

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ БІЛІМ ЖӘНЕ ҒЫЛЫМ МИНИСТРЛІГІ

СӘТБАЕВ УНИВЕРСИТЕТІ

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

«Энергетика» кафедрасы

Нурсултанов Асан Уктамугли

110/10кВ кернеулі №35 қосалқы станцияның релелік қорғанысы және  
автоматикасы.

**ДИПЛОМДЫҚ ЖҰМЫС**

5B071800 – Электр энергетика мамандығы

Алматы 2019

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ БІЛІМ ЖӘНЕ ҒЫЛЫМ МИНИСТРЛІГІ

СӘТБАЕВ УНИВЕРСИТЕТІ

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

«Энергетика» кафедрасы

**ҚОРҒАУҒА ЖІБЕРІЛДІ**

Кафедра меңгерушісі м.а.

PhD докторы, ассистент

профессор

 Е.А. Сарсенбаев

«21» 05 2019 ж.

### ДИПЛОМДЫҚ ЖҰМЫС

Тақырыбы: «110/10кВ кернеулі №35 қосалқы станцияның релелік қорғанысы және автоматикасы»

5B071800 – Электр энергетика мамандығы бойынша

Орындаған


Нурсултанов А.У.

Пікір беруші

АЭЖБУ «Электр машиналар және электржетегі» кафедрасының доценті,  
PhD докторы

Ғылыми жетекші

PhD докторы, лектор

 Сарсенбаев Е.А.

 Алмуратова Н.К.

«21» 05 2019 ж.

«21» 05 2019 ж.

Алматы 2019

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ БІЛІМ ЖӘНЕ ҒЫЛЫМ МИНИСТРЛІГІ  
СӘТБАЕВ УНИВЕРСИТЕТІ

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

Энергетика кафедрасы

5B071800 – Электр энергетикасы

**БЕКІТЕМІН**

Кафедра меңгерушісі м.а.

PhD докторы, ассистент

профессор

 Е.А. Сарсенбаев

«28» 01 2019 ж.

**Дипломдық жұмысты орындауға  
ТАПСЫРМА**

Білім алушы *Нурсултанов Асан Уктамугли*

Тақырыбы *«110/10кВ кернеулі №35 қосалқы станцияның релелік қорғанысы және автоматикасы»*

Университет проректорының 2018ж. «30» қазандағы № 1210-б бұйрығымен бекітілген.

Аяқталған жұмысты тапсыру мерзімі: «21» сәуір 2019 ж.

Дипломдық жұмыстың бастапқы берілістер: Қосалқы станцияның принципалдық схемасы; Күштік қондырғыларының қуаттары;

Дипломдық жұмыста қарастырылатын мәселелер тізімі

а) Қосалқы станцияның құнын жобалау;

б) Арнайы бөлім. Релелік қорғаныс;

в) Экономикалық бөлім;

г) Электрқауіпсіздік бөлімі;





Сызбалық материалдар тізімі Сызбалық материалдарды слайдпен дайындау

Ұсынылатын негізгі әдебиеттер 14 атау


Дипломдық жұмысты дайындау  
КЕСТЕСІ

Бөлімдер атауы, қарастырылатын мәселелер тізімі	Ғылыми жетекші мен кеңесшілерге көрсету мерзімдері	Ескерту
Қосалқы станцияның құнын жобалау	10.03.19ж	тоқ
Арнайы бөлім. Релелік қорғаныс	17.03.19ж	тоқ
Экономикалық бөлім	12.04.19ж	тоқ
Электрқауіпсіздік бөлімі	24.04.19ж	тоқ

Дипломдық жұмыс бөлімдерінің кеңесшілері мен норма бақылаушының аяқталған жұмысқа қойған қолтаңбалары

Бөлімдер атауы	Кеңесшілер, аты, әкесінің аты, тегі (ғылыми дәрежесі, атағы)	Қол қойылған күні	Қолы
Негізгі бөлім	Е.А. Сарсенбаев PhD докторы, ассистент профессор	2.05.19	
Арнайы бөлім	Е.А. Сарсенбаев PhD докторы, ассистент профессор	10.05.19	
Электр қауіпсіздігі	Е.А. Сарсенбаев PhD докторы, ассистент профессор	15.05.19	
Норма бақылау	Н.Е. Балғаев Доктор PhD, сениор-лектор	21.05.2019ж	

Ғылыми жетекші

 Е.А. Сарсенбаев

Тапсырманы орындауға алған білім алушы

 А. Нурсултанов

Күні



## РЕЦЕНЗИЯ

Дипломдық жұмыс  
(жұмыс түрінің атауы)

**Нурсултанов Асан Уктамуғли**  
(білім алушының Т.А.Ә.)

**5B071800 – Электр энергетика мамандығы**

Тақырыбы: **110/10кВ кернеулі №35 қосалқы станцияның релелік қорғанысы және автоматикасы.**

Орындалды:  
түсініктеме \_\_\_\_\_ 77 бет

Дипломдық жұмысы Берілген бітіру жұмысын 110/10кВ кернеулі «№35» қосалқы стансаның релелік қорғанысы және автоматикасы" тақырыбы бойынша орындалған. Жобада қосалқы стансаның принципалдық сұлбасы, күштік қондырғылар және коммутациялық құрылғылар таңдалған. Қосалқы стансасының элементтері мен 110 кВ шығу жолдарына релелік қорғаныс есептеулері жүргізілген. Орындалған жұмыс практикалық маңызға ие.

### ЖҰМЫСТЫҢ БАҒАСЫ

Дипломдық жұмыс «жақсы» (80 %) бағаға орындалған, ал оның авторы Нурсултанов Асан 5B071800 – «Электр энергетикасы» мамандығы бойынша «бакалавр» академиялық дәрежесін иеленуге лайық деп санаймын.

Рецензент  
АЭЖБУ аға оқытушысы  
тех. ғыл. канд.



А.К. Алмуратова

2019 ж.

## Ғылыми жетекшінің пікірі

Дипломдық жұмыс

(жұмыс түрлерінің атауы)

Нурсултанов Асан Уктамуғли

(оқушының аты жөні)

5B071800 – Электр энергетикасы

(мамандық атауы мен шифрі)

### Тақырыбы:

Дипломдық жұмыс «110/10кВ кернеулі №35 қосалқы станцияның релелік қорғанысы және автоматикасы» тақырыбы бойынша орындалған. Жұмыста қосалқы станцияның принципалдық сұлбасы, күштік қондырғылар және жалғаулық аппараттар таңдалған. Қосалқы станцияның элементтері мен желілерге релелік қорғаныс және автоматика бойынша есептеу жасалған. Қысқа тұйықталуға есептелініп, қосалқы станцияның жабдықтарының қауіпсіздігі қарастырылған. Еңбек қорғау бөлігінде қосалқы станцияны техникалық қолдану нормалары мен ережелі туралы айтылып, жұмысшылардың қорғаныс құралдары жайлы жіктеліп айтылды.

Дипломдық жұмысты орындау барысында диплом қорғаушы Нурсултанов Асан Уктамуғли алдына қойылған тапсырмаларды уақытында орындап және теорияда алған білімін нақты есептерді шешу үшін қолдана алатынын көрсете білді.

Жалпы дипломдық жұмысты 95% «өте жақсы» бағалауға, ал диплом қорғаушы Нурсултанов Асан Уктамуғли 5B071800 мамандығы бойынша техника және технологиялар бакалавры академиялық дәрежесіне лайық деп санауға болады.

**Ғылыми жетекші**

Лектор

( қызметі, ғыл. дәрежесі, атағы)

Сарсенбаев Е.А.

(қолы)

« 27 » 05 2019 ж.

## Протокол анализа Отчета подобия Научным руководителем

Заявляю, что я ознакомился(-ась) с Полным отчетом подобия, который был сгенерирован Системой выявления и предотвращения плагиата в отношении работы:

**Автор:** Нурсултанов Асан Уктамугли

**Название:** 110\_10кВ кернеулі №35 қосалқы станцияның релелік қорғанысы және автоматикасы.doc

**Координатор:** Ерлан Сарсенбаев

**Коэффициент подобия 1:** 10,9

**Коэффициент подобия 2:** 1,1

**Тревога:** 312

**После анализа Отчета подобия констатирую следующее:**

- обнаруженные в работе заимствования являются добросовестными и не обладают признаками плагиата. В связи с чем, признаю работу самостоятельной и допускаю ее к защите;
- обнаруженные в работе заимствования не обладают признаками плагиата, но их чрезмерное количество вызывает сомнения в отношении ценности работы по существу и отсутствием самостоятельности ее автора. В связи с чем, работа должна быть вновь отредактирована с целью ограничения заимствований;
- обнаруженные в работе заимствования являются недобросовестными и обладают признаками плагиата, или в ней содержатся преднамеренные искажения текста, указывающие на попытки сокрытия недобросовестных заимствований. В связи с чем, не допускаю работу к защите.

Обоснование:

.....  
.....  
.....  
.....  
.....  
.....

.....

*Дата*

.....

*Подпись Научного руководителя*



## Протокол анализа Отчета подобия

### заведующего кафедрой / начальника структурного подразделения

Заведующий кафедрой / начальник структурного подразделения заявляет, что ознакомился(-ась) с Полным отчетом подобия, который был сгенерирован Системой выявления и предотвращения плагиата в отношении работы:

**Автор:** Нурсултанов Асан Уктамугли

**Название:** 110\_10кВ кернеулі №35 қосалқы станцияның релелік қорғанысы және автоматикасы.doc

**Координатор:** Ерлан Сарсенбаев

**Коэффициент подобия 1:**10,9

**Коэффициент подобия 2:**1,1

**Тревога:**312

**После анализа отчета подобия заведующий кафедрой / начальник структурного подразделения констатирует следующее:**

- обнаруженные в работе заимствования являются добросовестными и не обладают признаками плагиата. В связи с чем, работа признается самостоятельной и допускается к защите;
- обнаруженные в работе заимствования не обладают признаками плагиата, но их чрезмерное количество вызывает сомнения в отношении ценности работы по существу и отсутствием самостоятельности ее автора. В связи с чем, работа должна быть вновь отредактирована с целью ограничения заимствований;
- обнаруженные в работе заимствования являются недобросовестными и обладают признаками плагиата, или в ней содержатся преднамеренные искажения текста, указывающие на попытки сокрытия недобросовестных заимствований. В связи с чем, работа не допускается к защите.

Обоснование:

.....  
.....  
.....  
.....  
.....  
.....

Дата

Подпись заведующего кафедрой /

начальника структурного подразделения

**Окончательное решение в отношении допуска к защите, включая обоснование:**

.....  
.....  
.....  
.....  
.....

.....

.....

Дата

*Подпись заведующего кафедрой /*

*начальника структурного подразделения*

## АНДАТПА

Берілген бітіру жұмысын 110/10кВ кернеулі «№35» қосалқы стансаның релелік қорғанысы және автоматикасы" тақырыбы бойынша орындалған. Жобада қосалқы стансаның принципиалдық сұлбасы, күштік қондырғылар және коммутациялық құрылғылар таңдалған. Қосалқы стансасының элементтері мен 110 кВ шығу жолдарына релелік қорғаныс есептеулері жүргізілген.

Жобаның арнайы бөлімінде 10 кВ кернеу жағындағы фидерларға максималды ток қорғанысы және ток үзіндісі қарастырылған.

Өміртіршілік қауіпсіздігі бөлімінде қосалқы стансадағы өрт қауіпсіздігін және найзағайдан қорғаудан есептеулері қарастырылған.

Берілген бітіру жұмысында экономикалық бөлімінде нарық жағдайындағы энергетикалық кәсіпорындар қызметінің тиімділігі қарастырылған.

## АННОТАЦИЯ

Данная выпускная работа выполнена на тему “Релейная защита и автоматизация подстанции” «№35» 110/10 кВ. В проекте произведен выбор принципиальной схемы подстанции, выбор силового оборудования и выбор коммутационной аппаратуры. Произведен расчет релейной защиты элементов подстанций и отходящих линий 110 кВ.

В специальной части рассмотрен расчет максимальная токовая защита и токовая отсечка на фидерах стороне 10 кВ.

В разделе безопасности жизнедеятельности рассмотрен пожаробезопасность на подстанций, расчет молниеотводных устройств.

В экономической части выпускного работы произведен расчет эффективности деятельности региональных энергопредприятий в условиях рынка.

## ANNOTATION

This final work was performed on the topic “Relay protection and automation of a substation” “No. 35” 110/10 kV. The project made the selection of the concept of the substation, the choice of power equipment and the choice of switching equipment. The calculation of relay protection of elements of substations and outgoing lines 110 kV was made.

In the special part, the calculation of the maximum current protection and current cut-off on feeders of the 10 kV side is considered.

In the section of life safety, fire safety at substations, the calculation of lightning arresters are considered.

In the economic part of the final work, the calculation of the efficiency of the activity of regional energy enterprises in the market conditions was made.

## МАЗМҰНЫ

Кіріспе.....	8
1 Стансаның электрлік бөлігін жасау.....	9
1.1 Стансаның бас электрлік сұлбасы.....	9
1.2 Жүйе элементтерінің кедергілерін анықтау.....	10
1.3 Қажетті нүктелердегі ҚТ токтарын анықтау.....	12
1.4 Жабдықтар мен коммутациялық аппараттарды таңдау.....	14
1.4.1 Шиналарды таңдау.....	14
1.4.2 Желідегі сымдарды таңдау.....	17
1.4.3 Ажыратқыштарды таңдау.....	18
1.4.4 Жоғарғы кернеуге айырғышты таңдау.....	27
1.4.5 Тоқ трансформаторларын таңдау.....	28
1.4.6 Кернеу трансформаторларын таңдау.....	33
2 Қосалқы станциядағы трансформатордың релелік қорғанысы.....	36
2.1 Трансформатордың дифференциалды қорғанысы.....	36
2.2 Максималды тоқ қорғанысы (МТҚ).....	44
2.3 Тоқ үзіндісі.....	45
2.4 10 МВА 110/10 кВ трансформаторының асқын жүктемеден қорғанысы.....	46
2.5 Газдық қорғаныс.....	47
2.5.1 Газдық қорғаныстың жұмыс істеу принципі және оның тағайындалуы.....	47
2.5.2 Трансформатордың май жүйесінің құрылғысы.....	49
2.5.3 Газдық қорғаныстың принципіалды сұлбасы.....	50
3 Желі қорғанысы.....	53
3.1 Үш сатылы нөл реттік тоқ қорғанысын (НРТҚ) есептеу.....	53
3.1.2 Кешендік сұлбаланың параметрлерін санау.....	53
3.2 Дистанционды қорғаныс.....	59
3.2.1 Біріншісі сатыны есептеу.....	60
3.2.2 Екінші сатыны есептеу.....	61
3.2.3 Үшінші сатыны есептеу.....	62
4 ҚС-дағы 10 кВ желінің тоқтық қорғанысын тәуелді сипаттамалармен байланыстыру.....	64
4.1 Максималды тоқ қорғанысы.....	64
4.1.1 Қорғаныс қойылымын есептеу.....	64
4.1.2 110 кВ-қа клтірілген 10 кВ желілер соңындағы ҚТ токтарын анықтау.....	65
4.2 10 кВ желінің 7SJ62 қосымша қорғаныс құрылғысының функциялары.....	68
5 №35 стансасының тиімділігінің технико-экономикалық негізі.....	73
5.1 Жобаның технико-экономикалық негіздемесі жобалаудың үнемділігін дәлелдеу.....	73

5.2	ПС 110/10 кВ күштік трансформаторларды ауыстыру шаралары кезіндегі эканомикалық тиімділік .....	74
5.3	Инвестициялық жобаны іске асыру шығындары.....	75
5.5	Жұмысшылардың саны және жалақы қоры.....	75
5.6	Инвестицияның экономикалық тиімділігін анықтау.....	76
6	Қосалқы станциядағы электр қауіпсіздігін қамтамасыз ету .....	80
6.1	Өрт сөндіру қауіпсіздігі.....	80
6.2	Автоматты өрт сөндіру қауіпсіздік жүйесін есептеу.....	81
6.3	Қосалқы станциялардағы құрылғыларды найзағайдан қорғау .	84
	Қорытынды.....	89
	Қолданылған әдебиеттер.....	90



## КІРІСПЕ

Бұл дипломдық жобада 110/10 кВ кернеулі «№35» қосалқы станциясының жобалау қарастырылған. Жобаланып отырған осы қосалқы станциясының модернизациялап, яғни жаңа қазіргі заман талаптарына сай жабдықтарды таңдап, соның негізінде релелік қорғаныс есептеулерін, негізгі бөлім ретінде қосалқы стансаның 10 кВ кернеудегі желі қорғанысын тәуелді тоқ сипаттамалары бар қорғаныспен байланыстыру қарастырылған. Сонымен қатар, өміртіршілік қауіпсіздігі бөлімінде еңбек шартын талдау, еңбек шарттын жақсату шараларын жасау және жермен қосу есептеулері келтірілген.

Сонымен бірге экономика бөлімінде қосалқы стансаның нарық жағдайындағы энергетикалық кәсіпорындардың қызметінің технико-экономикалық негіздемесі келтірілген.

Ұсынылып отырған дипломдық жоба алты бөлімнен тұрады. Олардың қысқаша сипаттамасы төменде келтірілген.

1 Бөлім. 110/10 кВ қосалқы стансасының электрлік бөлігін жасау. Бұл бөлімде қосалқы стансаның бас электрлік сұлбасы өңделеді. Жобаланатын қосалқы стансасына орнатылатын негізгі электр жабдықтары: ажыратқыштар, айырғыштар, тоқ және кернеу трансформаторлары.

Қосалқы стансада қуатты 10 МВА 2хТДН-10000/110/10 кернеулі жүктелген күйде реттеу құрылғысы бар екі трансформатор орнатылған. Екі трансформатордың орнатылуы ең алдымен тұтынушыларды электрмен қамтудың сенімділік талаптарымен көзделген.

2 Бөлім. Трансформатордың қорғаныстары. Бұл бөлімде трансформатордың негізгі және резервті қорғаныстары есептелген. Негізгі қорғаныс ретінде ДЗТ-11 типті релесімен орындалған дифференциалды және газдық қорғаныс және т. б.

3 Бөлім. 110 кВ тораптың релелік қорғанысы. Бұл бөлімде 110 кВ желілердің негізгі және қосымша қорғаныстары есептелген. Үш сатылы дистанциондық қорғаныс және үш сатылы ноль ретті тоқ қорғанысы есептелген.

4 Бөлім. Бұл бөлімде 10 МВА 2хТДН 10000-110/10 кВ қосалқы стансаның релелік қорғанысы және 10 кВ кернеу желілерінің тоқ қорғаныстарын тәуелді сипаттамалармен байланыстыру қарастырылған.

5 Бөлім. Экономика. Бұл бөлімде нарық жағдайындағы энергетикалық кәсіпорындардың қызметінің технико-экономикалық негіздемесі есептелінеді. Сонымен қатар қосалқы стансаның модернизациялау тиімділігі қарастырылған.

6 Бөлім. Адам өмірінің қауіпсіздігі бөлімі. Бұл бөлімде өрт қауіпсіздігіне және найзағайдан қорғанудан қорғану амалдары қарастырылған.

# 1 110/10 кВ қосалқы стансасының электрлік бөлігін жасау

## 1.1 Стансаның бас электрлік сұлбасы

Дипломдық жобаға берілгендер:

$$S_{кз пнх} = 3000 \text{ МВА}; S_{кз пін} = 2900 \text{ МВА}; U_{\sigma} = 115 \text{ кВ}$$

Трансформаторлардың (автотрансформатордың) параметрлері:

Екі орамды трансформатор (Т3) : ТМ-2500/110/10 [1]

$$S_{НОМ}=2,5\text{МВА}; U_{ВН}=121\text{кВ}; U_{НН}=10,5\text{кВ}; u_{к}=11\%; \Delta U_{pez} = \pm 16\%$$

Екі орамды трансформатор (Т16) : ТМ-4000/110/10 [1]

$$S_{НОМ}=4\text{МВА}; U_{ВН}=121\text{кВ}; U_{НН}=10,5\text{кВ}; u_{к}=11\%; \Delta U_{pez} = \pm 16\%$$

Екі орамды трансформатор (Т6,Т11) : ТМ-6300/110/10 [1]

$$S_{НОМ}=6,3\text{МВА} U_{ВН}=121\text{кВ} U_{НН}=10,5\text{кВ} u_{к}=11\% \Delta U_{pez} = \pm 16\%$$

Екі орамды трансформатор (Т4,Т5) : ТДН–10000/110/10 [1]

$$S_{НОМ}=10\text{МВА}; U_{ВН}=115\text{кВ} U_{НН}=11\text{кВ} u_{к}=10,5\% \Delta U_{pez} = \pm 16\%$$

Екі орамды трансформатор (Т7,Т8,Т9,Т10,Т14,Т15):ТДН–16000/110/10 [1]

$$S_{НОМ}=16\text{МВА}; U_{ВН}=115\text{кВ} U_{НН}=11\text{кВ} u_{к}=10,5\% \Delta U_{pez} = \pm 16\%$$

Екі орамды трансформатор (Т1,Т2) : ТМ-25000/110/10 [1]

$$S_{НОМ}=25\text{МВА}; U_{ВН}=115\text{кВ}; U_{НН}=6,3\text{кВ}; u_{к}=10,5\%; \Delta U_{pez} = \pm 16\%$$

Үш орамды трансформатор (Т12,Т13) : ТДТН-40000/110/35/10, [1]

$$S_{НОМ}=40\text{МВА} U_{ВН}=115\text{кВ} U_{СН}=38,5\text{кВ} U_{НН}=11\text{кВ} u_{кВ}=10,5\% u_{кС}=17,5\%$$

$$u_{кН}=6,5\%$$

Кесте 1.1.1 - Желі параметрлері:

Әуе желісі	желі		L км	Худ, Ом/км
	W1	екітекті	32	0,4
	W2	біртекті	11	0,4
	W3	біртекті	5	0,4
	W4	біртекті	2	0,4
	W5	біртекті	8	0,4
	W6	біртекті	21	0,4
	W7	біртекті	9	0,4
	W8	біртекті	7	0,4
	W9	біртекті	4	0,4
	W10	біртекті	7,5	0,4
	W11	біртекті	7	0,4
	W12	біртекті	7	0,4
	W13	біртекті	6	0,4
	W14	екітекті	17	0,4
	W15	екітекті	19	0,4

## 1.2 Жүйе элементтерінің кедергілерін анықтау

Желілердің кедергілері келесі формуламен анықталады:

$$X = x_{y\delta} \cdot L \cdot \frac{U_{\delta}^2}{U_{cp}^2}, \text{ Ом} \quad (1.2.1)$$

Кесте 1.1.2 - Желі кедергілері

Желі №	X <sub>ж</sub> , Ом
1	12,8
2	4,4
3	2
4	0,8
5	3,2
6	8,4
7	3,6
8	2,8
9	1,6
10	3
11	2,8
12	2,8
13	2,4
14	6,8
15	7,6

Екі орамалы трансформатордың кедергісі келесі формуламен анықталады:

$$X_{mp} = \frac{U_{k\%}}{100} \cdot \frac{U_{cp}^2}{S_{ном\ mp}} \quad (1.2.2)$$

Үш орамалы трансформатордың кедергісі келесі формуламен анықталады:

$$X_{mp}^B = \frac{(U_{k\%}^{BC} + U_{k\%}^{BH} - U_{k\%}^{CH})}{100} \cdot \frac{U_{cp}^2}{S_{ном\ mp}} \quad (1.2.3)$$

$$X_{mp}^C = \frac{(U_{k\%}^{BC} + U_{k\%}^{CH} - U_{k\%}^{BH})}{100} \cdot \frac{U_{cp}^2}{S_{ном\ mp}} \quad (1.2.4)$$

$$X_{mp}^C = \frac{(U_{k\%}^{BH} + U_{k\%}^{CH} - U_{k\%}^{BC}) \cdot U_{cp}^2}{100 \cdot S_{ном\ mp}} \quad (1.2.5)$$

Есептеу тәтижелері:

Екі орамды трансформаторлар:

Кесте 1.2.2 - Екі орамды трансформаторларлар кедергілері

Трансформатордың түрі	Трансформатор кедергісі $X_{тр}$ , Ом	
Екі орамды трансформатор (Т3) : ТМ-2500/110/10 [1] $S_{ном}=2,5\text{MBA}$ ; $U_{BH}=121\text{kB}$ ; $U_{HH}=10,5\text{kB}$ ; $u_k=11\%$ ; $\Delta U_{pez} = \pm 16\%$	581,9	
Екі орамды трансформатор (Т16) : ТМ-4000/110/10 [1] $S_{ном}=4\text{MBA}$ $U_{BH}=121\text{kB}$ $U_{HH}=10,5\text{kB}$ $u_k=11\%$ $\Delta U_{pez} = \pm 16\%$	363,68	
Екі орамды трансформатор (Т6,Т11) : ТМ-6300/110/10 [1] $S_{ном}=6,3\text{MBA}$ $U_{BH}=121\text{kB}$ $U_{HH}=10,5\text{kB}$ $u_k=11\%$ $\Delta U_{pez} = \pm 16\%$	230,913	
Екі орамды трансформатор (Т4,Т5) : ТДН-10000/110/10 [1] $S_{ном}=10\text{MBA}$ ; $U_{BH}=115\text{kB}$ $U_{HH}=11\text{kB}$ $u_{kmax}=12,36\%$ $u_{kmin}=8,7\%$ $\Delta U_{pez} = \pm 16\%$	Максималды режимде	Минималды режимде
	163,461	115,057
Екі орамды трансформатор (Т7,Т8,Т9,Т10, Т14,Т15) : ТДН-16000/110/10 [1] $S_{ном}=16\text{MBA}$ ; $U_{BH}=115\text{kB}$ $U_{HH}=11\text{kB}$ $u_k=10,5\%$ $\Delta U_{pez} = \pm 16\%$	86,789	

Кесте 1.2.3- екі орамды тарамдық трансформаторларлар кедергілері

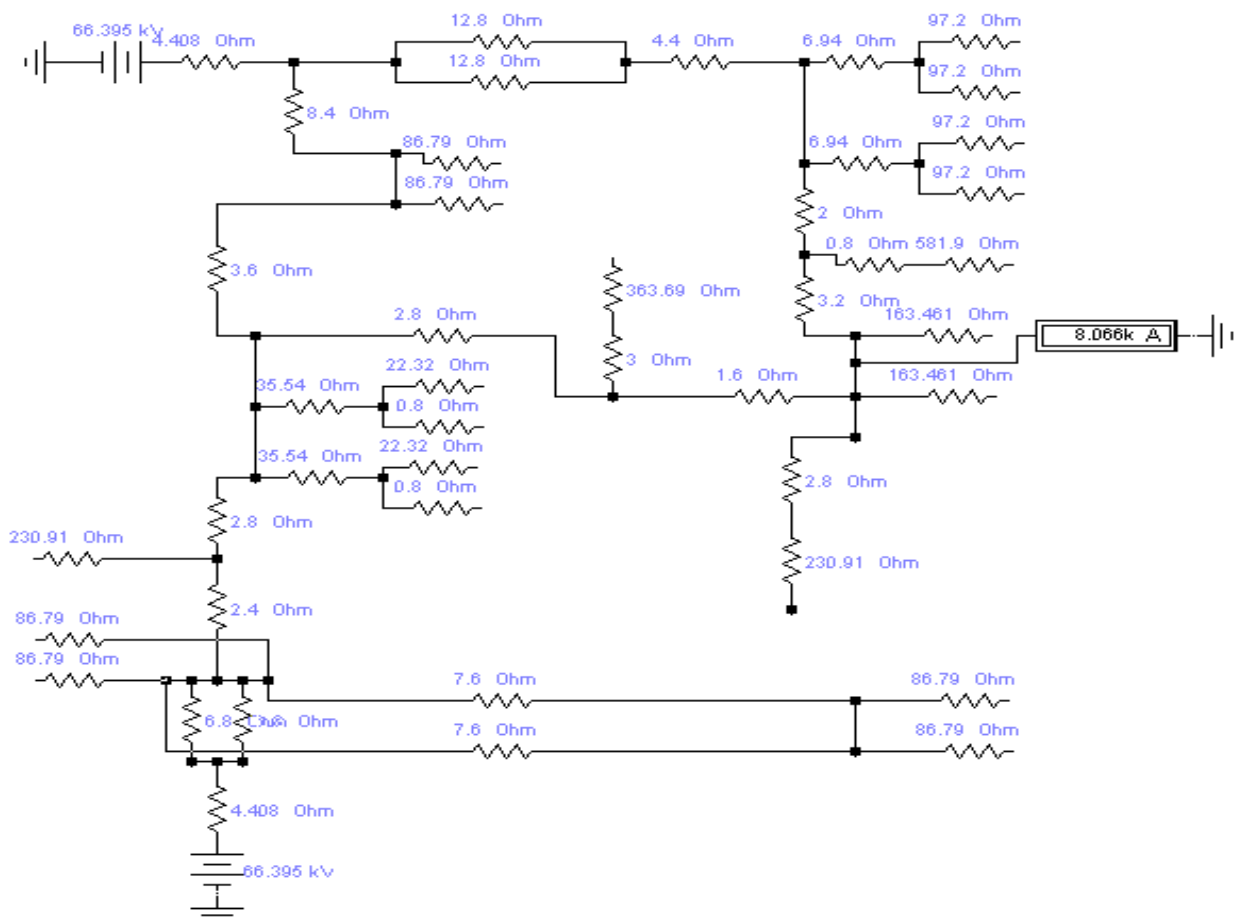
Трансформатордың түрі		
екі орамды тарамдық трансформатор (Т1,Т2) : ТРДН-25000/110/10, [1] $S_{ном}=25\text{MBA}$ $U_{BH}=115\text{kB}$ $U_{HH}=6,3\text{kB}$ $u_k=10,5\%$		
Трансформатор кедергісі $X_{тр}$ , Ом		
$X_{тр}^B$	$X_{тр}^H$	$X_{тр}^H$
6,94	97,2	97,2

Кесте 1.2.4- үш орамды трансформаторларлар кедергілері

Трансформатордың түрі		
Үш орамды трансформатор (Т12,Т13) : ТДТН-40000/110/35/10, [1]		
$S_{НОМ}=40\text{MBA}$ $U_{ВН}=115\text{kB}$ $U_{СН}=38,5\text{kB}$ $U_{НН}=11\text{kB}$ $u_{КВ}=10,5\%$		
$u_{КС}=17,5\%$ $u_{КН}=6,5\%$		
Трансформатор кедергісі $X_{тр}$ , Ом		
$X_{тр}^B$	$X_{тр}^C$	$X_{тр}^H$
35,542	0,827	22,317

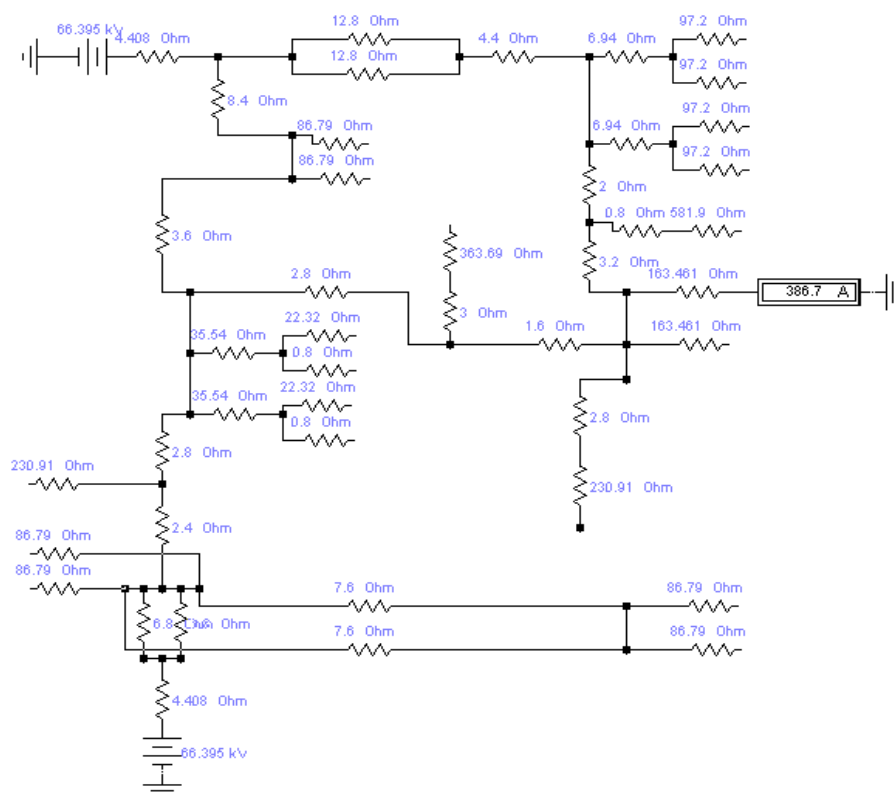
### 1.3 ҚТ тоқтарын анықтау

ҚТ тоқтарын есептеу үшін орынбасу сұлбасын құрастырамыз және "ELECTRONICS WORKBENCH" бағдарламасының көмегімен тоқтарды анықтаймыз.

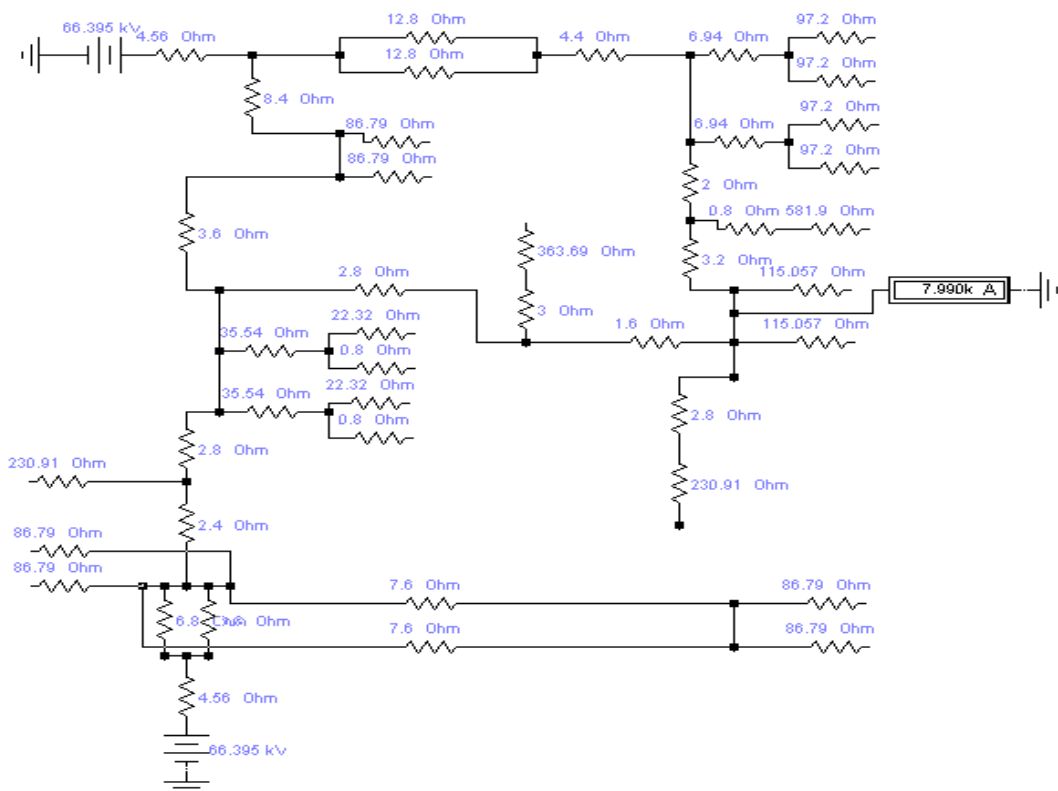




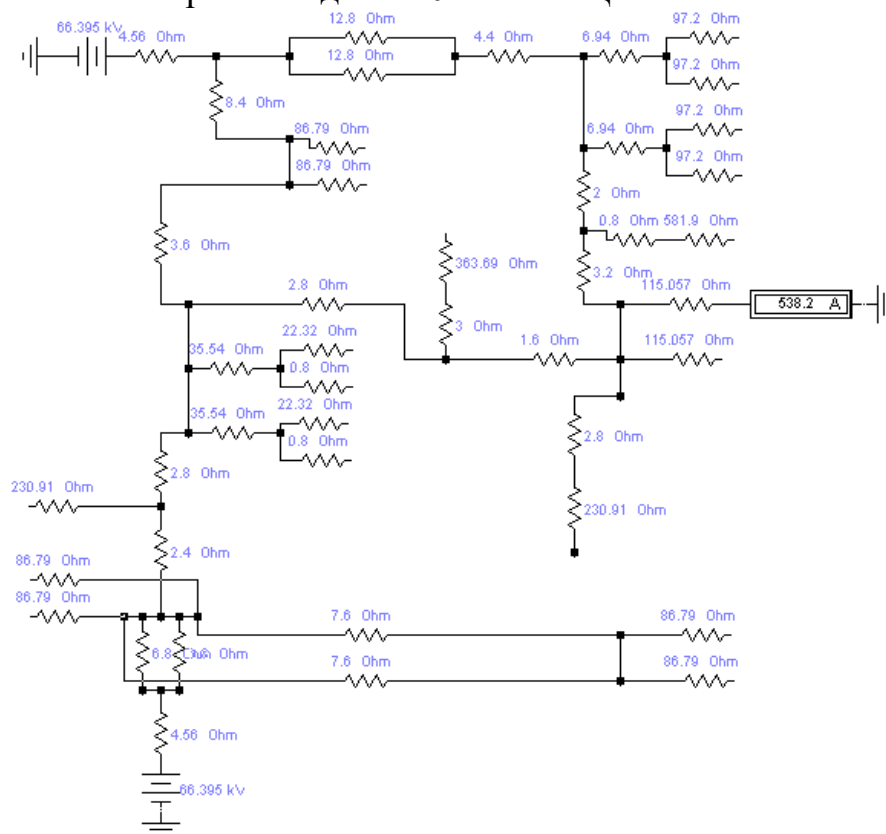
### 1.3.1 Сурет - Электр сұлбаның максимал режиміндегі 110кВ-тағы ҚТ тоғы



### 1.3.2 Сурет- Электр сұлбаның максимал режиміндегі 10кВ-тағы ҚТ тоғы



Сурет 1.3.3 – Электр сұлбаның минимал режиміндегі 110кВ-тағы ҚТ тоғы



Сурет 1.3.4 – Электр сұлбаның минимал режиміндегі 10кВ-тағы ҚТ тоғы

Кесте 1.3.1- ҚТ тоғының мәндері

ҚТ орындары	ПС-1 $I_{\Sigma}$ , кА
ҚТ-1(110 кВ max)	8,066
ҚТ -2 (110 кВ min)	7,990
ҚТ -3 (10 кВ max)	$386,7 \text{ A} * (110/10) = 4,254$
ҚТ -4 (10 кВ min)	$538,2 \text{ A} * (110/10) = 5,920$

## 1.4 Жабдықтар мен коммутациялық аппараттарды таңдау

### 1.4.1 Шиналарды таңдау

Генератор жалғанған 10,5 кВ шиналарын таңдау

ПУЭ бойынша ТҚ шиналары токтың экономикалық тығыздығы бойынша таңдалмайды, сондықтан рұқсат етілген ток бойынша анықтаймыз.

Генератор мен құрама шиналар тізбегінде ең үлкен ток

$$I_{max} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot 0,95} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 0,95} = 578,79 \text{ А.} \quad (1.4.1)$$

1(80x5)мм<sup>2</sup>, I<sub>доп.ном</sub>=630 А S = 400 мм<sup>2</sup> -қорап тәріздес қималы ШРА-73 маркалы алюминий шиналарын қабылдаймыз. Температураға түзету коэффициентін 0,94 ескерсек I<sub>доп.</sub> = 630·0,94=592,2 А > I<sub>max</sub>=578,79 А.

Термиялық төзімділікке тексереміз. ҚТ тогының жылулық импульсі:

$$B_k = I_{кзВН}^2 (t_{отк} + T_a), \quad (1.4.2)$$

мұнда t<sub>отк</sub>=0.18 с; T<sub>a</sub>=0.15 с.

$$B_k = I_{п.о.ВН}^2 [t_{откл} + T_a] = 4,254^2 \cdot [0,18 + 0,15] = 5,97 \text{ МА}^2 \cdot \text{с},$$

Термиялық төзімділік бойынша минималды қима

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C}, \quad (1.4.3)$$

мұнда C=91 А·с<sup>1/2</sup>/мм<sup>2</sup> – тұрақты функция

$$q_{min} = \frac{\sqrt{5,97 \cdot 10^6}}{91} = 26,85 \text{ мм}^2 < 400 \text{ мм}^2.$$

Механикалық төзімділікке тексереміз. Соққы тогы

$$i_{y,d} = \sqrt{2} \cdot I_{кз} \cdot k_{y,d}, \quad (1.4.4)$$

мұнда k<sub>y,d</sub>=1,935 – соққы коэффициенті.

$$i_{y,d} = \sqrt{2} \cdot 4,254 \cdot 1,935 = 11,64 \text{ кА.}$$

Кедергі моменті W<sub>y0-y0</sub>=23,7 см<sup>3</sup>. Фазалардың өзара әсерлесуінен шиналар материалындағы қысым

$$\sigma_{ф.мах} = 2,2 \cdot \frac{i_y^2 \cdot l^2}{a \cdot W_{y0-y0}} \cdot 10^{-8}, \quad (1.4.5)$$

мұнда a=0,8 м– фазалар арасындағы қашықтық; l=2 м– шиналық құрылыс оқшауламаларының тіреулерінің арасындағы ұзындық. Сонда

$$\sigma_{\phi.\max} = 2,2 \cdot \frac{11,64^2 \cdot 2^2}{0,8 \cdot 23,7} \cdot 10^{-8} = 6,288 \text{ МПа},$$

$$\begin{aligned} \sigma_{\text{расч}} &= \sigma_{\phi.\max} < \sigma_{\text{дон}} \\ \sigma_{\text{расч}} &= 6,288 \text{ МПа} < \sigma_{\text{дон}} = 40 \text{ МПа} \end{aligned} \quad (1.4.6)$$

110 кВ құрама шиналарын таңдау

$$I_{\text{норм}} = \frac{S_{\text{ном.нагр.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \text{ А} \quad (1.4.7)$$

$$I_{\text{норм}} = \frac{2 \cdot 10000 \cdot 0,7}{\sqrt{3} \cdot 115} = 70,28 \text{ А}$$

$$I_{\text{max}} = 2 \cdot I_{\text{норм}} = 140,56 \text{ А}.$$

АС-95/16, q=95 мм<sup>2</sup>, d=13.5 мм, I<sub>дон</sub>=330 А.

Термиялық әсерге тексерілмейді, себебі шиналар ашық ауада жалаңаш сыммен орындалған.

Тәждік шарттарға тексеру. Бастапқы критикалық кернеулік, кВ/см,

$$E_o = 30,3 \cdot m \cdot \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_o}} \right), \quad (1.4.8)$$

мұнда m=0,82 – сым бетінің кедір-бұдырлығын есепке алушы коэффициент; r<sub>o</sub> – сым радиусы.

$$E_o = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,675}} \right) = 33,888 \text{ кВ/см}$$

Сымның айналасындағы кернеулік

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_o \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_o}}, \quad (1.4.9)$$

мұнда D<sub>cp</sub>=1,26D – фаза сымдарының арасындағы орташа геометриялық қашықтық.

$$E = \frac{0,354 \cdot 115}{0,675 \cdot \lg \frac{1,26 \cdot 95}{0,675}} = 26,819 \text{ кВ/см.}$$

Тексеру шарты

$$1,07E \leq 0,9E_0, \quad (1.4.10)$$

$$1,07 \cdot 26,819 = 28,696 \leq 0,9 \cdot 33,888 = 30,499.$$

Сонымен АС-95/16 сымы тәж шарттары бойынша өтеді.

### 1.4.2 Желі сымдарын таңдау

Қорғалынатын 110 кВ желі бойынша өтетін толық қуаттың мәні:

$$S_{жс110} = S_{тр} \cdot 0,7 = 10 \cdot 0,7 \cdot 2 = 14 \text{ МВА}$$

Желімен ағатын тоқ:

$$I_p = \frac{S_{жс}}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \quad (1.4.11)$$

$$I_p = \frac{10000 \cdot 0,7 \cdot 2}{\sqrt{3} \cdot 115} = 70,28 \text{ А.}$$

Аппаттық режимдегі тоғы:

$$I_a = 2 \times I_p = 2 \times 70,28 = 140,56 \text{ А.}$$

Токтың экономикалық тығыздығы бойынша сымның қимасын анықтаймыз:

$$F = \frac{I_p}{j}, \quad (1.4.12)$$

мұндағы  $j=1,4 \text{ А/мм}^2$  токтың экономикалық тығыздығы  $T_M=3000-5000\text{с}$  кезіндегі

$$F = \frac{140,56}{1,4} = 100,4 \text{ мм}^2.$$

АС–120/19  $I_{доп}=390 \text{ А}$  сымын таңдаймыз. Таңдалған сымды рұқсат етілген ток бойынша тексереміз.



Есептелген тоқ бойынша:  $I_{\text{доп}}=390 \text{ А} > I_{\text{р}}=70,28 \text{ А}$

Аппаттық режимдегі тоқ:  $I_{\text{доп ав}}=1,3 \times I_{\text{доп}}=1,3 \times 390=507 \text{ А} > I_{\text{ав}}=140,56 \text{ А}$

### 1.4.3 Ажыратқыштарды таңдау

МЕМСТ 687-78 –қа сәйкес ажыратқыштар мына шарттар бойынша таңдалады.

$$\begin{aligned} U_{\text{ном}} &\geq U_{\text{сети.ном}}, \\ I_{\text{ном}} &\geq I_{\text{ном.расч}}, \\ k_n \cdot I_{\text{ном}} &\geq I_{\text{прод.расч}} = I_{\text{раб.нб}}, \end{aligned} \quad (1.4.13)$$

мұндағы  $U_{\text{ном}}$  – ажыратқыштың номинал кернеуі;  $U_{\text{сети.ном}}$  – желінің номинал кернеуі;  $I_{\text{ном}}$  – ажыратқыштың номинал тоғы;  $I_{\text{ном.расч}}$  – номинал режимдегі есептік тоқ;  $k_n$  – ажыратқыштың мүмкін болатын жүктеменің нормаланған коэффициенті;  $I_{\text{прод.расч}}$  – ағымдық режимдегі есептелетін тоқ.

Осыдан кейін ажыратқыштың өшіру қабілеті мына шарт бойынша тексеріледі.

$$\begin{aligned} I_{\text{вкл}} &\geq I_{\text{кз}}, \\ i_{\text{вкл}} &\geq i_{\text{уд}} = k_{\text{уд}} \cdot I_{\text{кз}} \cdot \sqrt{2}, \end{aligned} \quad (1.4.14)$$

мұндағы  $I_{\text{вкл}}$  – ажыратқыштың номинал қосылу тоғының периодты құраушысының бастапқы әсерлік мәні (номинал қосылу тоғын ҚТ ең үлкен мәнінде ажыратқыштың сенімді өшіру қабілеті деп түсіну керек);  $i_{\text{вкл}}$  – номинал қосылу тоғының ең шыңы.

Содан соң өшірілудің симметриялық тоғы тексеріледі:

$$I_{\text{откл.ном}} \geq I_{\text{п.т}}, \quad (1.4.15)$$

мұндағы  $I_{\text{откл.ном}}$  – ажыратқыштың номинал сөндіру тоғы;  $I_{\text{п.т}}$  – ҚТ тоғының периодты құраушысы, (ҚТ-ң бастапқы кезінде ажыратқыш түйіспелерінің тарау тоғы).

ҚТ-ң аperiodты құраушы тоғының мүмкін болу ажыратылуы келесі қатынаспен анықталады:

$$\begin{aligned} i_{\text{а.ном}} &\geq i_{\text{а.т}}, \\ i_{\text{а.ном}} &= \sqrt{2} \cdot I_{\text{откл.ном}} \cdot \frac{\beta_{\text{норм}}}{100}, \end{aligned} \quad (1.4.16)$$

мұндағы  $i_{a.HOM}$  – ажыратылудың аperiodты құраушы тоғының номинал мәні;  $\beta_{HORM}$  – ажыратылу тоғындағы аperiodты құраушының нормаланған пайыздық бөлігі;  $i_{a\tau}$  – ҚТ тоғының аperiodты құраушысы (ҚТ-ң бастапқы кезінде ажыратқыш доғасөндіргіш түйіспелерінің тарау тоғы).

Егер  $I_{откл.HOM} \geq I_{п.т}$ , ал  $i_{a.HOM} < i_{a\tau}$ , болса, онда толық тоқтардың шартты мәндерін салыстыру керек..

$$\sqrt{2} \cdot I_{откл.HOM} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{HORM}}{100}\right) \geq \sqrt{2} \cdot I_{п.т} + i_{a\tau}, \quad (1.4.17)$$

Сөндірудің есептік уақыты  $\tau$  немесе  $t_{откл}$  өзіндік өшірілу уақытының қосындысынан құралады: ажыратқыштың өзіндік өшірілу уақыты  $t_{с.в.откл}$  мен негізгі қорғаныстың 0,01-ге тең болатын мүмкін минимал әсер ету уақыты:

$$\begin{aligned} \tau &:= t_{CB} + t_{3min}, \\ t_{откл} &:= t_{p3} + t_{с.в.откл}, \end{aligned} \quad (1.4.18)$$

Ажыратқыштың электродинамикалық тұрақтылығы ҚТ-ң шектік өтпе тоғымен тексеріледі:

$$\begin{aligned} I_{пр.скв} &\geq I_{кз}, \\ i_{пр.скв} &\geq i_{уд}, \end{aligned} \quad (1.4.19)$$

мұндағы  $I_{пр.скв}$  – шектік өтпе тоғының периодты құраушысының бастапқы әсерлік мәні;  $i_{пр.скв}$  – шектік өтпе тоғының ең шыңы.

Термиялық тұрақтылыққа тексеру келесі түрде болады: Егер  $t_{откл} \leq t_{тер}$  (көп кездесетін жағдай), онда тексеру шарты:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k, \quad (1.4.20)$$

мұндағы  $I_{тер}$  – ажыратқыштың термиялық тұрақтылығының номинал тоғы;  $t_{тер}$  – термиялық тұрақтылығының нормаланған тоғының шектеулі рұқсат етілетін уақыты;  $B_k$  – есептеу бойынша ҚТ тоғының жылулық импульсі.

Әдетте, ажыратқыштың қайта қалпына келу параметрлері бойынша тексеру жүргізілмейді, өйткені энергожүйелердің көпшілігінде ажыратқыштың түйіспелеріндегі қайта қалпына келу кернеуі сынақ шарттарына сәйкес келеді. Қайта қалпына келу кернеуінің жылдамдығын кВ/мкс тексеру қажеттілігі туындайтын болса, онда ол тек әуелік ажыратқыштар үшін іске асырылады.

Трансформатордың ЖК (110 кВ) жағындағы ажыратқыштарды таңдау

Трансформатордың ЖК жағындағы ток

$$I_p = \frac{S_{mp}}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{10 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 115} = 50,2 \text{ А.}$$

Берілген мәндерге қарап «SIEMENS» компаниясының зауыттары шығаратын **3AP1FG-145-C** типті элегазды ажыратқыштарын таңдаймыз.

Кесте 1.4.1 - Ажыратқыштың негізгі параметрлері:

Атауы	3AP1FG-145-C
Номинал кернеу, кВ	110
Номинал ток, А	4000
Қ.т. кезіндегі номинал ажырату тогы, кА	40
Номинал қосу тогы, кА	102
Қ.т. номинал ұзақтығы,с	3
Өшіру уақыты,мс	≤ 57

ҚТ-ң соқтық тоғы:

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot \kappa_{y\delta} \cdot I_{кз},$$

мұндағы  $\kappa_{y\delta}=1,935$  – соқтық коэффициенті;  $I_{кз}=8,066$  кА – ЖК жағындағы үшфазалы ҚТ тоғы.

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot \kappa_{y\delta} \cdot I_{кз} = \sqrt{2} \cdot 1,935 \cdot 8,066 = 22,07 \text{ кА}$$

$\tau$  кезіндегі ҚТ тоғының апериодты құраушысы:

$$\tau := \tau_{с.в.} + \tau_{з.мин} = 0,057 + 0,01 = 0,067 \text{ с}; \quad I_{н0вн} = 8,066 \text{ кА}; \quad T_a := 0,15 \text{ с};$$

$$i_{a,\tau} = i_{a,0} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot I_{н,0} \cdot e^{\frac{-0,01}{0,067}} = \sqrt{2} \cdot 8,066 \cdot e^{\frac{-0,067}{0,05}} = 13,056 \text{ кА};$$

$I_{откл.ном} > I_{п.т.вв}$ ,  $i_{a,ном} > i_{a,\tau,вн}$  болғандықтан, ажыратқышты сөндіру қабілетіне тексеру ҚТ толық тоғы бойынша жүзеге асады. Сөндірудің толық тоғы:

$$I_{п.т.вн} := I_{п.0.вн}, \\ I_{откл.ном} = 40 \text{ кА} > I_{п.т.вн} = 8,066 \text{ кА},$$

$$i_{a,ном} \geq i_{a,\tau}$$

$$i_{a,ном} = \sqrt{2} \cdot I_{откл.ном} \cdot \frac{\beta_{норм}}{100} = \sqrt{2} \cdot 40 \cdot \frac{20}{100} = 29,42 \text{ кА}$$

$t_{откл} = t_{з.мин} + t_{с.в} = 0,01 + 0,03 = 0,04 \text{ с}$   $t_{геп} = 3 \text{ с}$  болғандықтан, жылулық тұрақтылыққа тексеру мына шартпен орындалады:

$$T_a := 0,15 \text{ с}; \quad t_{\text{откл.}} := 0,04 \text{ с}; \quad I_{\text{п0вн}} = 8,066 \text{ кА}; \quad I_{\text{тер.}} := 40 \text{ кА};$$

$$B_K = I_{\text{н.0.}}^2 \left[ t_{\text{откл.}} + T_a \cdot \left( 1 - e^{\frac{-2t_{\text{откл.}}}{T_a}} \right) \right] = 8,066^2 \cdot [0,04 + 0,05 \cdot (1 - e^{\frac{-2 \cdot 0,04}{0,05}})] = 519,9 \text{ кА}^2 \text{ с}$$

$$I_{\text{мер}}^2 \cdot t_{\text{мер}} \geq B_K$$

$$I_{\text{мер}}^2 \cdot t_{\text{мер}} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > B_K = 519,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Кесте 1.4.2 - ЗАР1FG-145-С типті элегазды ажыратқыштың параметрлері

Атауы	ЗАР1FG-145-С
Номинал кернеу, кВ	110
Номинал ток, А	4000
Қ.т. кезіндегі номинал ажырату тогы, кА	40
Номинал қосу тогы, кА	102
Қ.т. номинал ұзақтығы, с	3
Өшіру уақыты, мс	≤ 57

110 кВ шинадағы секциялық ажыратқышты таңдау

Желімен ағатын ток

$$I_p = \frac{S_{\text{жс}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} = \frac{10 \cdot 10^3 \cdot 0,7 \cdot 2}{\sqrt{3} \cdot 115} = 70,28 \text{ А.}$$

Аппаттық режимдегі ток

$$I_a = 2 \times I_p = 2 \times 70,28 = 140,56 \text{ А.}$$

Берілген мәндерге қарап «SIEMENS» компаниясының зауыттары шығаратын ЗАР1FG-145-С типті элегазды ажыратқыштарын таңдаймыз.

Ажыратқыштың негізгі параметрлері:

Кесте 1.4.3 - ЗАР1FG-145-С типті элегазды ажыратқыштың параметрлері

Атауы	ЗАР1FG-145-С
Номинал кернеу, кВ	110
Номинал ток, А	4000
Қ.т. кезіндегі номинал ажырату тогы, кА	40
Номинал қосу тогы, кА	102
Қ.т. номинал ұзақтығы, с	3
Өшіру уақыты, мс	≤ 57

**ҚТ-н соқтық тоғы:**

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial} \cdot I_{кз} ,$$

мұндағы  $k_{y\partial}=1,935$  – соқтық коэффициенті;  $I_{кз}=8,066$  кА – ЖК жағындағы үшфазалы ҚТ тоғы.

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial} \cdot I_{кз} = \sqrt{2} \cdot 1,935 \cdot 8,066 = 22,07 \text{ кА}$$

**$\tau$**  кезіндегі ҚТ тоғының апериодты құраушысы:

$$\tau := \tau_{с.в.} + \tau_{з.мин} = 0,057 + 0,01 = 0,067 \text{ с}; \quad I_{п0вн} = 8,066 \text{ кА}; \quad T_a := 0,15 \text{ с};$$

$$i_{a,\tau} = i_{a,0} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot I_{п,0} \cdot e^{\frac{-0,01}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 8,066 \cdot e^{\frac{-0,067}{0,05}} = 13,056 \text{ кА};$$

$I_{откл.ном} > I_{п.т.вн}$ ,  $i_{a,ном} > i_{a,\tau,вн}$  болғандықтан, ажыратқышты сөндіру қабілетіне тексеру ҚТ толық тоғы бойынша жүзеге асады. Сөндірудің толық тоғы:

$$I_{п.т.вн} := I_{п.0,вн},$$

$$I_{откл.ном} = 40 \text{ кА} > I_{п.т.вн} = 8,066 \text{ кА},$$

$$i_{a,ном} \geq i_{a,\tau}$$

$$i_{a,ном} = \sqrt{2} \cdot I_{откл.ном} \cdot \frac{\beta_{норм}}{100} = \sqrt{2} \cdot 40 \cdot \frac{20}{100} = 29,42 \text{ кА}$$

$t_{откл} = t_{з.мин} + t_{с.в} = 0,01 + 0,03 = 0,04 \text{ с}$   $t_{тер} = 3 \text{ с}$  болғандықтан, жылулық тұрақтылыққа тексеру мына шартпен орындалады:

$$T_a := 0,15 \text{ с}; \quad t_{откл} := 0,04 \text{ с}; \quad I_{п0вн} = 8,066 \text{ кА}; \quad I_{тер} := 40 \text{ кА};$$

$$B_k = I_{п,0}^2 \left[ t_{откл} + T_a \cdot \left( 1 - e^{\frac{-2t_{откл}}{T_a}} \right) \right] = 8,066^2 \cdot [0,04 + 0,05 \cdot (1 - e^{\frac{-2 \cdot 0,04}{0,05}})] = 519,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$$

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > B_k = 519,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Кесте 1.4.4 - ЗАР1FG-145-С типті элегазды ажыратқыштың параметрлері

Атауы	ЗАР1FG-145-С
Номинал кернеу, кВ	110



Номинал ток, А	4000
Қ.т. кезіндегі номинал ажырату тогы, кА	40
Номинал қосу тогы, кА	102
Қ.т. номинал ұзақтығы,с	3
Өшіру уақыты,мс	≤ 57

Трансформатордың ТК (10 кВ) жағындағы ажыратқыштарды таңдау

Трансформатордың ТК жағындағы ток

$$I_p = \frac{S_{mp}}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{10 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 549,86 \text{ А.}$$

Берілген мәндерге қарап «SIEMENS» компаниясының зауыттары шығаратын ЗАН5 типті вакуумды ажыратқыштарын таңдаймыз.

Ажыратқыштың негізгі параметрлері:

Кесте 1.4.5 - ЗАН5 типті вакуумды ажыратқыштың параметрлері

Атауы	ЗАН5
Номинал кернеу, кВ	12
Номинал ток, А	800
Қ.т. кезіндегі номинал ажырату тогы, кА	20
Номинал қосу тогы, кА	52
Қ.т. номинал ұзақтығы,с	3
Өшіру уақыты,мс	≤ 50

ҚТ-ң соқтық тоғы:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial} \cdot I_{кз} ,$$

мұндағы  $k_{y\partial}=1,935$  – соқтық коэффициенті;  $I_{кз}=4,254$  А – ЖК жағындағы үшфазалы ҚТ тоғы.

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 1,935 \cdot 4,254 = 11,64 \text{ кА.}$$

$\tau$  кезіндегі ҚТ тоғының апериодты құраушысы:

$$\tau := \tau_{с.в.} + \tau_{з.мин} = 0,05 + 0,01 = 0,06 \text{ с; } I_{п0вн} = 4,254 \text{ кА; } T_a := 0,15 \text{ с;}$$

$$i_{ат.вн} = \sqrt{2} \cdot I_{п0вн} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 4,254 \cdot e^{\frac{-0,06}{0,15}} = 4 \text{ кА}$$

$I_{откл.ном} > I_{п.т.вв}$  ,  $i_{а,ном} > i_{а,т.вн}$  болғандықтан, ажыратқышты сөндіру қабілетіне тексеру ҚТ толық тоғы бойынша жүзеге асады. Сөндірудің толық тоғы:

$$I_{п.т.вн} := I_{п.о.вн},$$

$$I_{откл.ном} = 20 \text{ кА} > I_{п.т.вн} = 4,254 \text{ кА},$$

$$i_{а,ном} \geq i_{а,т}$$

$$i_{а,ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_H \cdot I_{откл.ном}}{100} = \frac{\sqrt{2} \cdot 20\% \cdot 20}{100} = 5,657 \text{ кА}$$

$t_{откл} = 0,1 + 0,05 = 0,15 \text{ с}$   $t_{тер} = 3 \text{ с}$  болғандықтан, жылулық тұрақтылыққа тексеру мына шартпен орындалады:

$$T_a := 0,15 \text{ с}; \quad t_{откл} := 0,15 \text{ с}; \quad I_{п.о.вн} = 4,254 \text{ кА}; \quad I_{тер} := 20 \text{ кА};$$

$$B_K = I_{п.о.вн}^2 [t_{откл} + T_a] = 4,254^2 [0,15 + 0,15] = 5,42 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$$

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > B_K = 5,42 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Кесте 1.4.6 - 3AP1FG-145-C типті элегазды ажыратқыштың параметрлері

Ажыратқыштың параметрлері		Есептелген мәндері	
$U_{ном}$ , кВ	10	$U_{уст.ном}$ , кВ	12
$I_{ном}$ , А	800	$I_{раб.мах}$ , А	364,41
$i_{дин}$ , кА	20	$i_{уд}$ , кА	11,64
$i_{вкл}$ , кА	52	$i_{уд}$ , кА	11,64
$I_{ном.отк}$ , кА	20	$I_{нт}, I_K^{(3)}$ , А	4,254
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$ , кА <sup>2</sup> * с	1200	$B$ , кА <sup>2</sup> * с	5,42
$i_{а,ном}$ , кА	5,657	$i_{а,т}$ , кА	4

Ажыратқыш барлық шарттарды қанағаттандырады.

10 кВ шинадағы секциялық ажыратқышты таңдау  
Желімен ағатын тоқ

$$I_p = \frac{S_{жс}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{10 \cdot 10^3 \cdot 0,7}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 384,9 \text{ А.}$$

Аппаттық режимдегі ток

$$I_a = 2 \times I_p = 2 \times 384,9 = 769,8 \text{ А.}$$

Берілген мәндерге қарап **ВВТЭ-10-20/1000УХЛ2** типті вакуумдық ажыратқыштарын таңдаймыз.

Ажыратқыштың негізгі параметрлері:

Кесте 1.4.7 ВВТЭ-10-20/1000УХЛ2 типті вакуумдық ажыратқыштың параметрлері

Атауы	ВВТЭ-10-20/1000УХЛ2
Номинал кернеу, кВ	10
Номинал ток, А	1000
Қ.т. кезіндегі номинал ажырату тогы, кА	20
Номинал қосу тогы, кА	52
Қ.т. номинал ұзақтығы,с	3
Өшіру уақыты,мс	≤ 50

**ҚТ-н соқтық тоғы:**

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial} \cdot I_{кз},$$

мұндағы  $k_{y\partial} = 1,935$  – соқтық коэффициенті;  $I_{кз} = 4,254 \text{ А}$  – ЖК жағындағы үшфазалы ҚТ тоғы.

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 1,935 \cdot 4,254 = 11,64 \text{ кА.}$$

$\tau$  кезіндегі ҚТ тоғының апериодты құраушысы:

$$\tau := \tau_{с.в.} + \tau_{з.мин} = 0,05 + 0,01 = 0,06 \text{ с; } I_{п0вн} = 4,254 \text{ А; } T_a := 0,15 \text{ с;}$$

$$i_{a\tau.вн} = \sqrt{2} \cdot I_{п0вн} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 4,254 \cdot e^{\frac{-0,06}{0,15}} = 3,77 \text{ кА}$$

$I_{откл.ном} > I_{п.т.вв}$ ,  $i_{a,ном} > i_{a,\tau.вн}$  болғандықтан, ажыратқышты сөндіру қабілетіне тексеру ҚТ толық тоғы бойынша жүзеге асады. Сөндірудің толық тоғы:

$$I_{п.т.вн} := I_{п.0.вн},$$

$$I_{откл.ном} = 31,5 \text{ кА} > I_{п.т.вн} = 4,254 \text{ кА},$$

$$i_{a,ном} \geq i_{a,\tau} \quad i_{a,ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_H \cdot I_{откл.ном}}{100} = \frac{\sqrt{2} \cdot 20\% \cdot 20}{100} = 5,657 \text{ кА}$$

$t_{откл}=0,1+0,08=0,18с$   $t_{тер}=3$  с болғандықтан, жылулық тұрақтылыққа тексеру мына шартпен орындалады:

$$T_a:=0.15 с; \quad t_{откл}:=0.18 с; \quad I_{п0вн}=4,254 А; \quad I_{тер}:=31,5 кА;$$

$$B_{\kappa} = I^2_{п.о.вн}[t_{откл} + T_a] = 4,254^2[0,18 + 0,15] = 5,97 \text{ кА}^2 \cdot с,$$

$$I^2_{тер} \cdot t_{тер} \geq B_{\kappa} \quad I^2_{тер} \cdot t_{тер} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{кА}^2 \cdot с > B_{\kappa} = 5,97 \text{ кА}^2 \cdot с$$

Кесте 1.4.8 ВВТЭ-10-20/1000УХЛ2 типті вакуумдық ажыратқыштың параметрлері

Ажыратқыштың параметрлері		Есептелген мәндері	
U <sub>ном</sub> , кВ	10	U <sub>уст.ном</sub> , кВ	10
I <sub>ном</sub> , А	1000	I <sub>раб.мах</sub> , А	769,8
i <sub>дин</sub> , кА	20	i <sub>уд</sub> , кА	11,64
i <sub>вкл</sub> , кА	52	i <sub>уд</sub> , кА	11,64
I <sub>ном.отк</sub> , кА	20	I <sub>нт</sub> , I <sub>к</sub> <sup>(3)</sup> , кА	4,254
I <sub>тер</sub> <sup>2</sup> * t <sub>тер</sub> , кА <sup>2</sup> * с	1200	B, кА <sup>2</sup> * с	5,97
i <sub>а,ном</sub> , кА	5,657	i <sub>а,т</sub> , кА	3,77

Ажыратқыш барлық шарттарды қанағаттандырады.

ТК (10 кВ) шинадағы фидерларға ажыратқыш таңдау

Шина фидерларынан ағатын ток

$$I_p = \frac{S_{mp} \cdot 0,7}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot n} = \frac{10 \cdot 10^3 \cdot 0,7}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 4} = 96,22 \text{ А.}$$

Мұндағы: n - әрбір құрама шинаға келетін фидер саны.

Берілген мәндерге қарап «SIEMENS» компаниясының зауыттары шығаратын ЗАН5 типті вакуумды ажыратқыштарын таңдаймыз.

Ажыратқыштың негізгі параметрлері:

Кесте 1.4.9 - ЗАН5 типті вакуумды ажыратқыштың параметрлері

Атауы	ЗАН5
Номинал кернеу, кВ	12
Номинал ток, А	630
Қ.т. кезіндегі номинал ажырату тогы, кА	20
Номинал қосу тогы, кА	52

Қ.т. номинал ұзақтығы,с	3
Өшіру уақыты,мс	≤ 50

**ҚТ-ң соқтық тоғы:**

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot \kappa_{y\partial} \cdot I_{кз} ,$$

мұндағы  $\kappa_{уд}=1,935$  – соқтық коэффициенті;  $I_{кз}=4,254$  А – ЖК жағындағы үшфазалы ҚТ тоғы.

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 1,935 \cdot 4,254 = 11,64 \text{ кА} .$$

**$\tau$**  кезіндегі ҚТ тоғының апериодты құраушысы:

$$\tau := \tau_{с.в.} + \tau_{з.мин} = 0,05 + 0,01 = 0,06 \text{ с}; \quad I_{п0вн} = 4,254 \text{ кА}; \quad T_a := 0,15 \text{ с};$$

$$i_{a\tau.вн} = \sqrt{2} \cdot I_{п0 вн} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 4,254 \cdot e^{\frac{-0,06}{0,15}} = 3,77 \text{ кА}$$

$I_{откл.ном} > I_{п.т.вв}$  ,  $i_{a,ном} > i_{a,\tau.вн}$  болғандықтан, ажыратқышты сөндіру қабілетіне тексеру ҚТ толық тоғы бойынша жүзеге асады. Сөндірудің толық тоғы:

$$I_{п.т.вн} := I_{п.0.вн},$$

$$I_{откл.ном} = 20 \text{ кА} > I_{п.т.вн} = 4,254 \text{ кА}, \quad i_{a,ном} \geq i_{a,\tau}$$

$$i_{a,ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_H \cdot I_{откл.ном}}{100} = \frac{\sqrt{2} \cdot 20\% \cdot 20}{100} = 5,657 \text{ кА}$$

$t_{откл} = 0,1 + 0,05 = 0,15 \text{ с}$   $t_{тер} = 3 \text{ с}$  болғандықтан, жылулық тұрақтылыққа тексеру мына шартпен орындалады:

$$T_a := 0,15 \text{ с}; \quad t_{откл} := 0,15 \text{ с}; \quad I_{п0вн} = 4,254 \text{ кА}; \quad I_{тер} := 20 \text{ кА};$$

$$B_K = I_{п.0.вн}^2 [t_{откл} + T_a] = 4,254^2 [0,15 + 0,15] = 5,42 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$$

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > B_K = 5,42 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Кесте 1.4.11 - ЗАР1FG-145-С типті элегазды ажыратқыштың параметрлері

Ажыратқыштың параметрлері		Есептелген мәндері	
U <sub>ном</sub> , кВ	10	U <sub>уст.ном</sub> , кВ	12
I <sub>ном</sub> , А	800	I <sub>раб.мах</sub> , А	364,41
i <sub>дин</sub> , кА	20	i <sub>уд</sub> , кА	11,64

$i_{вкл}, \text{кА}$	52	$i_{уд}, \text{кА}$	11,64
$I_{ном.отк}, \text{кА}$	20	$I_{нт}, I_K^{(3)}, \text{А}$	4,254
$I_{тер}^2 * t_{тер}, \text{кА}^2 * \text{с}$	1200	$B, \text{кА}^2 * \text{с}$	5,42
$i_{а,ном}, \text{кА}$	5,657	$i_{а,т}, \text{кА}$	4

Ажыратқыш барлық шарттарды қанағаттандырады.

#### 1.4.4. Айырғышты таңдау

Айырғыштар мына шарттар бойынша таңдалады:

$$\begin{aligned}
 U_{ном} &\geq U_{ном.сети}, \\
 I_{ном} &\geq I_{норм.расч}, \\
 K_{П} \cdot I_{ном} &\geq I_{прод.расч} = I_{раб.ном}, \\
 i_{дин} &\geq i_{уд}, \\
 I_{тер}^2 \cdot t_{тер} &\geq B_{к} \text{ при } t_{откл} \geq t_{тер} \text{ и } I_{тер}^2 \cdot t_{откл} \geq B_{к} \text{ при } t_{откл} \leq t_{тер},
 \end{aligned}
 \tag{1.4.21}$$

Әрбір кернеу сатысына сәйкес айырғыштарды таңдаймыз:

- 110кВ жоғары кернеуге РГ-110/1000УХЛ1 типті;
- 10кВ төменгі кернеуге РЛНД-1-10/1000-II-УХЛ1 типті.

Есептелген шарттарға байланысты әрбір кернеуге таңдалған айырғыштар кестеде келтірілген

Кесте 1.4.12—110кВ жоғарғы кернеуге РГ-110/1000УХЛ1 типті айырғыштың параметрлері

Айырғыштың параметрлері		Есептелген мәндері	
$U_{ном}, \text{кВ}$	110	$U_{уст.ном}, \text{кВ}$	110
$I_{ном}, \text{А}$	1000	$I_{раб.нб}, \text{А}$	175,72
$i_{дин}, \text{кА}$	80	$i_{уд}, \text{кА}$	6,8
$I_{тер}^2 * t_{тер}, \text{кА}^2 * \text{с}$	2976	$B, \text{кА}^2 * \text{с}$	5,42

Кесте 1.4.13 - 10кВ төменгі кернеуге РЛНД-1-10/1000-II-УХЛ1 типті айырғыштың параметрлері

Айырғыштың параметрлері		Есептелген мәндер	
$U_{ном}, \text{кВ}$	10	$U_{уст.ном}, \text{кВ}$	10

$I_{ном}, А$	1000	$I_{раб.нб}, А$	962,25
$i_{дин}, кА$	85	$i_{уд}, кА$	6,8
$I_{тер}^2 * t_{тер}, кА^2 * с$	1128	$B, кА^2 * с$	5,42

Айырғыштар барлық шарттарды қанағаттандырады.

### 1.4.5 Тоқ трансформаторларын таңдау

Келесі шарттар бойынша тоқ трансформаторларын таңдаймыз.

$$\begin{aligned}
 U_{ном} &\geq U_{сети.ном} \\
 I_{ном} &\geq I_{норм.расч} \\
 k_n \cdot I_{ном} &\geq I_{прод.расч} = I_{раб.нб}
 \end{aligned}
 \tag{1.4.22}$$

$$i_{дин} \geq i_{уд} \text{ немесе } \sqrt{2} \cdot I_{1ном} \cdot k_{дин} \geq i_{уд} \tag{1.4.23}$$

$$I_{тер}^2 \cdot t_{откл} \geq B_k, \text{ немесе } (I_{1ном} \cdot k_{тер})^2 \cdot t_{тер} \geq B_k \tag{1.4.24}$$

$$Z_{2ном} \geq Z_{2расч} \tag{1.4.25}$$

мұндағы  $k_{дин}$  и  $k_{тер}$  – термиялық және динамикалық тұрақтылыққа сәйкес еселігі тоғы;  $Z_{2ном}$  – ТТ-ның екіншілік тізбегіндегі номинал кедергісі, берілген дәлділік классына сәйкес жұмыспен қамтамасыз етеді, Ом;  $Z_{2расч}$  — екіншілік тізбектің есептік кедергісі, Ом.

ТТ дәлдік классын тағайындалуына сәйкес таңдалады. Егер ТТ-на электр энергиясының есептемелік счетчиктер орнатылса, онда оның дәлдік классы 0,5-тен кем болмау керек. Ал тек щитты өлшегіш құрал қосылатын болса, онда дәлдік классы 1 болса жеткілікті.

Дәлдік классымен алынған мән бойынша ТТ жұмыс істеуі үшін, екіншілік тізбектегі жүктеме номиналдық мәннен аспауы керек, яғни  $I_{2ном}=5 А$

$$S_2 \approx I_{2ном}^2 \cdot Z_2 \approx 25 \cdot Z_2 \leq S_{2ном} \tag{1.4.26}$$

ТТ есептемелік жүктемесі  $Z_{2расч}$  түйіспелер мен сымдардағы қуат шығынынан, өлшеуіш құралдардың жүктемелерінен құралады трансформатордың екіншілік тізбегіне тізбектей қосылған құрал орамдарының қосынды кедергісі  $Z_{\Sigma приб}$ , фаза бойынша таралуы және қосылу сұлбесіне сәйкес есептейді. Өлшеуіш құралдардың үшсызықты қосылу сұлбесін құрастыру кезінде құралдың жалғану сұлбесін есепке алу қажет.

Екіншілік тізбек сымның кедергісі жолға орнатылған сымның  $L_{тр}$  ұзындығынан, қимасынан және ТТ-ң қосылу сұлбесінен тәуелді

№41 Қосалқы станциясының екіншілік тізбегінде мыс кабель қолданылады ( $p=0,0175$  Ом-мм<sup>2</sup>/м).

1. Сымның қимасын өлшеу дәлдік талаптарына сәйкес таңдайды.

ТТ-ның дәлдік классының жұмысын қамтамасыз ету үшін рұқсат етілген жүктеме шартына қарап сымның кедергісі мынадай болады:

$$Z_{\text{пров}} \leq Z_{2\text{ном}} - Z_{\Sigma\text{приб}} - Z_{\text{конт}} \quad (1.4.27)$$

мұндағы  $Z_{\text{конт}}$  – түйіспелер кедергісі.

$Z_{\text{пров}} \approx \Gamma_{\text{пров}}$ . теңсіздігін тексерсек, онда сымның рұқсат етілген қимасы төмендегі өрнектен кем болмау керек, мм<sup>2</sup>,

$$S = \frac{p \cdot L_{\text{расч}}}{r_{\text{пров}}} \quad (1.4.28)$$

мұндағы  $p$  – сымның материалының меншікті кедергісі;  $L_{\text{расч}}$  - ТТ –ның қосылу сұлбесінен тәуелді сымның есептік ұзындығы.

Кесте 1.4.14- ТТ-ның жүктелуі

Жабдық	Түрі	Фазалық жүктемелер		
		А	В	С
Амперметр	Э-335	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	Д-335	0,5		0,5
Варметр	Д-335	0,5		0,5
Активті және реактивті қуат сметчигі	САРЗ(4)У-Э712.01- ТХ	2,5		2,5
Тіркеуші ваттметр	Н-348	10		10
Тіркеуші амперметр	Н-344		10	
Барлығы		14	10	14

Trench (ООО «Сименс») фирмасының IOSK 123 типті ток трансформаторын таңдаймыз

Кесте 1.4.15 -. Техникалық сипаттамалар

Техникалық берілулер	Мәндері
Номиналды кернеу, $U_{\text{ном}}$ , кВ	110
Үлкен жұмыстық кернеу, $U_{\text{нр}}$ , кВ	123
Номиналды жиілік, Гц	50
Номиналды біршілік ток, $I_{1\text{ном}}$ , А	5-3000
Номиналды екіншілік ток, $I_{2\text{ном}}$ , А	5; 1
Электродинамикалық тұрақтылықтың номинал тоғы, $I_d$ , кА	$1,8 \times \sqrt{2} \times I_t$ ; $2,5 \times I_t$



Прибордын кедергісі

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{1,5}{5^2} = 0,06 \text{ Ом}$$

5P;10P класс дәлдігінде номиналды екіншілік жүктемесі:

$$R_{2\text{НОМ}} = \frac{S_{2\text{НОМ.Т.Т.}}}{I_2^2} = \frac{30}{5^2} = 1,2 \text{ Ом}$$

Түйіспелердің кедергісін 0,1 Ом деп қабылдап, онда сымның кедергісі:

$$R_{\text{пров}} = R_{2\text{НОМ}} - R_{\text{приб}} - R_{\text{конт}} = 1,2 - 0,06 - 0,1 = 1,04 \text{ Ом}$$

ТТ-мен өлшегіш құралдарды қосатын кабельдің ұзындығын  $L_{\text{расч}} = 75 \text{ м}$  деп аламыз:

$$S_{\text{ПРОВ.}} = \frac{p \cdot L_{\text{расч}}}{R_{\text{пров}}} = \frac{0,0175 \cdot 75}{1,04} = 1,262 \text{ мм}^2$$

2,5 мм<sup>2</sup> қимасымен ККВГ маркалы бақылау кабелін таңдаймыз.

$$R_{\text{ПРОВ.}} = \frac{p \cdot L_{\text{расч}}}{S_{\text{пров}}} = \frac{0,0175 \cdot 75}{2,5} = 0,525 \text{ Ом}$$

$$Z_{\text{РАСЧ}} = Z_{\text{ПРОВ.}} + Z_{\Sigma\text{приб}} + Z_{\text{конт}} = 0,06 + 0,525 + 0,1 = 0,685 \text{ Ом}$$

ТТ есептемелік жүктемесі  $Z_{2\text{расч}}$  түйіспелер мен сымдардағы қуат шығынынан, өлшеуіш құралдардың жүктемелерінен құралады трансформатордың екіншілік тізбегіне тізбектей қосылған құрал орамдарының қосынды кедергісі  $Z_{\Sigma\text{приб}}$ , фаза бойынша таралуы және қосылу сұлбесіне сәйкес есептейді. Өлшеуіш құралдардың үшсызықты қосылу сұлбесін құрастыру кезінде құралдың жалғану сұлбесін есепке алу қажет.

Екіншілік тізбек сымның кедергісі жолға орнатылған сымның  $L_{\text{тр}}$  ұзындығынан, қимасынан және ТТ-ң қосылу сұлбесінен тәуелді

ТТ-ның дәлдік классының жұмысын қамтамасыз ету үшін рұқсат етілген жүктеме шартына қарап сымның кедергісі мынадай болады

Кесте 1.4.16-. ТТ таңдау және тексеру түрі

Таңдау және тексеру түрі	Техникалық берілулер	Таңдау және тексеру шарты	Есептелген мәндер
--------------------------	----------------------	---------------------------	-------------------

Негізгі параметрлер	$U_{ном}, кВ$	110	$U_{ном} \geq U_{сети.ном}$	$U_{сети.ном}, кВ$	110
	$I_{ном}, А$	1500	$I_{ном} \geq I_{ном.расч}$	$I_{ном.расч}, А$	300
Электродинамикалық тұрақтылық	$k_{эд} \sqrt{2} I_{ном}, К$ А	40	$k_{эд} \sqrt{2} I_{ном} \geq i_y$	$i_y, кА$	22,07
	$i_{дин}, кА$	381	$i_{дин} \geq i_y$	$i_y, кА$	22,07
Термиялық тұрақтылық	$(k_T I_{ном})^2 t_{мер}$ , $кА^2с$	67500	$(k_T I_{ном})^2 t_{мер} \geq B_k$	$B_k, кА^2с$	519
	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$ , $кА^2с$	675000	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_k$	$B_k, кА^2с$	519

10 кВ жағындағы өлшеуіш құралдарына ТТ таңдау

$$S_{приб} = 0,5 B \cdot A \quad I_2 := 5A$$

Кесте 1.4.17- ТТ-ның жүктелуі

Жабдық	Түрі	Фазалық жүктемелер		
		А	В	С
Амперметр	Э-335	1	1	1
Ваттметр	Д-335	0,5		0,5
Варметр	Д-335	0,5		0,5
Активті және реактивті қуат сечигі	САРЗ(4)У-Э712.01-ТХ	60		60
Тіркеуші ваттметр	Н-348	10		10
Тіркеуші амперметр	Н-344		10	
Барлығы		72	10	72

GIS 12-24 типті ТТ таңдаймыз

Кесте 1.4.18 - Техникалық сипаттамалар

Техникалық берілулер	Мәндері
Номиналды кернеу, $U_{ном}, кВ$	10
Үлкен жұмыстық кернеу, $U_{нр}, кВ$	12
Номиналды жиілік, Гц	50
Номиналды біріншілік ток, $I_{ном}, А$	5-3000
Номиналды екіншілік ток, $I_{2ном}, А$	5; 1
Электродинамикалық тұрақтылықтың номинал тоғы, $I_d$ , кА	$1,8 \times \sqrt{2} \times I_t$ ; $2,5 \times I_t$

5P;10P класс дәлдігінде номиналды екіншілік жүктемесі:

$$R_{2НОМ} = \frac{S_{2НОМ.Т.Т.}}{I_2^2} = \frac{30}{5^2} = 1,2 \text{ Ом}$$

Түйіспелердің кедергісін 0,1 Ом деп қабылдап, онда сымның кедергісі:

$$R_{пров} = R_{2НОМ} - R_{приб} - R_{конт} = 1,2 - 0,02 - 0,1 = 1,08 \text{ Ом}$$

ТТ-мен өлшегіш құралдарды қосатын кабельдің ұзындығын  $L_{расч} = 75 \text{ м}$  деп аламыз:

$$S_{ПРОВ.} = \frac{p \cdot L_{расч}}{R_{пров}} = \frac{0,0175 \cdot 75}{1,08} = 1,215 \text{ мм}^2$$

2,5 мм<sup>2</sup> қимасымен ККВГ маркалы бақылау кабелін таңдаймыз.

$$R_{ПРОВ.} = \frac{p \cdot L_{расч}}{S_{пров}} = \frac{0,0175 \cdot 75}{2,5} = 0,525 \text{ Ом}$$

$$Z_{РАСЧ} = Z_{ПРОВ.} + Z_{\Sigma приб} + Z_{конт} = 0,02 + 0,525 + 0,1 = 0,11 \text{ Ом}$$

$$U_{ном} = 110 \text{ кВ} = U_{сети.ном} = 110 \text{ кВ}$$

$$I_{ном} = 200 \text{ А} > I_{прод.расч.} = 87,857 \text{ А}$$

$$i_{дин} = 62 \text{ кА} > i_{y0} = 8,641 \text{ кА}$$

$$I_{тер}^2 \cdot t_{откл.} = 588 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > B_{к} = 3,291 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$Z_{2НОМ} = 1,2 \text{ Ом} \geq Z_{2РАСЧ} = 0,11 \text{ Ом}$$

Кесте 1.4.19 - ТТ таңдау және тексеру түрі

Таңдау және тексеру түрі	Техникалық берілулер		Таңдау және тексеру шарты	Есептелген мәндер	
Негізгі параметрлер	$U_{ном}, \text{ кВ}$	10	$U_{ном} \geq U_{сети.ном}$	$U_{сети.ном}, \text{ кВ}$	10
	$I_{ном}, \text{ А}$	1500	$I_{ном} \geq I_{ном.расч}$	$I_{ном.расч}, \text{ А}$	594,86
Электродинамикалық тұрақтылық	$k_{эд} \sqrt{2} I_{ном}, \text{ кА}$	21,2	$k_{эд} \sqrt{2} I_{ном} \geq i_y$	$i_y, \text{ кА}$	11,64
	$i_{дин}, \text{ кА}$	381	$i_{дин} \geq i_y$	$i_y, \text{ кА}$	11,64
Термиялық тұрақтылық	$(k_T I_{ном})^2 t_{тер}, \text{ кА}^2 \text{ с}$	67500	$(k_T I_{ном})^2 t_{тер} \geq B_{к}$	$B_{к}, \text{ кА}^2 \text{ с}$	5,42
	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер}, \text{ кА}^2 \text{ с}$	675000	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_{к}$	$B_{к}, \text{ кА}^2 \text{ с}$	5,42

### 1.4.6. Кернеулік трансформаторларды таңдау

$$U_{1ном} \geq U_{сети.ном},$$

$$S_{2ном} \geq S_{2расч}$$
(1.4.29)

мұндағы  $S_{2ном}$  – берілген дәлдік классының жұмысына сәйкес және КТ-ң екіншілік тізбегінде пайдаланылатын номинал толық қуат;  $S_{2расч}$  - екіншілік тізбегінде пайдаланылатын есептік толық қуат.

КТ-ң тізбегіндегі сымның қимасы механикалық беріктік және рұқсат етілетін кернеу шығынынан анықталады. Бұндайда мыс сымның қимасы механикалық беріктік шарты бойынша  $2,5 \text{ мм}^2$  аспауы керек.

Қосалқы станциясының 10кВ-қы құрама шиналарындағы фмдерлардың өлшеуіш құралдарына КТ таңдау.

GE 12-36 сериялы КТ таңдаймыз. Кернеу трансформаторының параметрлері келесі таблицада көрсетілген. Ал екіншілік жүктелуі төмендегі кестен көреміз.

Кесте 1.4.20 - КТ екіншілік жүктелуі

Жабдық		Түрі	S бір орамдағы, ВА	Прибор саны	Толық тұтынатын қуат	
					P, Вт	Q, ВА
Вольтметр		Э-335	2	1	2	
Тіркеуші ваттметр		Н-348	10			10
Ваттметр Активті және реактивті қуат сметчигі Варметр	Трансформат ордың 10 кВ кірісі	Д-335	1,5	1	6	10
		САР3(4)У- Э712.01-ТХ	2	1	2	
		Д-335	2	1	3	
Активті және реактивті қуат	10 кВ Желісі	Д-335 САР3(4)У- Э712.01-ТХ	2	5	10	50
Барлығы					23	70

Кесте 1.4.21 GE 12-36 сериялы КТ техникалық сипаттамасы

Номиналды кернеу, $U_{ном}$ , кВ	10
Үлкен жұмыстық кернеу, $U_{нр}$ , кВ	12
Номиналды жиілік, Гц	50
Номиналды біршілік ток, $I_{1ном}$ , А	$3000/\sqrt{3}$ ; $5000/\sqrt{3}$ ; $6000/\sqrt{3}$ ; $10000/\sqrt{3}$
Номиналды екіншілік ток, $I_{2ном}$ , А	$100/\sqrt{3}$

Қосалқы станцияның 110 кВ желісінің өлшеуіш құралдарына КТ таңдау.

**Trench** (ООО «Сименс») фирмасының **SVS 123** сериялы КТ таңдаймыз

Кесте 1.4.22 - SVS 123 сериялы КТ техникалық берілулер

Техникалық берілулер		Таңдау және тексеру шарты	Есептелген мәндер	
U <sub>ном</sub> , кВ	110	$U_{ном} \geq U_{сети.ном}$	U <sub>сети.ном</sub> , кВ	110
S <sub>ном</sub> , ВА	50-100	$S_{ном} \geq S_{2\Sigma}$	S <sub>2Σ</sub> , ВА	50,01

КТ типі оның тағайындамасымен таңдалынады. Егер КТ-нан есептік счетчиктер қорек көзін алатын болса, онда екі бірфазалық НАМИ сериялы КТ-н қолдану тиімді. Жалғыз үшфазалы КТ-на қарағанда, екі бірфазалық КТ қуатты болып келеді, және де бағалары шамалас. 110 кВ және одан жоғары кернеуде НКФ сериялы каскадты КТ қолданады. Есептегіш санауыш ретінде А1R-4-AL-C8-T типті Альфа санауышы қолданылды.

Кесте 1.4.23 - SVS 123 сериялы КТ екіншілік жүктелуі

Жабдық	Түрі	S бір орамдық, ВА		Орам сандары	cos φ	sin φ	Жабдық саны	Жалпы тұтынатын қуат	
								P, Вт	Q, ВА
Вольтметр	Э-335	2	1	1	0	1	2		
Ваттметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	6		
Варметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3		
Активті және реактивті қуат	САРЗ(4)У-Э712.01-ТХ	2	2	0,38	0,92	1	2	10	
Тіркеуші варметр	Н-348	10	2	1	0	1	20		
Тіркеуші вольтметр	Н-344	10	1	1	0	1	10		
Частотомер	Э-372	3	1	1	0	1	6		
Барлығы							49	10	

Кесте 1.4.24 - VS 123 сериялы КТ техникалық сипаттамалары

Маркасы	SVS 123
КТ құрылысы	Электромагниттік
Ішкі изоляция түрі	Элегаз
Номиналды жұмыстық-фазалық кернеу, кВ	110 / √3
Үлкен жұмыстық-фазалық кернеу, кВ	126 / √3
Номиналды жиілік, Гц	50
Екіншілік орам саны	3

## 2 Қосалқы станциядағы трансформатордың релелік қорғанысы

### 2.1 Трансформатордың дифференциалды қорғанысы

Екі орамды тарамдалған  $Y/\Delta/\Delta$ -топты төмендеткіш трансформаторларында дифференциалды қорғанысты екі релелі етіп орындайды, себебі  $\Delta$ -жағындағы екі фазалы ҚТ-ға қорғаныстың сезімталдығы, үш релелі сұлбалардағы сияқты.

РПН-ды трансформатордың дифференциалды қорғанысы сыртқы ҚТ-ың максималды тоқтары кезінде селективті әрекетті және қорғаныс аумағындағы ҚТ және минималды ҚТ тоқтары кезінде ПУЭ бойынша қажетті сезімталдық коэффициентін қамтамасыз етуі керек.

Сенімділікті жоғарлату үшін бұл қорғаныстар магниттелу тоқтарының артуы кезінде трансформаторының жұмыс тоғынан келтірілуі керек.

Жоғары қуатты трансформаторлар үшін жартылай өткізгішті сезімталды ДЗТ-типті дифференциалды қорғанысты пайдаланған дұрыс.

ДЗТ типті релелі дифференциалды қорғаныстың сезімталдығын жоғарлату үшін, яғни РПН-ді трансформатордың қорғанысындағы балансталмаған тоқтарды төмендету үшін, НТТ орамдарын есептеу орташа емес, оптималды кернеу бойынша жүргізіледі.

$$S_{н.тр}=25 \text{ МВА}; \quad U_{к.макс}=11,72 \% ; \quad U_{к.мин}=9,84 \% ; \\ P_x=25 \text{ кВт}; \quad P_k=120 \text{ кВт};$$

Дифференциалды қорғаныстың екі релелі сұлбасын қабылдаймын. Номиналды біріншілік тоқтарды есептейміз:

$$I_{110.ном} = \frac{S_{н.тр}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 52,47 \text{ А}; \quad (2.1.1)$$

$$I_{10.ном} = \frac{S_{н.тр}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 577,35 \text{ А}; \quad (2.1.2)$$

Трансформатор орамдарының жалғану сұлбасы –  $Y/\Delta$ , екіншілік тоқтарын фаза бойынша тегістеу үшін тоқ трансформаторының жоғарғы кернеу жағынан жалғану сұлбасын -  $\Delta$ , ал төменгі кернеу жағынан -  $Y$  деп қабылдаймыз, сонда:

$$n_{m110.расч} = \frac{I_{110.ном} \cdot k_{сх110}}{5} = \frac{52,47 \cdot \sqrt{3}}{5} = \frac{90,88}{5}; \quad (2.1.3)$$

$$n_{m10.расч} = \frac{I_{10.ном} \cdot k_{сх10}}{5} = \frac{577,35 \cdot 1}{5} = \frac{577,35}{5}; \quad (2.1.4)$$

мұнда:  $K_{сх}$  – схема коэффициенті, ЖК үшін  $\sqrt{3}$ , ал ТК үшін 1-ге тең.

Қорғаныстың сенімділігін жоғарлату мақсатында ТТ-ың қателігін төмендету үшін  $n_T$ -дан жоғары етіп таңдаймыз, осылайша ҚТ тоқтарының қатынасын төмендетеміз және трансформатордың рұқсат етілетін асқын жүктемесін шектемейміз. МЕМСТ 7746-95 бойынша ТТ-ы номиналдыдан жоғары үлкен тоқтардың ағуын рұқсат етпейді.

Келесідей қабылдаймыз:  $n_{T.110}=200/5$ ;  $n_{T.10}=1000/5$ ;

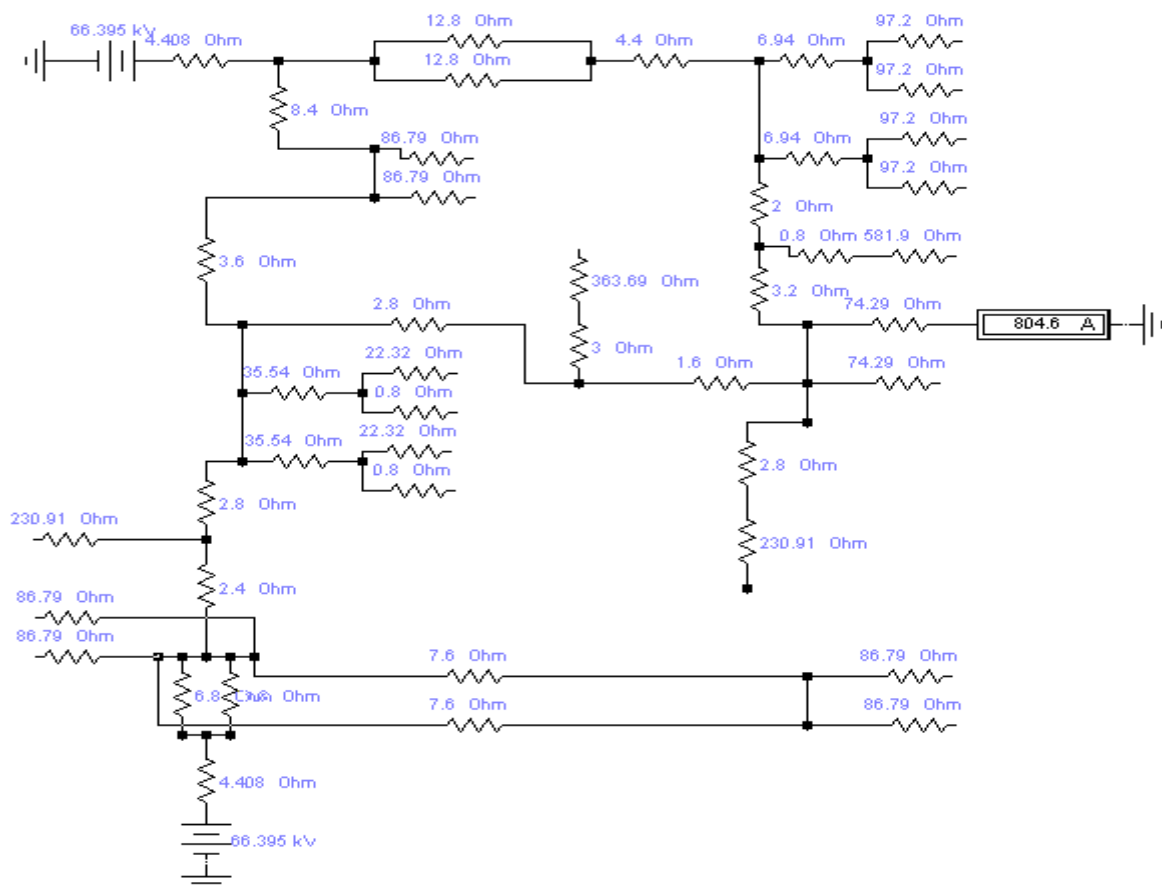
Қалыпты режимде дифференциалды қорғаныстың балансталмаған тоқтарын анықтау үшін, сыртқы ҚТ кезіндегі трансформатор арқылы өтетін максималды тоқты анықтау керек. Бұл ток, жүйенің максималды режимі кезіндегі ток. Қорғаныстың сезімталдық коэффициентін анықтаған кезде 10 кВ жағындағы минималды ҚТ тоғын есептеу керек. Бұл ток, жүйенің минималды режимі кезіндегі ток.

Трансформатордың көрсетілген кедергілері 110кВ кернеуіне келтірілген.

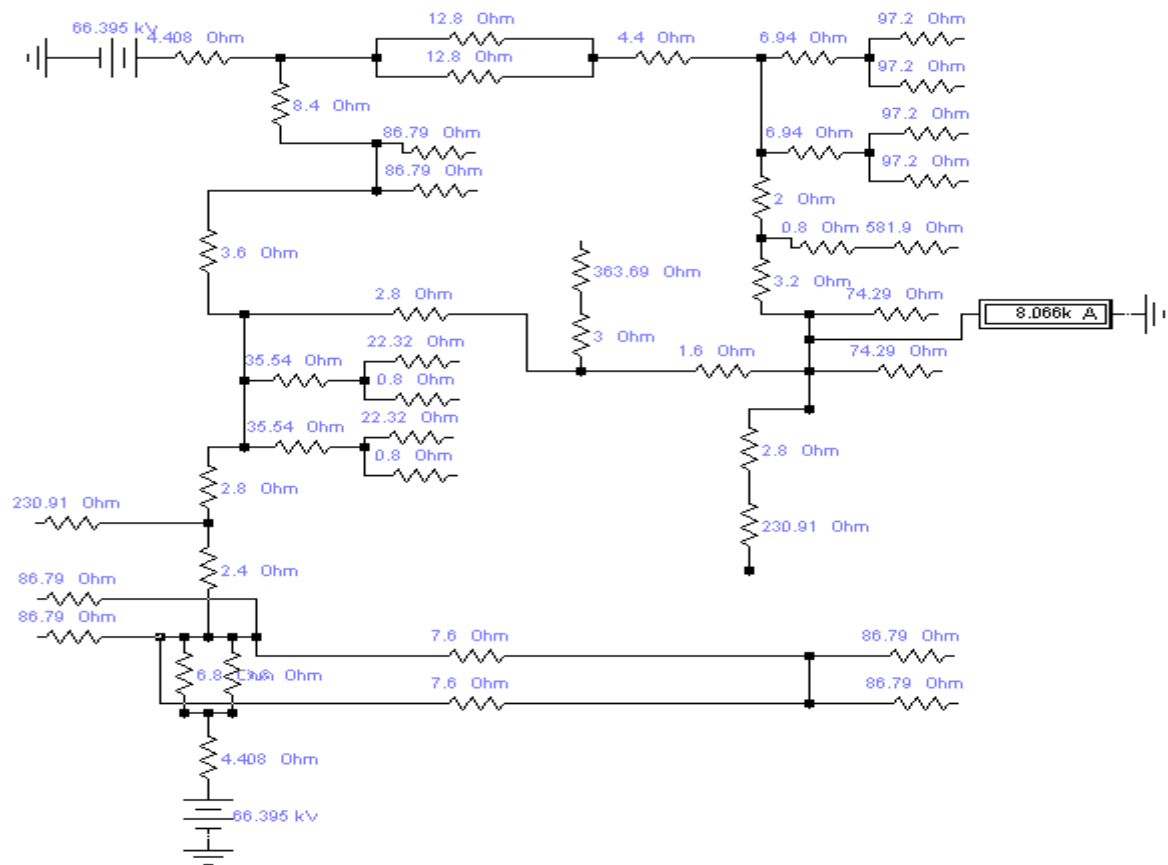
$$\alpha = 1 \pm \Delta U_{рег} = 1 \pm 0,16; \quad \alpha_{макс} = 1 + 0,16 = 1,16; \quad \alpha_{мин} = 1 - 0,16 = 0,84;$$

мұнда  $\Delta U_{рег}$  – РПН құрылғысы орнатылған кездегі кернеудің номиналдыдан максималды ауытқуы.

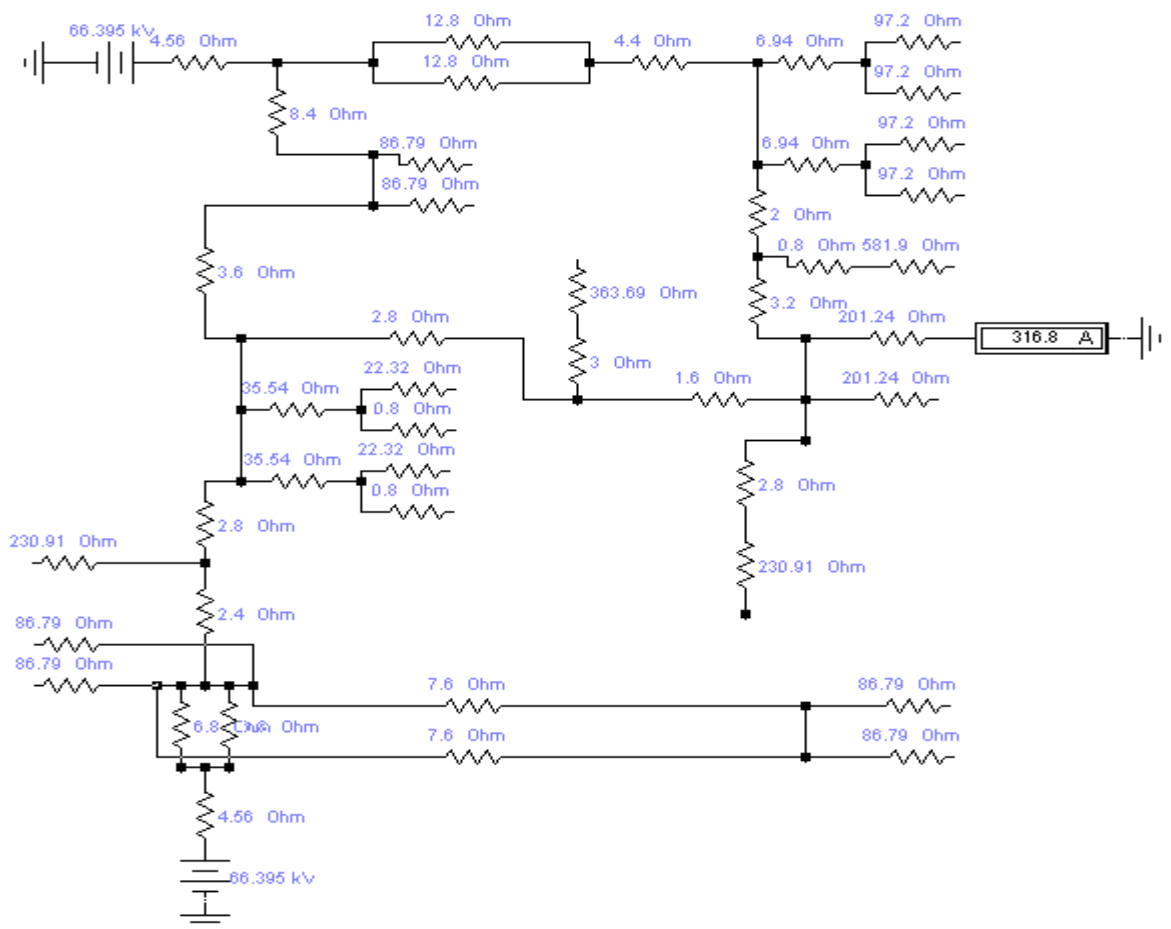
#### Жүйе максималды режимде болғандағы орынбасу сұлбалары



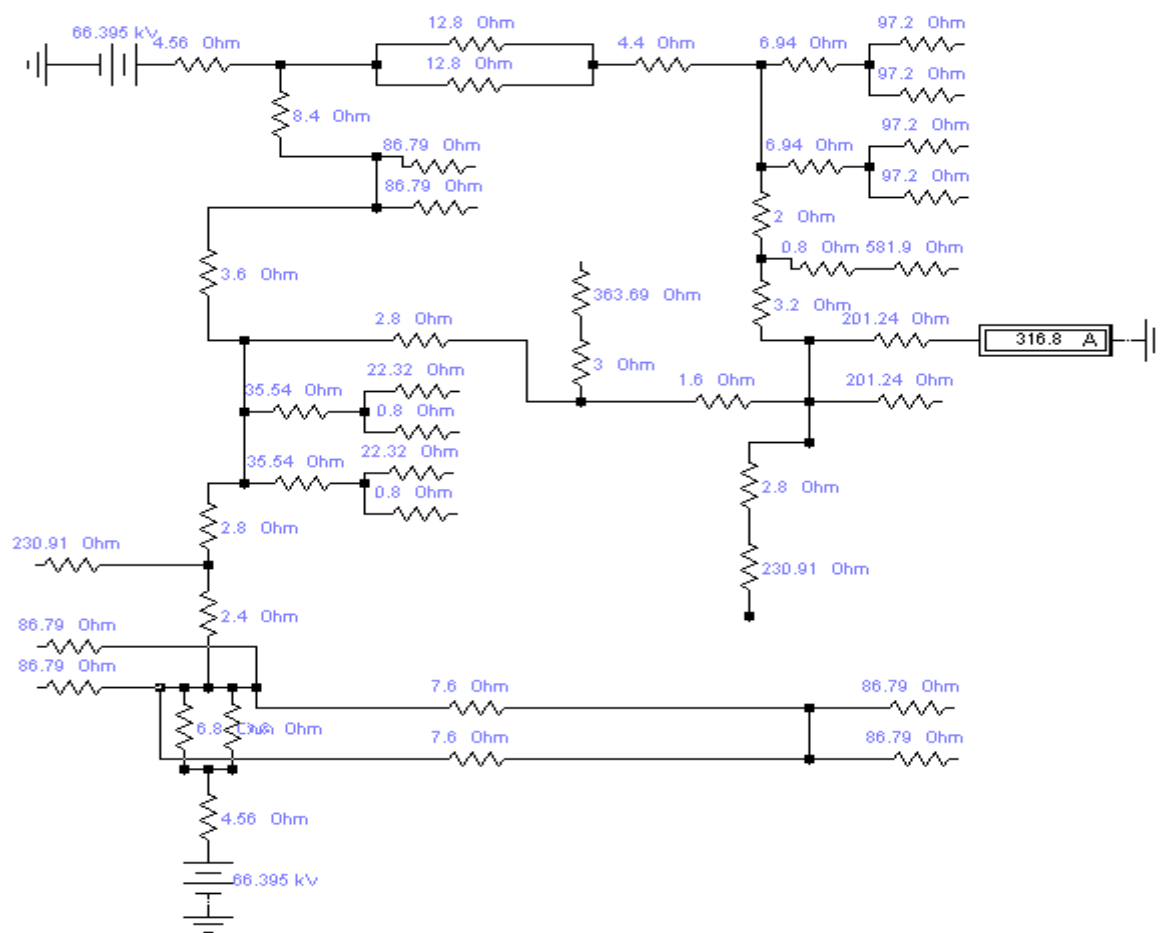
Сурет 2.1.1 - 1-ші нүкте 10 кВ жақтағы максималды ҚТ тоғы



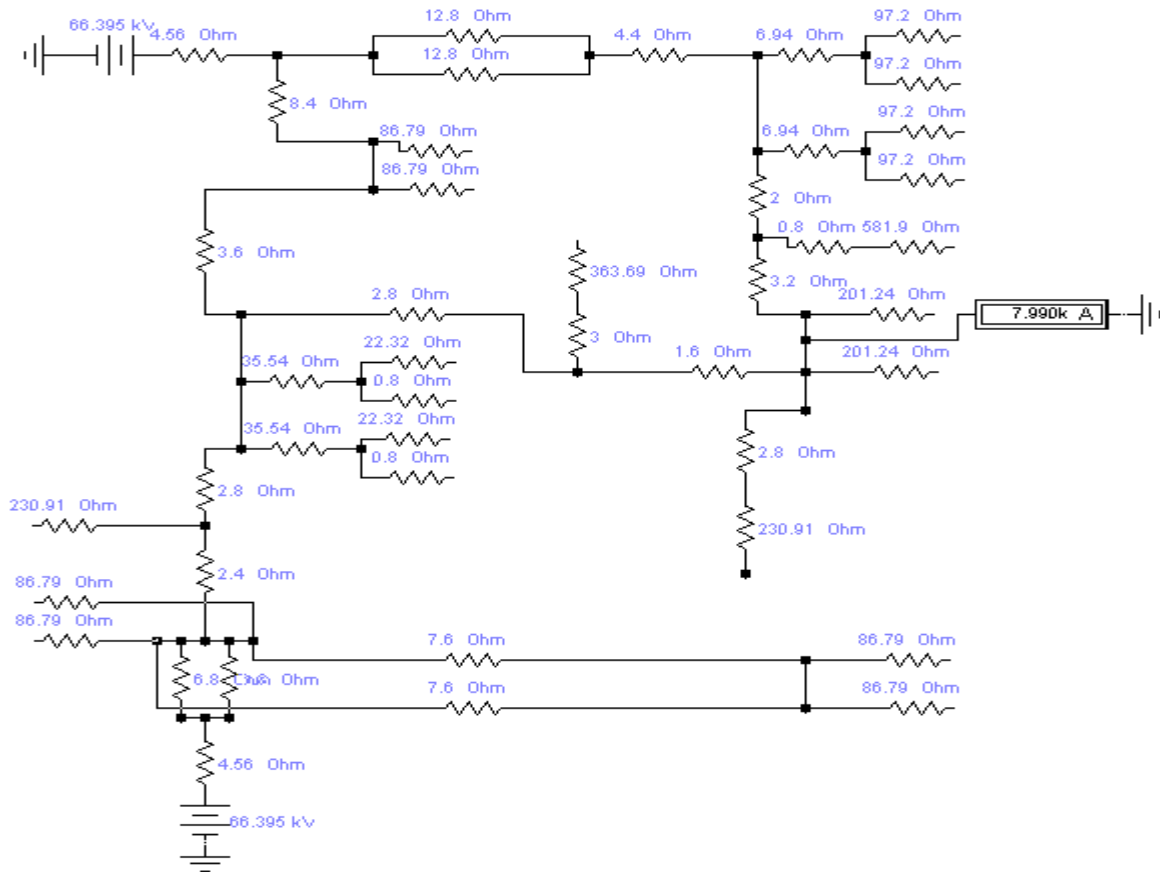
Сурет 2.1.2- 110 кВ жақтағы максималды ҚТ тоғы

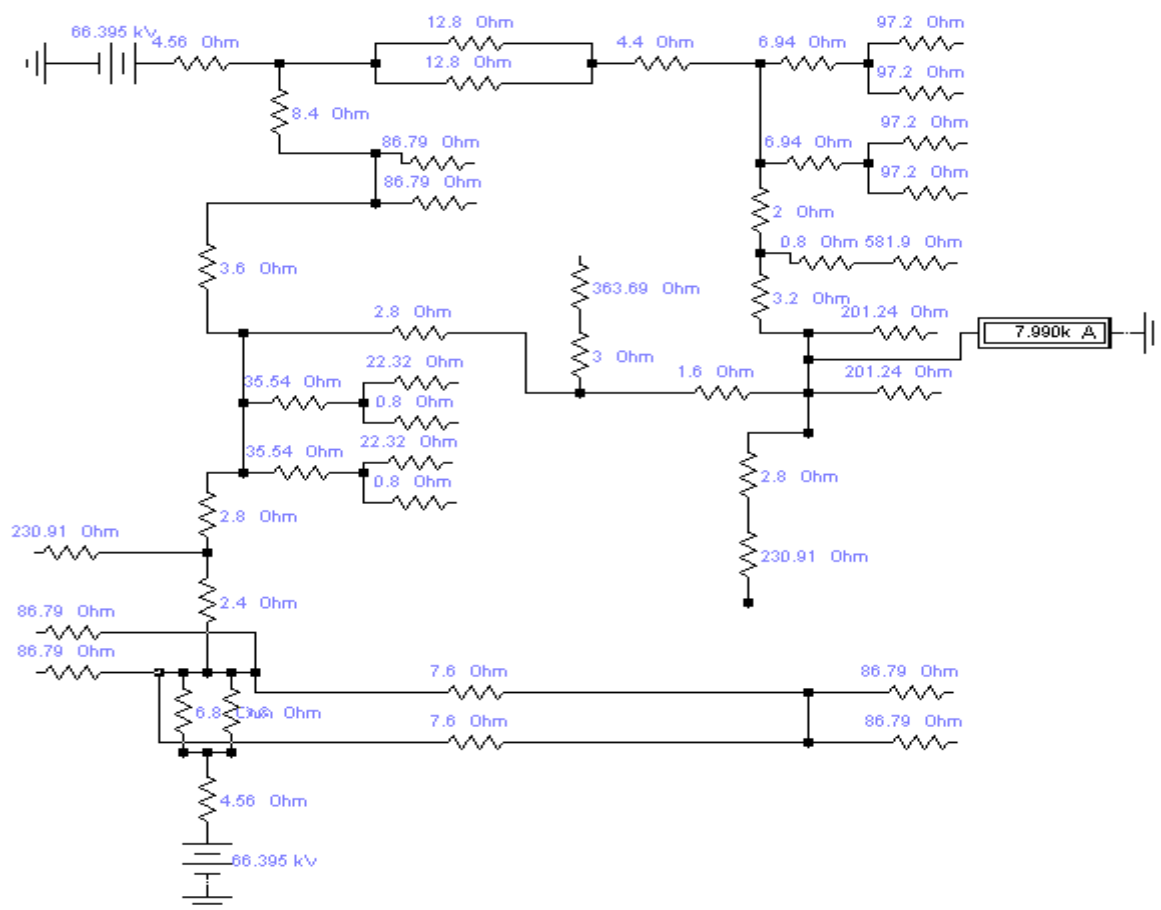






Сурет 2.1.3 - 10 кВ жақтағы минималды ҚТ тоғы





Сурет 2.1.4 - 110 кВ жақтағы минималды ҚТ тоғы

ҚТ тоқтары: 110 кВ-жағында  $I_{кз.макс} = 8,066 \text{ кА}$ ;

$$I_{кз.мин} = 7,99 \text{ кА};$$

10 кВ-жағында  $I_{кз.макс} = 804,6 * 110/10 = 8,85 \text{ кА}$ ;

$$I_{кз.мин} = 316,8 * 110/10 = 3,485 \text{ кА};$$

ДЗТ сериялы релесі бар дифференциалды қорғанысыты қолданамыз.  
Номиналды екіншілік тоқтар:

$$i_{ном}^B = \frac{I_{110 \text{ ном}} \cdot K_{сх}}{n_{n \ 110}} \quad (2.1.5)$$

$$i_{ном}^B = \frac{52,47 \cdot \sqrt{3}}{40} = 2,27$$

$$i_{ном}^H = \frac{I_{10 \text{ ном}} \cdot K_{сх}}{n_{n \ 10}} \quad (2.1.6)$$

$$i_{ном}^H = \frac{577,35 \cdot 1}{200} = 2,88$$

ДЗТ-11 ресінің қолданысымен дифференциалды қорғаныстың есептелуі

Қорғаныстың іске қосылу тоғы трансформатордың магниттелу тоғының лақтырысынан құрылым шарты бойынша алынады

$$I_{C3} = K_H \cdot I_{ном}^{осн}; \quad (2.2.1)$$

$$I_{C3} = 1,5 \cdot 577,35 = 866,025 \text{ A}.$$

Реленің іске қосылу тоғы

$$I_{с.р.} = \frac{I_{C3} \cdot K_{CX}^{осн}}{n_m^{осн}} = \frac{866,025 \cdot 1}{200} = 4,33 \text{ A}$$

Қорғаныстың негізгі жағына қосылған ораманың орам санының есептелінген мәні

$$W_{осн.расч} = \frac{F_{cp}}{i_{cp}} = \frac{100}{4,33} = 23,09 \text{ орам.}$$

Қорғаныстың негізгі жағына жалғанған ораманың орам манының қабылданған мәні

$$W_{осн.} = 23 \text{ орам.}$$

Қорғаныстың негізгі емес жағына жалғанған ораманың орам манының есептелінген мәні

$$W_{неосн.расч} = W_{осн.} \cdot \frac{i_{ном}^{осн}}{i_{ном}^{неосн}} = 23 \cdot \frac{2,88}{2,27} = 29,18 \text{ орам.}$$

Қорғаныстың негізгі жағына жалғанған ораманың орам манының қабылданған мәні

$$W_{неосн.} = 29 \text{ орам.}$$

Теңсіздік тоғы (2.2.2) өрнімен есептеледі. Ол үш құраушыдан тұрады және олардың қосындысына тең.

Сонымен теңсіздік тоғы,

$$I_{нб}^n = I_{нб}^I + I_{нб}^{II} + I_{нб}^{III} \quad (2.2.2)$$

мұнда  $I_{нб}^I$  – тоқ трансформаторының қателігі бойынша теңсіздік тоғының құраушысы;

$I_{нб}^{II}$  – РПН жұмысы бойынша теңсіздік тоғының құраушысы.

$$I_{нб}^I = \varepsilon \cdot K_A \cdot K_{ОДН} \cdot I_{КЗ\ max}^{осн}; \quad (2.2.3)$$

$$I_{нб}^I = 0,1 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 8,85 = 0,885 \text{ кА}.$$

мұнда  $\varepsilon = 0,1$  – тоқ трансформаторының қателігі,

$K_A = 1$  – апериодикалық құраушысының коэффициенті,

$K_{ОДН} = 1$  – тоқ трансформаторының біртектілік коэффи,

$I_{КЗ\ max}^{осн} = I_{КЗ}^{10}$  – негізгі жағына келтірілген қ.т. тоғы.

$$I_{нб}^{II} = \Delta U_{РПН} \cdot I_{КЗ\ max}^{осн} \quad (2.2.4)$$

мұнда  $\Delta U_{РПН} = 0,16$  – РПН-ді реттеудегі жарты диапазон.

$$I_{нб}^{II} = 0,16 \cdot 8,85 = 1,416 \text{ кА};$$

Реле орама орам сандарының есптелінген және қабылданған сандарының айырмасы бойынша теңсіздік тоғының құраушысы

$$I_{нб.расч}^{III} = \frac{W_{неосн.расч} - W_{неосн}}{W_{неосн.расч}} \cdot I_{КЗ\ max}^{осн}; \quad (2.2.5)$$

$$I_{нб.расч}^{III} = \frac{29,18 - 29}{29,18} \cdot 8850 = 54,59 \text{ А}.$$

Теңсіздік тоғының толық мәні

$$I_{нб} = I_{нб}^I + I_{нб}^{II} + I_{нб}^{III} = 885 + 1416 + 54,59 = 2355,59 \text{ А}.$$

Тежеу орамасының орам саны

$$W_T = \frac{K_H \cdot I_{HB}^{торм} \cdot W^{торм}}{I_{K3\ торм}^{торм} \cdot tg\alpha}; \quad (2.2.6)$$

мұнда  $K_H = 1,5$  – сенімділік коэффициенті,

$tg\alpha = 0,75$  – ДЗТ-11 релеснің тежеу сипаттама қисығының бұрыш тангенсі,

$I_{HB}^{торм}$  и  $I_{K3\ max}^{торм}$  – Қорғаныстың тежеу орамы жалғанатын жағына келтірілген теңсіздік және қ.т. тоқтары,

$W^{торм}$  – қорғаныстың тежеу орамасы жалғанған жұмыс орамасының орам саны.

Қорғалатын трансформатор екі орамды және бәжақты қоректенген болғандықтан тежеу орамасы ТК иініне жалғанады, яғни тоқ төменгі кернеу жағынан ағады, бұдан шығатыны:

- $I_{HB}^{торм} = I_{HB}^{HH}$  – бұл төменгі кернеуге келтірілген теңсіздік тоғы, егер негізгі жағы ЖК болса, онда

$$I_{HB}^{торм} = I_{HB} \cdot \frac{U_{BH}}{U_{HH}}; \quad (2.2.7)$$

егер негізгі жағы ТК болса, онда

$$I_{HB}^{торм} = I_{HB}; \quad (2.2.8)$$

мұнда  $I_{HB}$  – жоғарыда есептелінген теңсіздік тоғы;

- $I_{K3\ max}^{торм} = I_{K3\ max}^{10\ кВ}$  – бұл төменгі кернеуге келтірілген қ.т. тоғы ;
- $W^{торм} = W^{HH}$  – бұл реленің төменгі кернеу иініне қосылған жұмыс орамы, егер негізгі жағы ЖК болса, онда  
 $W^{торм} = W^{HH} = W_{неосн.расч}$  - орамның есептелінген мәні,  
 егер негізгі жағы ТК болса, онда  
 $W^{торм} = W^{HH} = W_{неосн.}$  орамның қбылданған мәні.

Бұл есептеуде олар келесідей болады

$$\begin{aligned} I_{HB}^{торм} &= I_{HB} = 2355,59\ A; \\ I_{K3\ max}^{торм} &= I_{K3\ max}^{10\ кВ} = 8850\ A; \\ W^{торм} &= W^{HH} = W_{неосн.} = 29,18\ орам; \end{aligned}$$

$$W_T = \frac{K_H \cdot I_{HB}^{торм} \cdot W^{торм}}{I_{K3\ торм}^{торм} \cdot tg\alpha} = \frac{1,5 \cdot 2355,59 \cdot 29,18}{8850 \cdot 0,75} = 15,53\ орам.$$

Алынған мәнді жақын мәніне дейін жуықтаймыз

$$W_T = 16 \text{ орам.}$$

Қорғаныстың сезімталдылығын тексеру  
Сезімталдық коэффициенті

$$K_{\text{ч}} = \frac{i_{\text{p.min}}}{i_{\text{c.p.}}} \quad (2.2.9)$$

мұнда  $i_{\text{p.min}}$  – трансформатордың арғы жағында, минималды режиміндегі екі фазалы к.т. кезіндегі реле тоғы,  
 $i_{\text{c.p.}}$  – реленің іске қосылу тоғы.

$$i_{\text{p.min}} = \frac{0,87 \cdot I_{\text{КЗ min}}^{\text{осн}} \cdot K_{\text{СХ}}^{\text{осн}}}{n_m^{\text{осн}}} \quad (2.2.10)$$

мұнда  $I_{\text{КЗ min}}^{\text{осн}}$  – негізгі жағына келтірілген минималды қ.т. тоғы.

$$i_{\text{p.min}} = \frac{0,87 \cdot 3485 \cdot 1}{200} = 15,16 \text{ A};$$

$$I_{\text{c.p.}} = \frac{F_{\text{c.p.}}}{W_{\text{осн.}}} \quad (2.2.11)$$

$$I_{\text{c.p.}} = \frac{100}{23} = 4,35 \text{ A};$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{i_{\text{p.min}}}{i_{\text{c.p.}}} = \frac{15,16}{4,35} = 3,48.$$

$$K_{\text{ч}} = 3,48 > 2.$$

Сезімталдығы қанағаттанарлықтай.

ДЗТ-11 релесінің жалғану сұлбасы А қосымшасында көрсетілген.

## 2.2.Максималды тоқ қорғанысы (МТҚ)

МТҚ трансформатордың жоғарғы жағына қойылады, қосымша қорғаныс болып табылады және ҚТ кезінде уақыт ұстанымымен әрекет етеді.

МТҚ іске қосылу тоғы асқын жүктемеден (іске қосылмау) келтірілген шарт бойынша таңдалынады .

$$I_{110ном} = \frac{S_{т.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{110ном}} = \frac{10000}{(\sqrt{3} \cdot 110)} = 52,49 \text{ A}; \quad (2.3.1)$$

ТТ-ың бұрыштық ығысуын өтемдеу үшін 110 кВ жағын үшбұрышқа қосамыз, ал 10 кВ жағын-толық емес жұлдызшаға қосамыз, сонда:

$$n_{m110расч} = I_{110ном} \cdot K_{сх110}^{(3)} / 5 = 52,49 \cdot \sqrt{3} / 5 = 90,91 / 5; \quad (2.3.2)$$

Келесідей қабылдаймыз:

$$n_{m110расч} = 200 / 5;$$

$$I_{раб.макс} = \frac{S_{нагр}}{\sqrt{3} \cdot U_{110ном}} = \frac{10000}{(\sqrt{3} \cdot 110)} = 52,49 \text{ A}; \quad (2.3.3)$$

$$I_{сз} = \frac{k_{отс} \cdot k_{с.з}}{k_{воз}} \cdot I_{раб.макс} = \frac{1,25 \cdot 2,5}{0,85} \cdot 52,49 = 192,98 \text{ A}; \quad (2.3.4)$$

мұнда  $K_{с.з.} = 2,5$  – жалпы жүктеменің өзіндік іске қосылу коэффициенті;

$K_{воз} = 0,85$  – реленің қайту коэффициенті.

Уақыт ұстанымы:  $\Delta t = 0,7 \text{ сек}; \quad t = \Delta t + 1,5 = 0,7 + 1,5 = 2,2 \text{ сек};$

## 2.3 Тоқ үзіндісі

Қорғаныстың іске қосылу тоғы таңдалынады:

а) Трансформатордан кейінгі ҚТ-дың максималды тоғынан келтіріледі:

$$I_{сз} = K_{отс} \cdot I^{(3)}_{КЗ макс}; \quad (2.4.1)$$

мұнда  $K_{отс} = 1,25$  – келтіру коэффициенті.

$$I_{сз} = 1,25 \cdot 8,85 = 11,06 \text{ кА}. \quad (2.4.2)$$

$I_{сз} = 11,06 \text{ кА}$  деп қабылдаймыз

$$I_{110ном} = \frac{S_{т.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{110ном}} = \frac{10000}{(\sqrt{3} \cdot 10)} = 577,35 \text{ A}$$

ал 10 кВ жағын-толық емес жұлдызшаға қосамыз, сонда:

$$n_{m110расч} = I_{110ном} \cdot K_{сх}^{(3)} / 5 = 577,35 \cdot 1 / 5 = 577,35 / 5; \quad (2.4.3)$$

$$n_{10трасч} = 1000 / 5;$$

$$I_{ср} = I_{сз} \cdot K_{сх} / n_m^{осн.} = 11,06 \cdot 1 / 200 = 55,3 \text{ A}; \quad (2.4.4)$$

## 2.4 10 МВА 110/10 кВ трансформаторының асқын жүктемеден қорғанысы

1. ГОСТ-бойынша екі орамды трансформаторының ТК орамының қуаты ЖК орамының номиналды қуатының 1000%-пайызына тең, яғни трансформатордың номиналды қуатының. Екі орамды трансформатордың асқын жүктемеден қорғанысы үшін бұл қорғанысты олардың әрқайсысында орнатқан жеткілікті.

Біріншілік іске қосылу тоғы:

$$I_{с.з.НН} = \frac{k_n \cdot 1 \cdot I_{т.ном}}{k_g \cdot \sqrt{3} \cdot U_{НН}} = \frac{1,05 \cdot 1 \cdot 10000}{0,85 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 679,23 \text{ A}; \quad (2.5.1)$$

$$n_{10трасч} = 1000 / 5;$$

$$I_{ср} = I_{сз} \cdot K_{сх} / n_{Тосн} = 679,23 \cdot 1 / 200 = 3,39 \text{ A};$$

$$K_q = \frac{0,87 \cdot I_{кМІН}^{10}}{i_{с.р.}} = \frac{0,87 \cdot 3485}{679,23} = 4,46$$

Уақыт ұстанымы:  $t_{ср} = 6$  сек;

2. Қызудың алдын алу үшін қуатты трансформаторларды автоматты салқындату жүйесімен қамтамасыз етеді. Себебі трансформатордың қызуы ең үлкен тоқпен шартталынады, онда салқындату релесін ЖК жағына орнатқан дұрыс (коректейтін орамада), ол бойынша екі тарамдалған орамдардың тоқтары ағады, яғни:

$$I_{т.ВН} = I_{т.НН}. \quad (2.5.2)$$



Тоқ бойынша қойылымдар МЕМСТ-11677-93 бойынша орнатылады, дәл осыда: Д-салқындату жүйесі үшін бұл қойылым майдың жоғары бетіндегі температурадан тәуелсіз трансформатордың номиналды тоғына тең.

## **2.5 Газдық қорғаныс**

### **2.5.1 Газдық қорғаныстың жұмыс істеу принципі және оның тағайындалуы**

Біздің елдің энергетикасы жоғары қарқынмен өсіп келеді. Техникалық прогресті анықтаушы ретінде ол болашақта алдыңғы қатарда дамитындығы қаралуда. Өз алдына электр желілері арқылы байланысқан көптеген электр стансалары мен қосалқы стансалардан құралған энергетикалық жүйелері дамып, оның параллельді жұмысына бірігеді; таяу уақытта еліміздің оқшауланған энергетикалық жүйелері жұмыс істемейтін болады.

Энергетикалық жүйенің негізгі мақсаты – тұтынушыларды электр энергиясымен үзіліссіз қамтамасыз ету, ол энергетикалық жүйелердің барлық элементтерін, әсіресе негізгі элементтерінің тек қана сенімді жұмысын қамтамасыз етеді. Энергожүйенің негізгі элементтеріне күштік трансформаторлар мен автотрансформаторлар жатады, сондықтан да олардың сенімді жұмыс істеуі өте маңызды.

Трансформаторлар мен автотрансформаторлардың түрлі релелік қорғаныстары бүліну немесе қалыпсыз режим кезінде өшіруге не сигнал беруге әрекет ету керек.

Іс жүзінде қолданылатын ережелер бойынша жоғарғы орамды 35 кВ кернеу, қуаты 1000 кВА және одан жоғары сыртқа орналастырылатын май толтырылған трансформаторлар газдық қорғаныспен жабдықталады. Егер кіші қуатты трансформаторлар панажайдың ішінде орналастырылған болса, газдық қорғаныспен жабдықтауға да болады. Егер 1000-4000 кВА қуатты трансформаторларда тез әрекет етуші қорғаныстар (дифференциалды, тоқкесер немесе Іс аспай әсер ететін максималды тоқ қорғанысы) болмаса, онда газдық қорғаныспен жабдықтау қарастырылады.

Қазіргі уақытта энергожүйелерде 10 мыңнан астам түрлері пайдаланылуда. РГЧЗ-66 газдық релесі және олардың саны тез қарқынмен өсуде. Газдық қорғаныс осы релемен орта есеппен алғанда 82-85% жағдайында ғана дұрыс жұмыс істейді. Олардың дұрыс атқарылмаған жұмысының жартысынан көбі қорғаныстың өзінің кемшіліктерінен емес, монтаждау мен пайдалану кезінде болған кемшіліктерінен болып отыр, сондықтан қорғаныстың монтаждауы мен пайдаланылуына аса көңіл бөлу қажет. Газ қорғанысын монтаждау мен пайдалану талаптары орындалған энергетикалық жүйелерде дұрыс жұмыс атқарылу пайызы (95-97%) өсуде.

Трансформаторлардың, автотрансформаторлардың және реакторлардың май жүйесі ұқсас орындалған және электр аппараттарында ішкі зақымдану

ағыны тез өтеді. Сондықтан да төменде трансформаторлардың май жүйесінің құрылғысын қарастырамыз.

Газдық қорғаныс май толтырылған ұлғайтқыш бакта орналастырылған трансформаторларда, автотрансформаторларда, реакторларда және басқа да электр аппараттарда қолданылады; ол трансформатордың бағының ішіндегі барлық зақымдануларға: газдардың бөлінуінің пайда болуы, май ағынының үдеуі немесе газдың майлы қоспаларының бактан ұлғайтқышқа, сондай-ақ майдың деңгейінің төмендеуіне әсер етеді.

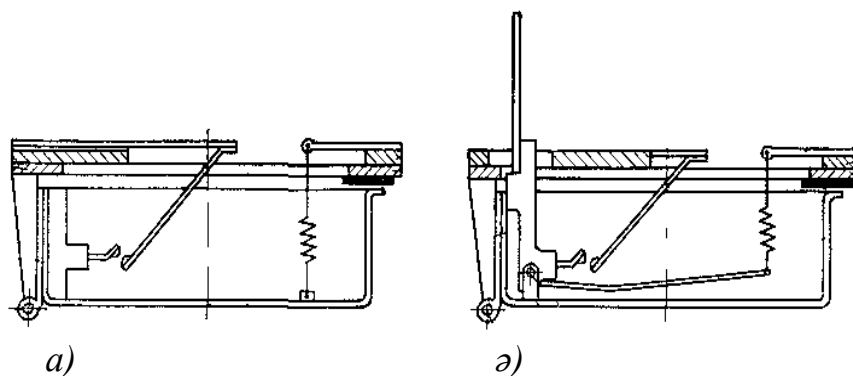
Трансформатордың кейбір қауіпті зақымдануларында газдық қорғаныс қана әрекет етеді. Сол уақытта трансформатордың “электрлік” қорғаныстары (дифференциалдық, максималды ток қорғанысы және т.б.) әсер етпейді. Трансформатордың мұндай зақымдануларына орамдардың орамалық тұйықталуы, болат магнит өткізгішіндегі өрт, кейбір ауыстырып қосқыш тармақтарының ақаулылықтары және басқа да зақымданулар жатады.

Бүліну пайда болуының басында орамалық тұйықталу тоқтарының немесе ораманың корпусқа тұйықталу тоқтары аз кезінде газдық қорғаныстың істеуі маңызды жағдай болып табылады, сондықтан трансформатордың зақымдануына газдық қорғаныс бөгет болады және көп жағдайда оның жөндеу көлемін қысқартады.

Трансформатордың жоғарыда қарастырылған зақымдануларынан басқа, біртіндеп пайда болатын әртүрлі фазада орамдар арасындағы тұйықталулар болуы мүмкін. Мұндай зақымдану кезінде тұйықталған орамалардан үлкен ток өтеді де, олар динамикалық күш береді. Қысқа тұйықталу болған кезінде бүкіл трансформатор мен тұйықталған орамалардың теңселу нәтижесінде, кейбір бөліктері арқылы бактан ұлғайтқыштан май (немесе газбен араласқан май) құйылады. Фаза аралық тұйықталу кезінде трансформатордың дифференциалдық қорғанысы мен газдық қорғанысы бір уақытта жұмыс атқарады. Дифференциалдық қорғаныс жоғарыда қарастырылған бүлінулер кезінде жұмыс істемейді, себебі олардың ток тізбектерінде өзгеріс болмайды.

Реледе бір-бірінен тәуелсіз жұмыс істейтін екі элемент бар (2.5-сурет): жоғарғы элемент – белгі беруші, төменгі – сөндіруші. Әр элементтің өз түйіспесі бар. Реле майға толған кезінде, екі элементтің түйіспелері ажыратылып, қалқып жүрген күйде болады.

Трансформатор зақымдалған кезінде кішігірім газтектеспен жетектеледі, осы кезде газдың асқын ағыны ұлғайтқышқа өтеді; осы кезде газ майды ығыстырып, газ релесінің корпусының жоғарғы жағына жиналады. Май деңгейінің белгілі төмендеуі кезінде реленің жоғарғы белгі беруші элементі енді майда болмайды және белгі беруші түйіспелерін тұйықтап, ауырлық күші әсерінен төмендейді. Белгі беруші элемент осыған сәйкес жұмыс істейді.



- а) белгі беруші элемент  
ә) сөндіруші элемент

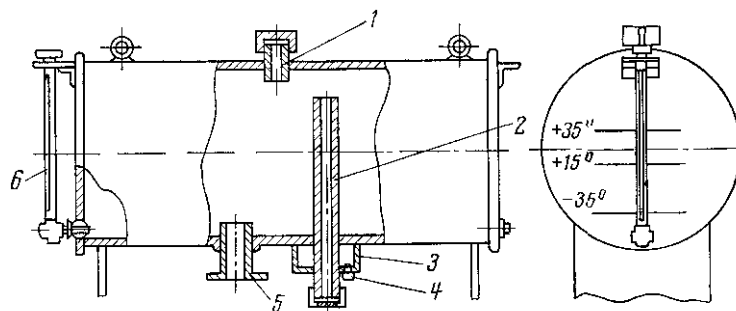
Сурет 2.5.1- РГЧЗ-66 газдық релесінің элементтері.

Бактан майдың жылыстауынан немесе май температурасының қатты түсіп кетуінен реледегі май деңгейі төмендейді. Егер май деңгейі рұқсат етілген мәннен аз болған жағдайда, белгі беруші элемент жұмыс істейді, өйткені өз уақытында май толық құйылмаған. Сипатталған жағдайда сөндіруші элемент майдың ішінде тұрып, жұмысын атқармайды. Трансформатордың маңызды бүлінулері кезінде құйынды газдың пайда болу әсерінен ұлғайтқышқа май лақтырылады (немесе газбен араласқан май), сол себептен сөндіруші элемент релесі май ағынының әсерінен бұрылады және оның түйіспелері тұйықталады. Май деңгейінің біртіндеп төмендеуі әсерінен ең алдымен белгі беруші элемент, содан кейін сөндіруші элемент майсыз қалады. Трансформатордың бүлінулерінің түрлеріне байланысты белгі беруші және сөндіруші элементтерінің релелері тізбектей және бір уақытта жұмыс істеу мүмкіндігі бар.

## 2.5.2. Трансформатордың май жүйесінің құрылғысы

Трансформатордың ішкі бөлігі трансформаторлық май толтырылған бакта орналасқан. Ол трансформатордың орамалары мен магнит өткізгіштері үшін салқындату жүйесінің қызметін атқарады, сонымен қатар орамалардың оқшаулау деңгейін көтереді. Ұлғайтқыштың көмегі арқылы бакты үнемі маймен толтыруды қамтамасыз етеді. Ұлғайтқыш трансформатордың “тыныс алуына” мүмкіндік жасайды. Бактағы май көлемінің ұлғаюы кезінде (жүктеме көбейді және қоршаған орта ауасының температурасы жоғарылады) оның ұлғайтқыштағы деңгейі көтеріледі, ал көлемі азайғанда май деңгейі төмендейді. Ұлғайтқыштағы ауаның маймен жанасуының шағын беті, майдың ылғалдану мен тотығу деңгейін төмендетеді, яғни ол да трансформатордың сенімді жұмыс істеуі үшін қажет. Ұлғайтқыш көлемі (2.6-сурет) мынандай болу керек, яғни жазда істеп тұрған трансформатордың максималды температурасы кезінде де, сондай-ақ қыста ажыратылған трансформатордың минималды температурасы кезінде де ұлғайтқышта үнемі май болуы тиіс.

Ұлғайтқыштағы май деңгейін бақылау үшін металды шыны түтікше бейнесі іспеттес, ұлғайтқыштың торцпен бірлескен, 6 май көрсеткіш әйнегі қызмет етеді.



2.5-сурет. Трансформатордың ұлғайтқышы

МЕМСТ 11677-65[14] бойынша пайдалануға берілген трансформаторларда шынының май көрсеткіші жанындағы ұлғайтқыштың торцтық бөлігіне бояумен анықтап, үш бақылау сызықтары белгіленеді. Олар майдың температурасымен сәйкес  $-45^{\circ}\text{C}$ ,  $+15^{\circ}\text{C}$  және  $+40^{\circ}\text{C}$  (ескі МЕМСТ 401-41[15] бойынша пайдаланылған трансформаторлар үшін  $-35^{\circ}\text{C}$ ,  $+15^{\circ}\text{C}$  және  $+35^{\circ}\text{C}$ ).

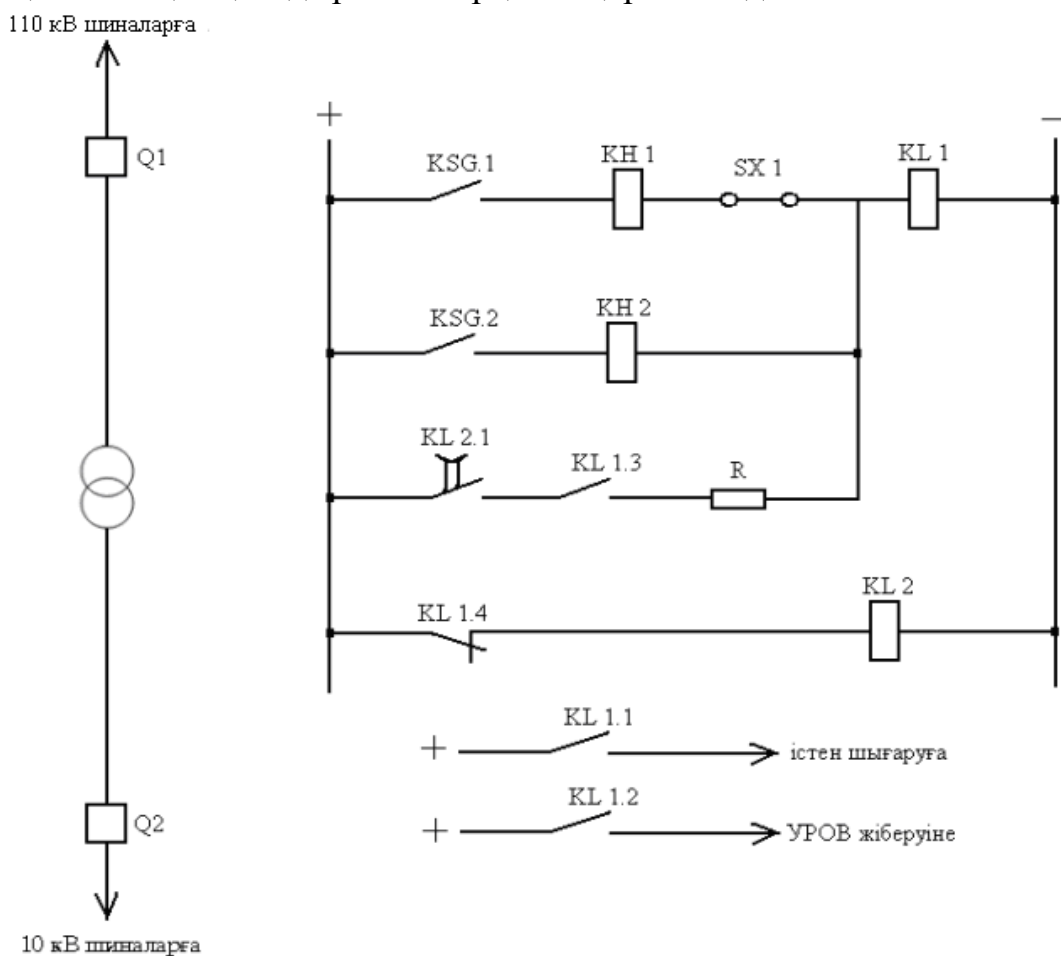
Жаңа қуатты трансформаторларда май көрсеткіш шыны орнына бағыт беруші май көрсеткіштері бар. Ұлғайтқыштағы қалқыманың қалпы рычагты жүйелер арқылы ұлғайтқыштың сыртқы бөлігінде орналасқан бағыттаушы аспаптар арқылы беріледі.

Трансформатордың ұлғайтқышы мен бакты қосатын түтікше сымдарында газдық реле, ал құбырды бекіндіру үшін реле мен ұлғайтқыш арасында кран (вентиль) орналасқан. Құбырды бекіндіру жөндеу немесе басқа жұмыстар кезінде бакты ұлғайтқыштан бөлу үшін керек болады. Ұлғайтқыштың жоғарғы бөлігі майға толтырылмаған, сондықтан түтікше 2 көмегі арқылы қоршаған ортамен байланыста болып, жабық металдық тор арқылы ұлғайтқышқа ауа кіреді. Кейде осы түтікшені “тыныс алушы” деп те атайды. Ұлғайтқыштың жоғарғы бөлігінде таза май құйып отыру үшін 1 саңылау бар. Ұлғайтқыштың түбінде грязевик бар. Ол қожбен бірге ылғал мен лас май жиналатын саңылау болып табылады. Тығынды 4 бұрап шығарғаннан кейін грязевиктің тесігі арқылы ылғал мен лас май төгіледі. Ұлғайтқышқа атмосфера арқылы ластанған ылғал мен май трансформаторға ұлғайтқыш арқылы түспеу үшін 5 құбырдың соңы ұлғайтқыш пен трансформатор бағын қосатын ұлғайтқыштың түбінен жоғарырақ болу керек, өйткені ол таза май қабатында орналасқан.

### 2.5.3. Газдық қорғаныстың принципіалды сұлбасы

Трансформатордың газдық қорғанысының оперативті тұрақты ток көзінде орындалаған принципіалды сұлбасы 2.7-суретте келтірілген.

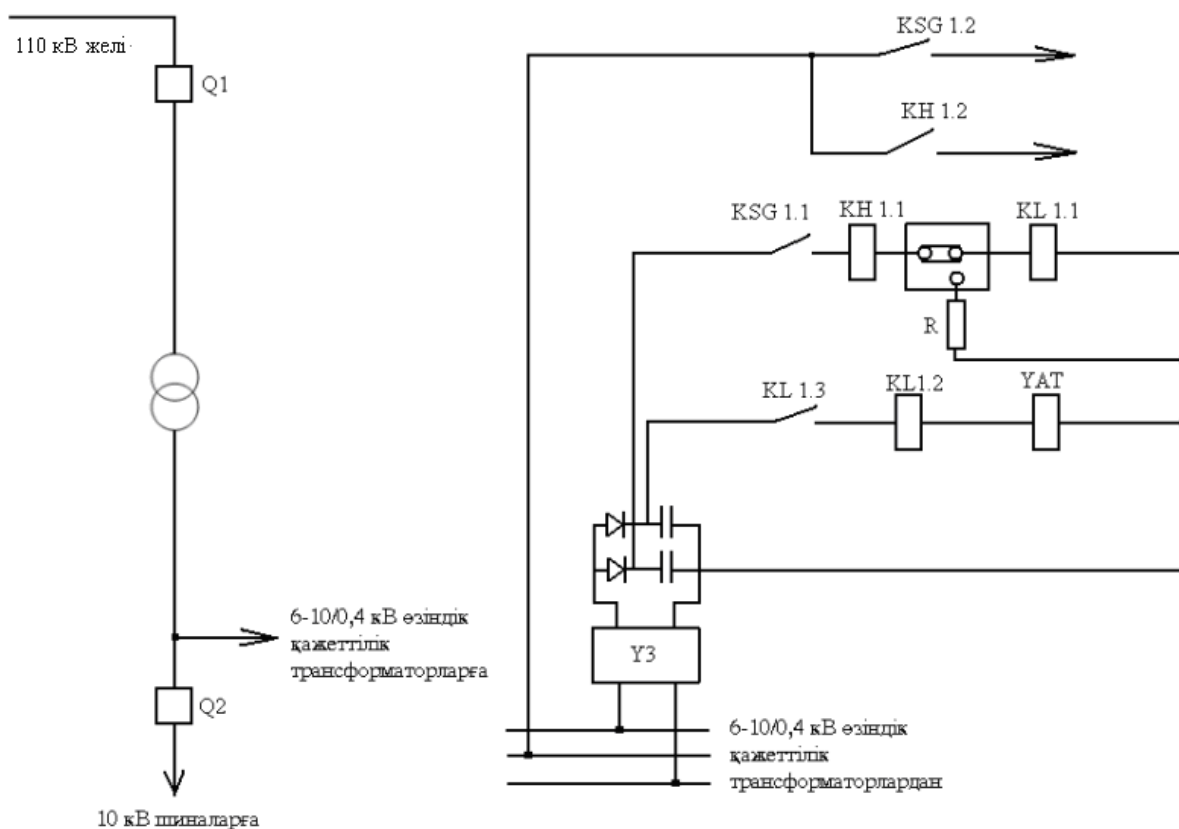
Жоғарыда айтылғандай, газдық реленің РГ сөндіруші түйіспесі май ағының немесе газбен араласқан май қоспасының әсерінен дірілдеуі мүмкін. Сондықтан, ереже бойынша тізбектелген орамдары бар өзін өзі ұстап тұратын аралық реле РП қолданылады. Өзін өзі ұстап тұру В1 және В2 ажыратқыштарының өшірілуінен кейін автоматты түрде алынып тасталынады. Газдық қорғаныстың оперативті тоқ тізбектері өшіру әрекетімен байланысты трансформатордың қорек көзі жағынан В1 ажыратқышының сақтандырғышы арқылы беріледі. В1 және В2 ажыратқыштарының өшіру тізбектері аралық реле РП түйіспелеріне бөлінген және олар В1 ажыратқышының сақтандырғышы арқылы қоректенеді.



Сурет 2.5.3 - Трансформатордың газдық қорғанысының оперативті тұрақты тоқ көзінде орындалаған принципіалды сұлбасы

Реленің РГ белгі беруші түйіспелері бөлек сақтандырғыш арқылы қоректенеді; олар В1 ажыратқышынан В2 сигнал беру үшін қосылған күйде тәуелсіз жұмыс істеуі керек, мысалы, бак ағысының пайда болуы немесе басқа себептерден реледен РГ майдың кетуі кезінде. Бір фазалық трансформаторлардың үш топтық қорғанысы кезінде әр қайсысына газдық реле қойылады және ортақ шығыстық аралық реле арқылы трансформаторлардың топтық өшірілуіне әсер етеді.

Түптік қосалқы стансасындағы трансформатордың газдық қорғанысының оперативті айнымалы тоқ көзінде орындалаған принципіалды сұлбасы 2.7-суретте келтірілген; оперативті тоқ көзі ретінде әдетте өлшеуіш кернеу трансформаторлары немесе қорек көзіне зарядтаушы құрылғы УЗ қосылған конденсатор батареялары қолданылады. Газдық қорғаныс қысқа тұйықтауыштың КЗ қосылуына әсер етеді, содан кейін бас учаскеде желі қорғанысы өшіріледі. Желінің қосылуы кезінде бірнеше тармақталған қосалқы стансалардың соңғылары бөліктеуіш көмегімен желілерге қосылады.



Сурет 2.5.4- Трансформатордың газдық қорғанысының оперативті айнымалы тоқ көзінде (түптік қосалқы станса) орындалаған принципіалды сұлбасы

Трансформатордың қорек көзі жағынан жалғанған жағдайында, бөліктеуіш пен қысқа тұйықтауыштың көмегі арқылы трансформатордың газдық қорғанысы 2.8-суреттегідей қысқа тұйықтауыштың қосылуына әсер етеді. Осыдан кейін желі қорғанысы жұмыс істейді және қорек көзі жағынан желінің ажыратқыштары өшіріледі. Қысқа тұйықтағыш арқылы жерге тұйықталу тоғы ағып кеткеннен кейін зақымдалған трансформатордың бөліктеуіші сөндіріледі, яғни желінің ажыратқышы өшірілгеннен кейін. Ары қарай желі АПВ құрылғысы арқылы қосылады да, осы желіге қосылған басқа қосалқы стансалардың қоректенуі қайта қалпына келеді. Сонымен газдық қорғаныстағы трансформатор багының ішінде болатын барлық бүлінулердің іске қосылуын, жоғарғы сезімталдық, тез арада іске қосылу

артықшылықтарына, оның тізбектерінің қарапайым орындалуын қосамыз. Бірақ газдық қорғаныстағы трансформатор бағының сыртында болатын бүлінулердің іске қосылмауы, ажыратқыштар арасындағы бүлінулердің жалғыз ғана қорғанысы болу мүмкіндігі емес екендігіне алып келеді. Іс жүзіндегі ережелер бойынша газдық қорғаныстың сөндіруші элементі трансформатордың өшірілуі кезінде қосылуы қажет.

### **3.1. 110кВ – тағы желінің қорғанысы**

#### **3.1.1. Үш сатылы нөл реттік тоқ қорғанысын (НРТҚ) есептеу**

Жерге тұйықталудан қорғайтын нөл реттік сатылы тоқ қорғанысын есептеу. Жерге тұйықталудан қорғайтын нөл реттік қорғаныстың сұлбасында соңғыдан басқа сатылардың барлығы тоқ үзіндісі болып табылады, олардың іске қосылу тоғы фиксацияланған нүктедегі жерге тұйықталу тоғынан реттелген, ал соңғы саты сондай-ақ алдыңғы бөлік қорғанысын резервтеу, - іске қосылу тоғы сыртқы фаза аралық қысқа тұйықталулар кезінде тоқ трансформаторларының нөлдік өткізгіштеріндегі баланссыздық тоқтарынан реттелген тоқ қорғаныстың қызметін атқарады

$$I'_{c3l} = K_{отс} * I'_{РАСЧ} = K_n 3I_{0.3МАКС} \quad (3.1.1)$$

мұнда  $3I_{0.3МАКС}$  - қарама-қарсы қосалқы станция шиналарындағы жерге тұйықталу кезінде қорғанысты орнату орнына келетін үш еселенген нөл реттік бастапқы тоқтың периодикалық құраушысының максималды мәні;

$K_{отс}=1,2-1,3$  – ҚТ тоқтарын есептелуінің қателіктерін, реле қателігін, біріншілік және екіншілік тоқтардағы аperiodикалық құраушылардың және қажетті қордың әсерін ескеретін ретеу коэффициенті;

#### **3.1.2 Кешендік сұлбаланың параметрлерін санау**

НРТҚ  $3I_0$  тоқ бойынша саналады, ал нөлді тоқтарды санау үшін бір және екі фазалы жерге қ.т. кешендік сұлбаларын қолдану қажет. Кешендік сұлбалар тура, кері және нөлдік ретті кешендік сұлбалардан тұрады.

Есептеуді салыстырмалы және атаулы бірлікпен жүргізуге болады. Атаулы бірліктер тәсілін қолданамыз. Оған, сұлбаның барлық элементтері бір тұғырлы кернеуге келтірілуі тиіс, тұғырлы кернеуі үшін  $U_{БАЗ} = 115$  кВ аламыз.

#### **3.1.3 Тура реттік орынбасу сұлбасы**

Жүйе қуатының максималды және минималды мәндері және тұғырлы кернеудің мәні мынаған тең.

$$S_{кз \max} = 3000 \text{ МВА}; S_{кз \min} = 2900 \text{ МВА}; U_{\delta} = 115 \text{ кВ}$$

Енді жүйе кедергілерін анықтау керек. Оларды анықтау үшін төмендегі өрнектерді пайдалану қажет.

Жүйе кедергілері келесідей анықталады:

$$X_{c \max} = \frac{U_{cp}^2}{S_{кз}} = \frac{115^2}{3000} = 4,408 \text{ Ом},$$

$$X_{c \min} = \frac{U_{cp}^2}{S_{кз}} = \frac{115^2}{2900} = 4,56 \text{ Ом},$$

$$E_C = \frac{U_{\delta}}{\sqrt{3}} = \frac{115}{\sqrt{3}} = 66,39 \text{ кВ}.$$

Екі орамды трансформаторлар кедергілері

$$X_{T3} = \frac{U_{k\%}}{100} \cdot \frac{U_{\delta}^2}{S_{н.м}} = \frac{11}{100} \cdot \frac{115^2}{2,5} = 581,9 \text{ Ом},$$

$$X_{T16} = \frac{U_{k\%}}{100} \cdot \frac{U_{\delta}^2}{S_{н.м}} = \frac{11}{100} \cdot \frac{115^2}{4} = 363,68 \text{ Ом},$$

$$X_{T6} = X_{T11} = \frac{U_{k\%}}{100} \cdot \frac{U_{\delta}^2}{S_{н.м}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{115^2}{6,3} = 230,91 \text{ Ом},$$

$$X_{T7} = X_{T8} = X_{T9} = X_{T10} = X_{T14} = X_{T16} = \frac{U_{k\%}}{100} \cdot \frac{U_{\delta}^2}{S_{н.м}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{115^2}{16} = 86,79 \text{ Ом},$$

Үш орамды трансформаторлар кедергілері

$$X_{T12}^B = X_{T13}^B = \frac{U_{BC} + U_{BH} - U_{CH}}{200} \cdot \frac{U_{\delta}^2}{S_{н.м}} = \frac{10,5 + 17,5 - 6,5}{200} \cdot \frac{115^2}{40} = 35,54 \text{ Ом},$$

$$X_{T12}^C = X_{T13}^C = \frac{U_{BC} + U_{CH} - U_{BH}}{200} \cdot \frac{U_{\delta}^2}{S_{н.м}} = \frac{10,5 + 6,5 - 17,5}{200} \cdot \frac{115^2}{40} = 0,83 \text{ Ом},$$

$$X_{T12}^H = X_{T13}^H = \frac{U_{CH} + U_{BH} - U_{BC}}{200} \cdot \frac{U_{\delta}^2}{S_{н.м}} = \frac{6,5 + 17,5 - 10,5}{200} \cdot \frac{115^2}{40} = 22,32 \text{ Ом}.$$

Желі кедергілері

$$X_{W1} = X_{y\delta 1} \cdot l_1 \cdot \frac{U_{\delta}^2}{U_{cp}^2} = 0,4 \cdot 32 \cdot \frac{115^2}{115^2} = 12,8 \text{ Ом}; \quad X_{W2} = X_{y\delta 2} \cdot l_2 \cdot \frac{U_{\delta}^2}{U_{cp}^2} = 0,4 \cdot 11 \cdot \frac{115^2}{115^2} = 4,4 \text{ Ом},$$

$$X_{W3} = X_{y\delta 3} \cdot l_3 \cdot \frac{U_{\delta}^2}{U_{cp}^2} = 0,4 \cdot 5 \cdot \frac{115^2}{115^2} = 2 \text{ Ом}; \quad X_{W4} = X_{y\delta 4} \cdot l_4 \cdot \frac{U_{\delta}^2}{U_{cp}^2} = 0,4 \cdot 2 \cdot \frac{115^2}{115^2} = 0,8 \text{ Ом},$$

$$X_{W5} = X_{y\delta 5} \cdot l_5 \cdot \frac{U_{\delta}^2}{U_{cp}^2} = 0,4 \cdot 8 \cdot \frac{115^2}{115^2} = 3,2 \text{ Ом}; \quad X_{W6} = X_{y\delta 6} \cdot l_6 \cdot \frac{U_{\delta}^2}{U_{cp}^2} = 0,4 \cdot 21 \cdot \frac{115^2}{115^2} = 8,4 \text{ Ом},$$



$$\begin{aligned}
X_{W7} &= X_{y\partial7} \cdot l_7 \cdot \frac{U_{\delta}^2}{U_{cp}^2} = 0,4 \cdot 9 \cdot \frac{115^2}{115^2} = 3,6 \text{ Ом}; & X_{W8} &= X_{y\partial8} \cdot l_8 \cdot \frac{U_{\delta}^2}{U_{cp}^2} = 0,4 \cdot 7 \cdot \frac{115^2}{115^2} = 2,8 \text{ Ом}, \\
X_{W9} &= X_{y\partial9} \cdot l_9 \cdot \frac{U_{\delta}^2}{U_{cp}^2} = 0,4 \cdot 4 \cdot \frac{115^2}{115^2} = 1,6 \text{ Ом}; & X_{W10} &= X_{y\partial10} \cdot l_{10} \cdot \frac{U_{\delta}^2}{U_{cp}^2} = 0,4 \cdot 7,5 \cdot \frac{115^2}{115^2} = 3 \text{ Ом}, \\
X_{W11} &= X_{y\partial11} \cdot l_{11} \cdot \frac{U_{\delta}^2}{U_{cp}^2} = 0,4 \cdot 7 \cdot \frac{115^2}{115^2} = 2,8 \text{ Ом}; & X_{W12} &= X_{y\partial12} \cdot l_{12} \cdot \frac{U_{\delta}^2}{U_{cp}^2} = 0,4 \cdot 7 \cdot \frac{115^2}{115^2} = 2,8 \text{ Ом}, \\
X_{W13} &= X_{y\partial13} \cdot l_{13} \cdot \frac{U_{\delta}^2}{U_{cp}^2} = 0,4 \cdot 6 \cdot \frac{115^2}{115^2} = 2,4 \text{ Ом}; & X_{W14} &= X_{y\partial14} \cdot l_{14} \cdot \frac{U_{\delta}^2}{U_{cp}^2} = 0,4 \cdot 17 \cdot \frac{115^2}{115^2} = 6,8 \text{ Ом}. \\
X_{W15} &= X_{y\partial14} \cdot l_{14} \cdot \frac{U_{\delta}^2}{U_{cp}^2} = 0,4 \cdot 19 \cdot \frac{115^2}{115^2} = 7,6 \text{ Ом}.
\end{aligned}$$

Орын басу сұлбаларында релелік қорғаныстың сезімталдығын тексеру үшін  $X_{T(+PН)}$ -ды  $X_{T(-PН)}$ -ға ауыстыру қажет

### Кері ретті орын басу сұлбасы

Желі элементтерінің кері реттік кедергісін санау үшін параметрлер берілмегендіктен, барлық элементтерге  $X_{ПРЯМ} = X_{ОБРАТ}$  қолдануға болады.

### Нөлдік ретті орын басу сұлбасы

### Нөлдік ретті орын басу сұлбасының желі кедергілері

$$\begin{aligned}
X_{W1}^0 &= X_{y\partial1}^0 \cdot l_1 \cdot \frac{U_{\delta}^2}{U_{cp}^2} = 1,28 \cdot 32 \cdot \frac{115^2}{115^2} = 40,96 \text{ Ом} \\
X_{W2}^0 &= X_{y\partial2}^0 \cdot l_2 \cdot \frac{U_{\delta}^2}{U_{cp}^2} = 1,28 \cdot 11 \cdot \frac{115^2}{115^2} = 14,08 \text{ Ом} \\
X_{W3}^0 &= X_{y\partial3}^0 \cdot l_3 \cdot \frac{U_{\delta}^2}{U_{cp}^2} = 1,28 \cdot 5 \cdot \frac{115^2}{115^2} = 6,4 \text{ Ом} \\
X_{W4}^0 &= X_{y\partial4}^0 \cdot l_4 \cdot \frac{U_{\delta}^2}{U_{cp}^2} = 1,28 \cdot 2 \cdot \frac{115^2}{115^2} = 2,56 \text{ Ом} \\
X_{W5}^0 &= X_{y\partial5}^0 \cdot l_5 \cdot \frac{U_{\delta}^2}{U_{cp}^2} = 1,28 \cdot 8 \cdot \frac{115^2}{115^2} = 10,24 \text{ Ом} \\
X_{W6}^0 &= X_{y\partial6}^0 \cdot l_6 \cdot \frac{U_{\delta}^2}{U_{cp}^2} = 1,28 \cdot 21 \cdot \frac{115^2}{115^2} = 26,88 \text{ Ом} \\
X_{W7}^0 &= X_{y\partial7}^0 \cdot l_7 \cdot \frac{U_{\delta}^2}{U_{cp}^2} = 1,28 \cdot 9 \cdot \frac{115^2}{115^2} = 11,52 \text{ Ом} \\
X_{W8}^0 &= X_{y\partial8}^0 \cdot l_8 \cdot \frac{U_{\delta}^2}{U_{cp}^2} = 1,28 \cdot 7 \cdot \frac{115^2}{115^2} = 8,96 \text{ Ом}
\end{aligned}$$

$$X_{W9}^0 = X_{y09}^0 \cdot l_9 \cdot \frac{U_{\delta}^2}{U_{cp}^2} = 1,28 \cdot 4 \cdot \frac{115^2}{115^2} = 5,12 \text{ Ом}$$

$$X_{W10}^0 = X_{y010}^0 \cdot l_{10} \cdot \frac{U_{\delta}^2}{U_{cp}^2} = 1,28 \cdot 7,5 \cdot \frac{115^2}{115^2} = 9,6 \text{ Ом}$$

$$X_{W11}^0 = X_{y011}^0 \cdot l_{11} \cdot \frac{U_{\delta}^2}{U_{cp}^2} = 1,28 \cdot 7 \cdot \frac{115^2}{115^2} = 8,96 \text{ Ом}$$

$$X_{W12}^0 = X_{y012}^0 \cdot l_{12} \cdot \frac{U_{\delta}^2}{U_{cp}^2} = 1,28 \cdot 7 \cdot \frac{115^2}{115^2} = 8,96 \text{ Ом}$$

$$X_{W13}^0 = X_{y013}^0 \cdot l_{13} \cdot \frac{U_{\delta}^2}{U_{cp}^2} = 1,28 \cdot 6 \cdot \frac{115^2}{115^2} = 7,68 \text{ Ом}$$

$$X_{W14}^0 = X_{y014}^0 \cdot l_{14} \cdot \frac{U_{\delta}^2}{U_{cp}^2} = 1,28 \cdot 17 \cdot \frac{115^2}{115^2} = 21,76 \text{ Ом}$$

$$X_{W14}^0 = X_{y014}^0 \cdot l_{14} \cdot \frac{U_{\delta}^2}{U_{cp}^2} = 1,28 \cdot 19 \cdot \frac{115^2}{115^2} = 24,32$$

мұндағы,  $U_{CP} = 115 \text{ кВ}$  – жүйенің орташа кернеуі.

Трансформаторлардың нөлдік ретті кедергілері тура реттік кедергілерге тең  $X_{ТР}^0 = X_{ПРЯМ.ТР}$ . Жүйелердің нөлдік кедергілері тура реттік кедергілерге теңейміз.

$$X_{C1.MAX}^0 = X_{C1.MAX}$$

$$X_{C1.MIN}^0 = X_{C1.MIN}$$

### НРТҚ есептеу

Уақыт ұстанымынсыз қорғаныстың бірінші сатысының іске қосылу тоғы энергия жүйесінің максималды режимінде қарама-қарсы қосалқы станцияның шиналарында жерге ҚТ болған кезде қорғаныс орнатылған жеріне келетін  $3I_0$  тоғына келтірілу шарттары бойынша таңдалады.

$$I_{Л(8-9)}^I = K_H \times 3 \times I_0, I_{Л9}^I = K_H \times 3 \times I_0, I_{Л11}^I = K_H \times 3 \times I_0$$

мұнда  $K_H = 1,3$  – сенімділік коэффициенті.

Екінші сатысы Л(8-9) желісі арқылы аралас байланыстардың тез іске қосылатын қорғаныстарына келтірілуі керек, яғни екі шарт пайда болады:

1. Л7 желісінің НРТҚ-ң бірінші сатысына келтіру;
2. Л12-13сінің НРТҚ-ң бірінші сатысына келтіру.

Үшінші сатысы қарама-қарсы қосалқы станцияның төмен және орта жақтарындағы жерге ҚТ –ға келтіріледі. Сонымен қатар Л(6-7) желісінің қосымшасындағы жерге ҚТ –ға келтіріледі.

Жерге ҚТ екі түрде болуы мүмкін: бірфазалы жерге ҚТ және екіфазалы жерге ҚТ, сәйкесінше екі шарт пайда болады:

$$I_{Л2-3}^I = K_H \times 3 \times I_0^{(1)},$$

$$I_{Л2-3}^{I(1,1)} = K_H \times 3 \times I_0^{(1,1)}.$$

Нөлдік тоқтарды табу үшін симулятор-бағдарламасын пайдалана отырып тікелей моделдеу әдісін қолданамыз. тура, кері және нөлдік ретті орынбасу схемаларынан тұратын кешенді схемалар тұрғызу қажет. Амперметр нөлдік ретті схемадағы қорғаныс орналасқан жерге орнатылады.

Бұл жерде селективтілік картасында  $3I_0$  тоғының қисықтары арқылы Л(8-9) желісінің қорғанысы орналасқан жерден ағып өтетін  $3I_0$  тоғын анықтауға болады. Себебі селективтілік картасы арқылы барлық сатының орналасуын анықтай аламыз

Бірінші сатыны есептеу

Модельдеудің нәтижелері келесідей:

$$I_{0,л(8-9)}^{(1)} = 765,8 \text{ A};$$

$$I_{0,л(8-9)}^{(1,1)} = 736,8 \text{ A}.$$

Екі тоқтың  $I_0$  ең үлкен тоғы алынады және осы мән үшін бірінші сатысының іске қосылу тоғы салынады

$$I_{л(6-7)}^I = K_H \cdot 3 \cdot I_0 = 1,3 \cdot 3 \cdot 765,8 = 2986,6 \text{ A}.$$

Екінші сатыны есептеу

1. Л7 желісінің НРТҚ-ң бірінші сатысына келтіру

Модельдеудің нәтижелері келесідей:

$$I_{0,л7}^{(1)} = 1323 \text{ A};$$

$$I_{0,л7}^{(1,1)} = 1181 \text{ A}.$$

Екі тоқтың  $I_0$  ең үлкен тоғы алынады және осы мән үшін бірінші сатысының іске қосылу тоғы салынады

$$I_{л7}^I = K_H \cdot 3 \cdot I_0 = 1,3 \cdot 3 \cdot 1323 = 5159 \text{ A};$$

2. Л12 желісінің НРТҚ-ң бірінші сатысына келтіру

Модельдеудің нәтижелері келесідей:

$$I_{0,л12}^{(1)} = 955,9 \text{ A};$$

$$I_{0,л12}^{(1,1)} = 882,5 \text{ A}.$$

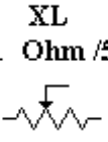
Екі тоқтың  $I_0$  ең үлкен тоғы алынады және осы мән үшін бірінші сатысының іске қосылу тоғы салынады


$$I_{л11}^I = K_n \cdot 3 \cdot I_0 = 1,3 \cdot 3 \cdot 955,9 = 3728 \text{ A}.$$

3I<sub>0</sub> тоғының қисықтарын салу үшін ҚТ нүктелерін Л9 желісінің соңына және Л11 желісінің соңына сәйкес жылжытамыз

Ол үшін симулятор-бағдарламада кешенді схема құрылады. Мұнда

резисторлар  орнына Л7 және Л12 желілерінің кедергілері ретінде

 [R]/1 Ohm /50%

 потенциометрлер қолданылады. Потенциометрдің орта нүктесі ҚТ-ң орын ауыстырушы нүктесі ретінде пайдаланылады.

Модельдеудің нәтижелері келесідей

$$I_{0,л(8-9)}^{л7} = 494,9 \text{ A};$$

Екі токтың I<sub>0</sub> ең үлкен тоғы алынады және осы мән үшін екінші сатысының іске қосылу тоғы салынады

$$I_{л(6-7)}^{II} = K_n \cdot 3 \cdot I_0 = 1,2 \cdot 3 \cdot 494,9 = 1781,6 \text{ A}.$$

Сезімталдық коэффициентін тексеру

$$K_q = \frac{3 \cdot I_0^{(1)}}{I_{л(8-9)}^{II}}.$$

мұнда I<sub>0</sub><sup>(1)</sup> - желі соңындағы бір фазалы ҚТ тоғы.

$$I_0^{(1)} = 765,8 \text{ A};$$

$$K_q = \frac{3 \cdot I_0^{(1)}}{I_{л(8-9)}^{II}} = \frac{3 \cdot 765,8}{1782} = 1,3 \geq 1,25$$

Сезімталдық қанағаттандырмайды, сол себепті біз қорғаныстың үшінші сатысын 7-шы және 12-ші желілердің НРТҚ-ның екінші сатысына келтіруіміз керек.

Екінші сатының уақыт ұстанымы

Екінші сатының уақыт ұстанымы селективтілік сатысына тең деп қарастырамыз.

$$t_{л2}^{II} = \Delta t; \text{ әдетте } t \approx 0,35 \div 0,5 \text{ с}.$$

Үшінші сатыны есептеу

Үшінші саты НРТҚ қосылған 3I<sub>0</sub> сүзгісінде пайда болатын теңсіздік тоғынан реттеледі.

$$I_{Л2}^{III} = K_H \times I_{НБ} ,$$

мұнда  $K_H = 1,25$  – сенімділік коэффициенті,

$I_{НБ}$  – теңсіздік тоғы.

Теңсіздік тоғы

$$I_{НБ} = I_{КЗ} \times \varepsilon \times K_A \times K_{ОДН} = 11322 \times 0,1 \times 1 \times 0,5 = 566,11 A ,$$

мұнда  $\varepsilon = 0,1$  – тоқ трансформаторының қателігі,  $K_A = 1$  – аperiodты құраушының коэффициенті,  $K_{ОДН} = 0,5$  – тоқ трансформаторының біртектілік коэффициенті.

$$I_{Л2}^{III} = K_H \times I_{НБ} = 1,25 \times 566,11 = 707,64 A.$$

Сезімталдық коэффициенті

$$K_{ч} = 3I^{(1)}_0 / I_{Л2}^{III} ,$$

мұнда  $I^{(1)}_0$  – резервтеу аймағының соңындағы бір фазалы ҚТ кезіндегі қорғаныс комплектісінен өтетін тоқ.

Үшінші саты барлық желінің соңындағы ҚТ-лардан сенімді қорғау қажет.

Есептеу қорытындысы бойынша

$$I^{(1)}_0 = 690,7$$

$$K_{ч} = 3I^{(1)}_0 / I_{Л2}^{III} = 2072,1 / 707,64 = 2,9 > 1,2$$

Сезімталдық қанағаттанарлықтай.

Үшінші сатының уақыт ұстанымы Л1  $t_{Л1}^{III} = 0,8$  с ,

Үшінші сатының уақыт ұстанымы Л3  $t_{Л3}^{III} = t_{Л1}^{III} + \Delta t = 0,8 + 0,5 = 1,3$  с ,

Үшінші сатының уақыт ұстанымы Л2  $t_{Л2}^{III} = t_{Л3}^{III} + \Delta t = 1,3 + 0,5 = 1,8$  с .

### 3.2 Дистанционды қорғаныс.

Дистанционды қорғаныстың есептелуі жалпы келесідей анықтамаға келтірілген:

1. Қорғаныстың уақыт ұстанымының және жеке сатыларының сезімталдығының іске қосылу кедергілері.

2. Қосу органдарының типі мен сезімталдығының іске қосылу параметрлері.

3. Энергожүйеде тербеліс болған кездегі қорғаныстың тыйым салу құрылғысының типі және сезімталдығының іске қосылу параметрлері.

ҚТ тоқтарын есептеу үшін орынбасу сұлбасын құрастырамыз және "ELECTRONICS WORKBENCH" бағдарламасының көмегімен тоқтарды анықтаймыз.

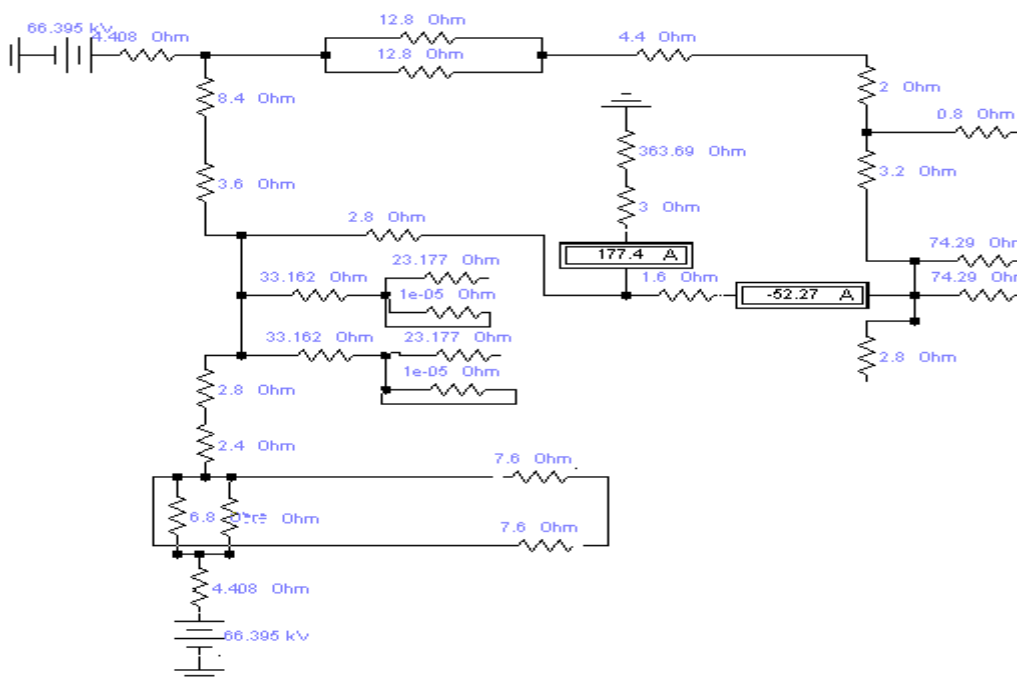
### 3.2.1 Бірінші сатыны есептеу

Қорғаныстың бірінші аумағының іске қосылуының бірінші ретті уақыт ұстанымысыз кедергісі келесі өрнек бойынша желінің қарама-қарсы соңындағы маталдық ҚТ-дан орнатылады:

$$a) Z_{сз.Л(8-9)}^I = 0,85 \cdot Z_{Л(8-9)} = 0,85 \cdot 4,4 = 3,74 \text{ Ом};$$

$$b) Z_{сз.Л(8-9)}^I = 0,85 \cdot (Z_{Л(8-9)}(36,36\%) + \frac{Z_{Л10} + Z_{Т16}}{K_{m.mp}}) = 0,85 \cdot (1,6 + \frac{3 + 363,69}{0,29}) = 1076,14 \text{ Ом};$$

$$K_{m.mp} = \frac{I_{Л(8-9)}}{I_{mp16}} = \frac{52,27}{177,4} = 0,29$$



Сурет 3.3.1- ҚТ нүктесіндегі орынбасу сұлбасы және максималды режимдегі тоқтары.

7-ші желіде орнатылған қорғаныстың 1-ші саты.

$$1.а) \quad Z'_{сз.Л7} = 0,85 \cdot Z_{Л7} = 0,85 \cdot 3,6 = 3,06 Ом;$$

$$1.б) \quad Z'_{сз.Л7} = 0,85 \cdot Z_{Л(8-9)} + 0,66 Z_{Л7} = 0,85 \cdot 4,4 + 0,66 \cdot 3,6 = 6,12 Ом;$$

12-13-ші желіде орнатылған қорғаныстың 1-ші саты.

$$1.а) \quad Z_{Л(12-13)} = 0,85 \cdot Z_{Л(12-13)} = 0,85 \cdot 5,2 = 4,42 Ом;$$

$$1.б) \quad Z'_{сз.Л(12-13)} = 0,85 \cdot (Z_{Л(12-13)(53.85\%)} + \frac{Z_{I6} + Z_{T11}}{K_{m.mp}}) = 0,85 \cdot (2,8 + \frac{0,4 + 290,91}{0,15}) = 1653,14 \text{ Ом};$$

$$K_{m.mp} = \frac{I_{Л(8-9)}}{I_{mp16}} = \frac{33,81}{223,3} = 0,15$$

### 3.2.2. Екінші сатыны есептеу.

1. Бірінші қорғаныстың екінші сатысының бірінші ретті іске қосылу кедергісі  $Z''$  сз1 сезімталдық бойынша екінші қорғаныстың бірінші сатысымен  $Z'$  сз2 келісімді болуы керек. Ол екі шарт бойынша орындалады, сол екі шарттың қайсысы аз болса соны аламыз: Олар а)12-ші және 7-шы желінің бірінші сатысы бойынша  $Z'_{сз.Л11}$ ;

2. Бірінші қорғаныстың екінші сатысының бірінші ретті іске қосылу кедергісі  $Z''$  сз1 сезімталдық бойынша сегізінші трансформатормен келісімді болуы керек

$$Z''_{сз.} = 0,85 \cdot Z_{Л(8-9)} + \frac{0,78}{k_{m.mp.}} Z'_{сз.Л7} = 0,85 \cdot 4,4 + \frac{0,78}{0,23} \cdot 3,06 = 14,12 Ом.;$$

$$k_{m.mp.} = \frac{I_{Л(8-9)}}{I_{Л7.}} = \frac{1116}{4872} = 0,23$$

$$Z''_{сз.} = 0,85 \cdot Z_{Л(8-9)} + \frac{0,78}{k_{m.mp.}} Z'_{сз.Л12-13} = 0,85 \cdot 4,4 + \frac{0,78}{0,37} \cdot 4,42 = 13,05 Ом.;$$

$$k_{m.mp.} = \frac{I_{Л(8-9)}}{I_{Л12-13}} = \frac{1433}{3868} = 0,37$$

$$Z''_{сз.} = 0,85 \cdot (Z_{Л(8-9)} + \frac{Z_{mp13}}{k_{m.mp.}}) = 0,85 \cdot (4,4 + \frac{56,34}{0,19}) = 255,78 Ом.;$$

$$k_{m.mp} = \frac{I_{Л(8-9)}}{I_{mp13}} = \frac{204,7}{1061} = 0,19$$

$$Z''_{сз.} = 0,85 \cdot (Z_{Л(8-9)} + \frac{Z_{mp13}}{k_{m.mp.}}) = 0,85 \cdot (4,4 + \frac{33,162}{0,19}) = 152 Ом.;$$

$$k_{m.mp} = \frac{I_{Л(8-9)}}{I_{mp\backslash 13}} = \frac{325,1}{1685} = 0,19$$

Сезімталдық коэффициенті:

$$k_{ч.з}^{II} = \frac{Z_{сз.}^{II}}{Z_{Л(8-9)}} = \frac{13,05}{4,4} = 2,96$$

Қабылданған  $Z^{II}$  сз1 үшін  $k_{чз1}^{II} > 1.25$ .

ПУЭ бойынша бұл коэффициент 1,25-тен аз болмауы қажет. Екінші сатының уақыт ұстанымын селективтілік сатысына тең деп қабылдаймыз, яғни

$$t_{сз1}^{II} = \Delta t. \quad \Delta t = 0,5 \text{ сек.}$$

### 3.2.3. Үшінші сатыны есептеу.

Қорғаныстың үшінші сатысын іске асыратын қосқыш релелері жүктеменің жұмыс режиміндегі минималды кедергіден келтірілуі керек, яғни эксплуатацияда мүмкін болатын шарттардағы максималды жұмыс тоғы  $I_{раб.макс.}$  және минималды кернеу  $U_{раб.мин.} = (0.9 - 0.95) U_{ном.}$

Тежелген қозғалтқыштардың өзіндік іске қосылу коэффициентін  $k_z = 1.5$ , сенімділік  $k_n = 1.2$  және қайтымдылық коэффициенттерін  $k_v = 1.05 - 1,1$  ескеріп, реленің бірінші ретті іске қосу кедергісін келесідей анықтаймыз:, [3]

$$Z_{сз1}^{III} = \frac{Z_{раб.мин.}}{k_n k_z k_v} = \frac{U_{раб.мин.}}{\sqrt{3} \cdot k_n k_z k_v \cdot I_{раб.макс.} \cos(\varphi_{м.ч} - \varphi_{раб})}$$

мұндағы  $\varphi_{м.ч} = 75^0$  – сипаттамалары комплекстік жазықтықта координата басы арқылы өтетін шеңбер түрінде болып келетін, бұл қорғаныстың барлық сатыларының бағытталған кедергі релесінің максималды сезімталдық бұрышы.

$I_{раб макс}$  тогын жоғары кернеудегі ТТ-ң номинал тогына тең деп аламын  
Берілген өлшемдерді орнына қоя отырып келесіні анықтаймыз:

$$\begin{aligned} Z_{сз.Л(6-7)}^{III} &= \frac{Z_{раб.мин.}}{k_n k_z k_v} = \frac{U_{раб.мин.}}{\sqrt{3} \cdot 1.2 \cdot 1.5 \cdot 1.1 \cdot I_{раб.макс.} \cdot \cos(75^0 - 31^0)} = \\ &= \frac{0.9 \cdot 110000}{\sqrt{3} \cdot 1,2 \cdot 1,5 \cdot 1,1 \cdot 300 \cdot \cos(75^0 - 31^0)} = 406,58 \text{ Ом} \end{aligned}$$

Аралас желінің соңындағы ҚТ кезіндегі сезімталдық коэффициенті:



$$k_{ч.з}^{III} = \frac{Z_{сз.Л(6-7)}^{III}}{Z_{Л(6-7)}} = \frac{406,58}{4,4} = 92,4;$$

Резервтеу аймағының соңындағы ҚТ кезінде, яғни ток таратуды ескере отырып сезімталдық коэффициенті келесідей анықталады: , [3]

$$k_{т.мин} = \frac{I_{Л(8-9)}}{I_{Л12-13}} = \frac{1433}{3868} = 0,37 - \text{ток тарату коэффициенті.}$$

$$k_{ч.з}^{III} = \frac{Z_{сз.1}^{III}}{Z_{сз.макс}} = \frac{Z_{сз.1}^{III}}{[Z_{Л(8-9)} + (\frac{Z_{Л12-13}}{k_{т.мин}})]} = \frac{406,58}{[4,4 + (\frac{5,2}{0,37})]} = 22,04;$$

ПУЭ бойынша  $k_{ч.з}^{III}$  коэффициенттері сәйкесінше 1,5 және 1,2 шамадан үлкен болуы керек.

Үшінші сатының уақыт ұстанымын қарсы сатылық принцип бойынша екінші қорғанысқа ұқсас уақыт ұстанымы селективтілік сатысына көбірек болады деп аламыз,

$$\begin{aligned} \text{яғни } t_{32}^{II} &= 0,5 \text{ с } \Delta t = 0,5 \text{ сек;} \\ t_{3л3}^{III} &= t_{32}^{II} + \Delta t = 0,5 + 0,5 = 1 \text{ сек;} \\ t_{3л2} &= 1,5 \text{ сек;} \end{aligned}$$

Реленің іске қосылу кедергісі келесі формуламен анықталады

$$Z_{с.р} = Z_{с.з} * n_T / n_H \quad (3.114)$$

$Z_{с.р}$  мәніне қарап каталогтық мәліметтер бойынша реленің қойылымы таңдалынады.

Барлық сатылар үшін  $n_T = 300/5$ ,  $n_H = 110/0,1 = 1100$  деп қабылдап  $Z_{с.р}$  есептейміз

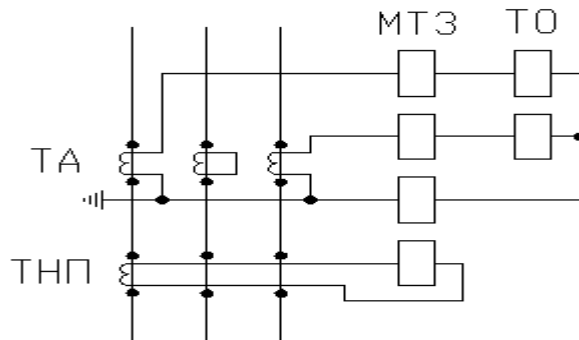
$$\begin{aligned} Z_{ср1}^I &= 3,74 \cdot \frac{60}{1100} = 0,204 \text{ Ом;} \\ Z_{ср1}^{II} &= 13,05 \cdot \frac{60}{1100} = 0,71 \text{ Ом;} \\ Z_{ср1}^{III} &= 406,58 \cdot \frac{60}{1100} = 22,17 \text{ Ом;} \end{aligned}$$

## 4 БӨЛІМ

### 4.1 Максималды тоқ қорғанысы

Максималды тоқ қорғанысы кабельді желілердегі үш фазды ҚТ және жүктелуден қорғауға арналған.

Қорғаныс негізінен РТ-40 релесімен екі фазалық түрде орындалады.



4.1.1 сурет –Кабельді желілердің МТҚ, ТҮ және НРТҚ қорғанысы

#### 4.1.1 Қорғаныс қойылымын есептеу

МТҚ қорғанысының қойылымын таңдау мәні біріншілік және екіншілік іске қосу тоғын, реле типін, қорғалатын зона соңындағы ҚТ кезіндегі сезімталдығын анықтауда.

МТҚ нің біріншілік тоғы тежелген электр қозғалтқыштардың өзіндік жіберу тоғынан ретелу қажет. Сонымен қатар максималды жұмыс тоғы кезінде қорғаныс істемеуі қажет. Осы шарттарды ескере, қалыпты режимде біріншілік іске қосылу тоғы келесі формуламен анықталады:

$$I_{C3} = \frac{k_H \cdot k_{C3}}{k_B} \cdot I_{MAX.BЛ} \quad (4.1.1)$$

мұнда  $I_{MAX.КЛ}$  – кабель желісінің максималды жүктеме тоғы;

$K_H = 1,2$  – реттелу коэффициенті;

$K_B = 0,8-0,85$  – реленің қайту коэффициенті, қабылдаймын;

$K_3 = 1,25$  – өзіндік жіберу коэффициенті, қабылдаймын.

Реленің істеу тоғы келесі өрнектен анықталады:

$$I_{CP} = \frac{k_{CX} \cdot I_{C3}}{k_T} \quad (4.1.2)$$

мұнда  $K_{CX} = 1$  – сұлба коэффициенті;

$K_{Ta}$  – ТТ коэффициенті.

Қорғаныс зона соңындағы үш фазалық ҚТ кезіндегі қорғаныс сезімталдығын тексеремін:

$$k_{\text{У}} = \frac{I_K^{(3)}}{I_{C3}} \quad (4.1.3)$$

мұндағы  $I_{K.\text{мин}}$  – қорғаныс зона соңындағы үш фазалық ҚТ

ПУЭ бойынша сезімталдық коэффициенті 1,5 кем болмауы тиіс, шарт орындалады, яғни сезімталдығы жеткілікті.

Уақыт ұстанымы МТҚ үшін  $t=t_{\text{мин}}+\Delta t$ .  $t_{\text{мин}}=1$  с

Қосалқы стансаның 10 кВ жағындағы желілер:

$$L1 = 8 \text{ км}; L2 = 10 \text{ км}; L3 = 12 \text{ км}.$$

$$U_{\text{б}} = 115 \text{ кВ}; U_{\text{ср}} = 115 \text{ кВ}.$$

$$X_{\text{уд}} = 0,4 \text{ Ом/км}$$

$$I_{\text{раб.мах.Л1}} = 345 \text{ А}; I_{\text{раб.мах.Л2}} = 245 \text{ А}; I_{\text{раб.мах.Л3}} = 145 \text{ А}.$$

Желінің кедергілерін есептеу

$$X_{L1} = L1 \cdot X_{\text{уд}} \cdot \frac{U_{\text{ср}}^2}{U_{\text{б}}^2} = 8 \cdot 0,4 \cdot \frac{115^2}{115^2} = 3,2 \text{ Ом}; \quad (4.1.4)$$

$$X_{L2} = L2 \cdot X_{\text{уд}} \cdot \frac{U_{\text{ср}}^2}{U_{\text{б}}^2} = 10 \cdot 0,4 \cdot \frac{115^2}{115^2} = 4 \text{ Ом}; \quad (4.1.5)$$

$$X_{L3} = L3 \cdot X_{\text{уд}} \cdot \frac{U_{\text{ср}}^2}{U_{\text{б}}^2} = 12 \cdot 0,4 \cdot \frac{115^2}{115^2} = 4,8 \text{ Ом}. \quad (4.1.4)$$

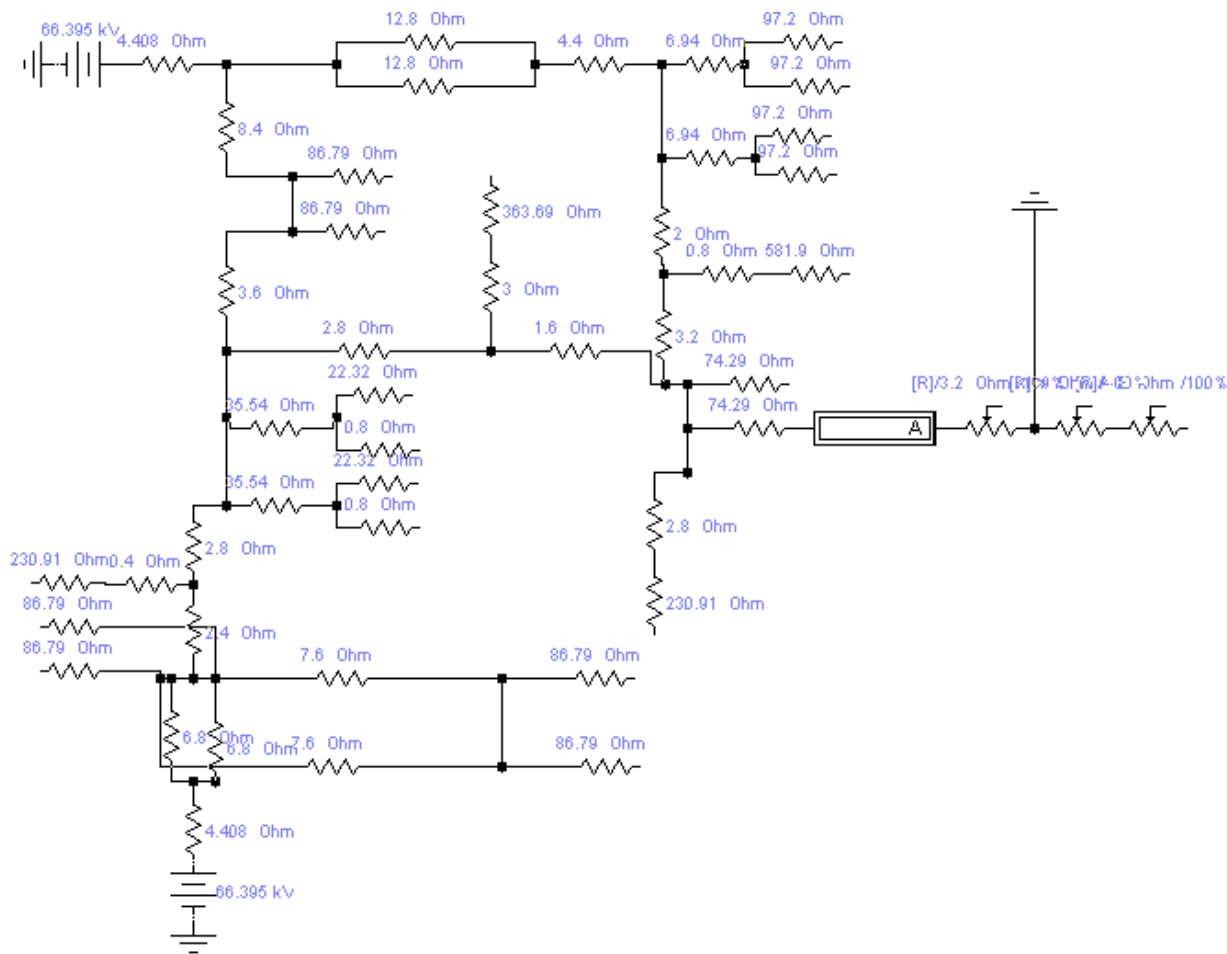
#### 4.1.2 110 кВ-қа клтірілген 10 кВ желілер соңындағы ҚТ тоқтарын анықтау

ҚТ тоқтарын есептеу үшін орынбасу сұлбасын құрастырамыз және "ELECTRONICS WORKBENCH" бағдарламасының көмегімен тоқтарды анықтаймыз.

МТҚ қорғанысының қойылымын таңдау мәні біріншілік және екіншілік іске қосу тоғын, реле типін, қорғалатын зона соңындағы ҚТ кезіндегі сезімталдығын анықтауда.

МТҚ нің біріншілік тоғы тежелген электр қозғалтқыштардың өзіндік жіберу тоғынан ретелу қажет. Сонымен қатар максималды жұмыс тоғы кезінде қорғаныс істемеуі қажет. Осы шарттарды ескере, қалыпты режимде біріншілік іске қосылу тоғы келесі формуламен анықталады:

Максималды тоқ қорғанысы кабельді желілердегі үш фазды ҚТ және жүктелуден қорғауға арналған.



Сурет 4.1.2 – ҚТ тоқтарын анықтау

$$I_{кзЛ1} = 774,5 \text{ A}; I_{кзЛ2} = 740 \text{ A}; I_{кзЛ3} = 702,5 \text{ A}.$$

ҚТ тоқтарын 10 кВ кернеуге келтіреміз

$$I_{кзЛ1} = 774,5 \cdot \frac{110}{10} = 8,519 \text{ кА};$$

$$I_{кзЛ2} = 740 \cdot \frac{110}{10} = 8,14 \text{ кА};$$

$$I_{кзЛ3} = 702,5 \cdot \frac{110}{10} = 7,727 \text{ кА};$$

ЛЗ-ші желінің МТҚ санау

Қорғаныстың іске қосылу тоғы

$$I_{сз} = \frac{K_n \cdot K_3}{K_g} \cdot I_{раб.мах} = \frac{1,2 \cdot 1,25}{0,8} \cdot 145 = 271,87 \text{ A}.$$

Реленің іске қосылу тоғы

$$I_{cp} = \frac{K_{cx}}{K_T} \cdot I_{c3} = \frac{1}{40} \cdot 271,87 = 6,79 \text{ A}.$$

мұнда  $K_T = \frac{200}{5} = 40$ ,

$I_{cp} = 7 \text{ A}$  деп қабылдаймыз.

$$I_{c3} = \frac{K_T}{K_{cx}} \cdot I_{cp} = \frac{40}{1} \cdot 7 = 280 \text{ A}.$$

Қорғаныс сезімталдығын тексеремін:

$$K_{q3} = \frac{I_K^{(3)}}{I_{c3}} = \frac{8519}{280} = 30,425 > 1,5.$$

Қорғаныстың уақыт қойылымын анықтау

$$\Delta t = 0,5 \text{ c};$$

$$t_{yJ3} = t_{\min} + \Delta t = 1 + 0,5 = 1,5 \text{ c}.$$

Л2-ші желінің МТҚ санау

Қорғаныстың іске қосылу тоғы

$$I_{c3} = \frac{K_n \cdot K_3}{K_6} \cdot I_{\text{раб.мах}} = \frac{1,2 \cdot 1,25}{0,8} \cdot 245 = 459,375 \text{ A}.$$

Реленің іске қосылу тоғы

$$I_{cp} = \frac{K_{cx}}{K_T} \cdot I_{c3} = \frac{1}{60} \cdot 459,375 = 7,66 \text{ A}.$$

мұнда  $K_T = \frac{300}{5} = 60$ ,

$I_{cp} = 8 \text{ A}$  деп қабылдаймыз.

$$I_{c3} = \frac{K_T}{K_{cx}} \cdot I_{cp} = \frac{60}{1} \cdot 8 = 480 \text{ A}.$$

Қорғаныс сезімталдығын тексеремін:

$$K_{q2} = \frac{I_K^{(3)}}{I_{c3}} = \frac{8140}{480} = 16,96 > 1,5.$$

Қорғаныстың уақыт қойылымын анықтау

$$\Delta t = 0,5 \text{ c};$$

$$t_{yJ2} = t_{yJ3} + \Delta t = 1,5 + 0,5 = 2 \text{ c}.$$

Л1-ші желінің МТҚ санау

Қорғаныстың іске қосылу тоғы

$$I_{c3} = \frac{K_n \cdot K_3}{K_6} \cdot I_{\text{раб.мах}} = \frac{1,2 \cdot 1,25}{0,8} \cdot 345 = 646,875 \text{ A}.$$

Реленің іске қосылу тоғы

$$I_{cp} = \frac{K_{cx}}{K_T} \cdot I_{c3} = \frac{1}{120} \cdot 646,875 = 5,39 \text{ A}.$$

мұнда  $K_T = \frac{600}{5} = 120$ ,

$I_{cp} = 6 \text{ A}$  деп қабылдаймыз.

$$I_{c3} = \frac{K_T}{K_{cx}} \cdot I_{cp} = \frac{120}{1} \cdot 6 = 720 \text{ A}.$$

Қорғаныс сезімталдығын тексеремін:

$$K_{\psi} = \frac{I_K^{(3)}}{I_{c3}} = \frac{7727}{720} = 10,73 > 1,5.$$

Қорғаныстың уақыт қойылымын анықтау

$$\Delta t = 0,5 \text{ c};$$

$$t_{yЛ1} = t_{yЛ2} + \Delta t = 2 + 0,5 = 2,5 \text{ c}.$$

#### **4.2 10 кВ желінің 7SJ62 қосымша қорғаныс құрылғысының функциялары**

50,51 – Максимальды ток қорғанысы, қорғалатын зонадағы фаза аралық ҚТ кезінде ток бойынша іске қосылатын үш сатысы бар.

Әрбір сатысы белгілі уақыт ұстаныммен істейді:

Ажыратқышты сөндіру, АПВ қосу және УРОВ қосу.

50N, 51N, 67N. – бағытталған ноль ретті ток қорғанысы, қорғалатын зонадағы жерге ҚТ кезінде ток бойынша іске қосылатын төрт сатысы бар.

Үшінші немесе төртінші қорғаныс сатысы ажыратқыш қосылғаннан кейін берілген уақыт аралығында автоматты түрде іске қосылуы жылдамдатылады.

Әрбір сатысы тәуелсіз уақыт ұстанымымен ажыратқышты сөндіруге, АПВ қосуға және УРОВ қосуға іске асады.

46 – кері ретті ток қорғанысы, қорғалатын зонадағы симметриялы емес ҚТ кезінде ток бойынша екі сатысы бар, автотрансформатордың негізгі қорғанысына қосымша ретінде және жоғарғы мен төменгі кернеу жағындағы симметриялы емес ҚТ сөндіруге қосымша болуға арналған.

Бірінші уақыт ұстанымы 110 кВ шина аралық ажыратқышты сөндіруге, екіншісі – автотрансформатордың 110 кВ ажыратқышын және үшіншісі – АТ барлық ажыратқышын сөндіруге жұмыс істейді.

27 – кернеудің түсуінен қорғайтын қорғаныс, 220 кВ желісіндегі симметриялы кернеудің түсуінен іске қосылатын екі сатысы бар. Тәуелсіз уақыт ұстанымымен 10 кВ ажыратқышын қосуға жұмыс істейді.

59 – кернеудің жоғарлауынан қорғайтын қорғаныс, 220 кВ желісіндегі симметриялы кернеудің жоғарлауынан іске қосылатын бір сатысы бар. Тәуелсіз уақыт ұстанымымен 10 кВ ажыратқышын қосуға жұмыс істейді.

FR - апаттық жағдайларды тіркейді, құрылғының дисплейінде көрсетеді және мәліметті дистанционды жібереді.

- фазалық тоқ, ноль ретті тоқ;
- фазалық кернеу, ноль ретті кернеу.

ER - құрылғының дисплейіндегі көрсететінді сақтау үшін ішкі жағдайды тіркеуші. Сонымен бірге ішкі қызметіндегі ақаулықтарды және іске қосылу жағдайларын дистанционды жібереді.

Қорғаныстың қойылым уақыттарын төмендету мақсатында 7SJ62 қосымша қорғаныс құрылғысын пайдаланамыз.

ХЭК стандарттары бойынша оның келесідей формулалары тәуелді сиппатамалар құруға арналған.

**NORMAL INVERSE** (Тип А)  
(Нормально инверсная)

$$t = \frac{0.14}{\left(\frac{I}{I_p}\right)^{0.02} - 1} \times T_p [S]$$

**VERY INVERSE** (Тип В)  
(Сильно инверсная)

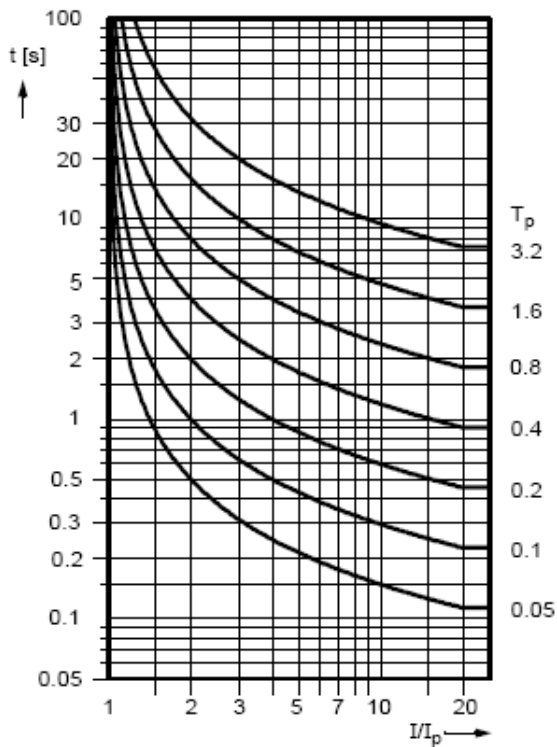
$$t = \frac{13.5}{\left(\frac{I}{I_p}\right)^1 - 1} \times T_p [S]$$

**EXTREMELY INV.** (Тип С)  
(Предельно инверсная)

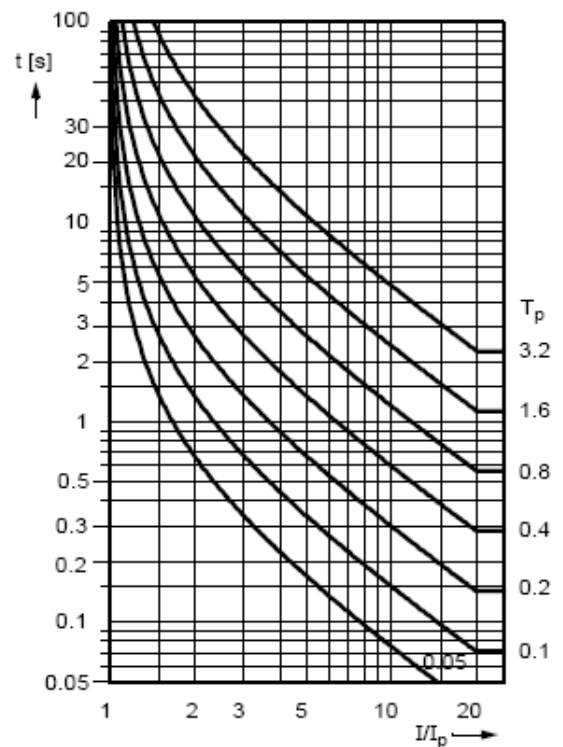
$$t = \frac{80}{\left(\frac{I}{I_p}\right)^2 - 1} \times T_p [S]$$

**LONG INVERSE** (Тип В)  
(Продолжительно инверсная)

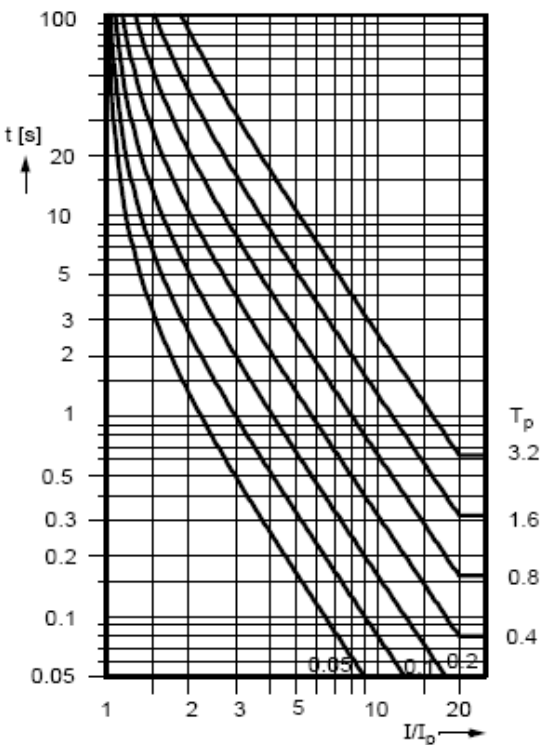
$$t = \frac{120}{\left(\frac{I}{I_p}\right)^1 - 1} \times T_p [S]$$



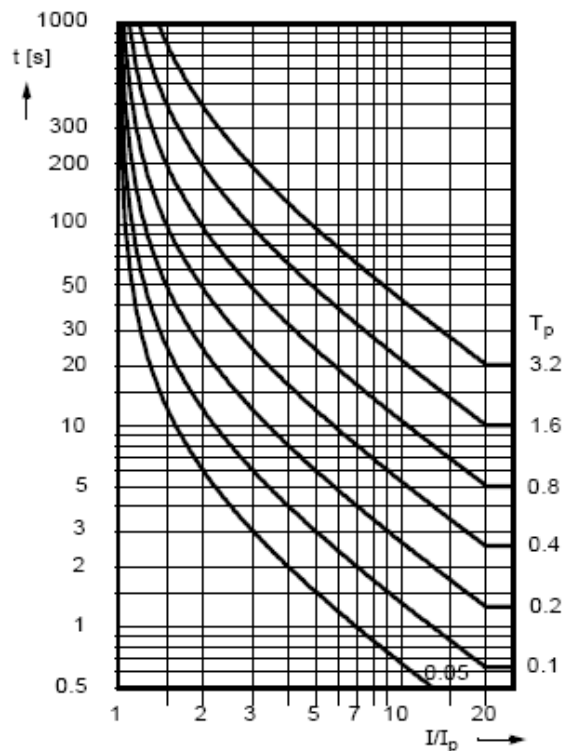
Normal Inverse: (Type A)  $t = \frac{0.14}{(I/I_p)^{0.02} - 1} \cdot T_p$  [s]



Very Inverse: (Type B)  $t = \frac{13.5}{(I/I_p)^1 - 1} \cdot T_p$  [s]



Extremely Inverse: (Type C)  $t = \frac{80}{(I/I_p)^2 - 1} \cdot T_p$  [s]



Long Inverse:  $t = \frac{120}{(I/I_p)^1 - 1} \cdot T_p$  [s]

4.2.1 сурет – максималды ток қорғанысының өшіру сипаттамалары.

Есептеуді үшінші желіден бастаймыз  $t_{y/ЛЗ} = t_{\min} + \Delta t = 1 + 0.5 = 1.5$  с.

Уақыттың көбейту коэффициентін анықтау



$$\text{NORMAL INVERSE (Тип А)} \quad t_{y/3} = \frac{0,14}{\left(I/I_p\right)^{0,02} - 1} \cdot T_p[S]$$

(Нормально инверсная)

$$\text{Бұдан:} \quad T_p[S] = \frac{t_{y/3}}{0,14} \cdot \left[\left(I/I_p\right)^{0,02} - 1\right] = \frac{1,5}{0,14} \cdot \left[(3417,7/187,5)^{0,02} - 1\right] = 0,64$$

Келесі желілердің де уақытын осылай табамыз. Есептеу нәтижелері 4.2.1 – кестеде кетірілген.

4.2.1 – кесте. Желілердің уақыттың көбейту коэффициенті

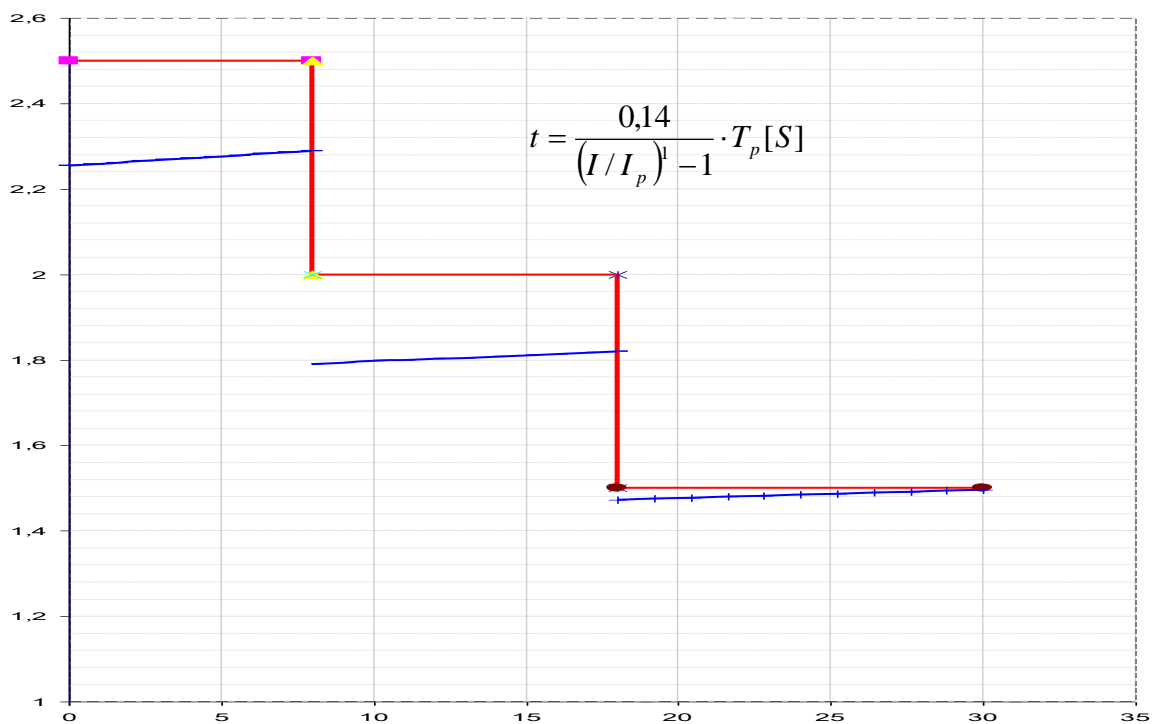
	Формула	$T_p[S], \text{ с}$		
		Л1	Л2	Л3
<b>NORMAL INVERSE</b> (Тип А) (Нормально инверсная)	$t = \frac{0,14}{\left(I/I_p\right)^{0,02} - 1} \cdot T_p[S]$	0,664	0,647	0,64
<b>VERY INVERSE</b> (Тип В) (Сильно инверсная)	$t = \frac{13,5}{\left(I/I_p\right)^1 - 1} \cdot T_p[S]$	0,956	1,209	1,91
<b>EXTREMELY INV.</b> (Тип С) (Предельно инверсная)	$t = \frac{80}{\left(I/I_p\right)^2 - 1} \cdot T_p[S]$	1,159	2,085	6,21
<b>LONG INVERSE</b> (Тип В) (Продолжительно инверсная)	$t = \frac{120}{\left(I/I_p\right)^1 - 1} \cdot T_p[S]$	0,108	0,136	0,215

Уақыт қойылымдарының есептеу нәтижелері 4.2.2 – кестеде келтірілген.

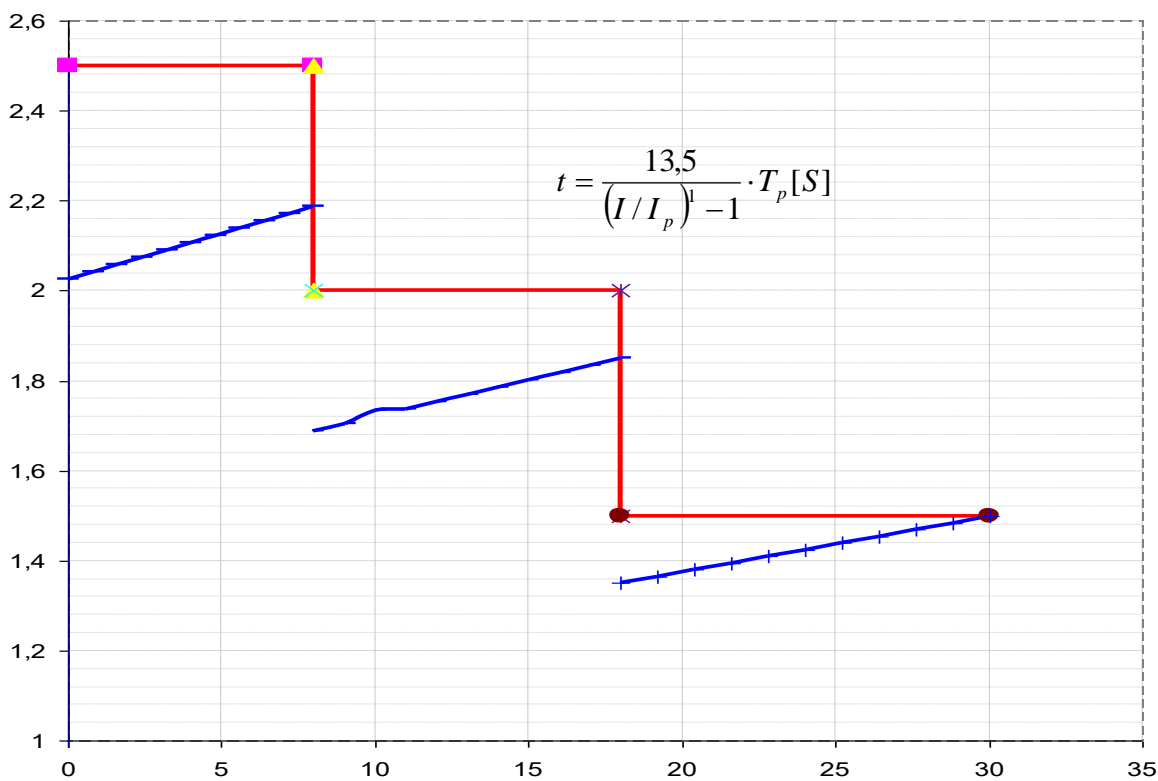
4.2.2 – кесте. Желілердің уақыт қойылымдары

	Формула	$t_{y \min}, \text{ с}$		
		Л1	Л2	Л3
<b>NORMAL INVERSE</b> (Тип А) (Нормально инверсная)	$t = \frac{0,14}{\left(I/I_p\right)^{0,02} - 1} \cdot T_p[S]$	2,46	1,97	1,48
<b>VERY INVERSE</b> (Тип В) (Сильно инверсная)	$t = \frac{13,5}{\left(I/I_p\right)^1 - 1} \cdot T_p[S]$	2,39	1,92	1,45
<b>EXTREMELY INV.</b> (Тип С) (Предельно инверсная)	$t = \frac{80}{\left(I/I_p\right)^2 - 1} \cdot T_p[S]$	2,32	1,88	1,42
<b>LONG INVERSE</b> (Тип В) (Продолжительно инверсная)	$t = \frac{120}{\left(I/I_p\right)^1 - 1} \cdot T_p[S]$	2,4	1,92	1,45

Нәтижелерін салыстыра келе С типті (Предельно инверсная) формуласын қолдануымыз қажет, қорғаныстың салыстырмалы жылдам жұмыс істеуі көрінеді.



4.2.2 сурет



4.2.3 сурет

## 5 №35 СТАНСАСЫНЫҢ ТИІМДІЛІГІНІҢ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИКАЛЫҚ НЕГІЗДЕМЕСІ

### 5.1 Жобаның технико-экономикалық негіздемесі жобалаудың үнемділігін дәлелдеу

Электр стансаның негізгі қызметі тұтынушыларды электр энергиясымен сенімді және үздіксіз қамтамасыз етеді. Электрмен жабдықтаудың сенімділігін және тұтынушыларға көрсетілетін қызметтің сапасын көрсетеміз. Олардың апаттылығын төмендететін моральді және физикалық тозған жабдықтарды, электр қондырғыларды жаңарту керек. Жабдықтардың жөндеу-эксплуатациялық қызмет көрсетуімен байланысты тікелей шығындарды төмендетеміз.

№35 стансасындағы трансформаторлардың қуаты тұтыну үшін аз болғандықтан, қуаты көп трансформаторға ауыстырамыз.

Электр стансаның элементтерінің едәуір физикалық және моральдық тозуы электрмен жабдықтаудың жиі бұзылуына және электр энергиясының толығымен жіберілмеуіне алып келеді.

Бұл электр станса шамамен 20-30 жылдан астам уақыт пайдаланылыста және де түбегейлі қайта құру мен жаңадан жабдықтау қажет етеді. Орта есеппен оның тозуы шамамен 70-80 пайызды құрайды. Электр стансаны мұнан былай пайдалану мүмкіндігі оның қайта қалпына келтіру мен жөндеу жұмыстарына кеткен шығындардың өсуіне байланысты өте төмен. Торап жабдықтарының тозуының аталған жағдайлары желінің немесе трансформатордың өшірілуіне әкеп соғатын жиі болып тұратын апаттардың негізгі себептері болады.

Жобаның экономикалық көрсеткіштерін есептеу

Трансформаторлардың қызмет ету мерзімі – 25 жыл.

Пайыздық ставка - 10%.

NPV – таза құнды анықтау әдісі

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

1. Кез келген фирма өз құндылығын өсіруге ұмтылады;

2. Әртүрлі уақыттық шығындардың құны әртүрлі.

Ақшаның құндылығы уақыт бойынша да өзгеріп тұрады. Мұның мәні инфляцияда емес, коммерциялық операцияға салынған тенге бір жыл ішінде одан түскен табыс есебінен қомақты сомаға айналуы мүмкін.

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

$$PV = FV \cdot \frac{1}{(1+r)^n}; \quad (5.1)$$

мұндағы,  $PV$  – құралдардың болашақ қосындысы;

$FV$  – банктің пайыздық ставкасы;

$n$  – жобаны іске асыру уақыты.

$NPV$  - бұл жобаны іске асыру тудыратын ақша салымдарының қосындысымен, оның ағындық құнына дисконтталған және осы жобаны іске асыруға қажетті барлық шығындардың ағындық құндарының дисконтталған қосындысы.

$$NPV = \sum_{t=1}^n \frac{CF_n}{(1+r)^t} - I_0 \quad (5.2)$$

мұндағы,  $I_0$  – бастапқы салынған құралдар;

$CF$  – қаржы құралдарының түсуі;

$r$  - банктің пайыздық ставкасы;

$t$  - жобаның іске асыру жылдары.

## 5.2 ПС 110/10 кВ күштік трансформаторларды ауыстыру шаралары кезіндегі эканомикалық тиімділік

Есептеген кезде, арнайы каталоктарда екі орамды трансформатордың  $P_k$  қысқаша тұйықталу шығындары көрсетілетінін ескеру қажет. Ол екі орамдық режимде жүктеме оамасымен ВН және СН немесе НН 100 %-к шектеуімен  $P_k$  максималдық мәндердін береді. Кез-келген үшорамдық режимде ВН жүктемесі орама жүктемесі 100 % және арифметикалық қосындылар СН және НН орама жүктемелері ВН жүктемесін қамтиды. Сонымен қатар  $P_k$  шығындары каталоктардағы  $P_k$  мәндерінен асып кетпейді.

ТМ-4000 110/10кВ ТМ-4000 110/10кВ –ді ПС ТДН-10000 110/10кВ – 2 шт трансформатордың ауыстырылуы

$$S_1 = 4000 \text{ кВА} - \text{с } P_{x1} = 85 \text{ кВт}, P_{k1} = 310 \text{ кВт}$$

басқа трансформаторларға ауыстырылуы

$$S_2 = 10000 \text{ кВА} - \text{с } P_{x2} = 120 \text{ кВт}, P_{k2} = 360 \text{ кВт}$$

Нәтижесінде трансформаторларды ауыстырған кезде электрэнергия жүйесінде шығын төмендейді

**а)**ТМ-4000 110/10кВ-ді ТДН-10000 110/10кВ трансформаторларын ауыстыру

$$\begin{aligned} \delta W_K &= (P_{K1} - K_{BT}^2 P_{K2}) K_{3e}^2 \tau K_{II} = \\ &= (620 - (\frac{8000}{10000})^2 \cdot 360) \cdot 1.35^2 \cdot 3000 \cdot 1 = 2130138 \text{кВт/ч} \end{aligned}$$

Электрэнергиядағы төмендеген шығынның қосындысы

$$\delta W_x = (P_{xe+1} - P_{xe}) T = (120 - 85) \cdot 8760 = 306600 \text{кВт/ч}$$

$$\delta W = (\delta W_k - \delta W_x) = 2130138 - 306600 = 1823538 \text{кВт/ч}$$

Трансформаторларды ауыстырғандағы барлық шығынның төмендеуі

1823538 кВт/ч

1823538 x 2,22 x 1,14 = 4615010 тенге

Бір жылдағы үнемділік 4615010 тенге

### 5.3 Инвестициялық жобаны іске асыру шығындары

Кесте 4.3-Шығындар

Шығындар	Құны;мың тенге
Трансформатордың құны	10 035
25 жылдағы трансформатордың жөндеу құны	4410
Мерзімдік қызмет көрсетуге кеткен еңбек шығындары	1850
трансформатордың құнын қоспағандағы шығындар	6260
Жалпы шығын	22555

### 5.5 Жұмысшылардың саны және жалақы қоры

ЭКЕАЖ пайдаланатын қызметкерлер табысы  $I_{ma}$ , млн.тг, ішінде: негізгі жұмысшы қызметкерлер табысын кіргізеді

$$\Phi_{жа}^m = C_{орт}^{жс} T_{жс}, \text{ теңге}, \quad (5.7)$$

мұндағы  $\Phi_{жса}^m$  - жасанды төлеммен істейтіндердің бір жылдағы еңбекақыларының тарифтік қоры;  
 $C_{орт}^{жс}$  – жасанды төлеммен істейтіндердің сағаттық тарифтік жүктемесі;  
 $T_{жс}$  – жоспарланған жұмыстың еңбек сыйымдылығы.  
 Жана салынған ЭКЕАЖ басқару үшін 1 адам қажет.  
 Жұмыс уақытының қоры

$$\Phi_0 = (365 - 96 - 10 - D_0 - D_H) \cdot 8, \text{ с.} \quad (5.8)$$

мұнда 96 – демалыс күндерінің саны;  
 10 – мейрам күндерінің саны;  
 $D_0$  – сұрану күндерінің саны;  
 $D_H$  – белгілі себептермен жұмысқа шықпай қалған күндер (ауырып қалу).

$$\Phi_0 = (365 - 96 - 10 - 10 - 7) \cdot 8 = 2256 \text{ с.}$$

Кесте 5.1 – Жылдық жалақы қоры

Лауазымы	Разряды	Саны, адам	СТС, тг/с	Сағат саны	ЕАҚ, тг
Жүйелегіш	3	1	265	2256	597840

Ағымдағы жөндеу шығындары  $I_{ажс}$  млн.теңге,

$$I_{ажс} = 0,01 \cdot I_a, \quad (5.8)$$

$$I_{ажс} = 0,01 \cdot 10035000 = 100350 \text{ тг.}$$

Жалпы шығындар  $I_{жс}$  млн.теңге,

$$I_{жси} = 597840 + 100350 = 698190 \text{ тг.}$$

## 5.6 Инвестицияның экономикалық тиімділігін анықтау

Инвестиция тиімді болады, егер келесі шарттар орындалса

Көрсеткіш атауы	Жобаның тиімділігін бағалау
Келтірілген таза құн	$NPV > 0$
Табыс индексі	$PI > 1$
Ішкі табыс нормасы	$IRR > 10\%$

Таза келтірілген кіріс көрсеткіші (Net Present Value, NPV) орнына болжанған уақытта олармен өндірілетіні және болашақта қаржылық жобаның жүзеге асырылуын қазіргі нәтижелі өлшемде сипаттайтын жалпы таза ақша түсімдері қосындылы қаржы салымдары өлшемдерін (Invested Capital, IC) қоюға мүмкіндік береді. Ақша ағымдары уақытпен таратылғандықтан, ол  $r$  коэффициенті көмегімен дисконтталады.  $R$  коэффициенті, әдетте, салынған қаржы бағасынан тағайындалады

$NPV$  немесе таза келтірілген жоба құны берілген жобаға қаржы салудың керек екендігін анықтайтын аса маңызды критеріі болып табылады.  $NPV$  анықтау үшін жобаға кететін әр жылдың қаржылық құйылымдардың өлшемін болжау керек, содан кейін оларды уақыт бойынша салыстыру үшін ортақ бөлімге алып келу керек. Таза келтірілген құн мына формуламен анықталады

$$NPV = \sum_{n=1}^n \frac{CF_n}{(1+r)^n} - I_0, \quad (5.12)$$

мұнда  $I_0$  – бастапқы капитал салымдары, млн.теңге,  
 $CF_n$  – қолма-қолдылық ағыны, млн.\$,  
 $r$  – банктердің пайыздық қойылымы 18%;

Дисконттауды есептемегендегі қайтарып алу мерзімі келесі формуламен анықталады:

$$PP = \frac{I_0}{CF}; \quad (5.13)$$

$$PP = \frac{22555000}{4615010} = 4,9$$

Табыстың ішкі нормасы ( $IRR$ )

$$IRR = r_1 + \frac{NPV_{r_1}}{NPV_{r_1} - NPV_{r_2}} (r_2 - r_1). \quad (5.14)$$

Кесте 5.2 –  $NPV$  18 есептелуі

	NPV	Q	-I және шығындар(Ш)	18%	CFt
0	2008	4615010	-22 555 000	1	-22555000
1	2009	4615010	0	0,8474576	3911025,424
2	2010	4615010	0	0,7181844	3314428,325
3	2011	4615010	0	0,6086309	2808837,564
4	2012	4615010	0	0,5157889	2380370,817
5	2013	4615010	0	0,4371092	2017263,404

6	2014	4615010	0	0,3704315	1709545,258
7	2015	4615010	0	0,313925	1448767,167
8	2016	4615010	0	0,2660382	1227768,786
9	2017	4615010	0	0,2254561	1040482,022
10	2018	4615010	0	0,1910645	881764,4255
11	2019	4615010	0	0,161919	747257,9877
12	2020	4615010	0	0,1372195	633269,4811
13	2021	4615010	0	0,1162877	536669,0518
14	2022	4615010	0	0,0985489	454804,2812
15	2023	4615010	0	0,083516	385427,3569
16	2024	4615010	0	0,0707763	326633,3533
17	2025	4615010	0	0,0599799	276807,9265
18	2026	4615010	0	0,0508304	234582,9886
19	2027	4615010	0	0,0430766	198799,1429
20	2028	4615010	0	0,0365056	168473,8499
	NPV				2147978,612

$NPV_{18} = 2147978,612$  құрайды  
Кесте 5.3 –  $NPV_{40}$  есептелуі

	NPV	Q	-I және шығындар(Ш)	40%	CFt
0	2008	4615010	-22 555 000	1	-22555000
1	2009	4615010	0	0,714286	3296435,71
2	2010	4615010	0	0,510204	2354596,94
3	2011	4615010	0	0,364431	1681854,96
4	2012	4615010	0	0,260308	1201324,97
5	2013	4615010	0	0,185934	858089,263
6	2014	4615010	0	0,13281	612920,902
7	2015	4615010	0	0,094865	437800,645
8	2016	4615010	0	0,06776	312714,746
9	2017	4615010	0	0,0484	223367,676
10	2018	4615010	0	0,034572	159548,34
11	2019	4615010	0	0,024694	113963,1
12	2020	4615010	0	0,017639	81402,2142
13	2021	4615010	0	0,012599	58144,4387
14	2022	4615010	0	0,008999	41531,7419
15	2023	4615010	0	0,006428	29665,53
16	2024	4615010	0	0,004591	21189,6643
17	2025	4615010	0	0,00328	15135,4745
18	2026	4615010	0	0,002343	10811,0532
19	2027	4615010	0	0,001673	7722,18085
20	2028	4615010	0	0,001195	5515,84347
	NPV				-11031264,6



$NPV_{40} = -11031264,6$  кұрайды

Табыстың ішкі пайдасы

$$IRR = 18 + \frac{2147978,612}{2147978,612 + 11031264,6} \cdot (40 - 18) = 21.5\%.$$

Трансформатор салу үшін 18% жылдық қойылыммен есептелінген 22,55 млн теңге несие ретінде алу керек.

## **6 ҚОСАЛҚЫ СТАНЦИЯДАҒЫ ЕҢБЕК ЕТУ ҚАУІПСІЗДІГІН ҚАМТАМАСЫЗ ЕТУ**

### **6.1 Өрт сөндіру қауіпсіздік**

35 110 кВ қосалқы станциясында өрт сөндіру қауіпсіздігі қамтамасыз етілген, өрт сөндіру екі көлікпен жабдықталған: ЛМП-1 және ГАЗ-66 базсындағы көлікпен жабдықталған. Өрт сөндіру кезегі тәулік бойы кезекшілік жүргізеді. Қосалқы станциялар және басқа да объект филиалдары біріншілік өрт сөндірумен жабдықталған.

ҚС-да автоматты өрт сөндіру сигнал беру құрылғыларымен жабдықтауменға үлкен жұмыс атқарылған. Барлық объектілер өрт сөндіру нұсқауларымен өңделген. Қосалқы станцияларда және объектілерінде журналдар жүргізіледі: «Қоймаларды қарау, лабораторияларды және басқа жұмыс орындарын, жұмыс аяқталғанымен», «Транспорттық құралдардың байқауы», «Біріншілік өрт сөндіру журналдары қадағалау». Бөлменің кілттерін, лабораторияларда жұмыс аяқталысымен объект күзетшісіне тапсырылады. Қосалқы станцияларда шапшаң өрт сөндіру жоспары қарастырылған, өзгеше жауапты жабдықтар карточкалар арқылы құрастырылған.

Филиалдағы персонал объектілерімен келесідей жұмыстар жүргізіледі:

- нұсқаулар;
- өртке қарсы жаттығулар;
- қызметшілерді техникалық-өрт минимумі бағдарламаларын оқуыту;
- техникалық өрт сөндіру қауіпсіздік жоспарлы сұрақтарды қосылады.

Қосалқы станция қызметшілерімен қалалық өрт сөндіру бөлімдерінде бірге өртке қарсы сақтық жаттығулар өткізіледі. Шапшаң қайта қарау шаралары карточкалардың және шапшаң жоспарлар жүргізіледі.

Қосалқы станцияны құрастыру барысында, жобада кабелдік коммуникацияларды есепке алады және өрт сөндіру шарлар қауіпсіздігімен қамтамасыз етеді. Электрлік жалғаулардың негізгі сұлбаларды, өзіндік мұқтаждықтар сұлбалары, оперативті тоқ сұлбалары, және басқа электр құрылғылары, кабелдік шаруашылықта өрттің болуы кезіндегі шаралар қарастырылған.

Кабелдік трасса жолдары қосалқы станцияларда ашық бөлімдерінде ескерілген, әр түрлі кернеу кабель трассаларында бір каналда орналастыру рұқсат етілмейді, кабельдік магистралда өрт болып қалған жағдайда, әр түрлі функционалды тұтынушыларды электржабдықтаумен қамтамасыз ету үшін.

Өртті сөндіру апатты шығу бригадаларымен тиісті жүзеге асады.

Қосалқы станцияларда және объектілерінде журналдар жүргізіледі: «Қоймаларды қарау, лабораторияларды және басқа жұмыс орындарын, жұмыс аяқталғанымен»

## 6.2 Автоматты өрт сөндіру қауіпсіздік жүйесін есептеу

Қалқанды Г категориясына жатқызамыз, өртке қауіпті бөлме деп тарату шкафтарын жатқызамдыз.

Адам өміріне ең қауіп-қатер туғызатын, адам денсаулығына, тарату құрылғыларна, күркіреуік қоспалар болып табылады, майлы ажыратқыштардың газдардың белгілі бір пропорциялары қызған ауамен араласуының нәтижесінде, қысқа тұйықталу кезінде болатын жағдайлар.

Мұндай жағдайларда спринкерлі өрт сөндіру құрылғысымен қамтамасыз ету тиімді.

Сөндіру құрулардың шашыратылған сумен ұсынылады үшін сондай объектілердің өрт сөндіру қорғаныштары, бөліп тұратын шкафтар, электрлік машиналар, трансформаторлар, болып табылады, құбырда орналастырады аппараттар және тағы сол сияқты суды шашырататын спринкерлі кішкене бастарда, тарату құрылғы құбырлары арқылы іске асады.

Спринкерлі - кішкене бас ( сурет 1) көрсетілген, жабық шыны клапанмен, ұстап тұратын қорғанмен, тез балқығыш металл қорытпасынан. Ауа температура-лары жоғарылау жанында, жалынмен қыздырылған басталған өрттің, әсерінен қорған қорытпа балқиды, және клапаннан азат етіледі, су резеткасы босап, жанып жатқанға өртке бытырай суды шашады. Қорытпа қорған балқу температурасы 73, 93, 141 немесе 182°C тәуелділік шарттарына байланысты. Бақылау – сигналымен қатар, бір уақытта дыбысты сигнал береді, өрт туралы жариялайды.

Талдау статикалық тап осылардың және келісу белгілері тарату көрнекті заңын айқындауға рұқсат етеді, мына формуламен анықталады:

$$P_{(n)} = 1 - e^{-(n/n_*)^{1/2}} \quad (6.2.1)$$

мұндағы,  $P_{(n)}$  – өрттің болу ықтималдығы;

$n$  – өрт сөндіруге кететін спринкерлер саны ;

$n_*$  – группалы объектілерге қарастырылатын параметрлар.

Спринклердің жұмыс істейтін сан ( орталанған статикалық  $n_*=4,1$ ) ықти-малдық жанында спринклер  $P_{(n)} = 0,94$  саны қажетті алу спринкерлер санын  $n = 30$ . Аналитикалық есеп айыратын шығын мүмкін айқын, егер  $E$  қойылатын талап тәуекелі берілсе (мысалға  $E = 0,06$  көрсетеді, не алты оқиғада тек қана жүзі ғана қажеттілік шығынын көрсетеді).

$$E = 1 - P_{(n)} = 0,06, \\ n = n_* \cdot (\ln \frac{1}{E})^2, \quad (6.2.2)$$

$$n = 4,1 \cdot (\ln 16,7)^2.$$

Статистикалық көрсеткіш бойынша, қолданыстағы спринкерлер әр қашанда жұмысы бірдей бола бермейді. Сондықтан қорғап отырған объектіні өрт қауіпсіздігінен топтау әдісін қолданады. Егер  $E = 0,06$  және  $n = 4,1$  тең болса онда, Ш тобына жатқызамыз, қолданыста бар спринкерлер саны  $n = 36$ . Көрсетілген кесте бойынша су шығына, берілген өрт қауіптілік объекті және оның қауіптілі категориясы, қорғап отырған спринкерлер құрылғыларына кететін су шығыны 120 л/сек кетеді.

Спринкерлі құрылғыларды есептеу барысында қойылған спринкерлер саны бірдей жұмыс атқару керек және салыстырмалы су шығыны да қойылған талап шарттарын қамтамасыз ету керек.

Спринкерлер өнімділігі келесідей формуламен анықталады:

$$q = A_q \cdot \sqrt{H} \quad (6.2.3)$$

мұндағы,  $A_q$  – өнімділік коэффициенті;

$H$  – спринкерлер қысымы, м. су.ст.

$$A_q = \mu \cdot w \cdot \sqrt{2g} \cdot 10^6 \quad (6.2.4)$$

мұндағы,  $\mu$  – шығын коэффициенті,  $\mu = 0,9$ ;

$w$  – өту тесік ауданы ( $w = 1,13$ , өту тесік ауданында, 12 мм тең болады),  $m^2$ ;

$g$  – үдемелі еркін түсу күші,  $m/сек^2$ .

$$A_q = 0,9 \cdot 1,13 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,8} \cdot 10^6 = 0,45 \cdot 10^7$$

Суға қойылатын қысым алды спринкерлер шарты:

$$H = \left( \frac{q \cdot F}{A_q} \right)^2, \text{ м.су.ст.}, \quad (6.2.5)$$

мұндағы,  $q$  алыстырмалы су шығыны, л/м – сек<sup>2</sup>;

$F$  – қорғап отырған спринкерлер ауданы ( $F = 79,2$ ),  $m^2$ .

$$H = \left( \frac{0,1 \cdot 79,2}{0,45} \right)^2 = 309.$$

Спринкерлі құрылғыларда су шығыны, қойылған спринкерлердің жұмыс істеу қабілетімен суммасымен анықталады:

$$Q_I = \sum_n^I q_i \quad (6.2.6)$$

мұндағы,  $q$  –спринкерлер өнімділігі, л/сек.;  
 $Q$  – қатар қойылған су шығыны, л/сек.;  
 $I$  – қатар саны;  
 $n$  –қолданыста бар спринкерлер қатары.

$$Q_I = A_q \cdot \sqrt{H_1} + A_q \cdot \sqrt{H_1 + i \cdot 1} + A_q \cdot \sqrt{H_1 + 2 \cdot i \cdot 1} + \dots, \quad (6.2.7)$$

мұндағы,  $i$  – гидравликалық еңіс, м.вод.ст./пог.м.;  
 $l$  –спринкерлер арасындағы арақашықтық, м.  
 Спринклера коэффициентт – өнімділігі деген ұғым енгіземіз:

$$k = \frac{\sqrt{H_1 + i \cdot l}}{H_1} = 1 + \frac{i \cdot l}{C}, \quad (6.2.8)$$

онда, в л/сек:

$$Q_i = A_q \cdot \sqrt{H_1} \cdot \left(1 + \frac{i \cdot l}{C} + \frac{2 \cdot i \cdot l}{C} + \dots\right) \cdot n_i, \quad (6.2.9)$$

$$Q_I = 0,45 \cdot \sqrt{309} \cdot \left[1 + (12 - 1) \cdot \frac{0,2787 \cdot 3}{2}\right] \cdot 12 = 179,5.$$

Егер  $C = 8$  (график бойынша)  $i = 0,2787$  (кестеден),  $k = 1,14$ ,

$$Q_{II} = 0,45 \cdot \sqrt{309} \cdot \left[1 + 12 \cdot \frac{0,2787 \cdot 3}{2 \cdot 8}\right] \cdot 12 = 71,$$

$$Q_{III} = 0,45 \cdot \sqrt{309} \cdot \left[1 + (12 + 1) \cdot \frac{0,2787 \cdot 3}{2 \cdot 8}\right] \cdot 12 = 73.$$

Қатарлардағы су шығыны суммасы сияқты шығын құру спринклермен анықталады, жұмыс істеп тұрған спринкерлер саны бойынша, л/сек:

$$Q = 179,5 + 71 + 73 = 323,5$$

Қойылған 36 спринкерді қондырғының бір мезетте іске асуы, үш қатарға 12-ден қойылған болса онда, онда салыстырмалы су шығыны 323,5 л/сек, құрайды.

Сурет 5.1 - автоматты спринкерлі қондырғының сұлбасы көрсетілген. Құрылғы негізі су қоймасынан 1(су бассейні), көмекші бак 2, жүйедегі тұрақты су қысымын реттеп тұрады. Қосымша су қоймасы, көбікті спринкерлер ашылған кезден бастап, жүйедегі қысымды тұрақты ұстап тұрады, соған дейін негізгі су қоймасы 1 істен шықпағаншы.

Бақылау – шығаратын түйін, (КПУ) 3 қондырғыға судың келуін немесе өшіруін қадағалайды, автоматты түрде дауыс сигналдардың өрт жайлы дыбысты және жарық сигналдардың әрекетіне автоматты келтірудің басталған өрт туралы және бақылауға арналған жұмысқа құру даярлығының қадағалайды.

Бақылау органында арнайы клапандарбар, задвижкалар, вентелдер, крандар, манометр, осылардың көмегімен спринкерлі құрылғы іске асады. Спринкерлер су құбырында орналасқан, өртке қауіпті жану аймақтарында. Көрсетілген сұлбада 5 – су құбыры, 6 – дауыс сигналы (сирена).

### **6.3 Қосалқы станциялардағы құрылғыларды найзағайдан қорғау**

Найзағайдан қорғанудың үш категориялы құрылғылары бар: I және II – тіке соққыдан, электростатистикалық және электромагнитті индукциялардан және жағарғы потенциалдардың аумағынан қорғайды. III – тіке соққыдан және потенциалдардың аумағынан . Найзағайәкеткіш ҚОРҒАНЫС АУМАҒЫ – бұл найзағайдан объектіні қорғайтын кеңістік: аумақ түрі А-99.5% және жоғары, Б - 95% және жоғары.

Мысалы, I категориялы А типтегі қорғаныс түрін жарылыс қауіпі бар объектілерде ПТЭ класы VI және VII, ал II-VIa және VIIa-да А типіндегі қорғаныс түрі егер де жылына наәзағай түсетін қауіп біреуден артық болса, ал Б – біреуден кем болса.

Найзағайдың электростатистикалық зарядын жерге алу үшін арнайы найзағай қорғаныштары-найзағай әкеткіштер болады, олар тіректен, найзағайқабылдағыштан, тоқәкеткіштен және жерге қосқыштан тұрады.

Конструкция бойынша төмендегідей найзағайәкеткіштер бар:

- 1) бір стержінді
- 2) екі стержінді – бұл қорғанатын объектінің әр жағында орналасқан 2 стержінді найзағайәкеткіш.
- 3) Тросты – екі стержінді найзағайәкеткіштердің арасына тросс тартылған.
- 4) Найзағайқабылдағыш тор, металлемес төбеге төселеді.

Найзағайәкеткіштердің тірегі, болаттан, темірбетоннан, ағаштан жасалады. Стержінді найзағайқабылдағыштар қимасы 100мм<sup>2</sup> кем емес және ұзындығы 200 мм кем емес болат темірден жасалады. Найзағайқабылдағыш

ретінде объектінің металл конструкциялары (трубалар, дефлекторлар т.б.) пайдаланылады.

Найзағайқабылдағыштардың тросты найзағайәкеткіштері көпсымды қорғасынмен қапталған қимасы 35мм<sup>2</sup> кем емес болат тростарынан жасалады. Найзағайқабылдағыш торлар 6-8 мм болатын болат сымнан немесе қимасы 46 мм<sup>2</sup> кем емес болат сымнан жасалады және шатыр астына немесе ыстықемес жылуұстағыш не гидроизоляцияның астына салынады. Тор түйіндері сваркамен жалғанады. Ұялардың мөлшері II категория қорғанысы үшін 36м<sup>2</sup> (6\*6м) артық емес және III категория үшін 150 м<sup>2</sup> (12\*12) болу керек.

II және III категориялы найзағайқорғанысы үшін найзағайқабылдағыш ретінде темір шатырды (төбені) пайдалануға болады.

Төбеде орналасқан барлық металл элементтері төбе металымен не тормен байланыстырылуы керек, ал төбеден шығып тұрған металл емес элементтердің қосымша найзағайқабылдағыштары болуы керек. Торларды не төбені қосатын тоқәкеткіштер ғимараттың периметрі бойынша жерлендіргіштер арқылы 25 м сайын салынады. Тоқәкеткіштер СН РД бойынша болат тростан не трубалардан қимасы (24-48 мм<sup>2</sup>) жасалады және жерлендіргіштерге ең қысқа бағытпен апарылады. Олар қорғасынмен қапталады немесе сырлануы керек. Оларды салған кезде найзағайдың үлкен тоқ әсерімен электрдинамикалық күштен жарылыс болмас үшін тік бұрыш жасаудан, түйін түйоден абай болған жөн.

Жерленгіштегілер төмендегі түрлерге бөлінеді:

а) жолақты немесе домалақ тереңдетілген болаттан жасалған, котлован түбіне салынатын.

б) вертикалды бұралатын болат стержндерден (2-5 м) немесе бұрышты болаттан; жерленгіштің жоғарғы тұсы 0.6-0.7 м тереңдікке салынады.

в) горизонтальды – домалақ немесе жолақты болаттан жасалған (160мм<sup>2</sup>) бір немесе бірнеше симметриялық сәулелер түрінде 0.6-0.8 м тереңдікке салынған.

г) құрама – вертикалды және горизонтальды. Жерленгіштер элементтерінің қимасы талап етілген РД-ден кем болмауы керек.

Тоқәкеткіш пен жерленгіштер балқытып біріктірумен байланыстырылады. РД арнайы картасы бойынша найзағай әрекетінің орташа жылдық мөлшері сағатпен анықталады.

Жыл бойы болады деп күтілітен найзағайдан зақымдану саны:

$$N = (S + 6 \cdot h) \cdot (L + 6 \cdot h) \cdot n \cdot 1000000 \quad (6.3.1)$$

мұнда  $S, L$  – қорғалатын объектінің ені мен ұзындығы, м;

$h$  – ең биік тұсы, м;

$n$  - 1 км<sup>2</sup> жер бетіне найзағай түсудің орташа жылдық саны.

Кесте 5.1 - жер бетіне найзағай түсудің орташа жылдық саны

Найзағайдың интенсивтік мөлшері, с/жыл	10-20	20-40	40-60	60-80	80 және жоғары
N	1	3	6	9	12

Жерленгіштердің импульсивті қарсыласу мөлшері белгіленген өнеркәсіпті тоғымен қарсыласуымен байланысты.

$R_{ii} = K$  мұнда – импульс коэффициенті РД бойынша алынған; әр жерленгіш үшін  $R_{ii}$  10 Ом·м кем болмауы тиіс (II категория қорғанысы үшін 20 Ом), ал топырақта қарсыласу 500 Ом болса 40 Ом рұқсат етіледі.

Қорғалатын объектіге жоғарғы потенциалды әкелуден сақтау үшін жер асты коммуникацияларына жерленгіштер керек және оларға жеткізу  $S_3 = 0.5 \cdot R_{ист}$  және  $S_3 = 0.3 \cdot R_{итр}$  қашықтықта болуы керек, бірақ 3 м кем болмауы керек, мұнда  $R_{ист}$ ,  $R_{итр}$  –  $R_{ii}$  стержінді тросты жерленгіштердің мөлшері. Коммуникацияны ғимаратқа кіргізерде жерленгіштермен жалғайды.

Ғимаратқа 1000 В қуаты бар I және II категориялы қорғанысты электр желісін, телефон желілерін, радио және сигнализация кіргізу кабелмен жүргізіледі; кабелдің темір қабыршықтары ғимарат алдында жерлендіріледі және ауа кеңістігі арқылы кабелге жерлендіріледі. Әрбір жерлендірілген кабел мен жәй кабель арасына аралық ұшқын немесе зарядтар (мысалы, РВН-0.5) орналастырылады.

Ғимаратқа III категориялы қорғанысты электр желісі ПТЭ бойынша кіргізіледі, ал байланыс желілері және басқалары ведомствалық нормалар мен тәртіптер бойынша кіргізіледі.

Электростатистикалық индукциядан қорғану жабдықтардың барлық металл корпустарын, аппараттар мен металдық конструкцияларды арнайы немесе қорғаныс жерленгіштерге қосу арқылы жүзеге асырылады.

Құбыр желілерімен басқа да металды заттардың арасындағы электромагниттік индукциядан қорғану олардың 10 см аралықта жақындасу мүмкіндігі болған жағдайда әр 20 м сайын I категориялы қорғанысы үшін және әр 25-30 см сайын II категориялы қорғаныс үшін металдық мойнақтарды дәнекерлеу арқылы жүзеге асырылады.

Найзағайдан сақтану шараларын жүзеге асырған кезде мынаны ескерген жөн: адам мен жануарлардың қауіпсіздігін қамтамасыз ету үшін найзағай әкеткіштердің жерленгішін көпшілік бара бермейтін жерге және жолдан 5 м қашықтықта орналастырған жөн; жоғарғы электр потенциалдарын



жер асты коммуникациялары арқылы тарап кетпес үшін жерленгіш пен тоқәкеткіштерді осы коммуникациялардан (СН 305-77 сәйкес) белгілі бір қашықтықта орналастыру керек, ол объектіге найзағай жайының түсуінен қорғайды.

Қосалқы станция мөлшері:

$$h_x = 9 м$$

Ауданы 20x45м

Найзағайәкеткіштің биіктігі жағдайға байланысты таңдалады

$$D \leq 8 \cdot (h - h_x) \quad (6.3.2)$$

$D$  – найзағайәкеткіштердің ара қашықтығы,

$h_x$  – тіректі конструкциялардың биіктігі,

$h$  – найзағайәкеткіш биіктігі,

Тепе-теңсіздіктен табамыз:

$$h \geq \frac{D + 8 \cdot h_x}{8} \quad (6.3.3)$$

$$h \geq \frac{47 + 8 \cdot 6}{8} \geq 15 м$$

Стержінді найзағайәкеткіштік қорғау қасиеті қорғау аумағымен айқындалады, бұл мағына найзағайәкеткіштердің айналасын білдіреді, мұнда қорғалатын объектіге атмосфералық зақымдану мүмкіншілігі өте төмен. Биіктігі 30 м болатын найзағайәкеткіштердің қорғау радиусы  $r_x$  төмендегі формуламен анықталады.

$$h_\alpha = h - h_x \quad (6.3.4)$$

мұнда  $h = 9 м$  – найзағайәкеткіштің толық биіктігі;

$h_x = 9 м$  – қорғалатын объектінің биіктігі

$$h = 19 - 9 = 10 м$$

$$r_x = 10 \cdot \frac{1,6}{1 + \frac{9}{19}} = 15,8 м$$

Сонымен найзағайәкеткіштің биіктігі 19м болған жағдайда бұл қосалқы станция қорғаныс аумағында болады.

Екі найзағайәкеткіш болғандықтан қорғаныс аумағы қорғалатын аумақтың ең төменгі биіктік нүктесінен  $h_0$  өтеді, әрі ол найзағайәкеткіштердің

ортасында орналасқан. Екі стержінді найзағайәкеткіштің ең төменгі қорғаныс биіктік нүктесі төмендегі формуламен анықталады:

$$h_0 = 4 \cdot h - \sqrt{9 \cdot h^2 + 0,25 \cdot D^2}$$

мұнда  $h = 19\text{ м}$  — найзағайәкеткіштің толық биіктігі;  
 $D = 17\text{ м}$  — найзағайәкеткіштердің ара қашықтығы

$$h_0 = 4 \cdot 19 - \sqrt{9 \cdot 19^2 + 0,25 \cdot 17^2} = 14,3\text{ м}$$

$h_x$  биіктігіндегі қорғаныс аумағының ені төмендегі формуламен есептеледі:

$$B_x = 3 \cdot (h_0 - 1,25 \cdot h_x) \quad (6.3.5)$$

мұнда  $h_0 = 13,4\text{ м}$  — қорғаныс аумағының ең төменгі биіктігі.

$h_x = 9\text{ м}$  — қорғалатын объектінің биіктігі.

$$B_x = 3 \cdot (14,3 - 1,25 \cdot 6) = 22,4\text{ м}$$

Есептеулер нәтижесі негізінде қорғаныс аумағының керекті сұлбасын шығарамыз.

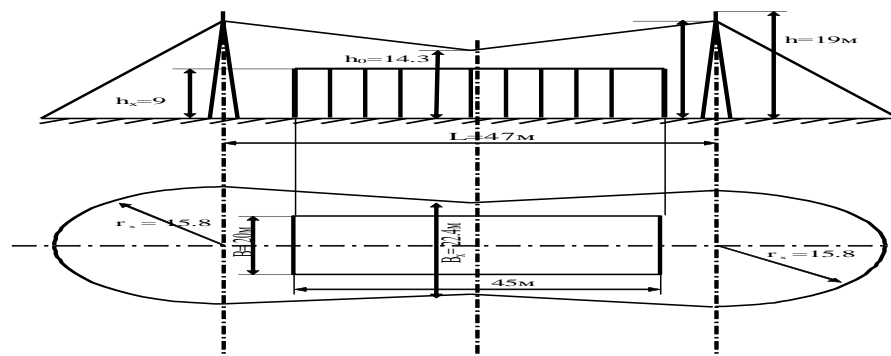
Қосалқы станция порталдарында найзағайәкеткіштерді орнатқанда оладың найзағайдан қорғау қабілетін арттыру үшін:

а) Найзағайәкеткіші бар конструкциялардың тіреулерін екі не үш құбырдан ұзындығы үш не бес метр болатын қосымша жерленгіштер орнату керек;

б) Найзағайды конструкциядан найзағайәкеткішке үш не төрт бағытта ағымдары қамтамасыз ету керек;

в) Порталдық гирляндтарында окшаулатқыштар санын әдепкі қалыптағыдан екеуге арттыру керек;

г) Трансформаторлардың жерлегіштерін найзағайәкеткіштердің жерлегіштерінен кем дегенде 15 м қашықтықта орналастыру керек.



Сурет 6.1 - Қосалқы станциясының қорғаныс аумағы