac{676{,}5}{185} = 3{,}65$$

үлкен жағына жуықтаймыз ≈ 4.

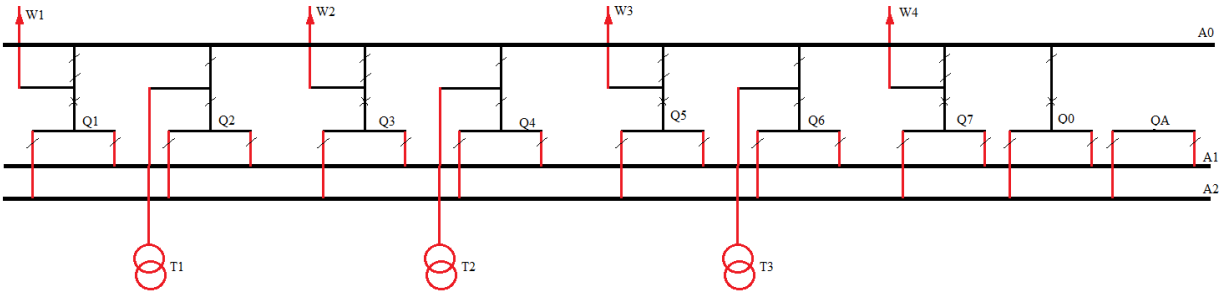
Екі екітізбекті электр береліс желісін қабылдаймыз.

110 кВ тарату құрылғыларының құрама шиналарына ЭБЖ қатар, 3 күштік трансформатор қосылады, яғни жалпы қосылымдар саны 7 тең. Айналма құрама шиналары бар екі жұмыс құрама шинасының сұлбасын қабылдаймыз.

Құрылыс шарттары және климаттық мәліметтер 110 кВ тарату құрылғыларын ашық (АТҚ) орындауға мүмкіндік береді.

110 кВ – АТҚ жоспары мен қимасы дипломдық жобаның сызба бөлімінде келтірілген.

Тарату құрылғыларының сұлбасы 3.3 суретте көрсетілген.




3.3 сурет – 110 кВ ашық тарату құрылғыларының (АТҚ) сұлбасы

### 3.3. ЖЭО өзіндік мұқтаждық сұлбасын таңдау

Өзіндік мұқтаждық (ӨМ) тұтынушылары блокты және жалпы станциялы болып бөлінеді. Блокты тұтынушылар ӨМТ (ТСН) блоктарынан қоректенеді, ал жалпы станциялық жүктеме блоктар арасында тең бөлінеді.

Жобаланатын ЖЭО өзіндік мұқтаждық тораптарының кернеуі 6/0,4 кВ тең деп алынады.

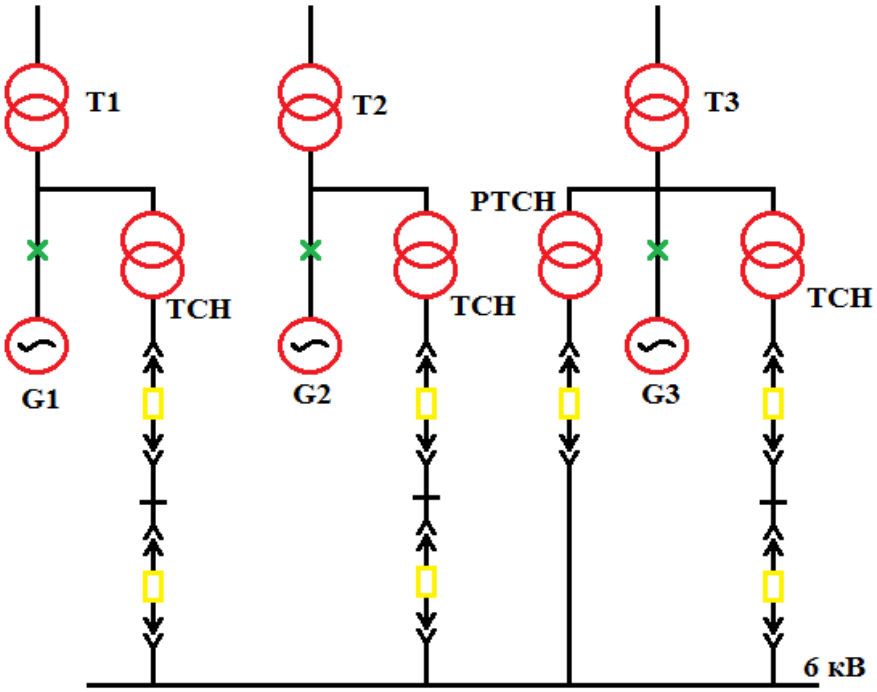
Өзіндік мұқтаждық қорегі жоғарлатқыш трансформатор жағында, генератор мен блокты трансформатор арасына ӨМТ (ТСН) қосу арқылы іске асады.

6 кВ өзіндік мұқтаждық тарату құрылғылары бір секцияланған құрама шиналармен орындалады, блоктарда әр қазанға бір секциядан келеді.

ЖЭО өзіндік мұқтаждықтың жұмыс трансформаторлары (ӨМТ) генераторлы кернеудің шиналарына қосылады.

ӨМ жұмыс трансформаторларының саны генераторлы ажыратқыштар кезінде 2 болады, оның біреуі қоймалық қор (резерв) түрінде.

10 кВ тарату құрылғылары блокты сұлба бойынша орындалғандықтан, резервті ӨМТ блоктан аралық шықпалармен қосылады.




3.4 сурет – 6 кВ өзіндік мұқтаждық сұлбасы

0,4 кВ өзіндік мұқтаждық тұтынушыларының қорегі 6/0,4 кВ өзіндік мұқтаждық трансформаторлары арқылы іске асады, ӨМ тарату құрылғыларының секциясынан бастар жобаланатын ЖЭО дейін.

Жоғарыда көрсетілгендердің негізіндн, ЖЭО өзіндік мұқтаждық сұлбасы жобаланады, ол 3.4 суретте көрсетілген.

3.3.1 ЖЭО өзіндік мұқтаждық трансформаторларын таңдау

ӨМ жұмыс трансформаторларының номиналды қуаты олардың есептік жүктемелеріне сәйкес таңдалады, сонымен бірге ӨМ жұмыс трансформаторларының асқын жүктелуі – рұқсат етілмеген.

ӨМ резервті транформаторының номиналды қуаты ӨМ трансформаторларымен тең алынады.

63 МВт блоктың ӨМ жүктемелерінің қуаты мен тізімі 3.5 кестеде көрсетілген, [3] сәйкес.

3.5 кесте – 63 МВт тозаң көмірлі блоктың ӨМ жүктемесі

| Атауы | Жүктеме | |
|---|---|---|
| | Саны | Қуаты, кВ·А |
| Блокты жүктеме | | |
| Диірмен | 2 | 392 |
| Түтін сорғыш | 1 | 400 |

| | | |
|---|---|---|
| Конденсат сорғысы | 1 | 200 |
| Ағызғыш сорғысы | 1 | 52 |
| Трансформатор 6/0,4 кВ | 1 | 1000 |
| Циркуляциялық сорғы | 1 | 320 |
| Үрлеуші желдеткіш | 1 | 230 |
| Іске қосқыш май сорғысы | 1 | 440 |
| Қоректендіргіш электр сорғысу | 1 | 900 |
| Жалпы станциялық жүктеме | | |
| Балғалы уатқыш | 1 | 800 |
| Вагонаударғыш | 1 | 96 |
| Трансформатор 6/0.4 | 1 | 1000 |
| Компрессор | 1 | 100 |
| | Барлығы | 5930 |

3.5 кестеге сәйкес, 63 МВт блоктың ӨМ есептік жүктемесі келесіге тең:

$$S_{расч} = S_{\Sigma} = 5930 \text{ кВ·А};$$

ӨМ жұмыс трансформаторының номиналды қуаты.

$$S_{ном} \geq S_{расч};$$

ТМНС – 6300+10 типтегі ӨМ жұмыс трансформаторын таңдаймыз.

6/0,4 кВ ӨМ трансформаторларының есептік жүктемесі келесі формула бойынша анықталады:

$$S_{расч} = 0{,}7P_1 + 0{,}35P_2 + 0{,}15P_3 + 0{,}85P_4,$$

мұндағы $P_1$ – тұрақты жұмыс істейтін қозғалтқыштардың жалпы қуаты, кВт;

$P_2$ – мерзімді жұмыс істейтін қозғалтқыштардың жалпы қуаты, кВт;

$P_3$ – ұсақ қозғалтқыштардың жалпы қуаты, кВт;

$P_4$ – жылыту және қыздырудың жалпы қуаты, кВт.

63 МВт тозаң көмірлі блок үшін электр қозғалтқыштардың көрсетірген топтарының қуаты [8] бойынша келесіге тең:

$P_1$=750 кВт, $P_2$=890 кВт,

$P_3$=470 кВт, $P_4$=100 кВт.

осылайша:

$$S_{расч}=0,7\cdot750+0,35\cdot890+0,15\cdot470+0,85\cdot100=992 \text{ кВт}.$$

Есептік жүктемеге сәйкес 6/0,4 кВ ӨМ трансформаторын таңдаймыз, ТМС – 1000/6,3.

Таңдалған ӨМ трансформаторының паспортты мәліметтері 3.6 кесте көрсетілген.

3.6 кесте – ӨМ трансформаторының паспорттық мәліметтері [5]

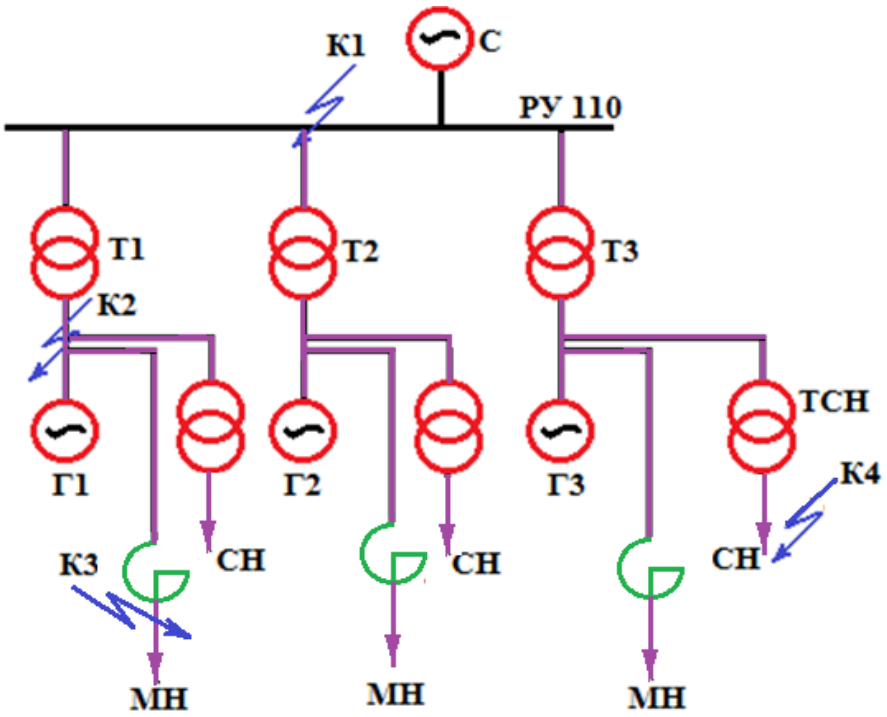
| Типі | $S_{ном}$, кВ·А | $U_{ном\ вн}$ кВ | $U_{ном\ нн}$ кВ | $\Delta P_{хх}$ кВт | $\Delta P_{кз}$ кВт | $U_k$ % | $I_{хх}$ % |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| ТМНС – 6300/10 | 6300 | 10,5 | 6,3 | 8 | 46,5 | 8 | 0,8 |
| ТМС – 1000/6,3 | 1000 | 6,3 | 0,4 | 2,2 | 12,2 | 8 | 1,4 |

### 3.4 Қысқа тұйықталу тогын есептеу

Қысқа тұйықталу тогын есептеу электр жабдықтарын, аппараттарды, шиналарды, кабельдерді таңдау үшін, сонымен қатар қысқа тұйықталу тогын шектеу қажеттілігін анықтау үшін керек.

[7] ұсыныстарына сәйкес, дипломдық жобада қысқа тұйықталудың есептік түрі ретінде үш фазалы қысқа тұйықталу тогын аламыз.

Есептік сұлба 3.5 суретте көрсетілген.




3.5 сурет – Есептік сұлба

Базисті кернеу ретінде қарастырылатын қысқа тұйықталу (ҚТ) нүктесі болатын, әр сатының кернеуін аламыз.

Базисті қуатты $S_б = 200$ МВ·А деп аламыз.

Алмастыру сұлбасындағы элементтердің кедергісін салыстырмалы бірлікте анықтаймыз:

Синхронды генераторлар үшін:

$$X_{*б.г} = X''_d \cdot \frac{S_{баз}}{S_{ном}} = 0{,}153 \cdot \frac{200}{78{,}75} = 0{,}389.$$

мұндағы $X''_d$ - машинаның салыстырмалы аса өтпелі индуктивті кедергісі;

$S_{ном}$ – генератордың номиналды қуаты (МВ·А).

Трансформаторлар үшін:

Жоғары кернеу (ЖК) тарату құрылғылары (ТК):

$$X_{*б.т} = \frac{u_к\%}{100} \cdot \frac{S_б}{S_{ном}} = \frac{10{,}5}{100} \cdot \frac{200}{78{,}75} = 0{,}267.$$

Өзіндік мұқтаждық трансформаторлары (ӨМТ):

$$X_{*ТСН} = \frac{u_к\%}{100} \cdot \frac{S_б}{S_{ном}} = \frac{8}{100} \cdot \frac{200}{6,3} = 2,54.$$

Электр беріліс желілері үшін:

$$X_{*ВЛ} = X_0 \cdot l \cdot \frac{S_б}{n \cdot U_{б1}^2} = 0,413 \cdot 50 \cdot \frac{200}{4 \cdot 115^2} = 0,078.$$

мұндағы l– желінің ұзындығы, км;

n – желінің саны;

$x_0$- желінің құралымына және номиналды кернеуге тәуелді меншікті кедергінің орташа мәні (Ом/км).

$I_р$=0,6÷0,7·$I_{нг}$ тогы бойынша таңдалатын ҚТ тогын және ең үлкен кедергіні шектеу үшін жергілікті жүктеменің тарату құрылғыларына сызықты реакторды орнату жоспарланады.

$$I_р = 0,7 \cdot 4,33 = 3,03 \text{ кА}.$$

Орнатуға РБДГ 10-4000-0,18У3 $x_р$=0,18 Ом реакторын қабылдаймыз.

Жеке реакторлар үшін:

$$X_{*р} = X_р \cdot \frac{S_б}{U_{б2}^2} = 0,18 \cdot \frac{200}{10,5^2} = 0,326;$$

мұндағы $x_р$ – реактордың индуктивті кедергісі (Ом).

Генераторлардың ЭҚК:

$$E_г = \sqrt{(U_0 \cdot cos\varphi_0)^2 + (U_0 \cdot sin\varphi_0 + \sqrt{3} \cdot I_0 \cdot X''_d)^2}$$

мұндағы $I_0$ – турбогенератордың номиналды тогы, кА ($I_0$=$I_{ном.г}$=4,33 кА);

$U_0$ – турбогенератордың номиналды кернеуі, кВ ($U_0$ = 10,5 кВ).

$$E_г = E_{г2} = E_{г3} = E_г$$

$$E_г = \sqrt{(10,5 \cdot 0,8)^2 + (10,5 \cdot 0,6 + 1,73 \cdot 4,33 \cdot 0,153)^2} = 11,09 \text{ кВ};$$

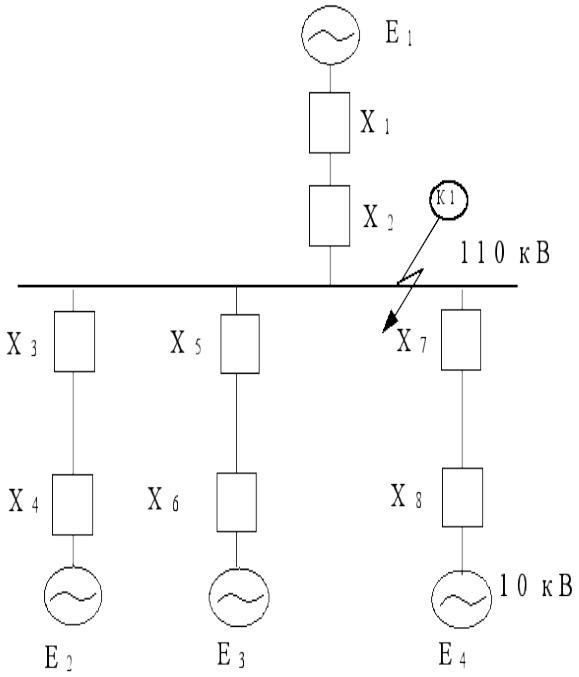
$$E_{*г} = \frac{E_г}{U_{б2}} = \frac{11{,}09}{10{,}5} = 1{,}056$$

Жүйе :

$$X_{*с} = X_с \frac{S_б}{S_{ном.с}} = 0{,}3 \cdot \frac{200}{10000} = 0{,}006$$

$E_{*С}$=1 деп қабылдаймыз.

110 кВ шиналардағы қысқа тұйықталу




3.6 сурет – Электрлік жүйенің эквивалентті алмастыру сұлбасы

Базисті ток:

$$I_{б1} = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_{б1}} = \frac{200}{\sqrt{3} \cdot 115} = 1{,}5 \text{ кА.}$$

$$X_с = X_1 = 0{,}006$$

$$X_{вл} = X_2 = 0{,}078$$

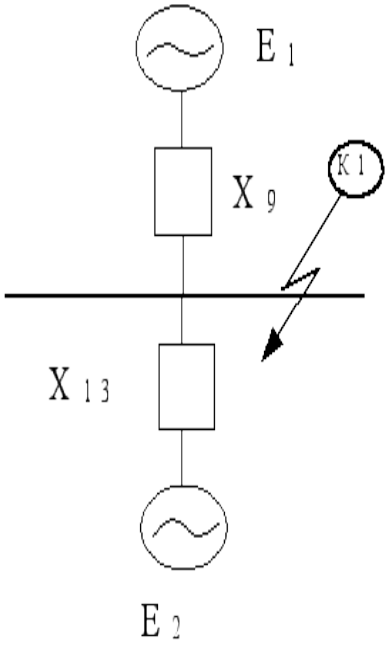
$$X_{*б.т} = X_3 = X_5 = X_7 = 0{,}267$$

$$X_{*б.г} = X_4=X_6=X_8=0,389$$

$$E_1=1$$

$$E_2=E_3=E_4=1,056$$

Сұлбаны бұрмалау жолымен нтижнлеуші кедергіге келтіреміз.




$$X_9=X_1+X_2=0,084$$

$$X_{10}=X_{11}=X_{12}=X_3+X_4=0,656$$

$$X_{13} = \frac{X_{10}}{3} = \frac{0,656}{3} = 0,22 \ \backslash$$

$E_2$=1,056

Уақыттың бастапқы моментіндегі токтың периодты құраушысы; жүйеден:

$$I_{ПО} = \frac{E_1}{X_9} \cdot I_{б1} = \frac{1,0}{0,084} \cdot 1,0 = 11,9 \text{ кА}$$

генераторлардан:

$$I_{ПО} = \frac{E_2}{X_{13}} \cdot I_{б1} = \frac{1,056}{0,22} \cdot 1,0 = 4,8 \text{ кА}$$

Сұлбада көрсетілген барлық ҚТ нүктелері үшін жоғарыда көрсетілген тәсілдер бойынша есептеулерге қажет ҚТ тогының шамасын табамыз.

Есептеу нәтижелері 3.7 кестеде келтірілген.

3.7 кесте – ҚТ тогын есептеудің жиынтық кестесі

| ҚТ нүктесі. | Қорек көздері | $I_{п0}$ , кА | $i_у$ , кА | $I_п\tau$ , кА | $i_а\tau$ , кА | Вк ,$кА^2 \cdot с$ |
|---|---|---|---|---|---|---|
| К-1 | Генераторлар 1,2,3 | 4,84 | 11 | 11,95 | 0,84 | 4,22 |
| | Жүйе | 11,95 | 27,16 | 4,41 | 0,34 | 25,72 |
| | Жалпы ток | 16,79 | 38,16 | 16,36 | 1,18 | 29,94 |
| К-2 | Генератор Г1 | 29,85 | 82,78 | 22,99 | 26,12 | 418,88 |
| | Генератор 2,3 + жүйе | 33,29 | 93,31 | 33,29 | 29,13 | 520,8 |
| К-3 | Жалпы ток | 22,38 | 61,97 | 22,38 | 22,36 | 205,44 |
| К-4 | Генератор + жүйе | 6,95 | 16,88 | 6,95 | 0,68 | 10,16 |
| | Қозғалтқыштар | 3,79 | 8,84 | 1,21 | 0,73 | 3,16 |
| | Жалпы ток | 10,74 | 25,72 | 8,16 | 1,41 | 13,32 |

## 3.5 Негізгі электротехникалық жабдықтарды және ток өткізгіш бөліктерді таңдау

3.5.1 Ажыратқыштар мен айырғыштарды таңдау

Ажыратқыштарды таңдау 687 - 94 - МЕМСТ сәйкес жүргізіледі.

3.8 кесте - Ажыратқыштарды таңдау және тексеру

| | |
|---|---|
| − қондырғының кернеуі бойынша; | $U_{ном} \geq U_{уст}$ |
| − ұзақ мерзімдік ток бойынша; | $I_{ном} \geq I_{max}$ |
| − ажыратудың симметриялық тогына; | $I_{отк.ном.} \geq I_{nt}$ |
| − ҚТ тогының апериодты құраушысының ажарауына. | $i_{а.ном.} \geq i_{at}$ |
| − толық ток бойынша ажырау қабілеті; $\beta_н$ %− ажыратылған токта апериодты құраушының номалық мәні, | $\sqrt{2} \cdot I_{ном.отк} \cdot (1 + \frac{\beta_н}{100}) \geq \sqrt{2} \cdot I_m + i_{at}$ |
| − электродинамикалық төзімділікке; | $I_{дин} \geq I_{по}$ |

| | |
|---|---|
| − электродинамикалық төзімділікке; | $i_{дин} \geq i_y$ |
| − термиялық төзімділікке; | $I_{терм}^{2} \cdot t_{терм} \geq B_к$ |

3.9 кесте - Айырғыштарды таңдау және тексеру

| | |
|---|---|
| − қондырғының кернеуі бойынша; | $U_{ном} \geq U_{уст}$ |
| − ұзақ мерзімдік ток бойынша; | $I_{ном} \geq I_{max}$ |
| − электродинамикалық төзімділікке; | $i_{дин} \geq i_y$ |
| − термиялық төзімділікке; | $I_{терм}^{2} \cdot t_{терм} \geq B_к$ |

Негізгі электротехникалық жабдықтарды таңдау кесте түрінде жүргізіледі [4].

110 кВ ажыратқыштар және айырғыштар таңдау.

Блокты трансформатордың асқын жүктелуінің мүмкін еместігіне байланысты максималды режим тогы қалыпты режим тогына тең болады:

$$I_{мах} = \frac{S_{ном.т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 110} = 33{,}1 \text{ А}$$

3.10 кесте - 110 кВ ажыратқыштар және айырғыштар таңдау

| Есептік мәндер | ВМТ-110Б-40/2000 УХЛ1 ажыратқыштың мәндері | РДЗ-110/1000 айырғыштың мәндері |
|---|---|---|
| $U_{уст}$=110 кВ | $U_{ном}$ = 110 кВ | $U_{ном}$ = 110 кВ |
| $I_{max}$=330,66 А | $I_{ном}$=2000 А | $I_{ном}$=1000 А |
| $I_{пт}$ = 16,36 кА | $I_{отк.ном.}$=40 кА | - |
| $i_{at}$ = 1,18 кА | $i_{а.ном.}=\sqrt{2} \cdot b_н \cdot I_{отк.ном}/100=\sqrt{2} \cdot 40 \cdot 40/100=22{,}63$кА | - |
| $\sqrt{2} \cdot I_{пт}+i_{at}$=24,32 кА | $\sqrt{2} \cdot I_{отк.ном.} \cdot (1+b_н/100)= \sqrt{2} \cdot 40 \cdot (1+40/100)=$ 79,196 кА | - |
| $I_{по}$=16,79 кА | $I_{дин}$=40 кА | - |
| $i_y$=38,16 кА | $i_{дин}$ = 102 кА | $i_{дин}$=80 кА |
| $B_к$=29,94 кА$^2$·с | $I_{терм.}^{2} \cdot t_{терм.}=50^2 \cdot 3=7500$ кА$^2$·с | $I_{терм.}^{2} \cdot t_{терм.}=40^2 \cdot 3=4800$ кА$^2$·с |

ВМТ-110Б-40/2000 УХЛ1 – аз майлы үш полюсті ажыратқыш, жетегі ППрК типтегі серіппелі, ауа райы орташа салқын аудандарда орнату үшін арналған.

РДЗ-110/1000 – жерлендіргіш шаппасы бар екі колонкалы айырғыш. разъединитель

МГУ-20-90/6300 У3 – аз майлы генераторлы ажыратқыш, ауа райы ах

РВРЗ-20/8000-М –ішкі қондырғылар үшін жерлендіргіш шаппасы бар айырғыш.

3.11 кесте – 10,5 кВ генератрлы ажыратқыш пен айырғыш таңдау

| Есептік мәндер | Ажыратқыштың міндері МГУ – 20 – 90/6300 У3 | Айырғыштың міндері РВРЗ-20/8000 - М |
|---|---|---|
| $U_{уст}$=10,5 кВ | $U_{ном}$ = 20 кВ | $U_{ном}$ = 20 кВ |
| $I_{max}$=4340 А | $I_{ном}$=6300 А | $I_{ном}$=8000 А |
| $I_{пт}$=22,99 кА | $I_{отк.ном.}$=90 кА | - |
| $i_{at}$ = 26,12 кА | $i_{а.ном.}=\sqrt{2}\cdot b_н\cdot I_{отк.ном}/100=\sqrt{2}\cdot 20\cdot 90/100=$ кА | - |
| $\sqrt{2}\cdot I_{пт}+i_{at}$=58,63 кА | $\sqrt{2}\cdot I_{отк.ном.}\cdot(1+b_н/100)=\sqrt{2}\cdot 90\cdot(1+30/100)$ = кА | - |
| $I_{по}$=29,85 кА | $I_{дин}$=105 кА | - |
| $i_у$=82,78 кА | $i_{дин}$ = 300 кА | $i_{дин}$=315 кА |
| $B_к$=418,88 кА$^2\cdot$с | $I_{терм.}^2\cdot t_{терм.}=90^2\cdot 4=32400$ кА$^2\cdot$с | $I_{терм.}^2\cdot t_{терм.}=125^2\cdot 4=62\,500$ кА$^2\cdot$с |

6,3 кВ ӨМ сұлбасында ажыратқыш және айырғыш таңдау.

ӨМ сұлбасында ВЭ-6-40/1600 У3 ажыратқыштары бар кешенді тарату құрылғыларын (КТҚ) орнату қарастырылады.

ӨМ бір секциясының тогы:

$$I_{мах}=\frac{P_{сек}}{\sqrt{3}\cdot U_{yjv}\cdot cos\varphi}=\frac{992}{\sqrt{3}\cdot 6{,}3\cdot 0{,}87}=104{,}5\ \text{А}.$$

Таңдау 3.10 кестеге енгізілген.

3.10 кесте – ӨМ сұлбасында ажыратқышты таңдау

| Есептік мәндер | Ажыратқыштың мәндері ВЭ-6-40/1600 У3 |
|---|---|

| | |
|---|---|
| $U_{уст}$ = 6,3 кВ | $U_{ном}$ = 6 кВ |
| $I_{max}$ = 104,5 А | $I_{ном}$ = 1600А |
| $I_{пt}$ = 8,16 кА | $I_{отк.ном.}$= 40 кА |
| $i_{at}$ = 1,41 кА | $i_{а.ном.}$=Ц2·$b_н$·$I_{отк.ном}$/100=Ц2·20·40/100 = кА |
| $I_{по}$ = 10,74 кА | $I_{дин}$ = 40 кА |
| $i_у$ = 25,72 кА | $i_{дин}$ = 128 кА |
| $B_к$= 13,32 $кА^2с$ | $I_{терм.}^2 \cdot t_{терм.}$=$40^2$·4=6400 $кА^2$·с |

ВЭ-6-40/1600У3 – электромагнитті ажыратқыш, ауа райы қоңыр салқын аудандарда орнатуға арналған.

3.5.2. Жергілікті жүктеме желісінің тізбегіндегі сызықты реакторларды таңдау

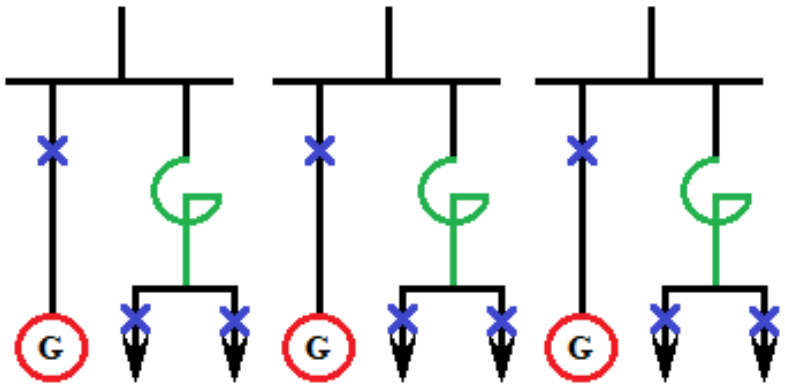
Реактордың бір тізбегіндегі максималды тогы жергілікті жүктемнің қуатына және қосылулар санына қарай анықталады:

$$I_{мах} = \frac{S_{ВЛ}}{\sqrt{3} \cdot U_Н} = \frac{9{,}58 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10{,}5} = 527{,}4 \text{ А};$$

мұндағы $S_{вл}$ – ротордың бір тармағы бойынша жіберілетін қуат, МВА

$$S_{ВЛ} = \frac{S_{наг}}{n_{ВЛ}} = \frac{57{,}47}{6} = 9{,}58 \text{ МВА}$$

$n_л$ – қосылулар саны.




3.6 сурет – Жергілікті жүктеменің қосылу сұлбасы

Кабельдің термиялық төзімділік тогы:

$$I_{тер} = \frac{C \cdot F}{\sqrt{t_{откл} + T_a}} = \frac{90 \cdot 95}{\sqrt{0,095 + 0,03}} = 24183 \text{ А}.$$

мұндағы С = 90 А·/с$^{1/2}$/мм$^2$ - функция $U_{ном}$, кабель талсымының түрі және материалы;

F = 95 мм$^2$ – кабель талсымының қимасы;

$t_{откл}$ =0,095 с – ҚТ ажырау уақыты;

$T_a$ = 0,003 с – ҚТ тогын апериодты құраушысының өшу уақыты.

Кабельдің ең аз тогы ретінде $I_{тер}$.

Реакторсыз қорытындылаушы кедергі:

$$X_{рез} = \frac{U_{ср}}{\sqrt{3} \cdot I_{по\Sigma}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 63,14} = 0,096 \text{ Ом};$$

мұндағы $I_{по\Sigma}$ - ҚТ периодты құраушысының жалпы тогы, кА.

$$I_{по\Sigma} = I_{пог(к2)} + I_{пог.(к2)} = 33,29 + 29,85 = 63,14 \text{ кА}.$$

Ажыратқыштың номиналды ажырату қабілетін қамтамасыз ету шартынан ҚТ тізбегінің қажет кедергісі:

$$X_{рез.треб} = \frac{U_{ср}}{\sqrt{3} \cdot I_{тер}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 24,183} = 0,25 \text{ Ом};$$

Реактордың қажет кедергісі:

$$X_{р.треб} = X_{рез.треб} - X_{рез} = 0,25 - 0,096 = 0,155 \text{ Ом};$$

РБДГ – 10 – 2500 – 0,25 У3 реакторын таңдаймыз. Параметрлері:

$U_{ном}$ = 10 кВ; $I_{ном}$ = 2150 А;

$X_р$ = 0,25 Ом; $i_{max}$ = 49 кА; $I_{тер}$ = 19,3 кА; $t_{тер}$ = 8 с.

Реакторды ескергендегі тізбектің қорытындылаушы кедергісі:

$$X'_{рез} = X_{рез} + X_р = 0,1 + 0,25 = 0,35 \text{ Ом};$$

Физикалық мәні $I_{по}$:

$$I_{по} = \frac{U_{ср}}{\sqrt{3} \cdot Z_{рез}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 0,35} = 30 \text{ кА}.$$

Реактордың төзімділігін ҚТ режимінде тексеру

Электродинамикалық төзімділігі: $i_у < i_{дин}$

$$i_у = \sqrt{2} \cdot I_{по} \cdot k_у = \sqrt{2} \cdot 17,32 \cdot 1,96 = 47,86 \text{ кА}.$$

47,85 кА< 49 кА –шарт орындалады.

Термиялық төзімділік:

Завод термиялық төзімділік уақытына кепіл береді $t_{тер}$=8 с және орта квадратты термиялық төзімділік тогы $I_{тер}$=19,3 кА.

Шарт:

$B_{к\ зав}=19,3^2 \cdot 8=2979,9>B_{к\ расч}=I_{по}^2 \cdot (t_{отк}+T_а)=17,32^2 \cdot (0,08+0,23)=92,99$ кА$^2$·с - орындалады.

ҚТ кезінде ГТҚ шиналарындағы U:

$$U_{ост}\% = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{по} \cdot X_р}{U_{ном}} \cdot 100 = \frac{1,73 \cdot 17,32 \cdot 0,25}{10} \cdot 100 = 75\% > (55-60)\%$$

Кернеу шығыны:

$$u_р\% = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{мах} \cdot X_р \cdot \sin\varphi}{U_{ном}} \cdot 100 = \frac{1,73 \cdot 0,527 \cdot 0,25 \cdot 0,493}{10} \cdot 100 = 1,1\%.$$

$\Delta u_р$%=1,1%< 2% шартты қанағаттандырады.

Жергілікті жүктеменің қосылуларында ВЭ-6-40/1600 У3 ажыратқышы бар КТҚ орнату жоспарланады.

Жергілікті жүктеме тізбегінде ажыратқыштар мен айырғыштарды таңдау:

3.11 кесте - Ажыратқыштар мен айырғыштарды таңдау

| Есептік мәндер | Ажыртқыштың мәндері ВЭ-10У-31,5/1600 У3 | Айырғыштың мәндері РВРЗ-10/2000 – У3 |
|---|---|---|
| $U_{уст}$=10 кВ | $U_{ном}$ = 10 кВ | $U_{ном}$ = 10 кВ |
| $I_{max}$=526,76 А | $I_{ном}$=1600 А | $I_{ном}$=2000 А |
| $I_{пт}$=22,38 кА | $I_{отк.ном.}$=31,5 кА | - |
| $i_{at}$ = 22,36 кА | $i_{а.ном.}=\sqrt{2} \cdot b_н \cdot I_{отк.ном}/100=\sqrt{2} \cdot 31,5 \cdot 50/100=$ кА | - |

| | | |
|---|---|---|
| Ц2·$I_{пт}$+$i_{at}$=54,01 кА | $\sqrt{2}\cdot I_{отк.ном.}\cdot(1+b_н/100)=\sqrt{2}\cdot 31,5\cdot(1+50/100)$= кА | - |
| $I_{по}$=22,38 кА | $I_{дин}$=31,5 кА | - |
| $i_у$=61,97 кА | $i_{дин}$ =80 кА | $i_{дин}$=85 кА |
| $B_к$=205,44 кА$^2$·с | $I_{терм.}^2\cdot t_{терм.}=31,5^2\cdot 3=2976,7$ кА$^2$·с | $I_{терм.}^2\cdot t_{терм.}=31,5^2\cdot 1=992,2$ кА$^2$·с |

### 3.6 Элементтер арасындағы байланыстар мен шиналарды таңдау

3.6.1 Кернеуге 110 кВ

110 кВ шиналауды АС типтегі иілгіш сымдармен орындаймыз [7].

Құрама шиналар шиналардағы максималды жүктеме кезінде рұқсат етілген ток бойынша таңдалады, ең күшті қосылулар тогына тең: $I_{max}\le I_{доп}$.

Жоғарыда көрсетілгендей, блокты трансформатор генератордың қуатынан артық жүктеле алмайды, сондықтан:

$$I_{мах} = I_{махТС} = \frac{S_{ном.тр}}{\sqrt{3}\cdot U_{ном}\cdot\cos\varphi} = \frac{63}{\sqrt{3}\cdot 110\cdot 0,8} = 0,265 \text{ кА}.$$

АС-240/32 иілгіш сымды қабылдаймыз, $I_{доп}$=605 А.

Шырмалуға тексеру жүргізбейміз, себебі . $I_{по}^{(3)}$ = 15,83 кА < 20 кА [9].

ҚТ тогын термиялық әрекетке тексермейміз, себебі шиналар ашық ауады жалаңаш сымдармен орындалады [9].

Тәжге тексеру жүргізілмейді, себебі қондырғының кернеуі 110 кВ кезінде орнатылған және сымдардың қимасы 70 мм$^2$, сымдардың тәжденуі болмайды [9].

110 кВ ТС шығыстарынан құрама шиналарға дейін иілгіш токөткелдерді таңдау.

110 кВ трансформатордың шығыстарынан құрама шиналарға дейінгі тоқ өткізгіш бөліктер иілгіш токөткелдермен орындалады.

Олардың қимаслары токтың экономикалық тағыздығы бойынша таңдалады [4]:

$$q_э = \frac{I_{нор}}{j_{эк}} = \frac{410}{1,0} = 410 \text{ мм}^2.$$

АС-450/56 сымды қабылдаймыз.

Рұқсат етілген ток бойынша тексеру:

$$I_{мах} = 410\cdot А < I_{доп} = 910\cdot А.$$

ҚТ тогының термиялық әрекетіне тексеру жүргізбейміз, себебі ашық ауада жалаңаш сымдар қолданылады.

Тәжге тексеру жүргізілмейді, себебі сымның қимасы 70 мм$^2$.

3.6.2. 10.5 кВ кернеуге

Генератордың шығысынан генераторлы кернеудің тарату құрылғыларына дейін ток өткізгіш бөліктер фазалы экрандалған ГРТЕ-10-8550-250 токөткелдерімен орындалады [4].

Таңдалған токөткелдерін тексеру 3.12 кестеде көрсетілген.

3.12 кесте – Есептік және каталогты мәндер

| Есептік мәндері | Токөткелдердің каталогты мәндері ГРТЕ-10-8550-250 | Таңдау шарты |
|---|---|---|
| $U_{уст}$=10,5 кВ | $U_{ном}$=10,5 кВ | $U_{уст} \le U_{ном}$ |
| $I_г$=4330 А | $I_{ном}$=5140 А | $I_г \le I_{ном}$ |
| $i_у$=52,4 кА | $I_{дин}$=250 кА | $i_у \le i_{дин}$ |

ГРТЕ-10-8550-250 токөткелдерінің жиынтығы:

- ЗНОМ-10 типтегі кернеу трансформаторы;
- ТШ-20-1000/5 типтегі ток трансформаторы;
- ОФР – 20 – 375 с тіректі оқшаулатқыш түрі.

10,5 кВ – ТҚ барлық токөткізгіш бөліктері, құрама шиналар қатты жалаңаш алюминий шиналарымен орындалады [4].

Таңдау рұқсат етілген ток бойынша жүргізіледі:

$$I_{мах} = \frac{P_{наг}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos\varphi} = \frac{16667}{\sqrt{3} \cdot 10{,}5 \cdot 0{,}87} = 1054{,}6 \text{ А}.$$

[5] бойынша қорапты қимасы 2(75×35×5,5) мм типтегі алюминий шиналар қабылданады, қимасы 2х695 мм$^2$, $I_{доп}$=2670 А.

Осылайша, $I_{max}$=1054,6 ≤ $I_{доп}$=2670 А шарты сақталады.

Құрама шиналар термиялық төзімдіоікке тексеріледі:

Жалпы ток: $I_{п0}$=46,02 кА, сонда:

$$B_к = I_{п0}^2 \cdot (t_{отк} + T_а) = 46{,}02^2 \cdot (4 + 0{,}185) = 8863{,}162 \text{ кА}^2\text{с},$$

мұндағы: $t_{отк}$- ажыратқыштың ажырау уақыты, ([9] бойынша $t_{отк}$=4с деп аламыз).

$T_а$=0,185 – құрама шиналар үшін 10 кВ, [4].

Термиялық төзімділік шарты бойынша минималды қимасы:

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_к}}{C} = \frac{\sqrt{8863 \cdot 10^6}}{90} = 1046 \text{ мм}^2$$

яғни, $q_{min}$=1046 мм$^2$ ≤ $q_ш$=2×695=1390 мм$^2$ шарты сақталады.

Құрама шиналарды механикалық төзімділікке тексеру.

Қорапты қима шиналарында серпін моменті жоғары, сондықтан есептеу механикалық құралымдағы тербелмелі процесті ескерусіз жүргізіледі. Шиналарды тікбұрышты үшбұрыштың басына орналастыру кезінде есептік формула келесі түрде болады [6]:

$$\sigma_{расч} = \frac{2{,}2 \cdot 10^{-8} \cdot i_y^2 \cdot l^2}{C \cdot W_{y0-y0}} = \frac{2{,}2 \cdot 10^{-8} \cdot 127{,}6^2 \cdot 2^2}{5{,}5 \cdot 30{,}1} = 8{,}66 \text{ МПа};$$

шарт:

$\sigma_{расч}$=8,66 МПа≤$\sigma_{доп}$=75 МПа, [9] – шарт орындалады, таңдалған шиналар мехнаникалық төзімділік шарты бойынша өтеді.

3.6.3. 6 кВ – ӨМ тарату құрылғыларының ток өткізгіш бөліктерін таңдау

Шиналардың қимасы 6 кВ ӨМ ең күшті жұмыс трансформаторының ең көп тогы бойынша қабылданады.

$$I_{ТСН} = \frac{S_{ТСН}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 6{,}3} = 578 \text{ А}.$$

[5] 7.2 кестесі бойынша қимасы 159 мм$^2$ екі жолақты алюминий шиналар қабылданады.

Шиналарды термиялық төзімділіке тексеру:

Шиналардық қысқа тұйықталуға дейінгі температурасы:

$$\vartheta_Н = \vartheta_0 + (\vartheta_{доп.дл} - \vartheta_{0.ном}) \frac{I_{мах}}{I_{доп}} = 25 + (70 - 25) \cdot \frac{578}{855} = 55{,}4 \text{ °C},$$

мұндағы $\vartheta_0$=25 °С – қоршаған ортаның температурасы,

$\vartheta_{доп.дл}$ – өткізгіштің ұзақ мерзімдік рұқсат етілген температурасы;

$I_{доп}$=4000 А – таңдалған шиналар үшін ұзақ мерзімді рұқсат етілген ток.

[4], 3.45 сурет бойынша анықталады:

$f_н$=60 °С – ҚТ басталу моментіне дейінгі өткізгіштің жағдайын сипаттайтын көрсеткіш.

[4] 3.13 кестесі бойынша өткізгіштің тиімді жылу сиымдылығын және меншікті кедергісін ескеретін k коэффициенттің мәнін анықтаймыз:

k=1,054 мм$^2$°С/(А$^2$·С)10$^{-2}$, сонда:

$$f_к = f_н + \frac{k \cdot B_к}{q} = 60 + \frac{1{,}054 \cdot 5{,}25}{159} = 60{,}03\,°C,$$

мұндағы $B_к$- шиналардың термиялық төзімділігі, А$^2$·с

$$B_к = I_{п0}^2(t_{отк}+T_а) = 6{,}91^2 \cdot 0{,}11 = 5{,}25\ кА^2с,$$

[4], 3.45 сурет бойынша $f_к$=60 °С үшін ҚТ кейінгі шиналардың температурасы $\vartheta_н$=85 °С, ол алюминий шиналар үшінрұқсат етілген температурадан аз $\vartheta_{доп}$=200 °С.

### 3.7 Өлшеуіш трансформаторларын таңдау

3.7.1 Ток трансформаторларын таңдау

Ток трансформаторлары (ТТ) бастапқы токты өлшеу үшін қолайлы мәнге дейін азайтуға, сонымен қатар жоғары кернеудің бастапқы тізбектерінен өлшеу тізбектерін және автоматиканы бөлу үшін арналған.

3.13 кесте - Ток трансформаторларын таңдау

| | |
|---|---|
| - қондырғының кернеуі бойынша | $U_{уст} \le U_{ном.\ тт}$ |
| - ток бойынша | $I_{max} \le I_{1\ ном}$ , $I_{норм} \le I_{1\ ном}$ |
| - дәлдік класы мен құралымы бойынша | |
| - электродинамикалық төзімділік бойынша | $i_у \le \sqrt{2} k_{дин} I_{1\ ном}$ |
| - екінші жүктеме бойынша | $Z_2 \le Z_{2\ ном}$ |

Шиналы ток трансформаторларының (ТТ) электродинамикалық төзімділігі шиналардың төзімділігімен анықталады, сондықтан шиналы ТТ бұл шарт бойынша тексерілмейді [6].

Жүйісі бар байланыс желісінің тізбегінде ток трансформаторларын таңдау.

Екінші жүктеме және ток трансформаторына қосылатын аспаптардың тізімі 3.13 кестеде көрсетілген.

3.14 кесте – Ток трансформаторының екінші жүктемесі

| Аспаптар | Түрі | Фазалар бойынша жүктеме, ВА | | |
|---|---|---|---|---|
| | | А | В | С |
| Амперметр | Э-379 | 0,5 | 0,5 | 0,5 |
| Ваттметр | Д-335 | 0,5 | - | 0,5 |
| Варметр | Д-335 | 0,5 | - | 0,5 |
| Активті энергия санауышы | СА3-И675 | 2,5 | - | 2,5 |
| Реактивті энергия санауышы | СР4-И676 | 2,5 | - | 2,5 |
| Итого | | 6,5 | 0,5 | 6,5 |

[5] бойынша орнатуға фарфор оқшауламасы бар, май толтырылған ТФЗМ – 110Б – 1 типтегі ток трансформаторы қабылданады.

Ток трансформаторының есептік және каталогты мәндерін салыстыру 3.14 кестеде көрсетілген.

$$S_{2н}=I_{2н}^{2}\cdot r=5^{2}\cdot 1,2=30 \text{ ВА}.$$

мұндағы r – осы дәлдік класындағы номиналды кернеу, Ом (r=1,2 Ом).

3.15 кесте - Ток трансформаторының есептік және каталогты мәндерін салыстыру

| Есептік мәндер | Каталогты мәндер |
|---|---|
| $U_{уст}$=110 кВ | $U_{ном}$=110 кВ |
| $I_{max}$=410 А | $I_{ном}$=600 А |
| $i_{у}$=35,98 кА | $i_{дин}$=126 кА |
| Класс точности 0,5 | Класс точности 0,5 |
| $S_2$=6,5 ВА | $S_{2н}$=30 ВА |
| $B_к$=28,44 кА$^2$с | $I^2_{тер}\cdot t_{тер}=68^2\cdot 3=13872$ кА$^2$с |

Сымдардың кедергісін анықтаймыз:

$$Z_{проф}=Z_{2н}-r_{приб}-Z_к=\frac{Z_{2н}-S_{пр}}{I_{2н}^2-Z_к}=\frac{1,2-6,5}{5^2 0,1}=\text{Ом}$$

мұндағы $\ell_{расч}$ – алюминий талсымдары бар(ρ=0,0283) қосқыш сымдардың ұзындығы, ([10] бойынша $\ell_{расч}$=100 м), сонда қосушы сымдардың қимасы:

$$q = \frac{\rho \cdot \ell_{расч}}{Z_{пров}} = \frac{0{,}0283 \cdot 100}{0{,}84} = \frac{0{,}0283 \cdot 100}{0{,}84} = 3{,}37\ мм^2;$$

Талсымы 4 мм$^2$ АКВРГ кабелін қабылдаймыз, сонда $R_{пр}$ келесідей анықтаймыз:

$$Z_{пр} = \frac{\rho \cdot \ell}{4} = \frac{0{,}0283 \cdot 100}{4} = 0{,}707\ Ом$$

Сонда екінші жүктеме келесі формула бойынша анықталады:

$$Z_2 = R_{пр} + R_{приб.} + R_к = 0{,}707 + 0{,}26 + 0{,}1 = 1{,}067\ Ом.$$

$Z_2 < z_{2\ ном}$; ток трансформаторы орнатуға қабылданады. 10,5 кВ генераторлы кернеуде ТШ-20-10000/5 типтегі ток трансформаторы орнатылады [5].

3.7.2 Кернеу трансформаторларын таңдау

Кернеу трансформаторы (КТ) бастапқы кернеуді релелік қорғаныс және өлшеу тізбектерінің екінші кернеуіне дейін түсіру үшін арналған.

110 кВ құрама шиналардың кернеу трансформаторларының екінші жүктемесі 3.16 кестеде келтірілген.

3.16 кесте - Кернеу трансформаторларын таңдау

| | |
|---|---|
| - қондырғының кернеуі бойынша | $U_{уст} \le U_{ном}$ |
| - орамдардың қосылу сұлбасы бойынша | |
| - дәлдік класы бойынша | |
| - екінші жүктеме бойынша | |

3.17 кесте – Кернеу трансформаторларына қосылатын аспаптардың тізімі

| Аспап | Типі | $S_{обмот}$ ВА | Орамдар саны | cos φ | sin φ | Аспаптар саны | $P_{потр}$ Вт | $Q_{потр}$ ВА |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Ваттметр | Д-335 | 1,5 | 2 | 1 | 0 | 1 | 3 | 0 |
| Варметр | Д-304 | 1,5 | 2 | 1 | 0 | 1 | 3 | 0 |

| | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Тежеуіші бар активті қуат санауышы | И-675 | 2 | 2 | 0,38 | 0,925 | 2 | 21,0 | 19,5 |
| Тежеуіші бар реактивті қуат санауышы | И-676 | 3 | 2 | 0,38 | 0,925 | 2 | 31,6 | 29,2 |
| Вольтметр | Э-335 | 2 | 1 | 1 | 0 | 1 | 2 | 0 |
| Тіркеуіш вольтметр | Н-344 | 10 | 1 | 1 | 0 | 1 | 10 | 0 |
| Частотомер | Э-372 | 3 | 1 | 1 | 0 | 1 | 3 | 0 |
| Тіркеуіш частотомер | Н-397 | 7 | 1 | 1 | 0 | 1 | 7 | 0 |
| Импульсті әрекеттің фиксаторы | ФИП | 3 | 1 | 1 | 0 | 1 | 3 | 0 |
| БАРЛЫҒЫ: | | | | | | | 83,6 | 48,7 |

$$S_2 = \sqrt{P_2^2 + Q_2^2} = \sqrt{83{,}69^2 + 48{,}7^2} = 96{,}7\,\text{ВА}$$

110 кВ номиналды кернеуге және екінші жүктемеге сәйкес НКФ-110-58 кернеу трансформаторын таңдаймыз 58 ( $U_{ном}$=110 кВ , $S_{2\,ном}$ =400 ВА ).

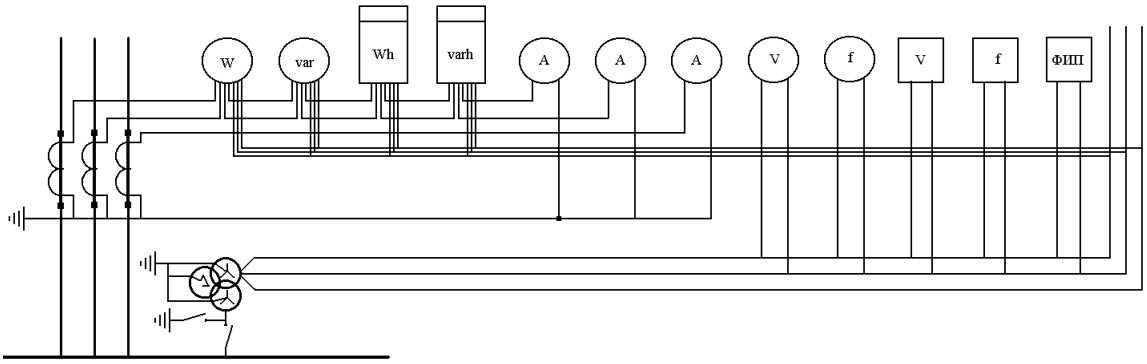
$$S_2 < S_{ном}\ ;\ U_{уст}=U_{ном}.$$

Кернеу трансформаторларын аспаптармен қосу үшін талсымдар қимасы 2,5 мм$^2$ АКРВГ бақылау кабелін аламыз, механикалық төзімділік шарты бойынша орамдардың номиналды кернеуі:

$$U_B = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3}} = \frac{110}{\sqrt{3}} = 63{,}58\,\text{кВ};$$

$$U_2 = \frac{U_{2доп}}{\sqrt{3}} = \frac{100}{\sqrt{3}} = 57{,}8\,\text{В};$$

$$U_{2доп} = 100\,\text{В}.$$




3.8 сурет – 110 кВ құрама шиналарда өлеуіш аппараттарының қосылу сұлбасы

3.18 кесте – Есептік және каталогты мәндерді салыстыру

| Есептік мәндер | КТ каталогты мәндері |
|---|---|
| $U_{уст}$=110 кВ | $U_{ном}$=110 кВ |
| Класс точности 0,5 | Класс точности 0,5 |
| $S_{2нагр}$=120,6 ВА | $S_{2ном}$=400 ВА |

10,5 кВ генераторлы кернеуге ЗНОМ-10 типтегі кернеу трансформаторы орнатылады, ГРТЕ-10-8550-250 токөткелге орнатылған [5].

### 3.8 Айырғыштарды таңдау

Найзағай соққыларынан, симметриялы емес қысқа тұйықталудан пайда болатын асқын кернеуден қорғау үшін 110 кВ құрама шиналарға қосылатын асқын кернеуді шектеуіштерді (АКШ – ОПН) орнату қарастырылады. Таңдау номиналды кернеу бойынша жүргізіледі [4]:

110 кВ ашық тарату құрылғыларына (АТҚ) 110У1-ОПН орнату қабылданады:

Күштік трансформаторларды қорғау үшін келілер қарастырылады:

- 110 кВ жағынан ОПН-110 У1 асқын кернеуді шектеуіштер;
- генераторлы кернеу жағына РВМ-15У1 типтегі разрядниктер.

6 кВ жабдықтарды асқын кернеуден қорғау үшін РВО-6У1 разрядттауыштар қабылданады.

### 3.9 Оперативті ток көздерін анықтау

Жобаланған ЖЭО - да оперативті ток көздері, яғни тұрақты ток қондырғысы, аккумуляторлы батарея, қоректену үшін басқару тізбегі,

автоматтар, аппаттық жарықтандырулар, сонымен қатар станцияның өзіндік мұқтаждық механизмдердің қолданылуы сапалықабылданған. Шинаға қосылатын сұлба және апаттық жағдайда кернеудің деңгейіне, сыйымдылыққа байланысты АБ маркасы таңдалған.

Аккумуляторлы батареяларды таңдау.

АБ тұтынушылары:

- тұрақты қосылған жүктеме – блоктаулар, сигнал беру және релелік қорғаныс, басқару құрылғыларының аппараттары, соынмен қатар апатты жарықтандырудың қосылған бөлігі;

- уақытша жүктеме – апатты режим уақытында айнымалы токтың жоғалуы кезінде пайда болады;

- ұзақтығы 5 с қысқа мерзімді жүктеме, ажыратқыштардың сымдарының ажырау және қосылу токтарынан тұрады.

Қалыпты режимде АБ тұрақты заряд астындағы режимде жұмыс істейтіндіктен, батарея апатты жүктеме әкелетіндіктен, ол үшін апаттық жағдай есептік жүктеме болады.

ЖЭО апатты режимнің ұзақтығы $t_{ав}$=0,5 сағ. [11].

Әрбір АБ зарядтауыш құрылғылары болады, зарядтау үшін бір жалпы станциялы агрегат қарастырылады.

АБ жүктеме есептеулері 3.17 кестеде көрсетілген.

ЭС қуаты 200 МВт болғандықтан, бір АКБ қабылдаймыз. Батарея элементті коммутаторы бар сұлбада тұрақты зарядтау режимінде жұмыс істейді. Апаттық жүктеменің есептік ұзақтығы 0,5 сағ. Қондырғы шиналарындағы номиналды кернеу 230 В. Электролиттің есептік температурасы +25$^{o}$С.

Батареядағы негізгі элементтердің саны:

$$n_{о} = \frac{U_{Ш}}{U_{ПЗ}} = \frac{230}{2{,}15} = 108;$$

мұндағы $n_{о}$ — батареядағы негізгі элементтердің саны;

$U_{ш}$ – шиналардағы кернеу;

$U_{пз}$ – зарядтау режимінде элементтердегі кернеу (2,15 В).

3.17 кесте – Аккумуляторлы батареяларға есептік жүктеме

| Тұтынушы-лардың түрлері | $n_{прием}$, дана | Электр қабылдағыштардың параметрлері | | | | Есептік жүктемелер, А | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | $S_{ном}$, кВт | $I_{ном}$, А | $I_{рас}$, А | $I_{пуск}$, А | Запаттық режим 30мин. | Апаттық режимнің | Ең үлкен соққы тогы |

| | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | | дейін | басында токтың соққысы | (разрядтың соңында) |
| Тұрақты жүктеме | - | - | - | 20 | - | 20 | 20 | 20 |
| Апатты жарықтандыру | - | - | - | 160 | - | 160 | - | 160 |
| Ажыратқыштардың жетектері: ВЭ | 2 | - | 58 | - | - | - | 116 | - |
| Байланыс | 1 | 7,2 | 38 | 30 | 100 | 30 | 100 | 30 |
| Генератордың апаттық майсорғысының эл.қозғалтқышы | 1 | 8 | 43,5 | 40 | 130 | 160 | - | 160 |
| Турбинаның мойынтіректерін майлағыш апаттық майсорғысының эл.қозғалтқышы | 2 | 14 | 73,5 | 73 | 184 | 292 | - | 292 |
| БАРЛЫҒЫ: | - | - | - | - | - | 662 | 236 | 662 |

Зарядтау режимінде максималды кернеу кезінде элементте 2,7 В шиналарға қосылады:

$$n_{min} = \frac{230}{2,7} = 85 \text{ элемент},$$

Апатты разряд режимінде элементте кернеу кезінде1,75 В, ал номиналдыдан төмен емес шиналарда (220 В).

$$n = \frac{220}{1,75} = 125 \text{ элемент},$$

мұндағы n – батарея элементтерінң жалпы саны.
Элементті коммутатрға қосылады:

$$n = n - n_{min} = 125 - 85 = 40 \text{ элемент}.$$

Батареяның типтік номері N келесі формула бойынша таңдалады:

$$N \geq k_{зап} \cdot \frac{I_{ав}}{j}$$

мұндағы $I_{ав}$ – қалыптасқан жарты сағаттық апатты режимнің жүктемесі, А;

$k_{зап}$ – қор коэффициенті ($k_{зап}$ = 1,05);

j – апаттық разрядтың рұқсат етілген жүктемесі j = 25 А/N. Қисық бойынша анықталады:

$$N \geq 1{,}05 \cdot \frac{662}{25} = 28$$

СК – 28 аккумуляторды апаттық қысқа мерзімді разряд тогы бойынша тексереміз:

$$46 \cdot N > I_{ав,кр};$$

мұндағы 46 – рұқсат етілген асқын жүктемені ескеретін коэффициент;

$$46 \cdot 28 = 1288 > 662$$

СК – 28 қабылдаймыз.

Ең жоғарғы соққы тогы кезінде кернеудің ауытқуын тексереміз:

$$I_р(N=1) = \frac{I_т \cdot мах}{N} = \frac{662}{28} = 23{,}6.$$

Қисық бойынша АКБ кернеуді 90% тең деп анықтаймыз. Егер қосылғыш кабельдегі кернеудің шығынын 5% тең деп алсақ, онда жетектердегі кернеу 85% болады. Кесте бойынша қосылудың электр магниттеріндегі кернеудің рұқсат етілген ауытқуы 80 – 110% құрайды, осылайша қабылданған аккумуляторлар қажетті кернеуді қамтамасыз етеді.

Қалыпты режимдегі зарядтау құрылғылары үнемі қосылып тұратын жүктемені қоректендіреді және батареяны зарядтайды. 825-73 МЕМСТ сәйкес зарядтау тогы 0,03·N болуы керек, бірақ разрядтау ұзақтығын ескеріп, бұл токты 0,15·N тең деп аламыз, сонда:

$$I > 0{,}15 \cdot N + I_п = 0{,}15 \cdot 28 + 20 = 24{,}2 \text{ А};$$

мұндағы $I_п$ – үнемі қосылып тұратын жүктеменің тогы, А.

Зарядтау құрылғыларының кернеуі

$$U_{под} = 2{,}2 \cdot n_o = 2{,}2 \cdot 108 = 238\,В.$$

ВАЗП-380/260-40/80 зарядтау құрылғысын таңдаймыз.
Қосымша элементтердің зарядтауыштары:

$$I_{ПЗ} = 0{,}05 \cdot N = 0{,}05 \cdot 28 = 1{,}4\,А.$$

Кернеу

$$U_{ПЗ} = 2{,}2 \cdot (n - 108) = 2{,}2 \cdot (125 - 108) = 37{,}4\,В.$$

АРН-3 түріндегі автоматты зарядтау құрылғысын таңдаймыз, ПЭХ-9045-00А2 түріндегі U автоматты реттеу панельдерімен бірге жеткізіледі.
Зарядтау құрылғысы:

$$I_З = 5N + I_п = 5 \cdot 28 + 20 = 160\,А;$$

$$U_З = 2{,}75 \cdot n = 2{,}75 \cdot 125 = 343{,}75\,В.$$

П-91 тұрақты ток генераторынан зарядты агрегатты $P_{ном}$=48 кВт; $U_{ном}$=270/360 В; $I_{ном}$=1589 А және А2-82-4 типтегі асинхронды қозғалтқышты таңдаймыз: $P_{ном}$=55 кВт.

## 4 Релелік қорғаныс

### 4.1 Генератор – трансформатор блогын қорғау

4.1.1. Жалпы ережелер

Энергетикалық блоктардың релелік қорғанысын тұрғызудың негізгі тапсырмасы кез-келген зақымдалу кезінде оның тиімді жұмыс істеуін қамтамасыз ету, қорғалатын жабдықтардың бұзылуын және зақымдалудың дамуының алдын алу, сонымен қатар энергетикалық жүйедегі тұрақтылықтың бұзылуының алдын алу болып табылады.

[9] сәйкес қуаты 10 МВт жоғары генераторлары бар генератор – трансформатор блоктары үшін келесі зақымдалу түрелері мен жұмыстың қалыпсыз режимдерінен релелік қорғаныс құрылғылары қарастырылу қажет:

4.1 кесте – Зақымдалу және қалыпсыз жұмыс режимдерінің түрлері [13]

| | | |
|---|---|---|
| | Генератордың статор орамасындағы және оның шықпаларындағы көп фазалы қысқа тұйықталулардан | Көлденең дифференциальды қорғаныс. |
| | Генератор статорының орамасындағы бір фазалы орамдар арасындағы қысқа тұйықталудан | Бір жүйелі тік дифференсалды ток қорғанысы |
| | Генератор статорының орамасындағы бір фазалы жерге тұйықталудан | Реледегі тізбектелген нөлдік токты қорғау |
| | Генераторды қоздыру шығын кезіндегі асинхронды режімнен | Реледегі кедергіні қорғау |
| | Тансформатор орамында және шиналауда барлық қысқа тұйықталудан | Трансформаторды дифференциалды қорғау |
| | Трансформатордың ішкі қаптамасын тұйықталудан, газдарды бөлініп шығуынан, және де төмен деңгейдегі майлардан | Газдық қорғау |
| | Симметриялы қысқа тұйықталудан және асқын жүктемеден | БЭ 1103 типті блок қорғанысы |
| | Ішкі симметриялы емес қысқа тұйықталудан және асқын жүктен | БЭ 1101 реле блогындағы кері тізбектегі қорғаныс |

## 4.2 Қорғаныс қондырғыларын есептеу

Бастапқы мәндер:

4.2 кесте – Турбогенератордың параметрлері [5]

| Түрі | $S_{ном}$, МВ·А | $U_н$, кВ | $I_н$, А | $x_d$, о.е. | $x'_d$, о.е. | $x''_d$, о.е. | cos φ |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| ТЗФП – 63 – 2У3 | 78,75 | 10,5 | 4380 | 2,18 | 0,224 | 0,153 | 0,8 |

4.3 кесте – Трансформатордың параметрлері [5]

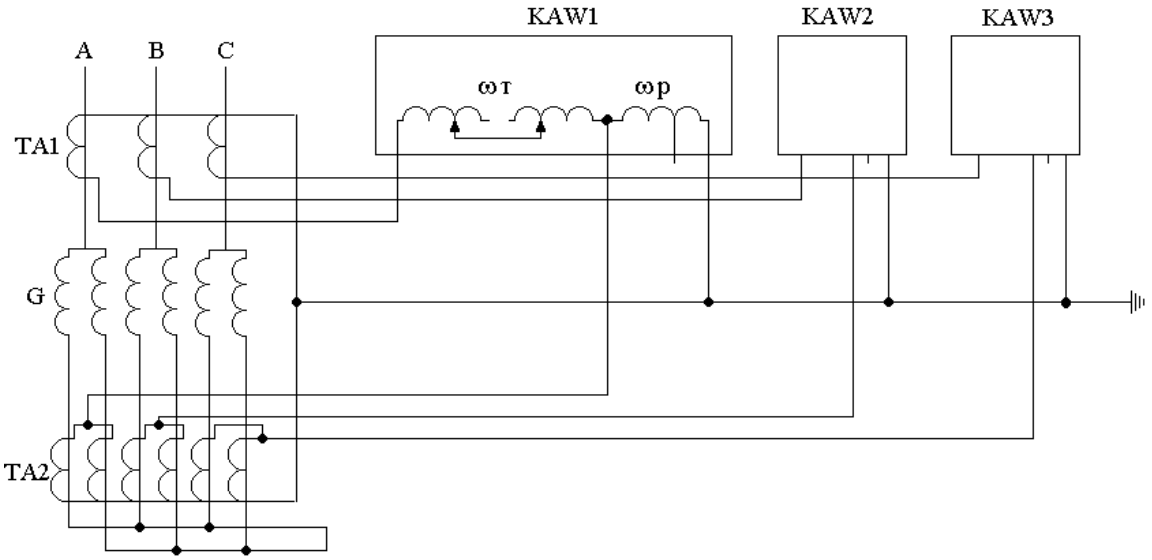
| Түрі | $S_{ном}$, МВ·А | $U_{ном\ вн}$ кВ | $U_{ном\ нн}$ кВ | $\Delta P_{хх}$ кВт | $\Delta P_{кз}$ кВт | $U_k$ % | $I_{хх}$ % |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| ТРДН – 63000/110 | 63 | 115 | 10,5 | 50 | 245 | 10,5 | 0,5 |

4.4 кесте – Ток трансформаторының параметрлері [5]

| Түрі | $U_{ном}$, кВ | $I_{1ном}$, А | $I_{2ном}$, А | Трансформация коэффициенті |
|---|---|---|---|---|
| ТФЗМ – 110 – У1 | 110 | 600 | 5 | 120 |
| ТШ – 20 – 10000/5 | 20 | 10000 | 5 | 2000 |

4.2.1 Көлденең дифференциалды қорғаныс

Қорғаныс ДЗТ-11/5 түрдегі релесі бар үш релелі, үшфазалы орындалады. Реленің қосылу сұлбасы 4.1 суретте көрсетілген. Қорғаныс үшін генератордың шығыстарында орнатылған ток трансформаторлары қолданылады.




4.1 сурет – ДЗТ – 11/5 реленің қосылу сұлбасы

Орныққан режімде $I_{б.е.max.рас}$ баланысты емес бірінші токтың максималды мәні ток трансформаторының ішкі максималды тогы $I_{ішкі.рас.max}$ арқылы ағады.:

$$I_{нб.мах.рас} = k_{одн} \cdot \varepsilon \cdot I_{внеш.рас.мах}$$

мұндағы $k_{одн}$ – ток трансформаторының бір типті коэффициенті ($k_{одн}$=1);
ε– ток трансформаторының толық қателігі; (ε=0,1).
$I_{внеш.рас.max}$ – сыртқы ҚТ максимал тогы, А.

Сыртқы ҚТ максималды тогын анықтаймыз:

$$I_{внеш.рас.мах} = 1 \cdot 0{,}1 \cdot 28627 = 2863\,А$$

.
Ток транформаторларының өзгеру коэффициенті:
- Фазалық шықпаларда – 10000/5;
- Сызықты шықпаларда – 5000/5.

Нөлдік шықпалар жағындағы ток тізбектері дифференциал орамалардағы орамдардың жартысына, ал фазалық шықпалар жағына – бұл ораманың барлық орамдары қосылады.

Реленің іске қосылу токтары:

$$I_{с.р} = \frac{F_{с.р}}{\omega_{диф}} = \frac{100}{72} = 1{,}39\,А.$$

мұндағы: $F_{ср}$ – реленің іске қосылу м.д.с. 100 тең.

Нөлдік шықпалар жағындағы тізбектер үшін:

$$I_{с.з} = I_{с.р} \cdot k_т = 1{,}39 \cdot 1000 = 1390\,А.$$

Фазалық шықпалар жағындағы тізбектер үшін:

$$I_{с.р} = \frac{F_{с.р}}{\omega_{диф}} = \frac{100}{144} = 0{,}72\,А.$$

$$I_{с.з} = I_{с.р} \cdot k_т = 0{,}72 \cdot 200 = 1400\,А.$$

Тежеуіш орамалардың орамдар саны:

$$\omega_{тор.рас} = \frac{1{,}5 \cdot I_{нб.мах}}{I_{кз}^{(3)}} \cdot \frac{\omega_{диф}}{tg\varphi} = \frac{1{,}5 \cdot 2863}{28627} \cdot \frac{144}{0{,}75} = 28{,}8 \text{ тармақ.}$$

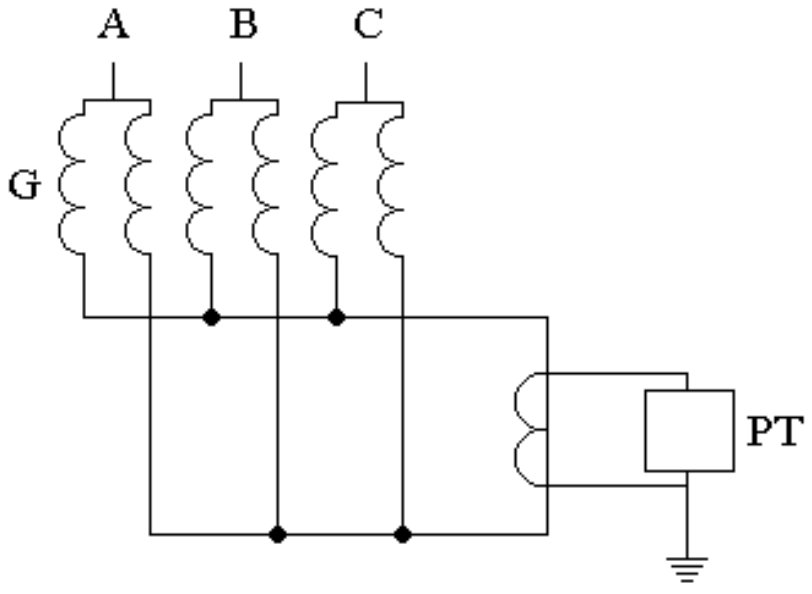
мұндағы: $tg\varphi$ - иілу бұрышының тангенсі, (ДЗТ-11/5 реле үшін tg=0,75).

Тежеуіш орамалардағы орамдардың толық саны: $\omega_{тор.рас.}$ =29 орам.

Қарастырылатын қорғаныстың сезімталдығы тексерілмейді, себебі ол үлкен қормен қамтамасыз етіледі.

4.2.2 Көлденең дифференциалды токтық қорғаныс

Орамды тұйықталудан қорғау үшін статор орамасында екі параллель ораммен бір жүйелі көлденең дифференциал қорғаныс қолданылады, ол параллель орамдарда көрсетілген үш фаза токтарының әр түрлілігіне әсер етеді. Қорғаныс сұлбасы 4.2 суретте көрсетілген.



4.2 сурет – Көлденең дифференциал қорғаныс

Бұл қорғаныс бір фазаның орамдары арасындағы, әр түрлі фазалардың орамдары арасындағы және бір орамның орамдары арасындағы тұйықталуға әрекеттеседі.

Қорғаныс РТ-40 түрдегі жоғары гармоника сүзгілері бар токты реледе орындалады.

Жобалау кезінде қорғаныстың іске қосылу тогы:

$$I_{сз} = 0{,}2 \cdot I_{г.ном} = 0{,}2 \cdot 4380 = 876\,А.$$

Реленің іске қосылу тогы:

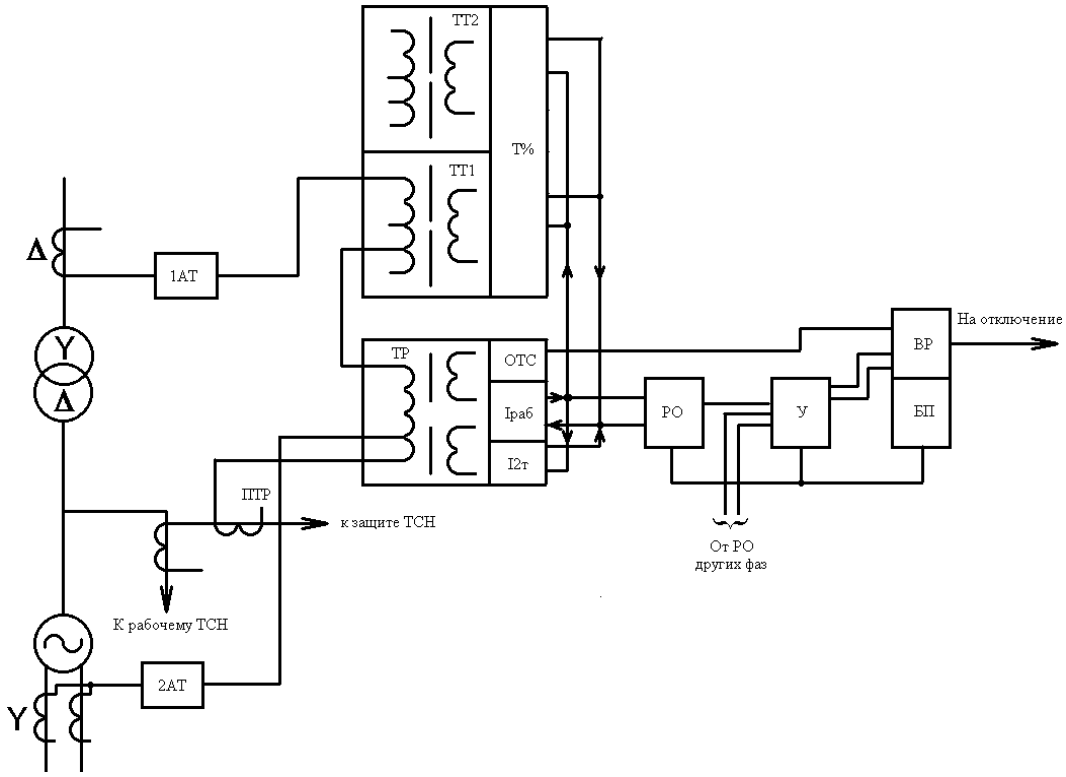
$$I_{ср} = \frac{I_{сз}}{k_{тт}} = \frac{876}{300} = 2{,}92\,А.$$

мұндағы $k_{тт}$ – ток транформаторының өзгеру коэффициенті с.б., (1500/5).

4.2.3 ДЗТ – 21 реледе трансформатордың көлденең-дифференциал қорғанысы

ДЗТ-21 қорғанысы блок трансформаторларында барлық ҚТ түрінен негізгі қорғаныс ретінде қарастырылады. Сезімталдығы жоғары $(I_{сз} = 0{,}3 \cdot I_{ном})$. ДЗТ-21 қорғансымен бірге қорғаныс токтарының диапазонын кеңейту үшін автотрансформатордың екі түрі жеткізіледі.

Қорғаныс сұлбасы 4.3 суретте көрсетілген.




РО – Әсер тигізуші орган; ПТР – токтың аралық трансформаторы; ТР – трансреактор; ТТ1, ТТ2 – токтың аралық трансформаторы; ОТС – дифференциалды бөліну; I2т – екінші гармоника тогымен тежеу; ВР – реле шықпалры; БП – қорек блогы; У – күшейткіш; 1Ат, 2Ат – токты қосымша теңестіру үшін автотрансформаторлар.

4.3 сурет – ДЗТ-21 қорғаныстың құрылымдық сұлбасы

Қорғанысты есептеу трансформаторлардың екінші тізбегіндегі қорғалатын трансформатордың номиналды тогын анықтаудан басталады,

$$I_в = \frac{k_{сх}}{k_{тт}} \cdot I_{ном}, А.$$

мұндағы $I_{ном}$ – трансформатордың номиналды тогы;

$k_{сх}$- сұлбаның коэффициенті;

$k_{тт}$ – ток трансформаторының өзгеру коэффициенті.

Бастапқы токтардың фазалық ығысуын қарымталау мақсатымен өлшеуіш трансформаторларының қосылу (жалғау) сұлбасын таңдаймыз: жоғары кернеу жағынан үшбұрыш $k_{сх}=\sqrt{3}$ және төменгі кернеу жағынан жұлдызша $k_{сх}=1$. Ток трансформаторларының өзгеру коэффициенті:

ТФЗМ-110-У1 – $k_{т115}$=600/5; ТШ-20-10000/5 – $k_{т10,5}$=10000/5; өзіндік мұқтаждық жағына $k_{т10,5СН}$=5000/5 ТШЛ – 10 ток трансформаторын таңдаймыз.

Қорғалатын трансформатор жағындағы бастапқы номинал токтар:

- 110 кВ жағында

$$I_{ном.1} = \frac{S_{ном.тр}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 317\,А;$$

- 10 кВ жағында

$$I_{ном.1} = \frac{S_{ном.тр}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 3468\,А;$$

- ӨМ жағында

$$I_{ном.сн.1} = \frac{S_{ном.тр}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 3468\,А;$$

Қорғаныстағы екінші токтар:

- 110 кВ жағында

$$I_{ном.2.ВН} = \frac{I_{ном.1} \cdot k_{сх}}{k_{тт}} = \frac{317 \cdot \sqrt{3}}{120} = 4,6\,А;$$

- 10 кВ жағында

$$I_{ном.2.НН} = \frac{I_{ном.1} \cdot k_{сх}}{k_{тт}} = \frac{3468 \cdot 1,0}{1000} = 3,5\,А;$$

- ӨМ жағында

$$I_{ном.2.НН} = \frac{I_{ном.1} \cdot k_{сх}}{k_{тт}} = \frac{3468 \cdot 1,0}{1000} = 3,5\,А;$$

Негізгі ретінде 115 кВ жақты қабылдаймыз, онда кернеуді реттеу іске асады.

115 кВ жағындағы қорғаныс иіні үшін трансформатор – реактор №2 $I_{ном.2ВН}$=4,6 А тармақталу таңдаймыз, ӨМ жағындағы қорғаныс иіні үшін № 5 $I_{ном.2НН}$=3,5 А тармақталуды таңдаймыз, себебі $I_{ном.2.ВН} \geq I_{ном.2.НН}$ [9], сонда $I_{отв.ном.неосн.}$=1,7 А.

Тежелу тізбегінде аралық ток трансформаторының тармақталу тогын есептеу:

$$I_{отв.расч.торм} = \frac{I_{отв.расч.торм}}{k_{тт}} = \frac{1,7}{0,37} = 4,6\,А.$$

мұндағы: $k_т$ – автотрансформатордың өзгеру коэффициенті:

$$k_{тт} = \frac{I_{ном.АТ}}{I_{ном.АТ}} k_{тт} = \frac{1,7}{0,37} = 4,6$$

$$k_{тт} = \frac{I_{ном.АТ}}{I_{ном.АТ}} = \frac{1,7}{4,6} = 0,37$$

мұндағы $I_{ном.\ отв.}$- қорғанысқа қосылатын тармақталудың номиналды тогы.

115 кВ үшін $I_{отв.расч.торм}$=4,6 А.

10,5 кВ үшін $I_{отв.расч.торм}$=3,5 А.

Реленің аралық трансформаторлары және приставканың тармақталуының номиналды тогы:

115 кВ үшін: 5 А, №отв 1;

10,5 кВ үшін: 3,75 А, №отв 2;

ӨМ 10,5 кВ үшін 5 А, №отв 1.

Ток трансформаторы үшін қондыруды тежеу басында қабылдаймыз $I_{тор}$=1,0 А:

Сонымен бірге $I_{торм.нач.п.}$= $I_{ном}$=316,3 А.

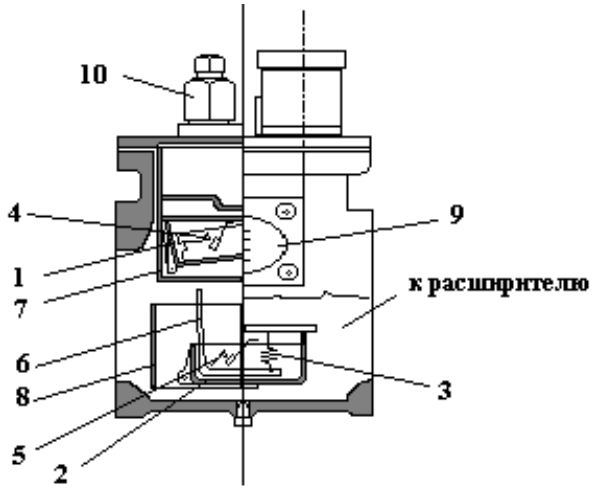
Қысқа тұйықталу тогын есептеуден қорғаныстың сезімталдығы үлкен қормен қамтамасыз етілетінін көруге болады.

4.2.4 Газдық қорғаныс

Газдық қорғаныс сапалы болу үшін РГЧЗ-66 типті реле қолданылады. Газдық реле өшіруші және сигнал беруші екі элементтен тұрады. Сигнал беруші элементі – бұзылу кезінде, релеге белгілі бір мөлшерге газ толтырылғаннан кейін нашар газ тәріздес заттарды шығаруға көмек береді. Белгілі бір бұзылған жағдайда жаман газдардың бөлінуін, ішкі бактардың қысымын жоғарлатуын, кеңейту жағындағы майдың ағынын туғызады және сол жағдайда элементтің өшуін тудырады. Майдық ағынының жылдамдығы берілгеннен өсіп кеткен кезде соңғы іске қосушы болып саналады. Сол кезде газ трансформатор багындағы газдық релеге түседі және элементтер өше

салысымен іске қосқыш сигнал элементі жұмысын атқарады, яғни сигнал береді.

РГЧЗ-66 типті реленің құрылғысы 4.4 суретте көрсетілген.



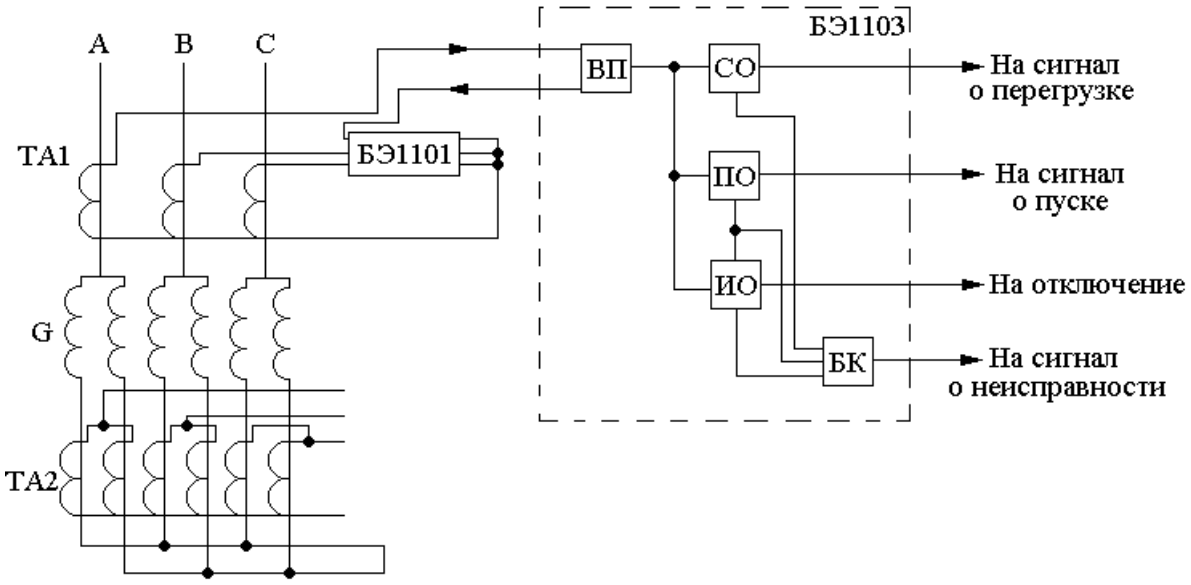

1,2 – сигнал табақшасы және өшіруші элементі; 3 – серпінді; 4 – сигнал элементінің байланыс табақшасы; 5 – өшіруші элементтің байланыс табақшасы; 6 – пластина; 7,8 – экрандар; 9 – бөлінген көру терезелері; 10 – газдарды сорттайтын және оларды релеге жіберетін крандар.

4.4 сурет - РГЧЗ-66 реленің құрылғысы

4.2.7 Симметриялы асқын жүктемеден қорғау

Генераторды симметриялы асқын жүктен қорғау үшін БЭ1103 қорғаныс блогы қолданылады. БЭ1103 қорғанысы генератордың нөлдік немесе фазалық шықпаларындағы трансформатордың екінші ретті тізбектің фазаларының біреуіне қосылады. БЭ1103 интервалды органдарының сипаттамасы генератордың статор орамаларындағы асқын жүктелген кездегі сипаттамаларына сәйкес келеді.

Қорғаныстың блогының құрылымдық сұлбасы 4.5 суретте келтірілген.




4.5 сурет - БЭ1103 құрылымдық сұлбасы

Қорғаныс блогының $I_{сигн}$ және $I_{пуск}$ токтарының тағайыншамасы статор тогы бойынша алады, ол келесі формула бойынша анықталады:

$$I_* = \frac{I_{ст}}{I_{ген.ном}},$$

және де дискретті реттейтін диапазоны 1÷1,35 аралығында минималды сатылы реттелуі 0,06 кем болмауы керек. $I_{сигн}$ органның өту коэффициенті және $I_{пуск}$ тогы 0,98 төмен болмауы керек. Уақыт ұстамының тағайыншамасы $I_{сигн}$ дискретті реттелуінің диапазоны (0,4÷12,8) секундта болуы керек, минималды сатылы реттелуі 0,25 сек төмен болмауы тиіс.

Блокта коэффициенттің мәнін B=0,91 және C=19,2 белгілі күйіне жөндеу қойылады.

Интегралды органның уақыт ұстамы келесі формуламен анықтаймыз:

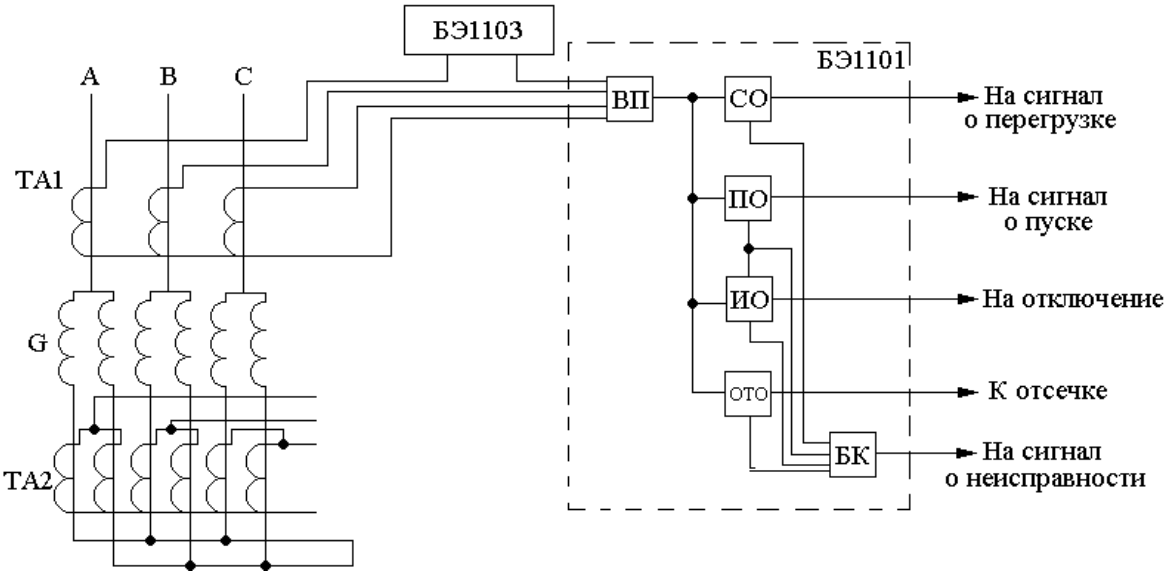
$$t_{ср} = \frac{C}{(I_* + B)^2}.$$

БЭ1103 интегралды органы экспоненциал заңы бойынша асқын жүк болғаннан кейін генераторды салқындата алады. Бұл кезде уақыт аралығы статор орамын қызған кезіндегі максималды жіберілім мәні 0,135 дейін болады, бұл уақытта болған «толық салқындату» шарт бойынша (600±90) сек. уақытқа тең болуы керек.

4.2.6 Уақыттың интегралды – тәуелді сипаттамасымен генератордың симметриялы емес асқын жүктелуінен қорғау

Бұл қорғаныс жұмыс кезінде кері тізбектегі асқын жүк кезінде бұзылған генераторды, қалыпты режімде симметриялы емес асқын жүк кезінде, қалыпты емес кезінде жүйенің жұмысын (фазалардың үзілгенде, ажыратқыштардың бәр екі фазалары өшпей қалған кезде), немесе ішкі қысқа тұйықталулар болған жағдайда қорғау үшін қажет.

БЭ1101 реле блогының интегралды және сигналды органдарының көмегімен қорғаныс іске асалады. Құрылымдық сұлбасы 4.7. суретінде көрсетілген.




4.6 сурет - БЭ1101 құрылымдық сұлбасы

ВП – токты кіріс түрлендіргіші; СО – сигналды орган; ПО – іске қосу органы; ИО – интегралды орган; ОТО – токкесер орган; БК – басқарушы блок.

Кіріс түрлендіргіші $I_2$ кері тізбекті құраушы кіріс тогынан бөлінеді. Кіріс түрлендіргіштің басты тармағы – ол кері тізбектегі ток сүзгісі.

$I_{2*}$ ток келесідей анықталады:

$$I_{2*} = \frac{I_2}{I_{ном.ген}},$$

мұндағы: $I_2$ – бірінші ретті тізбектегі генератордағы кері тізбектелген тогы.

Интегралды орган уақыт ұстанымен бірген іске қосылады, ол келесідей анықталады:

$$t_{ср} = \frac{A}{I^2_{2*}},$$

мұндағы: А – генератор тұрақтысы, секциядағы $I_{2*}$=1 генератордың берілген типі бойынша симметриялы емес режімнің жіберілім ұзақтығының мәніне тең.

Интегралды орган кері тізбектегі ток генератордың асқын жүктелуінің жіберілуіне бір кедергісі ол тораптан блоктың өшуіне әсерін тигізетіндігі. Ток кесер органы $I_{2*}$ жоғары өскен кезде орныққан уақыт ұстанымын іске қосылады, ол тағайншамамен анықталады. Ток кесер органы аралас генератор элементтеріндегі $I_{2*}$ ток берілген мәнінен жоғары болған кезде резервтеу қорғаныс функциясымен іске қосылады. БЭ1101 қорғаныс блогы ток трансформаторының А, В және С екінші ретті тізбек фазаларында қосылады, жәнеде бейтараптама жағына немесе генаратордың фазалық шықпаларында орналастырылады. Әр түрлі генераторлардың $I_{2*}$ жіберілім токтың мәні электр қондырғыларының қондыру ережесі (ЭҚЕ) және зауыттық құжаттары бойынша, яғни стандарт бойынша болады.

## 5 Экономикалық бөлім

## 5.1 Қазақстан Республикасындағы электр энергиясын өндірілуі мен тұтынылуының жалпы теңгерілімі

Қазақстанның энергетика жүйесі – электр энергиясы мен қуатын өндіру және электрмен жабдықтау жүйесі; ұлттық экономиканың өндірістік және әлеуметтік инфрақұрылымындағы маңызды сала әрі өнеркәсіптің басқа салаларын дамытудың басты базасы.

Электр энергиясының бірыңғай рыногы екі деңгейден тұрады – электр қуаты мен энергияның көтерме рыногы (ЭҚЭКР) және электр энергиясының өңірлік бөлшектік рыногы.

Көтерме рыногында энергияны өндіретін ұйымдар олар өндірген электр энергиясын көтермелеу сатып алушыларға (ірі тұтынушылар мен ТЭК) еркін сатады. Бұл ретте электр энергияның бағасы сатып алушы мен сатушы арасындағы шартта белгіленеді, ал электр желілік компаниялардың олардың желілері бойынша электр энергиясын таратуға арналған тарифтерді уәкілетті реттейтін мемлекеттік орган белгілейді.

Бөлшектік рынокта тұтынушыларға электр энергиясын жеткізуді, әдетте, монольдық электр желілік компаниялар жүзеге асырады.

Бөлшектік рынокта электр энергиясын сатумен мыналар айналысады:

– ТЭК және олардың құрылымдық бөлімшелері;

– бір бөлігі ТЭК-пен қосылған жергілікті маңызы бар электр станциялар;

– жеке меншік делдалдар (трейдерлер);

– коммуналдық қызметтер және коммуналдық меншікке берілген басты қуаттар.

Бөлшектік рынокта сатылатын электр энергияның бөлігін көтермелеу рыногында делдалдар сатып алады.

Республикадағы бар өсу қарқынында қалыптасқан өнімнің энергетикалық сиымдылығында, жыл сайынғы электр энергияны тұтынудың өсуі болжаудың бір нұсқасы бойынша 2015 жылы елде бүтіндей 95 млд.кВт·сағ құрайды, ол 2007 жылғы деңгейде төмен 104,7 млд.кВт.

2009 жылдың аяғында Қазақстан электрлік станциясының жалпы орнатылған қуаты 2008 жылдың ұқсас кезеңімен 144,1 МВт-қа артық 18331 МВт құрады.

Өзіміздің электрлік станцияларымызбен электр энергиясын өндіруде қарқымның (патенциалдың) едәуір бар екендігін көрсетті, ЖЭО-да қуаттың орта жылдық қор өлшемі 2297 МВт құрады.

Жүктемелер максимумының ең көп өсуі Қазақстанның батыс облыстарында болды. 2006 жылмен салыстырғанда жүктеменің максимумы

114 МВт-қа немесе 12,9 %-ға өсті. Соның ішінде Алматы облысында 66 МВт (19,4 %).

Мұнай және табиғи газды табудың көлемін өсу себебімен тұтыну өсімі болады. Жүктеме максимумы 1297 МВт-ты құрады. Шектік жүктемелік гидроэлектрлік станциялар 524 МВт, жылу электрлік станциялар 290 МВт есебінен және жиынтық өлшемі 566 МВт қуаттың сыртқы асқын тоқ есебінен жабылды.

Соның ішінде Ресей – 46 МВт, Орталық Азия – 520 МВт электр энергияның жылдық тұтынылуы 58047,5 млн кВт·сағ-қа өсті. 2010 жылды өткен жылмен салыстырғанда электр энергияны тұтынудың өсуі Қазақстанның барлық аймақтарында болды. 2010 жылға Қазақстандағы энергияны өндіру және тұтынудағы жиынтық мәліметтер 4.1-кестеде келтірілген.

5.1 кесте – Өндіру және тұтыну бойынша жалпы деректер

| Атаулары | 2009 | 2010 | +/- | % |
|---|---|---|---|---|
| Электр энергиясының тұтынушылары, млн. кВт·сағ | | | | |
| Қазақстан, барлығы | 56657,4 | 58047,5 | 1390,1 | 2,5 |
| Алматы облысы | 2414,2 | 2557 | 142,8 | 5,9 |
| Электр энергиясының өндірілуі, млн. кВт·сағ | | | | |
| Қазақстан, барлығы | 55231,4 | 58178 | 2946,6 | 5,3 |
| Алматы облысы | 1166 | 1504 | 338,7 | 29 |

ЖЭО-ның электр энергиясын өндірудірудің жалпы теңгеріліміне қатысуы.

Кестеден көріп отырғанымыздай 2010 жылғы бүкіл Қазақстанда электр энергияны өндіру 58178 млн. кВт·сағ. құрады да, соның ішінде:

– жылулық электр станцияларымен – 47065,7 млн. кВт·сағ.;

– гидроэлектр станцияларымен – 8860,9 млн. кВт·сағ.;

– газ турбиналы эектрлік станцияларымен – 2251,4 млн. кВт·сағ.

## 5.2 Жылулық энергияны өндіру

Энергетикалық нәтижелілік протоколға сәйкес экологиялық көрінісінен энергетикалық партияға араластырылған оралымдағы жылу және электр энергия өндірісі бар орталықтанған жылумен жабдықтау отын энергиясын қолданудағы өмір сүру ортасына түсетін экологиялық жүктемені азайту мен ресурс сақтауда ең басым бағыт деп мойындалынады. Әлемнің 51 елінде, соның ішінде Қазақстанда.

Негізінен жылулық графигімен жұмыс істеуге салынған және қазіргі уақытта істеп тұрған ЖЭО-ның анықталған электр қуаты 6700 МВт-ты құрайды (барлық эектр станциялардың қуатынан 38 %).

Содан елдің 40 %-дай жылытуын 46 %-дай электр тұтынылуы жабылады.

Өткен соңғы жылдардағы Республикадағы жылу тұтынудың жалпы құлдырауы алдымен Республиканың экономикасын өзгертудегі өтпелі кезеңде өнеркәсіптік өндірістің төмендеуімен қатар тұрғын үй құрылысы қарқынының баяулауына байланысты.

Алматы облысында өнеркәсіптік өндіріс пен облыс халқының көбеюіне айқын бет алыс күтілетінін байқаймыз.

Орталықталған жылумен жабдықтау жүйелерінің ең негізгі элементтері болып табылатын Қазақстандық жылулық тораптар мәнгілік емес жабдықтармен қолданылған ескірген технологиялармен орындалған, орнатқанда және пайдаланғанға жұмысы көп. Сондықтан қазіргі уақытта олар өздерінің негізінде рационалды жүйесінде ең сенімсіз буын болды. Ал 42 %-ға жететін шығындар жылумен жабдықтау өз идеясын анықтамайды.

Қазақстан Республикасының нарықтық экономика ұстанымына ауысуы жылу шаруашылығының келешектегі даму ырғағын өзгерту қажеттілігімен түсіндіріледі. Өнеркәсіптегі құрылыстық өзгерістер, тұрғын үй құрылысындағы жаңа бағыттар, органикалық отынның бағасының тез өзгеруі, экологиялық қауіпсіздігі мен жылу сапасы өсіп келе жатқан талаптар энергия өндіретін серіктестіктерден басқаруда жаңа жақындауларды талап етеді. Жобаланатын ЖЭО-ның меншікті пішіні.

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

Қаржыландыру көзі болып жеке инвесторлар табылады. Бірақ мемлекет электр энергия болып табылатын стратегиялық өнімді бақылап отыруы қажет.

Сондықтан жаңа станциялар құрылысы болашақта шет ел капиталы қатысуымен бірлескен кәсіптер қорында жасалады. Сонымен қатар Қазақстан бизнесмендерінің қаржы салуы да жоққа шығырылмайды.

### 5.3 Инвестициялық қаржының экономикалық тиімділігін бағалау бойынша жалпы ұғымдар

Инвестиция – қоғамды техникалық, технологиялық, әлеуметтік, мәдени, интеллектуалды дамытуға салынан қаржы немесе капитал. Инвестицияның нысаны болып (салынып, жаңартып және кеңейіп жатқан) кәсіпорындар және жаңа өнімді немесе қызмет көрсетуге арналған оның негізгі қорларының түрлері; қоғамның әлеуметтік-экономикалық дамыту мәселелерін шешуге арналған республикалық, аймақтық немесе салалық бағдарламалар; өнімнің немесе қызметтің жаңа түрін шығарулар жатады.

Инвестицияның келесідегідей түрлері қолданылады: қаржының ақшалай түрі (мақсатты салымдар, бағалы қағаздар, несиелер, мүліктік немесе басқа да салымдар); құрылыстар, ғимараттар, жұмыс машиналары және механизмдері, беріліс құрылғылары, транспорт, өндірісте пайдаланатын басқа мүліктер, жер, ақшаға теңдес мүліктік құқық.

Инвестициялық шығындар инвестициялық бағдарламаны орындауға қажетті қаржылардан тұрады. Оларға жер сатып алу, құрылыс салу алаңын дайындау жұмыстары, жобалық және конструкторлық жұмыстар, негізгі өндірістік үрдіске қажетті құрылысты салу, машиналарды, жабдықтарды және басқа негізгі қорларды сатып алу, пайдалану және енгізу алдындағы ескерілмеген шығындар жатады.

Инвестиция көзі болып табылатындар:

– өз қаражаты – пайда, амортизациялық аударылымдар немесе нақты бір мүліктер, нысандар: жер, негізгі қор түріндегі өндірістік меншік немесе жеке меншік;

– жеке тұлғалардың немесе өндірістік-қаржылық топтардың қайтарымсыз қаржыны беруі;

– бюджеттен (республикалық, жергілікті) бөлу;

– қарыз ақша (банктердің, сақтандыру компанияларының несиелері, шетел несиеслері, қайтарылуы қажет мемлекеттік несиелер және т.б.).

Отандық экономикалық әдебиеттерде негізгі қорларды жетілдіру мен дамытуға салынатын инвестицияны капиталдық салымдар деп атайды.

Тиімділіктің жалпы теориясында инвестициялық салымдарды коммерциялық және қаржылық тиімділік, бюджеттік, экономикалық тиімділік

деп бөлінеді. Олардың әрқайсысы өзінің анықталған жүйелік көрсеткіштерімен сипатталады және нақты бір мақсатқа пайдаланады. Қаржылық тиімділік инвестициялық жобаға қатынасушылардың сол қаржының салдарынан болатын нәтижелерін бағалауға қоланылады. Бюджеттік тиімділік бюджет көздерінен қаржыландырған жобалар бойынша анықталады.

Экономикалық тиімділікті есептеу әдістері әртүрлі болып келеді. Олар экономикалық негіздеудің мақсаттары мен міндеттеріне, сондай-ақ қаржы салымдарының шарты мен бағыттарына байланысты болады.

### 5.4 ЖЭО-дағы жылу және электр энергиясының өзіндік құнын есептеу

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

ЖЭО-да электрлік және жылу энергияларының өзіндік құны калькуляция тәжірибесінде физикалық әдіс қолданылады.

Жылуды алудағы отын шығыны турбинада жұмыспен өтелген буды пайдалану емес, егерде олар қазаннан тікелей жылудың алынғанындай қабылданады.

Отынға кететін шығындар мен сәйкесінше қазандық пен отынды транспорт цехтар шығындары анықтауыштар болып табылғандықтан, калькуляцияның физикалық әдісі осы жағдайда электр энергияны өндіруге және жылу өндіруге кететін жалпы отын шығынына әкелінеді.

Бұл әдіс жылу электр орталықтың энергия теңгеру шартына жауап береді, бірақ кемшілігі бар: электр энергияның энергетикалық бағалылығымен қатар, оның көрсеткіштеріне байланысты жіберілетін жылу есепке алынбайды.

ЖЭО-да электр және жылу энергиясының өзіндік құнын калькуляцияланған шығындар келесі цехтармен топталады:

Физикалық әдісті қолданумен ЖЭО-да өндірілетін электр және жылу энергиясын арасындағы шығындарды тарату көп жағдайда келесілерді есепке алумен іске асырылады:

– отын-транспортты және қазандық цехтар мен химияық және жылулық бақылау цехтарының барлық шығындарын (I топ) электр станцияның энергетикалық теңгерімін есептеуде анықталатын жылумен жабдықтау бөлімінің шығындарының (бойлерлік немесе бу өзгертетін қондырғы жылу энергиясына жатқызылады) осы түрлеріне кететін шартты отынның шығыны арасында пропорционалды таратады;

– турбиналық және электрллік цехтардың (II топ) шығындарын электр энергияға жатқызылады;

– жалпы станциялық шығындарды (III топ) алдыңғы шығындарды тарату нәтижесінде алынған жиынтыққа пропорционалды электр және жылу энергиясын арасына таратады, яғни цехтік өзіндік құнына пропорционалды;

– жылына электр және жылу энергиясының жіберілуін анықтау;

– электр қуатын беру.

Жылына энергияның ЖЭО-дан жіберілу көлемін анықтаймыз, $W_{ЭЭ}$, кВт·сағ.

$$W_{ЭЭ} = \left(R_{З1} \cdot t_1 + P_{З3} \cdot t_З\right) + \left(З_{Л1} \cdot t_1 + P_{Л2} \cdot t_2 + P_{ЛЗ} \cdot t_З\right) \cdot \left(365 - nот\right), МВт \cdot саг \qquad (5.1)$$

мұнда $P_з$ – станцияның қыста ұстанатын қуаты;

$P_л$ – станцияның жазда ұстанатын қуаты;

t – станцияның тәулігіне қандайда бір жүктемені ұстанатын сағаттары;

nот – оптималды жылыту периодтағы күндер саны, Алматы қаласы үшін nот=203 тәулік.

$$W_{ЭЭ} = \left(180 \cdot 18 + 165 \cdot 6\right) \cdot 203 + \left(173 \cdot 18 + 152 \cdot 6\right) \cdot 162 = 3429500, МВт \cdot саг.$$

Электр энергиясын жіберуге кететін шартты отынның жылдық шығыны:

$$B_{У.Т} = W_{ЖЫЛ} \cdot B_{ЭУД} = 3429500 \cdot 103 \cdot 0{,}246 = 874677800 \text{ кг} \cdot \text{у.т.} / \text{жыл}$$

$$B_{ЭУД} = 0{,}246 \text{ кг} / \text{кВт} \cdot \text{сағ}$$

Энергияны жіберуге кеткен табиғи отынның жылдық шығыны:

$$B_{Э} = B_{У.Т.} \cdot 7000 / Q_{НР} = 874677800 \cdot 7000 / 10^3 =$$

$$= 612274460 \text{ кг} / \text{жыл} = 612274 \text{ т} / \text{жыл}$$

Жылулық энергияның жылдық жіберілуі. Егер ЖЭО жылулық графикпен жұмыс істейді, яғни электр энергиясын өндіру жылулық тұтынуда жүреді деп болжасақ, онда орнатылған жылулық қуатты пайдалану сағаттар саны электр қуатының пайдалану сағатына тең. Жылудың жылдық жіберілуі жылулық жүктеменің ұзақтығы графигімен анықталады:

$$Q_{т.жыл} = 2145187{,}1 \text{ Гкал} / \text{жыл}$$

Жылуды жіберуге кететін табиғи отынның жылдық шығыны:

$$B_{Т} = Q_{Т.} \cdot B_{ТУД} \cdot 7000 / 1000 = 2145187{,}1 \cdot 155 \cdot 92 \cdot 7000 / 10^4 = 234134{,}3 \text{ т} / \text{жыл}$$

$$B_{ТУД} = 37{,}39 \text{ кг} / \text{ГДж} = 155{,}92 \text{ кг} / \text{Гкал.}$$

Табиғи отынның ЖЭО $B = B_{Т} + B_{Э} = 846408 \text{ т} / \text{жыл}$ бойынша жалпы шығыны. Шартты отынның ЖЭО $B_{У} = 1342537{,}6 \text{ т.у.т} / \text{жыл}$ бойынша жалпы шығыны. Электр станцияның жылдық шығындары отын шығындарын $И_{ст}$ табысты $И_{о}$, негізгі қорлар амортизациясын $И_{а}$, олардың ағымдағы жөндеуін $И_{аж}$, төлем ақысын $И_{та}$ есепке алатын жалпы шығындар ретінде алынады.

$$И_{ст} = И_{о} + И_{та} + И_{а} + И_{аж} \quad (5.2)$$

Отынға кететін шығындар $И_{о}$, млн.тг, мұндай отынды сатып алуға кететін шығындар және оны тасымалдау мен сақтау кіреді. Отынның керекті көлемі, демек, тасымалдауын есепке алғандағы бағасы электр энергиясы мен жылу энергиясы жүктемелері графиктерімен электрлік станцияның пайдалы әсер коэффициентімен анықталады.

$$И_{о} = В + Ц_{О} \quad (5.3)$$

мұнда $Ц_{0}$ – франко-станция тұтынушы отынының тоннасының бағасы;

$$И_{о} = 846408 \cdot 4500 = 3808 \text{ млн.теңге.}$$

Қаржы салулар және негізгі қорлардың амортизациялық шығарылулары $И_{а}$ млн.теңге шығындық немесе негізгі жабдықтардың, құрылыстар, ғимараттар, қосалқы жабдықтарды жетілдіруі мен жаңартылуына шығарылатын қаржымен анықталады. Ұлттық экономикада тұрақтылық болмағасын және тіпті амортизация процессі туралы бір ауыздық пікір болмағанның қазіргі мезгілде амортизация шығаруға қажетті санды анықтау өте қиын.

$$И_{а} = \frac{di}{100} \cdot К \quad (5.4)$$

мұнда di – амортизацияның орта өлшем мөлшері (6,7-7,9) %;

К – негізгі өндірістік қорлар құны, млн.теңге.

Электрлік станциялардан негізгі өндірістік қорлар құны өндірілетін қуат-тар құрылысы мен электр станциясындағы меншікті қаржы салулар мөлшер-лемелерінен шығып қана анықталады.

Агрегаттардың орнатылған қуаттары – 1000 кВт;

Агрегаттар саны – 2;

Меншікті салымдар – 45600 тг/кВт;

Қаржы салымдары – 13680 млн.тг.

$$И_{а} = \frac{7}{100} = 957{,}6 \text{ млн.тг.}$$

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

$$И_{та} = n_{шт} N_{у} \cdot З_{ср} \qquad (5.5)$$

мұнда $n_{шт}$ – берілген станцияүшін штаттық коэффициент, 1,5;

$N_{у}$ – электр станцияның орнатылған қуаты;

$З_{ср}$ – өнеркәсіптік өндірістегі қызметкерлердің бір адамның орта жылдық қорының табысы.

$$И_{та} = 1{,}5 \cdot 300 \cdot 360000 = 162 \text{ млн.тг.}$$

Ағымдағы жөдеу шығындары $И_{аж}$ млн.теңге, негізгі және қосалқы жабдықтар, құрылыстар, ғимараттар және автопарктің ағымдағы жөндеуінің шығындары

$$И_{аж} = (0{,}1 - 0{,}2) \cdot И_{а} \qquad (5.6)$$

$$И_{аж} = 0{,}1 \cdot 957{,}76 \text{ млн.тг}.$$

Жалпы станциялық шығындар $И_ж$ млн.теңге, өзіне сым тетікке, ұялы байланыс және байланыстың басқа түрлеріне кететін шығындар, есептегіш техниканың қызметі, еңбекті қорғау шығындары, кадрлар дайындау шығындары, құқықтық дәрістік шығындар, банк қызметі, агротехника қызметі, лифтілер, өрт сөндіруші және ведомстволықсыз қорғаныс қызметі, кеңселік және почталық қызметтерді өзіне енгізеді.

$$И_{об} = (0{,}16 - 0{,}32) \cdot (И_{та} + И_а + И_{аж}) \qquad (5.7)$$

$$И_{об} = 0{,}16 \cdot (162 + 957{,}6 + 95{,}76) = 194{,}46 \text{ млн.тг}.$$

ЖЭО бойынша жалпы шығындар:

$$И_{жш} = 6041{,}4 + 957{,}6 + 162 + 95{,}76 + 194{,}46 = 7451{,}22 \text{ млн.тг}.$$

ЖЭО цехтары бойынша шығындардың таратылуы:

Тек $И_т$, $И_{та}$, $И_а$, $И_{аж}$ және $И_ж$ таратылады (5.2-кесте).

5.2 кесте– ЖЭО-2 цехтары бойынша шығындардың таралуы, млн.теңге.

| Цехтар тобы | $И_т$ | $И_а$ | $И_{та}$ | $И_{аж}$ | $И_ж$ | Барлығы |
|---|---|---|---|---|---|---|
| I | 6041,4 | 478,8 | 56,7 | 47,88 | - | 6624,76 |
| | (100%) | (50%) | (35%) | (50%) | | |
| II | - | 430,92 | 56,7 | 43,092 | - | 530,71 |
| | | (45%) | (35%) | (45%) | | |

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| III | - | 47,88 | 48,6 | 4,79 | 194,46 | 295,73 |
| | | (5%) | (30%) | (5%) | (100%) | |
| Барлығы | 6041,4 | 957,6 | 162 | 95,76 | 194,46 | 7451,22 |

I топ шығындары отын шығындарына пропорционалды таратылады

$$\beta_1 = B_Э / B \qquad (5.8)$$

мұнда В – бір жылдағы отынның жалпы шығыны;

Вэ – сол кездегі электр энергия өндірісіне кететін отын шығыны.

$$\beta_1 = \frac{36387,5}{1342537,6} = 0,27$$

Электр энергияға жатады:

$$И_{Э1} = 6624,76 \cdot 0,27 = 1788,68 \text{ млн.тг.}$$

Жылу энергиясына жатады:

$$И_{ж1} = 6624,76 \cdot 1788,68 = 4836,1 \text{ млн.тг.}$$

II цех щығындары электр энергияға жатады:

$$И_{Э2} = 530,71 \text{ млн.тг.}$$

III топпен шығындарды тарату электрлік және жылулық энергиясының арасында барлық цехтың жалпы шығындары рпопорционалды тарату жасалады.

Электр энергияға жатады:

$$И_{ЭЗ} = \frac{295,73 \cdot (1788,68 + 530,71)}{(6624,76 + 530,71)} = 95,85 \text{ млн.тг.}$$

Жылу энергиясына жатады:

$$И_{жЗ} = 295,73 - 95,85 = 199,88 \text{ млн.тг.}$$

ЖЭО бойынша шығындарды анықтау.

Электр энергияны өндіруіне:

$$И_{Э1} = 1788,68 + 530,71 + 95,85 = 2415,24 \text{ млн.тг.}$$

Жылулық энергиясын өндіруіне:

$$И_{ж} = 4836,1 + 199,88 = 5035,98 \text{ млн.тг.}$$

Жіберілген электр энергияның өзіндік құнын анықтау үшін электр энергияға келтірілген шығындарды қосу керек, оны электр энергияның жылдық жіберілу мөлшеріне бөлу керек.

$$с / сэ = И_{Э} / W_{ЭЭ} \qquad (5.9)$$

$$с / сэ = 2415,24 \cdot 106 / 2139,3 \cdot 106 = 1,13 \text{ тг} / \text{кВт} \cdot \text{сағ.}$$

Жылулық энергияның өзіндік құны анықтау үшін жылулық энергияның жіберілуіне келтірілген жалпы шығындарды қосу керек, оны электр энергияның жылдық жіберілу мөлшеріне бөлу керек.

$$с / сэ = И_{Ж} \cdot Q_{Ж} \qquad (5.10)$$

$$с / сэ = 5035{,}98 \cdot 106 / 5235183{,}1 = 961{,}95 \text{ тг / Гкал}$$

Алматы аймағында электр энергияға орта жіберіліс тарифі 11,2 теңге/кВт·сағ. деңгейінде.

Жобаланатын станция бәсекеге қабілеті болуы үшін, 25% тиімділікті ескере, 2,8 теңге.кВт·сағ тарифын орнатамыз.

1253,49 теңге бар тарифтерде, жылу электр энергиясы үшін 1200 теңге/Гкал көлемінде тариф орнатамыз.

### 5.5 Қаржылық түсімдер мен пайданы анықтау

Пайдалы жіберілімдегі жалпы ақша түсімі мынаны құрайды:

$$В = Т_{Э} \cdot W_{ЭЭ} + Т_{Т} \cdot Q_{Т} \qquad (5.11)$$

$$В = 1.42 \cdot 2139{,}3 \cdot 106 + 1200 \cdot 5235183{,}1 = 9320{,}03 \text{ млн.тг.}$$

Шығындардың белгілі өлшеміндегі электр энергияның іске асу көлемін анықтағаннан кейін, теңгерімдік пайданы $П_{т}$ млн.теңге анықтаймыз:

$$П_{Т} = В - И_{СТ} \qquad (5.12)$$

$$П_{Т} = 9320{,}03 - 7451{,}22 = 1868{,}81 \text{ млн.тг.}$$

Теңгерімдік пайдадан төлем ақы жасалуы тиіс, солай есептік пайда $П_е$ млн.теңге алынады:

$$П_е = П_Т - (Н_э + Н_м + П_п) \quad (5.13)$$

$$Н_э = 162 \cdot 0,26 = 42,12 \text{ млн.тг}$$

$$Н_м = 13680 \cdot 0,01 = 136,8 \text{млн.тг.}$$

$$П_о = 1868,81 \cdot 0,05 = 93,4 \text{млн.тг.}$$

$$П_р = 1868,81 - (42,12 + 136,8 + 93,4) = 1596,49 \text{млн.тг}$$

мұндағы $Н_э$ – әлеуметтік салық, еңбек төлемі қорынан 26 % млн.теңге;

$Н_м$ – мүлікке салық, К-дан 1 млн.теңге;

$П_ө$ - қарыздарды өтеу және банктік несиелер бойынша пайыздарды төлеу,

$П_п$ – 5 % млн.теңге тең деп қабылдаймыз;

Сонда, таза пайда $Т_П$, млн.теңге:

$$Т_П = П_Р - Н_Т \quad (5.14)$$

$$Т_П = 1596,49\text{-}1596,49 \cdot 0,3 = 1609 \text{ млн.теңге.}$$

мұнда $Н_Т$ – тұтас жылдық табысты 30 %-ға млн.теңге, заңды тұлғалардан табыстың салығы.

Қаржы салымының өтемділік мерзімін есептеу әдісі.

Бұл әдіс әуелгі қаржы салымдардың сомасын өтеуге керек мерзімді анықтаудан тұрады немесе ақшалық түсімдердің шоғырлану жиынтығы бастап-қы қаржы салымдары мен салыстырылатын кезеңін есептеу.

$$PP = \frac{I_O}{CFt} \qquad (5.15)$$

мұнда $PP$ – өтелінетін мерзім, жыл;

$CFt$ – қаржы түсімінің жылдық сомасы, млн.теңге;

$I_o$ – бастапқы қаржы салымдар, млн,теңге

$$PP = 13680/1609 = 8{,}5 \text{ жыл.}$$

Қаржы салымдар 8 жыл және 5 айда өтеледі.

Әдіс қолдануда қарапайым әрі жеңіл, сонымен қатар ол жобаның қауіптілік деңгейі туралы тура дабылдандырады, қаржы салымын қайтару үшін қаншалықты көп мерзім қажет болса, соншалықты жағдайдың нашар дамуының мүмкіндігі көбееді.

Электроэнергетикалық сала өте қаржы сыйымды болғандықтан, 8,5 жыл өтем мерзімінде қаржы салымын станция құрылымына салу орынды.

Есептеуде қуаттарды кезең сайын енгізу есепке беріледі, таза пайда көп болады да, өтелу мерзімі аз болады.

## 6. Өмір тіршілігінің қауіпсіздігі

### 6.1 Еңбек шарттарын талдау

Еңбек шарттары адамның денсаулығын және жұмыс қабілетін анықтайды. Жұмыс шартының жағдайы өндірістік факторлардың болуымен анықталады.

Өндіріс орындарында көптеген факторлар бар. Физикалық өндіріс факторларына:

– қозғалмалы механизмдер, өндіріс жабдықтарының қозғалатын бөліктері, орын ауыстыратын бұйымдар, жұмыс орнының орналасуының жерден айтарлықтай биіктіктегі өткір жиектері, жоғары шаңдылық және ауаның газдануы;

– жабдықтар беттерінің, ауаның температурасының жоғарылауы;

– шу деңгейінің жоғарылауы, діріл.

Осы жерде кен орыны, бұл 60 пайыз күкіртсутегі мен көмірқышқылгазды, 10 пайызға дейін парафинді, жоғары газ факторлы кен орны орналасқандықтан, ауаның ластануына байланысты басты қаралатын жағдай.

Химиялық өндіріс факторларына адамға токсикалық, тітіркендіруші әсер беретін заттар жатады.

Психофизиологиялық өндіріс факторларына физикалық шамадан тыс жуктелу жатады.

Еңбек шартын талдау өндіріс факторларын зерттеудің барлық кешенін болжайды.

Әр әсер ету параметрін өлшеу әдісі сәйкес нормативті құжаттармен және әр түрлі әдістермен, мысалы практикаға пайдалы дәлдікпен дерексіз сандарда көрсетілген мәдерді қолдана отырып, эксперттік (мамандық) әдіспен регламенттенеді. Мұнда шарттың әр элементі оның түріне және жұмыс істеп тұрған адамға әсер ету уақытындағы қандай да бір бал санымен бағаланады.

### 6.2 Электр қауіпсіздігін қамтамасыз ету шаралары. Қорғаныстық жерге қосу құрылғысына есеп жүргізу

Адам денесінен ток өткен кезде, есінен танып қалуы, демалу органдары жұмыс істемеуі және жүйке жүйелерінің бүлінуі мүмкін. Бұдан басқа электр

тогы адам денесінің ашық жерлерін күйдіруі мүмкін және күюдің ауырлық жағдайы тоқтың шамасына байланысты болады.

Адам ағзасынан өтіп жатқан токқа кедергісі бірнеше факторларға байланысты, тұрақты тоқ па жоқ ауыспалы тоқ па? Адам ағзасынан тоқ қанша көлемде өтсе, тоқ тарту сонша көлемде өтеді. Адамды ток тартқан кезде, 30 секундта денесі 25% төтеп береді, ал 90 секундта — 70% күйіп қалады. Адам ағзасы үшін тұрақты ток та ауыспалы ток та қауіпті, бірақ тұрақты токтың қауіпсіздігі 3-5 рет аз, ауыспалы тоқтан. Тұрақты ток 50МА-ге дейін, ал ауыспалы ток 10 МА-ге дейін қауіпті.

Ток күші 0,05А болса, адамға қауіпті, ал 0,1 А — адам өмірін қияды. Ток өткізудің екі түрі бар:

1. Электрлік соғулар - олар адамның ішкі ағзасын жарақаттайды, жүйке жүйелерін, көкірек клеткаларын жарақаттайды.

2. Электрлік жарақаттар - олар адамның сыртқы терілерін жарақаттайды.

***Электр қауіпсіздігінің техникалық ұйымдастыру шаралары:***

Электр қауіпсіздігінің техникалық ұйымдастыру шаралары 3-ке бөлінеді. Бұларды орындайтын жұмысшылар электр қондырғыларын іске қосқанда өте білімді жауапты маман болуы тиіс.

1. Оперативтік персонал - кезекші электротехникалық персонал – бүкіл қарамасындағы электр қондырғыларын қосып және соған жауап береді.

2. Жөндейтін персонал— бұлар электр қондырғыларын жөндеу, реттеу, монтаждау сияқты жұмыстарға жауап береді.

3. Оперативтік жөндеу персоналы — бұлар әрі жөндеу, реттеу, монтаждау мен қоса бүкіл электр қондырғыларын іске қосып, әрі жауап береді.

Электр қондырғыларын жөндейтін, әрі іске қосатын жұмысшылар, денсаулықтары мықты, ешқандай науқас емес және білікті, білімді болуы керек, әрбір жұмысшы электрлік жұмысқа барар кезде электр қауіпсіздігі туралы емтихан тапсырып, білімін тексереді. Электр қауіпсіздігі жөнінде курстық сабақтар өтіп, жұмыс орнында квалификациялық комиссиялар жұмысшыларды тексереді.

Комиссия жұмысшылардың біліміне қарай оқу дәрежесін жоғарылатады, сөйтіп білімін және дәрежесін көрсететін куәлік беріледі.

Жұмыс орнын ұйымдастыру электротехникалық жабдықтарды қолданарда техникалық қауіпсіздікті сақтау екі түрге бөлінеді:

- оперативтік электр қондырғыларды іске қосып тексеру, жеңіл жұмыстар істеу, қорғаныс жабдықтарын ереже бойынша қарап шығу, қауіпсіздігін қарау, еңбекті қорғау;

- электр қондырғыларында өндірістік жұмыс істеу дегеніміз — жөндеу,

монтаждау, құрылыс жұмыстарын және т.б. жұмыстарды орындау.

Электр қондырғыларының еңбек қауіпсіздігі шаралары немесе электр тоғынан қорғану шаралары:

- ток өткізгіш бөліктерді қауіпсіз жерге орналастыру;
- изоляцияны бақылау (ашық қалған жерлері болмау);
- қорғаныстық жерге қосқыш;
- қорғаныстық нөлдік сым;
- автоматтық ажыратқыш;

Қорғаныстық жерге қосқыштың 2 түрі бар: кәдімгі және жасанды.

Кәдімгідей қорғаныстық жерге қосқышқа кез-келген металл құрылмалы ғимараттар жер астындағы металл труба еткізгіштер, кран жолдары жатады.

Ал, жасанды қорғаныстық жерге қосқышқа металл стержендер немесе трубалар 25-50мм, үзындығы 2-3м, бұрыштық болат 50х50х5мм және металл ленталар 40х4мм өлшемдегі.

Қорғану құралдары 2 түрге бөлінеді:

1. Негізгі құралдар: изоляцияланған өлшем штанглері, ток өлшейтін қысқыштар, кернеу көрсеткіштері изоляцияланған құрылғылар, сатылар монтерлық құрал-жабдықтар изоляцияланған үстатқыштары бар траптар, алаңдар.

2. Қосымша қорғаныс құралдарына 1000 В кернеулік электр құрылғыларда: диэлектрикалық қолғаптар, дорожкалар және де изоляцияланған подставкалар, резина фартуктар.

Қоршаулы қорғаныстарға: щиттар уақытына қорғаныстық жерге қосқыш, уақытша алып жүретін жерге қосқыштар, сосын қорғаныс плакаттары.

Қорғаныс құралдары жұмысшыларға қорғаныс көзілдірігі арнайы қолғаптар жанбайтын матадан жасалған қорғайтын монтерлық белдіктер, қорғаныс халаттары және т.б.

Жоғарыдан түсу үшін монтерлық белдіктер, тырнақшалар, ременьмен телескоптық қондырғылар, сатылар. Белдіктер 225кг салмақты, ал тырнақшалар — 135кг салмақты 5 минуттай үстап түра алады. Қорғаныс плакаттары 4-ке бөлінеді:

- қорғану плакаттары: «тиіспе қауіпті», «жоғары кернеу», «өміріңе қауіпті» және т.б.
- өткізбейтін: «адамдар жұмыс істеп жатыр — қосуға болмайды», «желілерде жұмыс жүріп жатыр — қосуға болмайды».
- рұқсат беру: «осы арада жұмыс істеу», «осы араға міну», «жұмыс істеуге нұсқау».

Ескерту**:** Резеңке қолғаптар, қорғаныс құралдары жабық шкафтарда және жәшіктерде құрал-саймандардан бөлек, майдан, бензиннен және басқа заттардан аулақ тұруы керек, ал қолдану алдында қағып, тазалап алу керек.

### 6.3 Қорғаныстық жерге қосу құрылғысына есеп жүргізу.

ЖЭО-да қуаты 1000кВА, кернеуі 10/0,4 кВ трансформаторлар бар. Қорғаныстық жерге қосу құрылғысының кедергісін есептеуіміз керек. Жерге қосу құрылғысының кедергісі 5 Омнан аспауы қажет, яғни $R_з \leq 5$ Ом.

Болат стержен диаметрі *d*=18мм, ұзындығы *l*=7 м вертикальді болат жолақшасына бір ұшы жалғанып, екінші ұшы меншікті кедергісі ρ=400 Ом·м болатын құмға $h_0$=0,8 м тереңдікте енгізіледі.

Жерге қосқыштардың арақашықтығын a=3м, b=30мм . Периметрі 75 х50м.

Вертикальды ($R_{вер}$) және горизонтальды ($R_{гор}$) электродтарының токтың жайылуына қарсы кедергілерін келесідей есептейміз:

$$R_в = \frac{\rho}{2\pi l} \cdot (\ln \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} \ln \frac{4h + l}{4h - l}) \quad (6.1)$$

$$R_в = \frac{400}{2 \cdot 3{,}14 \cdot 7} \cdot (\ln \frac{2 \cdot 7}{0{,}018} + \frac{1}{2} \ln \frac{4 \cdot (0.8 + 0.5 \cdot 7) + 7}{4 \cdot (0.8 + 0.5 \cdot 7) - 7}) = 38.7 Ом \quad (6.2)$$

мұнда, $h=h_0+0{,}5l=4{,}3$м

$$R_г = \frac{\rho}{2\pi l} \cdot \ln \frac{2l^2}{b \cdot h_o} \quad (6.3)$$

$$R_г = \frac{400}{2 \cdot 3{,}14 \cdot 7} \cdot \ln \frac{2 \cdot 7^2}{0{,}03 \cdot 0{,}8} = 75.6О5 \quad (6.4)$$

Белгілі a – мен вертикаль электродтар санын табамыз

$$n = \frac{P}{a} = \frac{2(A + B)}{a} \quad (6.5)$$

$$n = \frac{2(75 + 50)}{3} = 84 дана$$

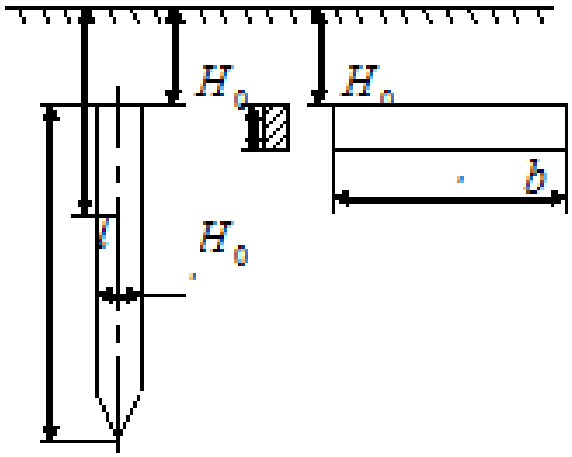
Жерге қосу құрылғысының толық кедергісі

$$R_т = \frac{R_в \cdot R_г}{(R_в \cdot \eta_в + R_г \cdot \eta_г \cdot n)} \quad (6.6)$$

$$R_т = \frac{68{,}7 \cdot 75{,}6}{(68{,}7 \cdot 0{,}94 + 75{,}6 \cdot 0{,}5 \cdot 84)} = 0{,}9 Ом$$

Электродтарды қолдану коэффициенттері: $\eta_в$=0,94; $\eta_г$=0,5

Бұл кедергі талап етілген кедергіден (5 Ом) төмен, яғни қауіпсіздікті арттырады.




6.1 сурет –Қорғанысты жерге қосу электродтарының топырақта орналасуы

### 6.4 ЖЭО-дағы өрт қауіпсіздігін қамтамасыз ету. Өрттің алдын алу шаралары

Штаттық кесте бойынша ЖЭО-да өрт қорғанысы қарастырылған. Өрт қорғанысы тәулік бойы кезекшілік атқарады. Өрт сөндіру көліктеріне қажетті жөндеулер мен регламенттік жұмыстар жүргізіліп отырады. Қосалқы стансасы мен басқа да объектілері біріншілік өрт сөндіру жабдықтарымен жабдықталған.

Қосалқы стансада тарату құрылғылары автоматты өрт сөндіру қондырғыларымен қорғалған. Барлық объектілерге объектілік өрт нұсқаулары орындалған. Қосалқы стансаларда және объектілерде келесідей журналдар жүргізілген: «Қоймаларды, зертханаларды және басқа орындарды жұмыс соңынан жабар алдында тексеру», «Тұрақтағы көліктерді тексеру», «Біріншілік өрт сөндіру жабдықтарының күйін бақылау журналы». Жұмыс соңынан бөлмелер мен жұмыс орындарының кілттері күзетшіге өткізіледі. Қосалқы стансаларда бекітілген оперативті өрт сөндіру жоспары бар, айрықша жауапты жабдықтарға оперативті өрт сөндіру карточкалары жасалған.

Персоналмен келесідей жұмыстар жүргізіледі:

- нұсқаулар;

- өртке қарсы жаттығулар;
- персоналға өрт-техникалық минимум бағдарламасы бойынша дәрістер жүргізіледі;
- өрт қауіпсіздігі сұрақтары техникалық оқу жоспарына енгізілген.

Қосалқы станцияда құрылыс нысандарын, сондай-ақ кабельді байланыстарды құрастыру кезінде өрт қауіпсіздігін қамтамасыз ету жөнінде шаралар мен талаптар жобада ескерілген. Ондағы ашық бөліктегі кабель арналарының трассалары бір арнада әр түрлі кернеу жалғаныстары болмайтындай етіп қарастырылған, ал жеке кабельді магистральде өрт шыққан жағдайда тұтынушылардың әр түрлі функционалды топтарын ажырату қарастырылған. Трансформатор бүлінген жағдайда майдың ағып жайылуының және өрттің таралуының алдын алу үшін майды жабық майжинауышқа жіберетін майтартқыш тораптары орындалған. Өрт сөндіру апаттық шықпалы бригадалармен жүзеге асуы қажет.

№2 ЖЭО-ның аумағына кіретін жекеленген орындар мен құрылыс бөліктерінде өртке қарсы қорғаныс ретінде екі автоматты іске қосылу іс шарасы (ПЧ-13) ұйымдастырылған.

№2 ЖЭО-дағы барлық ғимараттар мен құрылыс орындарында кем дегенде екі сәйкесінше есептеліп жоспарланаған қосалқы шығу есіктері қарастырылған. Биіктігі 10 м және одан жоғары ғимараттар үшін шатырдан төмен түсетін баспалдақтар немесе темірден жасалған, ғимараттың сырт жағы арқылы орналастырған арнайы баспалдақтар жасалған. Ал биіктігі 20 м жоғары құрылыс орындары үшін темірден жасалған, арнайы тәртіппен салынған, бұрылу реттілігі 6:1аспайтын баспалдақтар жасау керек. Ғимарат биіктігінің айым көрсеткіші 1 метрден аспайтын, ғимарат бөліктерінде қауіпсіздікті қамтамассыз ететін баспалдақтар ғимарат биіктігіне қарамастан орналаса береді.

Қазіргі кезде №2 ЖЭО да ППС-1 аппаратуралық базаға негізделген және ДИП-1 айнымалы өрт дабылдатқышы бар автоматты түрде іске қосылатын өрт қауіпіне қарсы кабельді құрылым жұмыс істеп тұр. Жоғарыда айтылған қауіпсіздік шаралары ГОСТ 12.1.033-81 стандартына негізделіп жасалған. Сонымен қатар жылу электр орталығында арнайы жер асты жолдары, жасақталған бөлмелер, жоғары деңгейде реттелген ауалы механикалық көбік арқылы сөндіретін қондырғылар орналастырған.

Жылу электр орталығындағы отын көзі сақталатын және ұнтақтағыш бөліктерінің біріккен жерлерінде, сонымен қатар, негізгі корпустың көп қолданыстағы бөліктерімен көмір өңдейтін, тасымалдайтын бөліктерінің біріккен жеолерінде арнайы және ерекше, өрт сөндіру мақсатында, ғимарат ішілік су құбырлары келтірілген.

Қазандық цехында белгіленген 11.5 және 0.00 метраралықтағы және машиналық залдағы белгіленген 0.00 метр аралықтағы жерлерде өрт

қауіпсіздігі орталықтары жасалған. Бұл орталықтардың жұмысы қауіп қатер төнгенде қосымша әрі керек көмекті көрсету.

Ғимарат ішіндегі немесе сыртында абайсызда пайда болған түтін немесе температураның көтерілгенін сезген импуль қабылдағыштар, сәйкес хабарды беру арқылы:

Электр жетек жұмысына негізделген кей бір механизмдер жұмысына керек жағдай жасайды;

Жұмысшы насосқа дабыл беріп, ол арқылы өрт сөндіргіш құрылымға қажетті қоспа сұйықтықты жасау үшін, резервуардан 6% ті арнайы дайындалған қоспаны жинайды.

Қазандық цехында ілеспе газдардың температурасын реттеп отыратын арнайы дабыл қабылғадыш құрылым орналастырған. Оның көмегімен, қатерді сезген кезде, басты басқарушы щитке бірден дабыл беру арқылы негізгі механизмдерді аман алып қалу мақсатында, тез арада жұмысын шектеуге тура келеді.

Түтін соргыларының жұмысы тоқтаған кезде, автомадты түрде ыстық көмір салқындатқышы және тозаң сорғышның үрлеме салқындатқышы тоқтайды.

Жылу электр орталығында, турбиналық цехтегі өрт қауіптілгі ең көп жер, ол турбоқондырғының майлы реттеу жүйесі. Оқшаулығыштардағы май алуысымының қауіпсіздігін сақтау мақсатында, оларды ақ қаңылтырдан жасалған кожухпен қаптау керек. Генераторлардың май реттеу жүйесінде автомадты түрде жұмыс істейтін газ бағылағыш қондырғылары орналастырылған. Бұл құрылғы ауадағы сутекті ауысымды реттеу және бақылау үшін жасалағн.

### 6.5 Өртке қарсы шаралар

Өрт қауіптілігі ең көп кездесетін, негізгі корпус, газ мазутты қоймалар үшін арнайы сақиналы жолдар жасалған.

Ғимараттар мен құрылыс орындары үшін кемінде бір жақтан қауіпсіз кететін жол жасалған. Ғимаратқа келетін жолдардың барығы 5 м ары және 25 м бері арнайы жоспарланған.

Барлық өртке қарсы су қорларына арнайы қауіпсіз жол жоспарланған. Шықпалы каналдар үшін екі жағыда ыңғайлы өртке керекті су алуға керек қондырғылар өрт машиналарына орналастырылған.

Өндіріс ауданына жақын жерлерде өрт сөндіргіш орталық орналасқан. Оның өрт сөндіру радиусы ЖЭО үшін  4 км аспайды.

Аудан көлеміндегі барлық құрылыс орындары сәйкесінше негізделген өртке қарсы көрсеткішке ие. Ал арнайы өртке қарсы есіктер өртке тек 0,6 сағат қана қарсылық көрсете алады.

Отын көзі сақталатын орында арнайы ережеге негізделген шаралар жүргізіледі. Ол сәйкесінше «электр станцияларындағы отын көзінің қрт қауіпсіздігі ережелері» атты шартта негізделген. Бұл шарт бойынша отын көзі сақталатын орын, өртке қарсы  2 немесе 0,75 сағат қарсы бола алатын материалдан салынуы керек. Электр техникалық ғимараттарда ПУЭ бойынша конструциясының өртке төзімділігі 0,75 сағат болуы керек. Сол себепті бұл ғимараттарды негізгі құрылыс қаңқасын дәнекерлеу арқылы сақтайды.

Ғимараттардың әр бір қабатынан кемінде екі қосалқы шығу есігін жасау керек.

Сонымен қатар турбинаны реттеу және бұрандаларды дәнекерлеугге арналған жүйелерде де өрт қауіпсіздігінің шаралары қарастырылған.

Сол себепті ЖЭО ның бас электрлік және бас конструкциялық жоспарын жасаған кездері жоғарыда айтылған қауіпсіздік шараларына үлкен ден қойылуы керек. Себебі олар сақталмаса жұмысшылар өміріне үлкен зиян келуі мүмкін.

## Қорытынды

Бұл дипломдық жобада Алматыдағы ЖЭО өзіндік мұқтаждық сұлбасын жобалау жұмысы орындалған.

Электр- техникалық бөлімінде ЖЭО өзіндік мұқтаждық сұлбасы жобаланып, өзіндік мұқтаждық трансформаторлары таңдалып, қысқа тұйықталу токтары есептелініп, коммутациялық аппараттар таңдалынды.

Өмір тіршілігінің қауіпсіздігі бөлімінде станциядағы электр қауіпсіздігін қамтамасыз ету шаралары, қорғаныстық жерге қосу құрылғысына және қондырғы орналасқан бөлмеденгі жарықтану жүйесіне есеп жүргізілді. ЖЭО-дағы өрт қауіпсіздігін қамтамасыз ету өрттің алдын алу шаралары қарастырылды.

Экономикалық бөлімде жобаның экономикалық тиімділігін, инвистицалық ұтымдылығын, қаржылық салымдарын қарапайым өтелу мерзімін, таза келтірген құнды және рентабелділік индексін анықтадым

## Қолданылған әдебиеттер тізімі


1. Купцов И.П., Иоффе Ю.Р. Проектирование и строительство тепловых электростанции. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 408 с., ил.
2. Рыжкин В.Я. Тепловые электрические станции: учебник для вузов/ Под ред. В. Я. Гиршфельда. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1987 - 328 с.: ил.
3. Справочник строителя тепловых электростанций. – М.: стройиздат, 1969.
4. Рожкова Л.Д. Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций. - М: Энергоатомиздат, 1989 - 450 с.
5. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть станций и подстанций. Справочные материалы. - М: Энергоатомиздат, 1990 - 640 с.
6. Неклепаев Б.Н. Электрическая часть станций и подстанций. - М: Энергоатомиздат, 1986 - 608 с.
7. Околович М.К. Проектирование электрических станций. - М: Энергоиздат, 1982 - 400 с.
8. Герасимов В.Г. Электротехнический справочник. Том 3. Производство и распределение электрической энергии. 7-е изд. – М.: Энергоиздат, 1988 - 880 с.: ил.
9. Правила устройства электроустановок. - М: Энергоатомиздат, 2000 - 640 с.
10. Гук Ю.Б. Проектирование электрической части станций и подстанций. - Л: Энергоатомиздат, 1985 - 312 с.
11. Васильев А.А. Электрическая часть станций и подстанций. - М: Энергоатомиздат, 1990 - 575 с.
12. Висящев А.Н., Тришечкин А.М., Беркин Г.С. Релейная защита и автоматика: Учеб. пособие. – Иркутск: Изд-во ИрГТУ, 2001. – 228с.
13. Герасимов В.Г. Электротехнический справочник. Том 3. - М: Энергоиздат, 1984 - 640 с.
14. Герасимов В.Г. Электротехнический справочник. Том 2. - М: Энергоиздат, 1984 - 640 с.
15. Двоскин Л.И. Схемы и конструкции распределительных устройств. - М: Энергоатомиздат, 1985 - 380 с.
16. Мотыгина С.А. Эксплуатация электрической части тепловых электростанций. - М: Энергия, 1979 - 586 с.
17. Чернобровов Н.В. Релейная защита. М.: Энергия, 1974.- 680 с., ил.
18. Таубес И.Р. Релейная защита мощных турбогенераторов. – М. Энергоиздат, 1981. – 88с., ил.
19. Беркович М.А. Автоматика энергосистем: учебник для техникумов. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 208с., ил.

20. Вавин В.Н. Релейная защита блоков генератор- трансформатор. – М.: Энергоатомиздат, 1982.- 256 с., ил.

21. ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.

22. ГОСТ 12.1.016-79. ССБТ. Электробезопасность. Общие требования.

23. ГОСТ 12.1.007-76. ССБТ. Вредные вещества. Классификация. Общие требования.

24. ГОСТ 12.1.012-90. ССБТ. Вибрация. Общие требования безопасности.

25. ГОСТ 12.1.003-83. ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.

26. ГОСТ 12.1.011-78. ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.

27. НПБ – 105 – 95 Определение категорий помещений по взрывопожарной и пожарной опасности. – М.: Энергоатомиздат, 1995.

28. РД. Охрана труда в электроустановках.

29. СниП 23-05-95 Естественное и искусственное освещение. Нормы проектирования. – М.: Стройиздат, 1996.

30. Идельчик В.И. Электрические сети и системы. - М: Энергоатомиздат, 1989 - 592 с.

31. Железко Ю.С. Выбор мероприятий по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях: Руководство для практических расчётов. – М: Энергоатомиздат, 1989. – 176 с.: ил.

32. Бохмат И.С., Воротницкий В.Э., Татаринов Е.П. Снижение коммерческих потерь в электроэнергетических системах. - "Электрические станции", 1998, ° 9.

33. Инструкция по снижению технологического расхода электрической энергии на передачу по электрическим сетям энергосистем и энергообъединений. М., СПО Союзтехэнерго, 1987.

34. Типовая инструкция по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении. РД 34.09.101-94. М., СПО ОРГРЭС, 1995.

35. Сборник нормативных и методических документов по измерениям, коммерческому и техническому учету электрической энергии и мощности. Издательство "НЦ ЭНАС", М., 1998.