

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ БІЛІМ ЖӘНЕ ҒЫЛЫМ МИНИСТРЛІГІ

СӘТБАЕВ УНИВЕРСИТЕТІ

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

«Энергетика» кафедрасы

Бисенов Нурмухаммед Сабуревич

Релелік қорғанысы мен автоматикасы құрылатын 220/110/35-10кВ қосалқы
станцияның жобасы

ДИПЛОМДЫҚ ЖҰМЫС

5В071800 – Электр энергетикасы 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

«20» 05 2019 ж.

ДИПЛОМДЫҚ ЖҰМЫС

Тақырыбы: «Релелік қорғанысы мен автоматикасы құрылатын 220/110/35-10кВ қосалқы станцияның жобасы»

5B071800 – Электр энергетика мамандығы бойынша

Орындаған



Бисенов Н.С

Пікір беруші

АЭЖБУ «Жылуэнергетикалық
қондырғылар» кафедрасының
доценті, тех.ғыл.канд

 Н.К. Алмуратова

«20» 05 2019 ж.

Ғылыми жетекші

Лектор

 Жаксылықова С.Б.

«20» мамыр 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 энергетика мамандығы

БЕКІТЕМІН

Кафедра меңгерушісі м.а.

PhD докторы, ассистент

профессор

 Е.А. Сарсенбаев

«28» 01 2019 ж.

**Дипломдық жұмысты орындауға
ТАПСЫРМА**

Білім алушы *Бисенов Нурмухаммед Сабуревич*

Тақырыбы: *«Релелік қорғанысы мен автоматикасы құрылатын 220/110/35-10кВ қосалқы станцияның жобасы».*

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

Аяқталған жұмысты тапсыру мерзімі: «25» сәуір 2019 ж.

Дипломдық жұмыстың бастапқы берілістер: *Қосалқы станцияның электрлік бөлімі; Қосалқы станцияның жүктемелер графиктері;*

Дипломдық жұмыста қарастырылатын мәселелер тізімі:

а) Электр энергетикалық жүйенің ҚТ токтарын есептеу;

б) Арнайы бөлім. Қосалқы станциядағы күштік трансформатордың релелік қорғанысы;

в) Экономикалық бөлім;

Сызбалық материалдар тізімі: Сызбалық материалдарды слайдпен дайындау

Ұсынылатын негізгі әдебиеттер: 8 атау.

Дипломдық жұмысты дайындау
КЕСТЕСІ

Бөлімдер атауы, қарастырылатын мәселелер тізімі	Ғылыми жетекші мен кеңесшілерге көрсету мерзімдері	Ескерту
Электр энергетикалық жүйенің ҚТ токтарын есептеу	10.03.19ж	<i>Жақы</i>
Арнайы бөлім. Трансформатордың дифференциалдық қорғанысы	17.03.19ж	<i>Жақы</i>
Экономикалық бөлім	25.04.19ж	<i>Жақы</i>

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	С.Б. Жаксылыкова лектор	20.03.2019	<i>С.Б.Ж</i>
Арнайы бөлім	С.Б. Жаксылыкова лектор	27.04.2019	<i>С.Б.Ж</i>
Электр қауіпсіздік бөлімі	С.Б. Жаксылыкова лектор	20.05.2019	<i>С.Б.Ж</i>
Норма бақылау	Н.Е. Балғаев PhD, сениор-лектор	20.05.2019	<i>Н.Е.Б</i>

Ғылыми жетекші

С.Б.Ж

С.Б. Жаксылыкова

Тапсырманы орындауға алған білім алушы

Н.С.Б

Н.С. Бисенов

Күні «*20*» *май* 2019ж

РЕЦЕНЗИЯ

Дипломдық жұмыс

(жұмыс түрінің атауы)

Бисенов Нурмухаммед Сабурулы

(білім алушының Т.А.Ә.)

5B071800 – Электрэнергетика

(мамандық атауы мен шифрі)

Тақырыбы: Релелік қорғанысы мен автоматикасы құрылатын 220/110/35-10кВ қосалқы станцияның жобасы.

Орындалды:

түсініктеме 70 бет

Бисенов Н.С. дипломдық жұмысы релелік қорғанысы мен автоматикасы құрылатын тұйықталу тоқтары есептеліп, қосалқы станцияға коммутациялық және релелік қорғанысы таңдалған. Қосалқы станция сенімді жұмыс жасауы үшін заманауи жаңа элементтерді қажет етеді. Осы жұмыста коммутациялық және релелік қорғаныстың жаңа түрлері таңдалған. Орындалған жұмыс практикалық маңызға ие.

ЖҰМЫСҚА ЕСКЕРТУ

Жұмысқа келесідей ескертулер жасалды:

- түсініктемелік жазбада грамматикалық және стилистикалық қателер кездеседі;
- дипломдық жұмыста электр жабдықтар 2015-жылғы анықтамадан таңдалған.

ЖҰМЫСТЫҢ БАҒАСЫ

Дипломдық жұмыс тапсырмаға сәйкес толық орындалған және «өте жақсы» (85%) бағаға бағалап, ал жұмыстың авторы Бисенов Нурмухаммед Сабурулы 5B071800 – «Электрэнергетикасы» мамандығы бойынша «бакалавр» академиялық дәрежесін алуға лайық деп санаймын.

РЕЦЕНЗЕНТ

АЭЖБУ, «Электр машиналар және электржетек» кафедрасының доценті, PhD докторы.



Н.К.Алмуратова

«20» 05 2019 ж.

Ғылыми жетекшінің пікірі

Дипломдық жұмыс

(жұмыс түрлерінің атауы)

Бисенов Нұрмұхаммед Сабырұлы

(оқушының аты жөні)

5B071800 – Электр энергетикасы

(мамандық атауы мен шифрі)

Тақырыбы:

Дипломдық жұмыс «Релелік қорғанысы мен автоматикасы құралатын 220/110/35-10кВ қосалқы станцияның жобасы» 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.

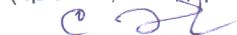
Дипломдық жұмысты орындау барысында диплом қорғаушы Бисенов Нұрмұхаммед Сабырұлы алдына қойылған тапсырмаларды уақытында орындап және теорияда алған білімін нақты есептерді шешу үшін қолдана алатынын көрсете білді.

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

Ғылыми жетекші

Лектор

(қызметі, ғыл. дәрежесі, атағы)



Жаксылыкова С.Б.

(қолы)

« 30 » маусым

2019 ж.

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: Бисенов Нурмухаммед Сабурулы

Название: Релелік қорғанысы мен автоматикасы құрылатын 220_110_35-10кВ қосалқы станцияның жобасы.doc

Координатор: Ерлан Сарсенбаев

Коэффициент подобия 1:8,8

Коэффициент подобия 2:4

Тревога:155

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:

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

20.05.19

Дата


Подпись заведующего кафедрой /

начальника структурного подразделения

Окончательное решение в отношении допуска к защите, включая обоснование:

допустить к защите

20.05.19



Дата

Подпись заведующего кафедрой /

начальника структурного подразделения

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: Бисенов Нурмухаммед Сабурулы

Название: Релелік қорғанысы мен автоматикасы құрылатын 220_110_35-10кВ қосалқы станцияның жобасы.doc

Координатор: Ерлан Сарсенбаев

Коэффициент подобия 1: 8,8

Коэффициент подобия 2: 4

Тревога: 155

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:

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

20.05.19

Дата



Подпись Научного руководителя

АНДАТПА

Дипломдық жұмыстың мақсаты - 220/110/35 кВ кернеуіндегі қосалқы станциясының электр бөлігін есептеу және оның релелік қорғанысын таңдау.

Жұмыста қосалқы станцияның сұлбасының тәулік графиктері негізінде жүктемелері дәлелденіп, күштік трансформаторлар таңдалды. Қысқа тұйықталу токтары есептеліп, соның негізінде бүгінгі күнге сай жоғары вольтты аппараттар, өлшеуіш трансформаторлар мен кернеу шектегіштер таңдалған. Сонымен бірге жұмыста қосалқы станцияға жалғанған 220кВ кернеудегі әуе желілері және барлық кернеулер үшін шиналар есептеліп таңдалған.

Жұмыстың арнайы бөлімінде күштік трансформаторының релелік қорғаныстары есептелді.

Электрқауіпсіздік бөлімінде қызметкерлердің электр тогы әсерінен зақымдану қауіптілігі мен одан қорғану тәсілдері талқыланып, сонымен қатар қосалқы станцияның релелік қорғаныс залы бөлмесін жарықтандыру есептеулері жасалған.

Экономикалық бөлімінде қосалқы станция құрылысының материалдық тиімділігі бағаланған.

АННОТАЦИЯ

Цель дипломной работы – обоснование электрической части подстанции 220/110/35кВ и расчет ее релейной защиты и автоматики.

В работе на основе суточных графиков уточнены нагрузки подстанции и выбраны силовые трансформаторы. Рассчитаны токи короткого замыкания схемы подстанции, на ее основе выбраны современные высоковольтные аппараты, измерительные трансформаторы и ограничители перенапряжений. Вместе с тем, рассчитаны и выбраны питающие подстанцию воздушные линии на напряжение 220 кВ и для всех напряжений шины.

В специальной части работы рассчитаны релейные защиты силового трансформатора.

В разделе безопасности и охраны труда был произведен анализ поражения персонала электрическим током и разработаны средства защиты, а также был сделан расчет освещения помещения релейной защиты подстанции.

В экономической части была произведена экономическая оценка строительства подстанции.

ABSTRACT

The aim of research – to study the electrical part of the substation 220/110/35kV and its calculation of relay protection and automatics.

In the work on the basis of daily schedules specified loads substations and selected power transformers. The calculated short-circuit currents diagram of the substation, on the basis of selected modern high-voltage apparatus, instrument transformers and surge arresters. However, the calculated and selected feeding substation overhead lines for 220 kV and for all voltages tires.

In the special part of the work is designed relay protection of power transformer.

The analysis of the defeat of the personnel was made In section labour guard by electric current and is designed means of protection, as well as was made calculation of the illumination of the premises of relay-type protection to substations.

The economic estimation construction was made In economic part to substations.

МАЗМҰНЫ

	КІРІСПЕ	
1	Қосалқы станцияның электрлік бөлімі	10
1.1	Бастапқы берілгендер	10
1.2	Қосалқы станцияның жүктемелер графиктеріне сараптама	11
1.3	Қосалқы станцияның күштік трансформаторлардың саны мен қуатын анықтау	15
1.4	Күштік трансформаторлардың санын және қуатын таңдау бойынша техникалық-экономикалық есептеу	17
1.5	Электр энергетикалық жүйенің ҚТ токтарын есептеу	24
1.5.1	Базистік шамаларды таңдау және есептеу	26
1.5.2	Алмастыру схемасының параметрлерін есептеу	27
1.5.3	Қысқа тұйықталу токтарын есептеу	28
1.6	Жоғары вольтты жабдықтарды таңдау	31
1.6.1	Ажыратқыштарды таңдау шарттары	31
1.6.2	ЖК жақтағы кірісіндегі ажыратқыштарды таңдау	34
1.6.3	ОК жақтағы кірісіндегі ажыратқышты таңдау	35
1.6.4	ТК жақтағы кірісіндегі ажыратқыштарын таңдау	36
1.6.5	ЖК жақтағы кірісіндегі айырғыштарды таңдау	37
1.6.6	ОК жақтағы кірісіндегі айырғыштарды таңдау	37
1.6.7	ТК жақтағы кірісіндегі айырғыштарды таңдау	38
1.7	Асқын кернеу шектегіштерінің типтері	38
1.7.1	Кернеуі 220 кВ үшін	38
1.7.2	Орташа (110 кВ) кернеу үшін	39
1.7.3	Төмен кернеулі (35 кВ) ТҚ	39
1.8	Ток трансформаторларын таңдау	39
1.8.1	Жоғары кернеудегі (ЖК) күштік трансформаторлардың ішіне біріктірілген ТТ	39
1.8.2	Сыртқы құрылғының ЖК-гі ТТ	40
1.8.3	110 кВ кернеуіндегі күштік трансформаторларға біріктірілген ТТ	40
1.8.4	ОК сыртқы құрылғының ТТ	41
1.8.5	35 кВ кернеуіндегі күштік трансформаторларға біріктірілген ТТ	41
1.8.6	35 кВ кернеуіндегі тарату құрылғысынан (ТК) шығатын кабельді желілерге ТТ	41
1.8.7	35 кВ ТҚ-ның секциялы шиналар жүйесінің ТТ	42
1.9	Өлшеу кернеу трансформаторларын таңдау	43

1.9.1	220 кВ шиналарындағы КТ таңдау	43
1.9.2	110 кВ шиналарындағы КТ таңдау	43
1.9.3	35 кВ шиналарындағы КТ таңдау	43
2	Қосалқы станциядағы күштік трансформатордың релелік қорғанысы	44
2.1	Жалпы мәліметтер	44
2.2	Трансформатордың дифференциалдық қорғанысы	45
2.2.1	Әсер ету принципі және көлемі	45
2.2.2	Трансформатордың дифференциалды қорғанысын есептеу	49
2.3	Газдық қорғаныс	53
2.3.1.	Газ қорғанысын пайдалану	53
2.4	Трансформатордың қосымша қорғанысын есептеу	57
3	Экономикалық бөлім	60
3.1	Жобаның экономикалық бағасы	60
3.2	Қосалқы стансаны жаңартуға кететін инвестицияны есептеу	61
3.3	Қосалқы стансаның жетілдіруіне салынатын инвестициялардың экономикалық және қаржылық тиімділігі	65
3.4	Жоба үстіндегі ҚС-ң техника экономикалық көрсеткіштері	66
4	Электрқауіпсіздік бөлімі	65
4.1	Диплом жобасының «қауіпсіздік және еңбек қорғау» бөлімінің ұсынылатын мазмұны	66
4.2	Электрқауіпсіздік бөлімі	67
4.3	Жобаланған нысанның қоршаған ортаға кері әсері мәселелері	68
	ҚОРЫТЫНДЫ	69
	ПАЙДАЛАНЫЛҒАН ӘДЕБИЕТТЕР ТІЗІМІ	70

КІРІСПЕ

Бүгінде Қазақстан энергия тұтынудың алдыңғы қатарында. Сонымен бірге, энергия өндірісінің төмендеуі мемлекеттің құлдырауына әкеледі.

Ұлттық экономиканың және өндірістің дамуы электр энергетикасын жетілдіруді талап етеді: экономикалық, сенімді электрмен жабдықтау, электр жетегі және өндірістік қуаттардың технологиялық процестері үшін автоматтандырылған жүйелерді құру. Энергетиктер мен энергия тұтынушыларымен шешілетін басты мәселелер - жаңа өндірістерді салу, ескі энергияны қалпына келтіру, меншікті капиталды азайту, отынды тұтынуды азайту, еңбек өнімділігін арттыру және электр энергиясын өндіру құрылымын жетілдіру. 80 жыл бойы электр энергетикасы ұлттық монополия ретінде дамыды және жұмыс істеді. Бұрынғы КСРО-ның әрбір республикасы Бірыңғай энергетикалық жүйенің (БЭЖ) құрамына кірді. 1991 жылы БЭЖ-ні реформалау және электр энергиясын децентрализациялау және ыдырау процесі басталды. Дегенмен, электр энергиясы әлі күнге дейін әмбебап энергияның түрі болып табылады. Сонымен бірге ол ұлттық экономиканың барлық салаларында техникалық прогрестің негізі болып табылады.

Электр энергиясының негізгі тұтынушылары - көлік, ауыл шаруашылығы өнімдері, қалалар мен ауылдардың коммуналдық қызметтері. Бұл жағдайда электр энергиясын тұтынудың 70% -нан астамы өндірістік қуатқа келеді.

Ауыл шаруашылығының барлық секторларында, әсіресе соңғы жылдары әртүрлі электр жетектері, сондай-ақ әртүрлі электр қондырғылары, ең алдымен, термоэлектрлік және электр қондырғыларын, электролизді, электрлік ұшқындарды және электрлік дыбысты өндеуді, бояуға пайдаланылатын электрлік материалдарды электрмен жабдықтау.

Көптеген электр қабылдағыштар ауыл шаруашылығының барлық секторларында қолданылатын жалпы өндіріс механизмдері: көтергіш машиналар, қалдықтарды тасымалдау жүйелері, компрессорлар, сорғылар, желдеткіштер.

Бүгінгі күні 1000 В және 1000 В дейінгі кернеулі электромагниттік жабдықтардың ауқымды және төмен қуатты электр машиналарының түсті металлургия өндірісі қарқынды дамып келеді.

1000 В және одан жоғары кернеулерге арналған өнеркәсіптік үй-жайлардың трансформаторлары, трансформаторлары және арнайы қосалқы станциялары электр энергиясын өнеркәсіптік үй-жайларға, жабдықтарға, машиналарға және механизмдерге қажетті көлемде және сапаға сәйкес жеткізуге арналған.

Өндірістегі өндірілетін энергияны өндіру, бөлу және тұтыну жоғары тиімділік пен сенімділікпен қамтамасыз етілуі керек. Бұған кепілдік беру үшін энергетик электр энергиясының сенімді және үнемді қондырғысын тұтынушы кернеуінің ең жоғары деңгейіне жеткізді, бұл кернеудің барлық сатыларында тұтынушыға жақындай түседі. Электр қуатын тарату жүйесінде жабдықтардың, қосалқы станциялардың және өткізгіштердің жиынтығында

кеңінен қолданылады. Бұл көптеген сымдар мен кабельдерді сақтайтын икемді және сенімді орнату жүйесін жасайды. Жетілдірілген автоматтандыру жүйесі, сондай-ақ өндірістік нысандар электрмен жабдықтау жүйесінің нақты элементтерін қорғау үшін сенімді жабдықтарды кеңінен пайдалануды қамтамасыз етеді.

Электр жабдықтарын жобалаудың негізгі мәселесі сенімділіктің жоғары деңгейін және тиімділігін қамтамасыз ету болып табылады. Өнеркәсіп саласы үшін электр жабдықтарын жобалау ғылым мен техниканың соңғы жетістіктерімен жүзеге асырылады. Электр жабдықтарын жобалау 3 кезеңде жүзеге асырылады: техникалық-экономикалық негіздеме, техникалық жобалау, жұмыс сызбалары. Электр қондырғыларының қауіпсіздігі, сенімділігі және тиімділігі қамтамасыз етілуі керек. Бұл параметрлерді жобалау кезінде техникалық және экономикалық есептерді қолдану арқылы жүзеге асырылады.

Диссертациялық жұмыста қосалқы станцияның электрлік бөлігін таңдау, 220 кВ-тық дифференциалды фазалық қорғауды анықтау, экономикалық тиімділік және еңбекті қорғау мәселелері қарастырылады.

1 Қосалқы станцияның электрлік бөлімі

1.1 Бастапқы берілгендер

Қосалқы станцияның қосылу диаграммасы, қысқы және жазғы жүктемелерге арналған күндізгі және түнгі диаграммалар, сондай-ақ желілер арасындағы қашықтық анықталған.

Негізгі қосалқы станция ретінде соңғы жұмыстар № 147 қосалқы станция болып саналады. Кернеуді басқаратын екі трансформатор бар. Себебі, ең алдымен, бұл жақын арадағы тұтынушылардың энергиямен жабдықталуы, екіншіден, станция № 131 және №7 қосалқы станцияларына қосылған.

Трансформаторлық қосалқы станциялардың схемасы техникалық және экономикалық тұрғыдан тиімді болуы керек, себебі ол кез келген өнеркәсіптік кәсіпорын үшін энергиямен жабдықтаудың тиімді схемасын құруға әсер етеді.

Трансформаторларды таңдау белгілері - электрмен жабдықтау сенімділігі, түсті металдарды тұтыну және қажетті трансформатор.

Жоғары кернеулі таратқыш екі жұмысшы және бір жылдамдықты шинамен жабдықталған.

Орташа кернеу трансмиссиясы шиналардың бір жиынтығынан тұрады.

Төмен кернеу таратқышы екі сериялық автобустан тұрады. Айнымалы ток токтарын шектеу үшін секциялық ажыратқыш өшіріледі. Ол резервтік қоректендіру көзімен (РАС) жабдықталған және трансформатор қуат көзінен ажыратылған кезде автоматты ажыратқышпен жабылады.

Қарастырылған қуат жүйесінің бастапқы параметрлері 1.1-1.4-кестелерінде және 1.1-суретте келтірілген.

1.1 - кесте - Электр энергетикалық жүйенің параметрлері

Жүйенің белгіленуі	C1	C2	C3
Қысқа тұйықталу қуаты $S_{кз}$, МВА	900	900	1200

1.2 - кесте - Электр беріліс желілердің параметрлері

Желілердің белгіленуі	W1	W2	W3	W7	W8	W9
Ұзындығы l , км	10	12.5	11	5	12	8

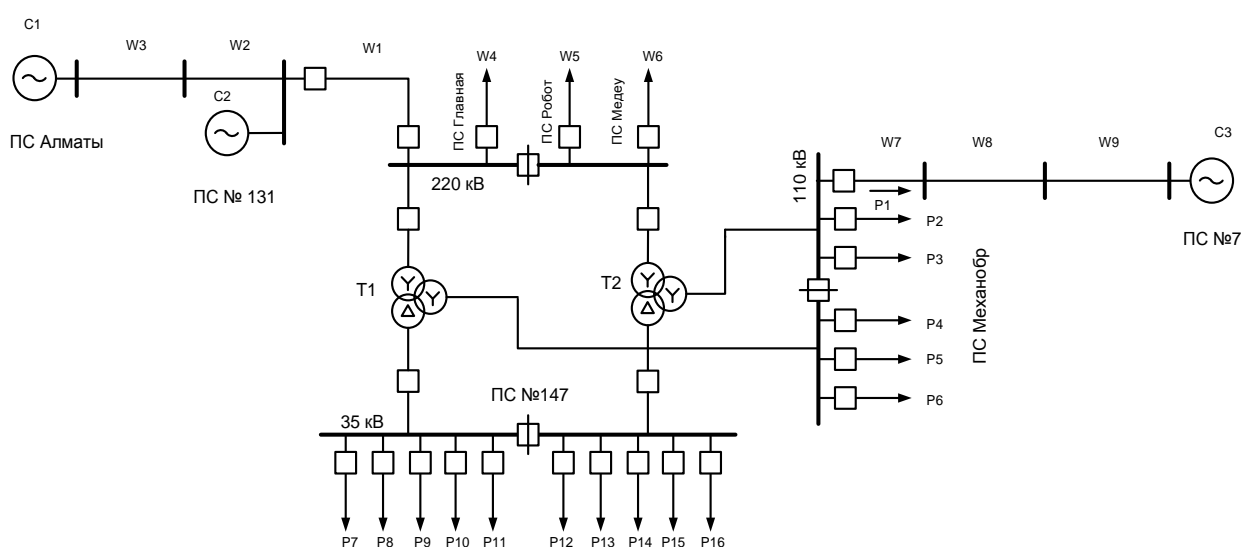
Алматы ҚС берілетін қуаттың мәні – 150 МВА.

1.3 - кесте - Кернеуі 115 кВ жүктемелер қуаты ($\cos\phi= 0,85$)

Жүктеменің белгіленуі	P1	P2	P3	P4	P5	P6
Қуаты, МВт	4,5	4,5	4,5	4,5	5	4,5

1.4 - кесте - Кернеуі 35 кВ жүктемелер қуаты ($\cos\phi= 0,8$)

Жүктеменің белгіленуі	P7	P8	P9	P10	P11	P12	P13	P14	P15	P16
Қуаты, МВт	2,54	2,79	2,83	2,69	2,87	2,78	2,86	2,51	2,79	2,84



1.1 - сурет - Электр энергетикалық жүйенің схемасы

1.2 Қосалқы станцияның жүктемелер графиктеріне сараптама

Трансформаторлық қосалқы станциялардың схемасы техникалық және экономикалық тұрғыдан тиімді болуы керек, себебі ол кез келген өнеркәсіптік кәсіпорын үшін энергиямен жабдықтаудың тиімді схемасын құруға әсер етеді.

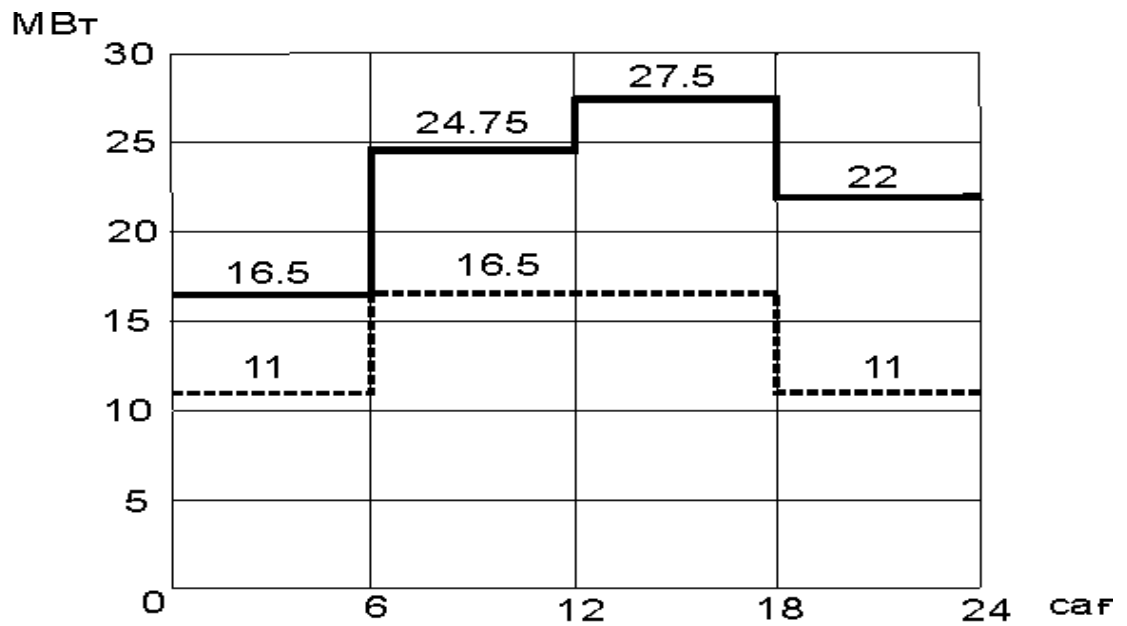
Төмен вольтты қосалқы станция электр энергиясын айырбастауға және таратуға арналған. Қосалқы станция тұтынушыларының I және II санатты тұтынушылары болғандықтан, қосалқы станцияда екі трансформаторды орнату қажет. Бұл инвентаризацияны азайту және трансформаторларды ауыстыруды жеңілдетеді. Бір сатылы трансформаторларды орнату ыңғайлы.

Қысқы және жазғы жүктемелердің осы кестелеріне сүйене отырып, біз шиналарға жылдық жүктеме графиктерін саламыз. Қысқы кезең - 183 күн, жаз - 182 күн.

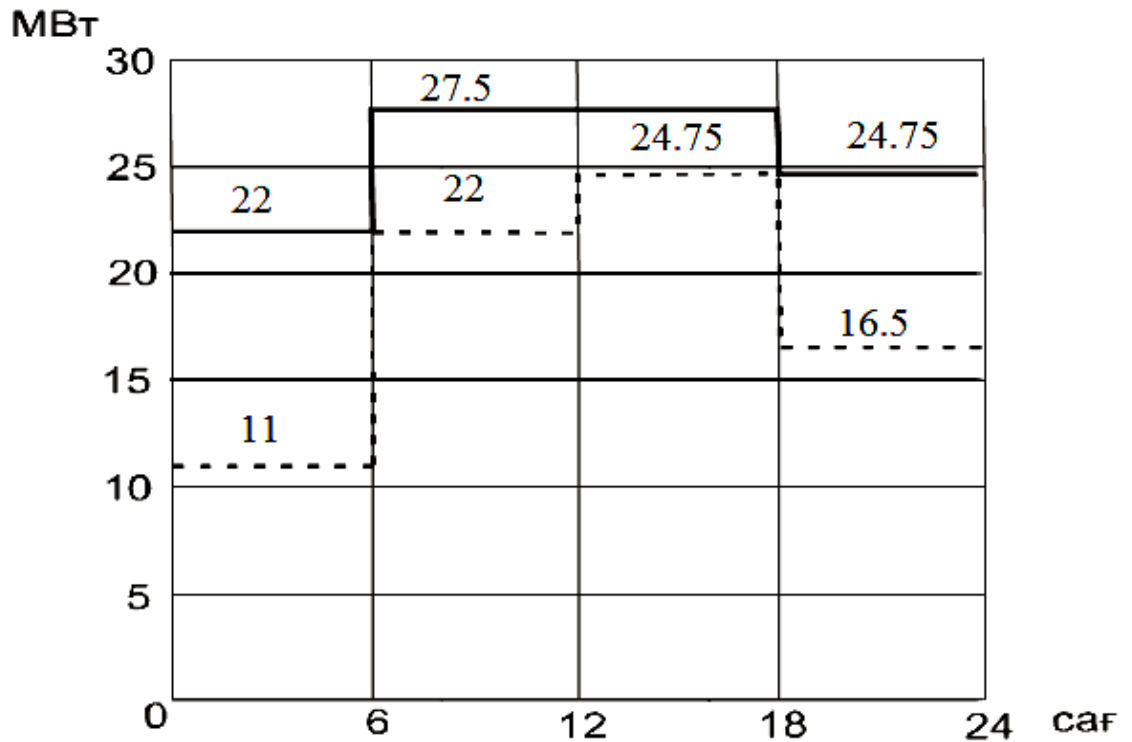
$$T1 = T2 = T3 = T4 = t \cdot 183 = 6 \cdot 183 = 1098 \text{ сағ,}$$

$$T5 = T6 = T7 = T8 = t \cdot 182 = 6 \cdot 182 = 1092 \text{ сағ.}$$

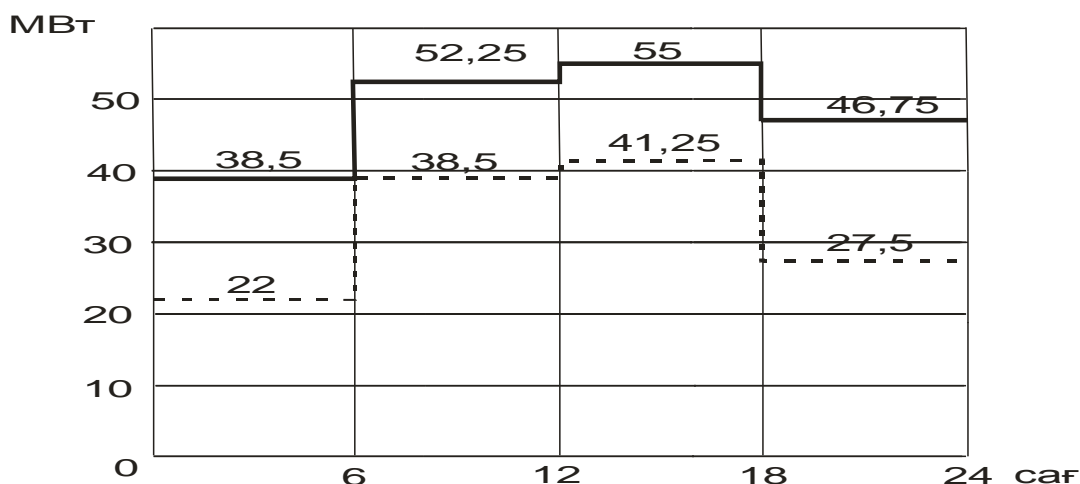
Күнделікті диаграммалар сызылған сызықпен белгіленеді, ал қысқы кезеңнің диаграммасы нүктелі сызықпен белгіленеді.



1.2- сурет - 35 кВ тәуліктік жүктеме графигі



1.3- сурет - 110 кВ тәуліктік жүктеме графигі



1.4- сурет - 220 кВ тәуліктік жүктеме графигі

Қысқы күнделікті жүктеу кестелеріне арналған диаграммаларды анықтаймыз:

Графиктердің толтыру коэффициенті

$$k_n = \frac{W_{\text{сум}}}{24 \cdot P_{\text{max}}}, \quad (1.1)$$

мұнда $W_{\text{сум}}$ - тәулік электр энергия шығыны;

P_{max} - тәулік максималь жүктемесі.

Тәулік электр энергия шығыны келесі формуламен анықтаймыз:

$$W_{\text{сум}} = \sum P_i \cdot t_i, \quad (1.2)$$

$$W_{\text{сум,НН}} = (16,5 + 24,75 + 27,5 + 22) \cdot 6 = 544,5 \text{ МВт} \cdot \text{сағ},$$

$$W_{\text{сум,СН}} = (22 + 27,5 + 27,5 + 24,75) \cdot 6 = 610,5 \text{ МВт} \cdot \text{сағ},$$

$$W_{\text{сум,ВН}} = (38,5 + 55 + 52,25 + 46,75) \cdot 6 = 1155 \text{ МВт} \cdot \text{сағ},$$

$$K_{\text{Н,НН}} = \frac{544,5}{24 \cdot 27,5} = 0,825,$$

$$K_{\text{Н,СН}} = \frac{610,5}{24 \cdot 27,5} = 0,925,$$

$$K_{\text{Н,ВН}} = \frac{1155}{24 \cdot 55} = 0,875.$$

Күнделікті электр энергиясын тұтыну үшін жоспарланған қосалқы станциядан бір жыл ішінде тұтынылатын электр энергиясының мөлшерін есептейміз:

$$W_{\text{год,НН}} = \sum P_i \cdot T_i, \quad (1.3)$$

$$W_{\text{год,HH}} = 27.5 \cdot 1098 + 24.75 \cdot 1098 + 22 \cdot 1098 + 16.5 \cdot 1098 + 16.5 \cdot 1092 + 16.5 \cdot 1092 + 11 \cdot 1092 + 11 \cdot 1092 = 159703.5 \text{ MBm} \cdot \text{сағ}$$

$$W_{\text{год,HH}} = 27.5 \cdot 1098 + 27.5 \cdot 1098 + 24.75 \cdot 1098 + 22 \cdot 1098 +$$

$$+ 24.75 \cdot 1092 + 22 \cdot 1092 + 11 \cdot 1092 + 16.5 \cdot 1092 = 192802.5$$

MBm*сағ

$$W_{\text{год,HH}} = 55 \cdot 1098 + 52.25 \cdot 1098 + 46.75 \cdot 1098 + 38.5 \cdot 1098 + 38.5 \cdot$$

$$1092 + 41.25 \cdot 1092 + 27.5 \cdot 1092 + 22 \cdot 1092 = 352506 \text{ MBm} \cdot \text{сағ}$$

Орташа жылдық жүктеме мөлшері:

$$P_{\text{ср,сн}} = \frac{W_{\text{год,вн}}}{8760}, \quad (1.4)$$

$$P_{\text{ср,сн}} = \frac{159703.5}{8760} = 18.2 \text{ MBm}$$

$$P_{\text{ср,сн}} = \frac{192802.5}{8760} = 22 \text{ MBm}$$

$$P_{\text{ср,сн}} = \frac{352506}{8760} = 40.2 \text{ MBm}$$

Графиктердің толтыру коэффициенттері:

$$K_{\text{н,HH}} = \frac{P_{\text{ср,HH}}}{P_{\text{max, HH}}}, \quad (1.5)$$

$$K_{\text{н,HH}} = \frac{18.2}{27.5} = 0.66$$

$$K_{\text{н,HH}} = \frac{22}{27.5} = 0.8$$

$$K_{\text{н,HH}} = \frac{40.2}{55} = 0.73$$

Максималды жүктемені қолдану ұзақтығы:

$$T_{\text{max, HH}} = K_{\text{н,HH}} \cdot 8760, \quad (1.6)$$

$$T_{\text{max, HH}} = 0.66 \cdot 8760 = 5781.6 \text{ сағ/жыл.}$$

$$T_{\text{max, сн}} = 0.8 \cdot 8760 = 7008 \text{ сағ/жыл.}$$

$$T_{\text{max, вн}} = 0.73 \cdot 8760 = 6394.8 \text{ сағ/жыл.}$$

Шығын уақыты $\tau = f(T_{\text{max}}; \cos \varphi)$ қисығы бойынша табылады:

$$\tau = \left(0.124 + \frac{T_{\text{max}}}{10000}\right)^2 \cdot 8760 \text{ сағ/жыл}, \quad (1.7)$$

$$\tau_{\text{max, HH}} = 4319 \text{ сағ/жыл}; \tau_{\text{max, сн}} = 5959 \text{ сағ/жыл}; \tau_{\text{max, вн}} = 5106 \text{ сағ/жыл.}$$

1.3 Қосалқы станцияның күштік трансформаторлардың саны мен қуатын анықтау

Қосалқы станцияларды жобалаудың технологиялық стандарттарына тұтынушылардың сенімділігі талаптарына келетін болсақ, бірінші және екінші санаттағы тұтынушылармен қосалқы станцияларда екі трансформатор орнатылады. Екі трансформаторлық қосалқы станцияның қуатты трансформаторларын таңдағанда, бұл екі нұсқаның техникалық мүмкіндігін салыстыру арқылы таңдалады.

Трансформатор қуаты келесі формула бойынша анықталады:

$$S_{н.т.} = \frac{S_{MAX} \cdot K_{I-II}}{K_{ав}}, \quad (1.8)$$

мұндағы S_{max} – қосалқы стансаның максималды жүктемесі;

K_{I-II} – I және II категория тұтынушылардың қатысу коэффициенті;

$K_{ав}$ – рұқсат етілген жүктеме коэффициенті.

EPSO-да ауыр мұнай трансформаторлары үшін тәулігіне кем дегенде 6 сағат жүктемесі бар 5 тәуліктен аспайтын, жүктің жүктемесінің 93% -ынан аспайтын жағдайда апаттық жүктемесінің 40% -дан астамына рұқсат етіледі.

$$S_{max} = \frac{P_{max}}{\cos \varphi},$$

(1.9)

$$S_{max} = \frac{55}{0.8} = 68.75 \text{ MVA.}$$

$$K_{I-II} = \frac{40 + 40}{100} = 0.8,$$

$$S_{н.т.} = \frac{68.75 \cdot 0.8}{1.4} = 39.29 \text{ MVA.}$$

Жоғарыда келтірілген формула бойынша алынған нәтиже ГОСТ 9680-77E сәйкес толық мәнге (стандартты мәнге) дейін дөңгелектенеді.

Шамамен номиналды қуаты: 40 MVA.

Төмендегі техникалық және экономикалық есептеулер үшін біз екі трансформаторды таңдаймыз: MTRF-40000/220/110/35 және ATTTSTN-63000/220/110/35, негізгі параметрлері 1.5 кестеде келтірілген.

1.5 - кесте - Трансформаторлардың техникалық берілгендері

Параметрлер		Белгілену i	Трансформаторлармен нұсқалар	
			ТДТН- 40000/220/ 110/35 (Т1)	АТДЦТН- 63000/220/ 110/35 (Т2)
Трансформаторлардың номиналды қуаты, МВА		$S_{T.ном}$	40	63
Орамдардың номиналды кернеуі, кВ	ВН	$U_{ВН}$	230	230
	СН	$U_{СН}$	115	115
	НН	$U_{НН}$	37	38,5
Қысқа тұйықталу кернеуі, %, орамдар үшін	ВН – СН	$U_{КЗ\%ВН-СН}$	11	11
	ВН – НН	$U_{КЗ\%ВН-НН}$	22	35,7
	СН – НН	$U_{КЗ\%СН-НН}$	9,5	21,9
Бос жүріс тогы, %		ΔI_{xxT}	1,1	0,5
х.х. активті шығындары, кВт		ΔP_{xxT}	55	45
ҚТ активті шығындары, кВт	ВН – СН	$P_{КЗ\%ВН-СН}$	110	100
	ВН – НН	$P_{КЗ\%ВН-НН}$	110	100
	СН – НН	$P_{КЗ\%СН-НН}$	110	100

Трансформаторлардың жүктеме қабілетін тексереміз. Төтенше режимде бір трансформатор өшеді:

$$1 \text{ нұсқа. } 1,4 \cdot S_{н.м} \geq S_{\max} \cdot K_{I,II}$$

$$1,4 \cdot 40 = 56 \text{ МВА} > 55 \text{ МВА.}$$

$$2 \text{ нұсқа. } 1,4 \cdot S_{н.м} \geq S_{\max} \cdot K_{I,II}$$

$$1,4 \cdot 63 = 88,2 \text{ МВА} > 55 \text{ МВА.}$$

Яғни, ТДТН-40000/110 және АТДЦТН-63000/110 трансформаторлары асқын жүктелу мүмкіндігіне ие.

1.4 Күштік трансформаторлардың санын және қуатын таңдау бойынша техникалық-экономикалық есептеу

Таңдалған трансформаторларда электр энергиясының жылдық құнын есептеңіз.

Төмендегі формуланы пайдаланып үш трансформатордың жылдық құнын есептеп шығарамыз ($S_{НОМ,ВН} = S_{НОМ,СН} = S_{НОМ,НН}$) кезінде:

$$\Delta W_{p,год} = n \cdot P'_{xx} \cdot 8760 + \frac{1}{n} \cdot \left(P'_{кз,ВН} \cdot \frac{S_{max,ВН}^2}{S_{НОМ}^2} \cdot \tau_{ВН} + P'_{кз,СН} \cdot \frac{S_{max,СН}^2}{S_{НОМ}^2} \cdot \tau_{СН} + P'_{кз,НН} \cdot \frac{S_{max,НН}^2}{S_{НОМ}^2} \cdot \tau_{НН} \right), \text{ кВт*сағ}, \quad (1.10)$$

мұндағы $P'_{xx} = P_{xx} + K_{ЭК} \cdot Q_{xx}$, кВт – трансформатордың келтірілген бос жүріс шығындары;

$K_{ЭК}$ – реактивті энергияны толық энергияға аудару кезінде экономикалық эквиваленті; аудандық жүйедегі 35-220 кВ трансформаторлар үшін, $K_{ЭК} = 0,08$;

$P'_{кз} = P_{кз} + K_{ЭК} \cdot Q_{кз}$, кВт – трансформатордың келтірілген қысқа тұйықталу шығындары;

$Q_{xx} = -\frac{I_{xx}\%}{100} \cdot S_{НОМ}$ – трансформатордың бос жүріс кезіндегі реактивті шығындары, квар;

$Q_{кз} = \frac{U_{кз}\%}{100} \cdot S_{НОМ}$ – трансформатордың қысқа тұйықталу кезіндегі реактивті шығындары, квар.

Орамалардың аса жүктелу шығындары бірдей және тең $0,5P_{кз\text{ вн-сн}}$, яғни

$$P_{кз\text{ вн}} = P_{кз\text{ сн}} = P_{кз\text{ нн}} = 0,5P_{кз\text{ вн-сн}}, \quad (1.11)$$

мұндағы $P_{кз\text{ вн-сн}}$ – үш орамды трансформатордың орамдарындағы шығындары, каталог бойынша анықталады.

Әр орамның қысқаша тұйықталу кернеуін келесі формула бойынша табамыз:

$$U_{кз\text{ вн}} = 0,5(U_{кз\text{ вн-сн}} + U_{кз\text{ вн-нн}} - U_{кз\text{ сн-нн}}), \quad (1.12)$$

$$U_{кз\text{ сн}} = 0,5(U_{кз\text{ вн-сн}} + U_{кз\text{ сн-нн}} - U_{кз\text{ вн-нн}}), \quad (1.13)$$

$$U_{кз\text{ нн}} = 0,5(U_{кз\text{ вн-нн}} + U_{кз\text{ сн-нн}} - U_{кз\text{ вн-сн}}), \quad (1.14)$$

мұндағы $U_{кз\text{ вн-сн}}$, $U_{кз\text{ вн-нн}}$, $U_{кз\text{ сн-нн}}$, % – әр орамдар жұбы үшін қысқаша тұйықталу кернеуі, номиналдыдан пайызбен алынады.

ТДТН – 40000/110 трансформаторы үшін:

$$P'_{xx} = 55 + 0,08 \cdot 440 = 90.2 \text{ кВт.}$$

$$U_{кзBH} = 0,5(12,5 + 22 - 9,5) = 12.5\%,$$

$$U_{кзCH} = 0,5(12,5 + 9,5 - 22) = 0,$$

$$U_{кзHH} = 0,5(22 + 9,5 - 12,5) = 9.5\%,$$

$$Q_{кзBH} = \frac{12.5}{100} \cdot 40000 = 5000 \text{ квар,}$$

$$Q_{кзCH} = 0 \text{ квар;}$$

$$Q_{кзHH} = \frac{9.5}{100} \cdot 40000 = 3800 \text{ квар,}$$

$$P'_{кз,BH} = 110 + 0,08 \cdot 5000 = 510 \text{ кВт,}$$

$$P'_{кз,CH} = 110 \text{ кВт,}$$

$$P'_{кз,HH} = 110 + 0,08 \cdot 3800 = 414 \text{ кВт,}$$

$$\Delta W_{p,год} = 2 \cdot 90.2 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \left(\begin{aligned} &510 \cdot \left(\frac{68.75}{40} \right)^2 \cdot 5106 + 110 \cdot \left(\frac{34,375}{40} \right)^2 \cdot 5959 \\ &+ 414 \cdot \left(\frac{34,375}{40} \right)^2 \cdot 4319 \end{aligned} \right) = 6328947 \text{ кВт*сағ.}$$

АТДЦТН – 63000/110 трансформаторы үшін:

$$Q_{xx} = 315 \text{ квар,}$$

$$\Delta W_{p,год} = 6927722,8 \text{ кВт*сағ.}$$

оспарланған объектінің параметрлері мен кернеулерін, қосалқы станцияның негізгі ажыратқыш трансформаторларының, электр желілерінің санын және қуатын салыстыру.

Әртүрлі жобалармен (жоба нұсқаларымен) салыстырғанда олар бір-біріне қарсы болуы керек.

Экономикалық тиімділік интегралдық көрсеткіштердің бірі болып табылады:

- Біріктірілген тиімділік және таза дисконтталған түсім (ТДТ);
- табыс индексі (ТИ);
- Ішкі қайтарым нормасы (ІТН).

Кешенді тиімділіктің мәні (өкілдіктен алынған таза табыс) келесі формула бойынша есептеледі:

$$\mathcal{E}_{ИНТ} = ТДТ = \sum_{t=0}^T (R_t - Z_t) \cdot \alpha_t - K_d. \quad (1.15)$$

мұндағы R_t – нәтиже (табыс), t – шы қадамда жетілдіріледі;

Z_t – шығындар (капиталсыз), t – шы қадамда жетілдіріледі;

T – есептік кезең ұзақтылығы;
 α_t – дисконттеу коэффициенті:

$$\alpha_t = \frac{1}{(1 + E)^t}. \quad (1.16)$$

мұндағы E – дисконт нормасы, инвесторға тиімді табыс нормасы;
 t – жобаны іске асыру моментінен бастап есептеу кадамның нөмері.

Дисконттивті капитал құйуының мөлшері:

$$K_D = \sum_{t=0}^T K_t \cdot \alpha_t. \quad (1.17)$$

мұндағы K_D – дисконттивті капитал құйуының суммасы;

K_t – t -шы кадамда капитал құйуы.

Табыс индексі (ТИ) капиталдың дисконтталған ағындарының көлеміне жатады:

$$ТИ = \frac{TDT}{K_D}. \quad (1.18)$$

E_{BH} жеңілдігі норсман келісімшарттық шарттардың шарттық құнына қосылды. Басқа айда E_{BH} (ІТН) төмендегі теңдеудің есептеуі шешімі болады.

$$\sum_{t=0}^T \frac{(R_t - Z_t)}{(1 + E_{BH})^t} = \sum_{t=0}^T \frac{K_t}{(1 + E_{BH})^t}. \quad (1.19)$$

Егер (МРТ) есептемесі E есептік ставкасының тиімділігі болып табыла ма деген сұраққа жауап берсе, ол жоба ЖБТ есептеу кезінде анықталады, содан кейін инвестордың кіріс коэффициенттерімен салыстырылады. Бұл жобаға инвестициялар ІТІ инвестордың ІТС-іне тең немесе одан жоғары болған жағдайда негізделеді.

Өтімділік кезеңі - Интеграцияланған (МТД) тиімділігі оның шектен асқан кезде теріс болған кездегі ең аз уақыт интервалы. Басқаша айтқанда, бұл бастапқы кезеңдегі капиталды жоғалтқан және жалпы шығындармен бірге шығын келтіретін кезең. Кумулятивтік әсерді анықтағаннан кейін графикалық түрде өтеу күнін есептеп шығарамыз.

Жобаның экономикалық тиімділігінің интегралдық көрсеткіштерін анықтағаннан кейін ұсынылатын жобаның қаржылық жағдайын есептеу қажет. Қаржылық есептеу критерийі өнімнің пайдалылығын пайдаланады.

Өндірістің рентабельділігі келесі формула бойынша анықталады:

$$P_{\%} = \frac{\sum_{t=0}^T \Pi_{Bt}}{\sum_{t=0}^T K_t} \cdot 100\%, \quad (1.20)$$

мұндағы: Π_{Bt} – T жылдық есептеу периоды бойынша өндірімелі-шаруашылықтық әрекетінің жалпы табысы, мын.тг./жыл;

$$\sum_{t=0}^{T'} K_t - \text{өндірімелі фондтар бағасы, мын.тг.};$$

T'- объектіні эксплуатацияға кіргізу кезеңі.

Өнімнің рентабельділігі келесі формула бойынша есептелінеді:

$$p\% = \frac{\sum_{t=0}^T \Pi_{qt}}{\sum_{t=0}^T R_t} \cdot 100\% \quad (1.21)$$

мұндағы Π_{qt} —t-шы жыл ішіндегі өндірістік-шаруашылықтық қызметтен алынған таза табыс, мын тг/жыл;

R_t - t-шы жылды орындаудан түскен табыс, мын тг/жыл.

Салыстыру нұсқалары бойынша техникалық-экономикалық деректер:

1) трансформаторлардың бағасы $11125 * 2 * 13\ 320 = 296370$ мың теңге. Біз оны қабылдаймыз;

2) теңгенің қайтарымдылығы (дисконттау ставкасы) банктік несиелердің орташа пайыздық мөлшерлемесі ретінде қабылданады ($E = 10\% = 0.01$);

3) 2010-2022 жылдарға арналған электр энергиясының болжамды жобасы;

4) Энергия объектісіне қызмет көрсету шығындарын анықтау кезінде капиталға қызмет көрсету тарифі $p_0 = 6\%$ -дан алынады;

5) Есептеудің көкжиектері (болашақ шығыстар мен кірістерді анықтау уақыты) мынадай формула бойынша анықталады:

- объектіні салу, пайдалану және жою кезеңі;

- технологиялық жабдықтың қызмет ету мерзімі;

- жалпы табыс және т.б.

6) Біз 3 жыл бойы қосалқы станцияның құрылысын қарастырамыз. Энергетикалық объектінің құрылысын қаржыландыру мынада: 1 жыл – 20%;

2 жыл – 50%;

3 жыл – 30%.

7) Қосалқы станция трансформаторларының экономикалық қуатының бірінші нұсқа үшін ақша құйуы $K_1 = K_2 = 296\ 370\ 000$ тг құрайды.

Трансформаторлардағы электр энергияның шығындары нұсқаларға байланысты төменде көрсетілген:

$$\Delta W_1 = 6328,947 \text{ MВт*сағ.}$$

$$\Delta W_2 = 6927,723 \text{ MВт*сағ.}$$

Қосалқы станциядан трансформацияланатын электр энергия көлемі $W = 352506 \text{ MВт*сағ.}$

1.6 - кесте - Салыстырылатын нұсқалардың техникалық-экономикалық көрсеткіштері

Көрсеткіш	Өлшем бірлігі	1 нұсқа	2 нұсқа
Кернеуі	кВ	100/35/10	100/35/10
Қуаты	МВА	2*40	2*63
Максималь жүктемені қолдану уақыты	сағ/жыл	6394,8	6394,8
Өнімнің орташа рентабельділігі	%	27,992	27,818
2021 ж. нәтижесі бойынша ұлғаятын ТДТ	мын.тг.	1 054 075	1 045 295
Табыс индексі	тг./тг.	2,96	2,936
Өтімділік мерзімі (толық сан)	жыл	5	5

Техникалық және экономикалық көрсеткіштерді есептеу нәтижелері 1.8 және 1.9 кестелерде келтірілген. Жобалардың өтімділік кезеңінің графиктерінің кестесі 1.5-суретте келтірілген.

Техникалық-экономикалық негіздемеден біз екі нұсқаның экономикалық тұрғыдан тиімді екендігі туралы қорытынды жасаймыз. Дегенмен АТДТТС-63000/220/110/35 трансформаторы шұғыл тәртіпте жүктемесіз, сондай-ақ кен орнына салынған бастапқы капиталмен жұмыс істейді. Сондықтан біз TNTN-40000/220/110/35 трансформаторы(1.7- кесте).

1.7 - кесте - ТДТН-40000/220/110/35 трансформатордың параметрлері

$S_{НОМ}$, МВА	$U_{ВН}$,кВ	$U_{СН}$,кВ	$U_{НН}$,кВ	u_k ,%		
				ВН-СН	ВН-НН	СН-НН
40	230	115	37	11	22	9,5

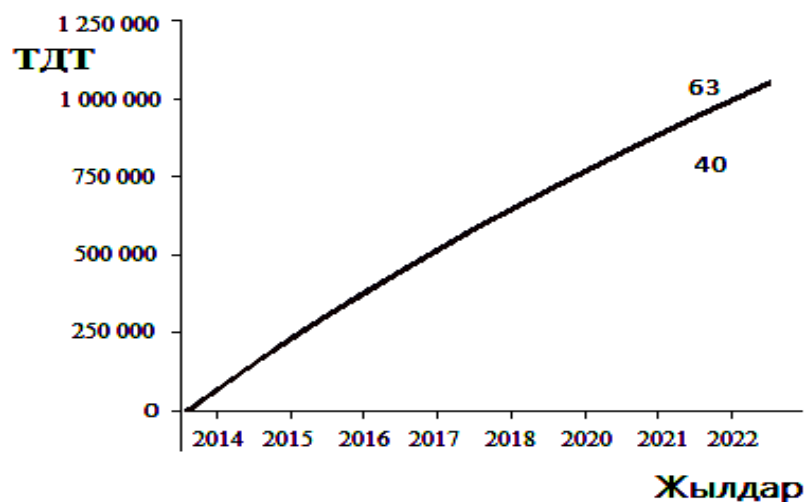
Таңдалған трансформаторлар жүйе жүктемесіне сынақтан өту керек. Мұнда тест ГОСТ 142099-85 стандарттар жиынтығымен трансформатордың мүмкін болатын ең жоғары жүктемелерімен жүзеге асырылады. Осы кестелерді пайдалану үшін осы күнделікті диаграмманы екі тең қадамға түрлендіру қажет. S (t) үшін күнделікті жүктеме кестесін саламыз. Суреттегі нүктелі сызықтар TNTN40000 / 220/110/35 түріндегі трансформатордың диаграммаларын көрсетеді және нүктелі сызық АТТТТН-63000/220/110/35 автотрансформаторының күші болып табылады.

1.8 - кесте – Қосалқы станцияның 1 нұсқа бойынша күтілетін техникалық-экономикалық көрсеткіштері

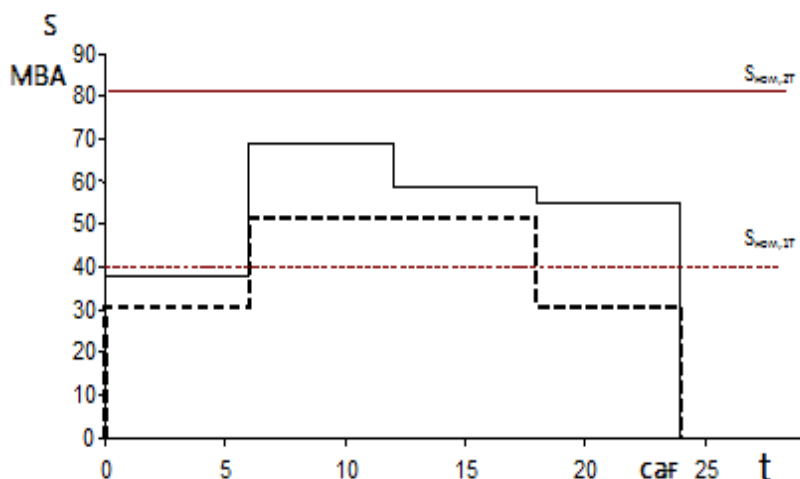
Көрсеткіш	Белг.	Өлшем бірлігі	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Іске асырудан табыс	В	мын.тг.	515540,025	555197	568416	581635	594853,9	608072,85	634511	674167,5	713824,65
Капитал салымы	К	мын.тг.	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Эл. энергия тарифы	С _Т	тг./кВт сағ	4,875	5,25	5,375	5,5	5,625	5,75	6	6,375	6,75
Эл. энергия трансформация-лауның өзіндік құны	С _у	тг./кВт сағ	0,935	1,005	1,025	1,05	1,075	1,095	1,145	1,215	1,285
Эл. энергия шығындары	И _{ШЫҒ}	мын.тг.	30855	33225	34022	34810	35600	36390	37975	40345	42720
Эксплуатациялық қызмет көрсетуге кеткен шығындар	И _{ОБСЛ}	мын.тг.	17780	17780	17780	17780	17780	17780	17780	17780	17780
Жалпы табыс	П _{ВАЛ}	мын.тг.	466905	504190	516615	529045	541470	553900	578755	616040	653320
Салық және түскен ақша	Н	мын.тг.	280145	302515	309970	317425	324885	332340	347255	369625	391995
Таза табыс	Т _{ТАЗА}	мын.тг.	186760	201675	206645	211615	216590	221560	231500	246415	261330
Таза табыс (без дисконтаусыз)	ТТ	мын.тг.	186760	201675,1	206646,25	211617,4	216588,54	221559,68	231501,95	246415,4	261330
Дисконттау коэффициенті	α	о.е.	0,91	0,83	0,75	0,68	0,62	0,56	0,51	0,47	0,42
Таза дисконттытабыс	ТДТ	мын.тг.	169955	167390	154985	143900	134285	124075	118065	115815	109760
Таза дисконтивті табыс ұлғаю жиыны	Эинт	мын.тг.	-14200	153190	308175	452075	586360	710435	828500	944315	1054075
Өнімнің рентабельділігі	Р	%	36,23	36,32497	36,35476	36,3832	36,410377	36,436371	36,48511	36,55105	36,609666

1.9 - кесте - Қосалқы станцияның 2 нұсқа бойынша күтілетін техникалық-экономикалық көрсеткіштері

Көрсеткіш	Белг.	Өлшем бірлігі	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Іске асырудан табыс	В	мын.тг.	515540,02	555197	581635	581635	594853,9	608072,8	634511	674167,5	713824,6
Капитал құйуы	К	мын.тг.	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Эл. энергия тарифы	С _т	тг./кВт сағ	4,875	5,25	5,375	5,5	5,625	5,75	6	6,375	6,75
Эл. энергия трансформация-лауның өзіндік құны	С _у	тг./кВт сағ	0,935	1,005	1,03	1,055	1,075	1,1	1,145	1,22	1,29
Эл. энергия шығындары	И _{шығ}	мын.тг.	33775	36370	37235	38100	38970	39835	41565	44165	46760
Эксплуатациялық қызмет көрсетуге кеткен шығындар	И _{обсл}	мын.тг.	17780	17780	17780	17780	17780	17780	17780	17780	17780
Жалпы табыс	П _{вал}	мын.тг.	463985	501045	513395	525750	538105	550455	575160	612220	649280
Салық және түскен ақша	Н	мын.тг.	278390	300625	308040	315450	322860	330275	345095	367335	389570
Таза табыс	Т _{таза}	мын.тг.	185595	200420	205360	210300	215240	220180	230065	244890	259710
Таза табыс (без дисконтаусыз)	Т _т	мын.тг.	185595	200417,7	205358,9	210300	215241,29	220182,4	230064,9	244888,5	259710
Дисконттау коэффициенті	α	о.е.	0,91	0,83	0,75	0,68	0,62	0,56	0,51	0,47	0,42
Таза дисконттытабыс	Т _{дт}	мын.тг.	168890	166345	154020	143005	133450	123300	117335	115100	109080
Таза дисконтивті табыс ұлғаю жиыны	Э _{инт}	мын.тг.	-16340	150010	304025	447030	580480	703785	821115	936215	1045295
Өнімнің рентабельділігі	Р	%	36,00	36,09848	36,12828	36,1567	36,183894	36,20988	36,25863	36,32457	36,38318



1.5 - сурет - Нұсқалардың өтімділік уақытының графиктік көрсеткіштері



1.6- сурет - Тәуліктік жүктеме графигі

1.5 Электр энергетикалық жүйенің ҚТ токтарын есептеу

Қысқа тұйықталу - қалыпты жұмыс істемей тұрған электр тізбегінің екі нүктесінің жабылуы. Қысқа тұйықталудың негізгі себептері: оқшаулаудың қызып кетуінен немесе ескіруінен, механикалық зақымданулардан, жұмыс кабельдеріндегі бұзылулардан немесе бұзылулардан, қызметкерлердің бұзылғандығынан және т.б.. Қысқа тұйықталу салдарының әсерінен қауіпті ток желілік элементтердің жұмысын бұзуы мүмкін.

Сондықтан, электр қондырғыларының, релелік қорғаныс және автоматика құрылғыларының және жалпы электр желілерінің сенімді жұмыс істеуі үшін қысқа тұйықталу токтарының есептелуі.

Үш фазалы желілер мен құрылғыларда ТТ үшфазалы (симметриялық), екі фазалы және бірфазалы (асимметриялық) бөлінеді. Сонымен қатар, жердегі қысқа тұйықталу тізбектері бір мезгілде үзілуі мүмкін.

Ең жиі кездесетін жердегі бір фазалық жерге тұйықталу (жалпы ВВ-дан 65% дейін), екі фазалық жерге тұйықталудан кейін (жалпы ВВ-дан 20% дейін), екі фазалы НҒ (жалпы ВВ-дан 10% дейін) және үш фазалы (барлығы 5% ST).

Қысқа тұйықталу токтарының есептеуі құрылғылар мен ток өткізгіштерді таңдау үшін, сондай-ақ олардың жылу және динамикалық күшін бағалау үшін қажет. Бұл сондай-ақ осы токтар мен релелік қорғау құралдарын шектейтін құрылғылардың іріктелуіне де қолданылады.

Үш фазалы қысқа тұйықталу тұрақты ток тоғы ретінде есептеледі, өйткені ток токтарында максималды мән беріледі. Қысқа тұйықталу токтарын есептеу кезінде келесі шарттар орындалады:

- Трансформатор жүктемесі, магниттік токтар, электр желісінің ағымдары ескерілмейді.

- генератордың белсенді қарсылығы ескерілмейді.

- Үшфазалы сызық симметриялы.

- Құрылғы тұрғысынан барлық қуат көздері бір мезгілде және номиналды режимде қарастырылады.

- Әрбір қорек кернеуінің номиналды кернеуі номиналды кернеудің 5% -ға артады.

- КТ нүктесінде тұрақтылық нөлге тең.

110 кВ және одан да жоғары кернеулерді бейтараптандырылған бейтараптандырылған желілерде бір фазалы немесе үш фазалы АТ түріне тікелей токтар есептеу жүргізіледі. Себебі, бүлінген фазада ағым бар. Кернеу 110 кВ-дан төмен болған жағдайда, тұрақты ток кернеуін есептеу үш фазалы ауыспалы ток үшін орындалады.

Есептеу бағытына байланысты қуат беру режимі таңдалады. Мысалы, жылу беріктігін сынайтын коммутация құрылғысын таңдау үшін қысқа тұйықталу сызығы үлкен ток қажет болуы мүмкін.

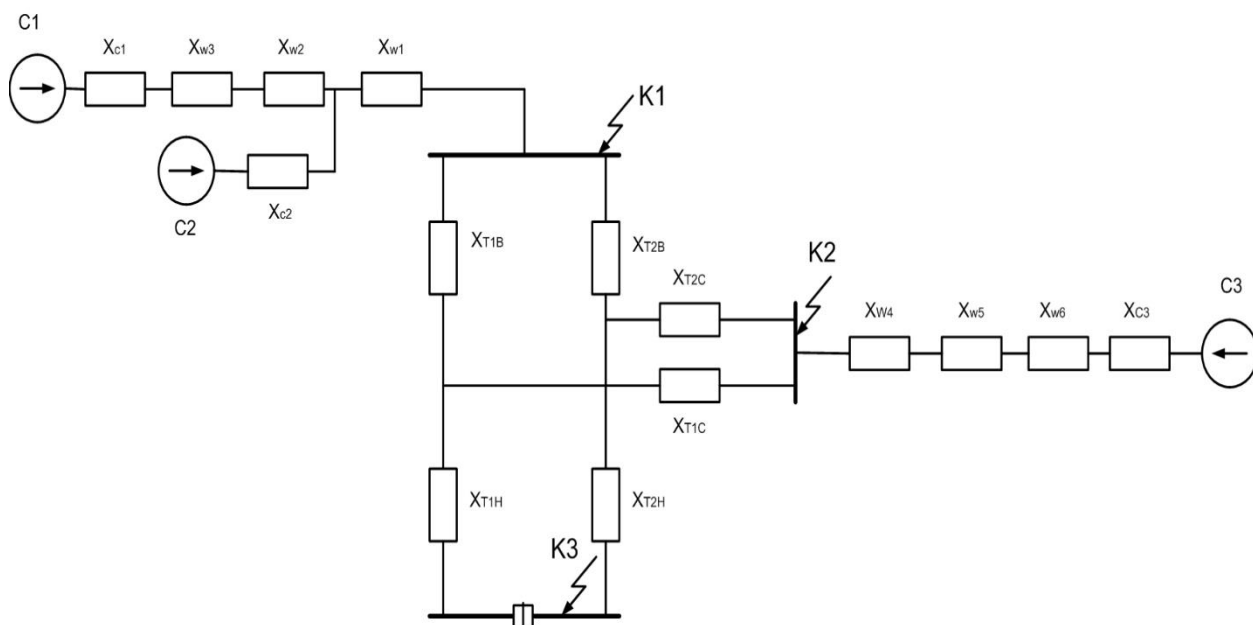
Бұл режимде есептеу схемасындағы барлық қуат көздері талап етіледі.

Бұл режим ең жоғарғы режим деп аталады. Бұл режим тізбектегі барлық қуат көздерін қосуды қажет етеді. Бұл режим ең жоғарғы режим деп аталады.

Керісінше, релелік қорғаныс құрылғыларының сезімталдықты тексерген кезде тұрақты ток болуы тиіс. Ол үшін жөндеу режимдері пайдаланылады, яғни қуат көзінің және байланыс нүктелерінің белгілі бір бөлігі ажыратылады. Дегенмен, релелік қорғаныс пен автоматтандырудың сезімталдығын тексеру үшін талап етілетін есеп беру режимдері мен түрлерінің зақымдануы мүмкіндігінше шынайы болуы керек. Релелік қорғаныс құрылғыларының сезімталдықты тексерген кезде желі кернеуі ең аз болуы керек. Ол үшін жөндеу режимдері пайдаланылады, яғни қуат көзінің және байланыс нүктелерінің белгілі бір бөлігі ажыратылады. Дегенмен, релелік қорғаныс пен автоматтандырудың сезімталдығын тексеру үшін қажет хабарламалар мен түрлердің түрлері дәлме-дәл болуы керек.

Қысқа тұйықталу тогының есептеу үшін электр тізбегі (1.7-сурет) электр желісін есептеуге арналған схемамен құрылады (1.1-сурет). Барлық желі элементтері тиісті үзілістерге ауыстырылады және қуат көзінің emf көрсетіледі. Біз негіздерді қабылдаймыз:

қуат - S_{σ} , кернеу - $U_{\sigma 1}$ немесе есептейміз: ток - $I_{\sigma 1}$, кедергі - $Z_{\sigma 2}$. Есептеулерді салыстырмалы бірліктерде жүргіземіз.



1.7 - сурет - ҚТ тогын есептеу үшін алмастыру схемасы

1.5.1 Базистік шамаларды таңдау және есептеу

$$S_{\sigma} = 40 \text{ МВА},$$

$$U_{\sigma 1} = 230 \text{ кВ}; U_{\sigma 2} = 115 \text{ кВ}; U_{\sigma 3} = 37 \text{ кВ}.$$

$$I_{\sigma 1} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma}}, \quad (1.22)$$

$$I_{\sigma 1} = \frac{40}{\sqrt{3} \cdot 230} = 0.1004 \text{ кА},$$

$$I_{\sigma 1} = \frac{40}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0.201 \text{ кА},$$

$$I_{\sigma 1} = \frac{40}{\sqrt{3} \cdot 37} = 0.625 \text{ кА}.$$

$$Z_{\bar{\sigma}} = \frac{U_{\bar{\sigma}}^2}{S_{\bar{\sigma}}}, \quad (1.23)$$

$$Z_{\bar{\sigma}1} = \frac{230^2}{40} = 13230 \text{М}$$

$$Z_{\bar{\sigma}2} = \frac{115^2}{40} = 330.625 \text{М}$$

$$Z_{\bar{\sigma}3} = \frac{37^2}{40} = 34.225 \text{М}$$

1.5.2 Алмастыру схемасының параметрлерін есептеу

$$x_c = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{\kappa}}, \quad (1.24)$$

$$x_{c1} = \frac{40}{900} = 0.044$$

$$x_{c2} = \frac{40}{900} = 0.044$$

$$x_{c3} = \frac{40}{1200} = 0.033$$

$$x_W = x_0 \cdot l_W \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{\bar{\sigma}}}, \quad (1.25)$$

$$x_{W1} = 0.4 \cdot 10 \cdot \frac{40}{230^2} = 0.003$$

$$x_{W2} = 0.4 \cdot 12.5 \cdot \frac{40}{230^2} = 0.0037$$

$$x_{W3} = 0.4 \cdot 11 \cdot \frac{40}{230^2} = 0.0033$$

$$x_{W7} = x_0 \cdot l_{W7} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{\bar{\sigma}2}} = 0.4 \cdot 5 \cdot \frac{40}{115^2} = 0.006 \quad (1.26)$$

$$x_{W8} = x_0 \cdot l_{W8} \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{\delta 2}} = 0,4 \cdot 12 \cdot \frac{40}{115^2} = 0,014$$

$$x_{W9} = x_0 \cdot l_{W9} \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{\delta 2}} = 0,4 \cdot 8 \cdot \frac{40}{115^2} = 0,0096$$

$$U_{kB} = \frac{U_{kBH} + U_{kBC} - U_{kCH}}{2}, \quad (1.27)$$

$$U_{kB} = \frac{22 + 11 - 9.5}{2} = 11.75$$

$$U_{kC} = \frac{U_{kBC} + U_{kCH} - U_{kBH}}{2}, \quad (1.28)$$

$$U_{kC} = \frac{11 + 9.5 - 22}{2} = -0.75.$$

$$U_{kH} = \frac{U_{kBH} + U_{kCH} - U_{kBC}}{2}, \quad (1.29)$$

$$U_{kH} = \frac{22 + 9.5 - 11}{2} = 10.25.$$

$$x_{TB} = \frac{U_k \cdot S_{\delta}}{100 \cdot S_{\text{ном}}}, \quad (1.30)$$

$$x_{TB} = \frac{11.75 \cdot 40}{100 \cdot 40} = 0.117,$$

$$x_{TC} = \frac{-0.75 \cdot 40}{100 \cdot 40} = 0.008 \approx 0$$

$$x_{TH} = \frac{10.25 \cdot 40}{100 \cdot 40} = 0.103$$

Барлық жүйелер үшін ЭҚК $E_C = 1$.

1.5.3 Қысқа тұйықталу токтарын есептеу

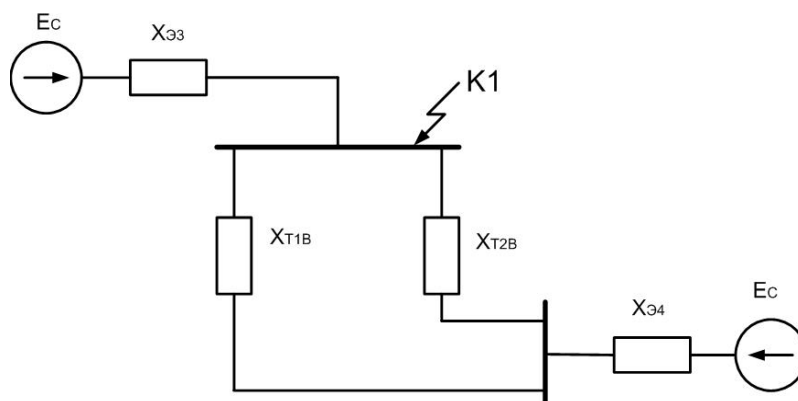
1) К1 нүктесі үшін есептік схеманың (1.1-сурет) алмастыру схемасы (1.8 - сурет).

$$x_{\Sigma 1} = x_{C1} + x_{W3} + x_{W2}, \quad (1.31)$$

$$x_{\Sigma 1} = 0.044 + 0.0033 + 0.0037 = 0.051$$

$$x_{\partial 2} = \frac{x_{\partial 1} \cdot x_{C2}}{x_{\partial 1} + x_{C2}}, \quad (1.32)$$

$$x_{\partial 2} = \frac{0.051 \cdot 0.044}{0.051 + 0.044} = 0.024.$$



1.8 - сурет - K1 нүктесі үшін алмастыру схемасы

$$x_{\partial 3} = x_{\partial 2} + x_{w1} = 0,024 + 0,003 = 0,027 \quad (1.33)$$

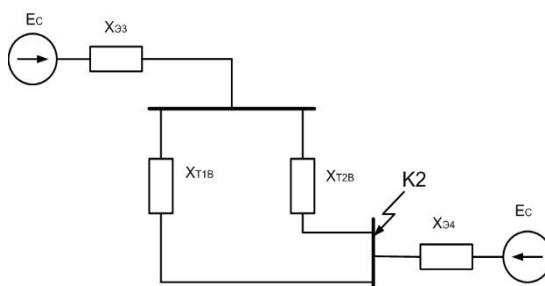
$$x_{\partial 4} = x_{w7} + x_{w8} + x_{w9} + x_{C3} = 0,006 + 0,014 + 0,0096 + 0,033 = 0,0626 \quad (1.34)$$

$$I'_{K1} = \frac{E_c}{x_{\partial 3}} = \frac{1}{0,027} = 37,04 \quad (1.35)$$

$$I''_{K1} = \frac{2 \cdot E_c}{(x_{TB} + x_{TC}) + 2 \cdot x_{\partial 4}} = \frac{2}{(0,117 - 0,008) + 2 \cdot 0,0626} = 8,54 \quad (1.36)$$

$$I_{K1} = I'_{K1} + I''_{K1} = 37,04 + 8,54 = 45,58 \quad (1.37)$$

2) K2 нүктесі үшін есептік схеманың (1.1-сурет) алмастыру схемасы (1.9 - сурет).



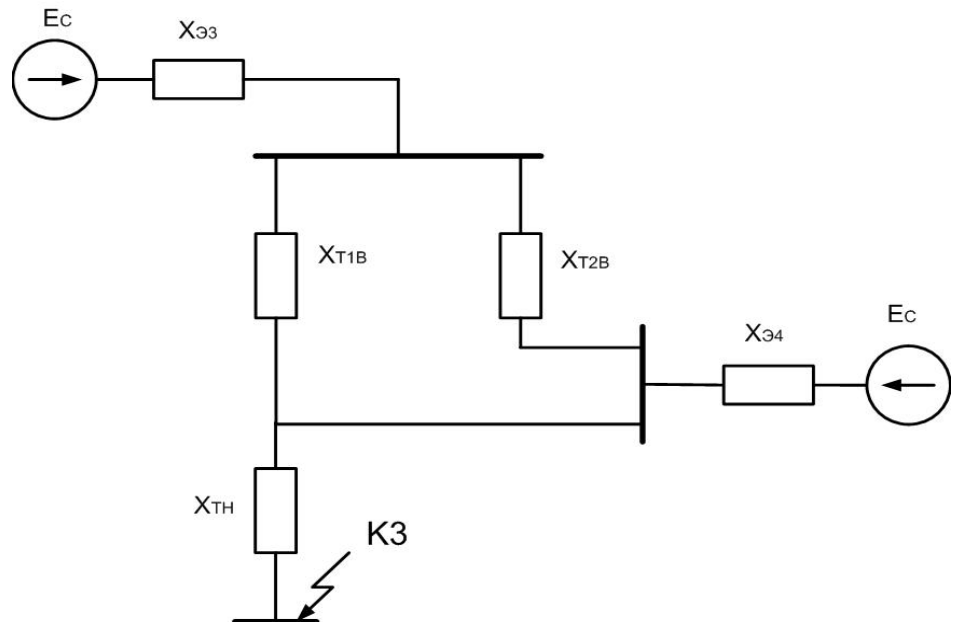
1.9 - сурет - K2 нүктесі үшін алмастыру схемасы

$$I'_{K2} = \frac{E_C}{x_{\text{Э4}}} = \frac{1}{0,0626} = 15,97 \quad (1.38)$$

$$I''_{K2} = \frac{2 \cdot E_C}{(x_{TB} + x_{TC}) + 2 \cdot x_{\text{Э3}}} = \frac{2}{(0,117 - 0,008) + 2 \cdot 0,027} = 12,27 \quad (1.39)$$

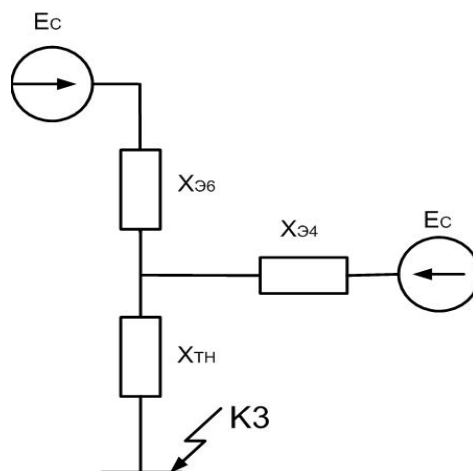
$$I_{K2} = I'_{K2} + I''_{K2} = 15,97 + 12,27 = 28,24 \quad (1.40)$$

3) К3 нүктесі үшін есептік схеманың (1.1-сурет) алмастыру схемасы (1.10-сурет).



1.10 - сурет - К3 нүктесі үшін алмастыру схемасы

$$x_{\text{Э5}} = \frac{x_{TB}}{2} = \frac{0,117}{2} = 0,059 \quad (1.41)$$



1.11 - сурет - К3 нүктесі үшін түрленген алмастыру схемасы

$$x_{\mathcal{E}6} = x_{\mathcal{E}3} + x_{\mathcal{E}5} = 0,027 + 0,059 = 0,085 \quad (1.42)$$

$$x_{\mathcal{E}7} = \frac{x_{\mathcal{E}6} \cdot x_{\mathcal{E}4}}{x_{\mathcal{E}6} + x_{\mathcal{E}4}} = \frac{0,085 \cdot 0,0626}{0,085 + 0,0626} = 0,036 \quad (1.43)$$

$$x_{K3} = x_{\mathcal{E}7} + x_{TH} = 0,036 + 0,103 = 0,139 \quad (1.44)$$

$$I_{K3}'' = \frac{E_C}{x_{K3}} = \frac{1}{0,139} = 7,194 \quad (1.45)$$

Нүктелердегі ҚТ токтарының нақты мәндерін келесі формулаға сәйкес анықтаймыз

$$I_K = I_{K.o\epsilon} \cdot I_{\sigma} \quad (1.46)$$

$$I_{K1} = I_{K1.o\epsilon} \cdot I_{\sigma 1} = 45,58 \cdot 0,1004 = 4,576 \text{ кА};$$

$$I_{K2} = I_{K2.o\epsilon} \cdot I_{\sigma 2} = 28,24 \cdot 0,201 = 5,676 \text{ кА};$$

$$I_{K3} = I_{K3.o\epsilon} \cdot I_{\sigma 3} = 7,194 \cdot 0,625 = 4,496 \text{ кА}.$$

Соқпа тогының мәнін табамыз

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot k_{y\delta} \cdot I_K, \quad (1.47)$$

мұндағы $k_{y\delta} = 1,8$ - соқпа коэффициенті.

Есептеулердің нәтижесін 1.10 - кестеге жазамыз.

1.10 - кесте - Қысқа тұйықталу токтарының мәндері

Нүктелер	ҚТ токтарының мәндері, кА	Соқпа токтарының мәндері, кА
K1	4,576	11,648
K2	5,676	14,448
K3	4,496	11,445

1.6 Жоғары вольтты жабдықтарды таңдау

1.6.1 Ажыратқыштарды таңдау шарттары

Ажыратқыштар келесі талаптарға сәйкес:

$$U_{ном} \geq U_{ном.сети}; \quad (1.48)$$

$$I_{ном} \geq I_{норм.расч}; \quad (1.49)$$

$$k_n \cdot I_{ном} \geq I_{продрасч} = I_{раб.наиб} , \quad (1.50)$$

мұндағы $U_{ном}$ - ажыратқыштың номинал кернеуі;

$U_{ном.сети}$ - тораптың номинал кернеуі;

$I_{ном}$ - ажыратқыштың номинал тогы;

$I_{продрасч}$ - қалыпты режимнің есептелген тогы;

k_n - ажыратқыштың мүмкін болатын асқн жүктемесінің нормаланған коэффициенті;

$I_{продрасч}$ - жалғасқан режимнің есептелген тогы.

Шарт бойынша ажыратқыштың қосылуын тексереміз:

$$I_{вкл} \geq I_{п.о}; \quad (1.54)$$

$$i_{вкл} \geq i_{уд} = k_{уд} \cdot I_{п.о} \cdot \sqrt{2}; \quad (1.55)$$

мұндағы $I_{вкл}$ - номинал токтың периодты құраушысының бастапқы нақты мәні (ҚТ ең үлкен тогы);

$i_{вкл}$ - қосылудың номинал тогының ең үлкен шыңы. Осыдан кейін шарт бойынша өшудің симметриялық тогына тексереміз:

$$I_{откл.ном} \geq I_{п.т}, \quad (1.56)$$

мұндағы $I_{ном.откл}$ - ажыратқыштың өшуінің номинал тогы;

$I_{п.т}$ - ажыратқыштың түйіспелерінің ажырай бастаған моментіндегі ҚТ тогының периодты құраушысы. ҚТ тогының аперидотты құраушысының өшу мүмкіндігі келесі қатынастан анықталады:

$$i_{а.ном} \geq i_{а.т}; \quad (1.57)$$

$$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot I_{откл.ном} \cdot \frac{\beta_{норм}}{100}, \quad (1.58)$$

мұндағы $i_{а.ном}$ - өшу тогының аперидотты құраушысының номинал мәні;

$\beta_{норм}$ - өшу тогында аперидотты құраушысының нормаланған пайыздық мазмұны;

$i_{а.т}$ - ажыратқыштың түйіспелерінің ажырай бастаған моментіндегі ҚТ тогының аперидотты құраушысы.

Егер $I_{откл.ном} \geq I_{п.т}$ а $i_{а.ном} \leq i_{а.т}$ онда түгел токтың мәндерін салыстыру керек, яғни:

$$\sqrt{2} \cdot I_{откл.ном} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{норм}}{100}\right) \geq \sqrt{2} \cdot I_{п.т} + i_{а.т} \quad (1.59)$$

τ өшудің есептелген уақыты немесе $t_{отк}$ мынаған тең:

$$\tau = t_{откл} \quad t_{откл} = 0,01 + t_{с.в.отк} \quad (1.60)$$

Ажыратқыштың электр динамикалық беріктілігін ҚТ токтарының шегімен тексереміз:

$$I_{np.cкв} \geq I_{II.0}; \quad (1.61)$$

$$i_{np.cкв} \geq i_{yд}, \quad (1.51)$$

мұндағы $I_{np.cкв}$ - токтың шектік өтуінің периодты құраушысының бастапқы нақты мәні;

$i_{np.cкв}$ - өтімді токтың ең үлкен шектік мәні.

Ажыратқыштың термиялық бекемділігін мына теңдік бойынша тексереміз:

$$I_{мер}^2 \cdot t_{отк} \geq B_K, \quad (1.52)$$

мұндағы $I_{мер}$ – ажыратқыштың термиялық бекемділігінің номиналды тогы;

$t_{мер}$ - шектік мүмкін болатын термиялық бекемділікті нормаланған токтың іске қосылу;

B_K – интегралдау шектері бар Джоуль интегралы $0 \dots t_{отк}$, $кА^2 \cdot с$.

Практикада B_K - мынаған тең:

$$B_K = I_{II.0}^2 \cdot (t_{расч} + T_a), \quad (1.53)$$

мұндағы $t_{мер} > t_{отк}$, болғанда $t_{расч} = t_{отк}$ $t_{мер} > t_{отк}$, және $t_{мер} < t_{отк}$ болғанда $t_{расч} = t_{мер}$.

Апаттық режимде максимал ток ағады, яғни трансформаторлардың біреуі өшкен кезде. Максимал қуаттарын тәулік жүктеме графиктерден аламыз.

Сонымен жоғары кернеу жағында (ЖК) максимал тогы былай анықталады:

$$S_{BH \max} = 55 \text{ МВА},$$

$$I_{BH \max} = \frac{S_{BH \max}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{55}{\sqrt{3} \cdot 230} = 138,23 \text{ А} \quad (1.54)$$

Орташа (ОК) және төменгі кернеу жақтарында (ТК) токтарды да осылай анықтаймыз:

$$S_{CH \max} = 27,5 \text{ МВА};$$

$$I_{CH \max} = \frac{S_{CH \max}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{27,5}{\sqrt{3} \cdot 115} = 138,23 \text{ А}; \quad (1.55)$$

$$S_{HH \max} = 27,5 \text{ МВА};$$

$$I_{HH \max} = \frac{S_{HH \max}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{27,5}{\sqrt{3} \cdot 37} = 429,62 \text{ А} \quad (1.56)$$

1.6.2 ЖК жақтағы кірісіндегі ажыратқыштарды таңдау

220 кВ тарату құрылғысына алдын ала АВВ Швейцария компаниясының элегаздық 242PMR40-20 ажыратқышын таңдаймыз.

Оның сипаттамалары 1.11 - кестеде келтірілген:

1.11-кесте - 242PMR40-20 ажыратқышының сипаттамалары

$U_{ном}$, кВ	$I_{ном}$, А	$I_{откл.ном}$, кА	$I_{пр.скв}$, кА	$i_{пр.скв}$, кА	$I_{вкл.ном}$, А	$i_{вкл.ном}$, А	$I_{тер}$, А	$t_{тер}$, с	$t_{с.в.откл}$, с
220	1000	20	20	52	20	52	25	3	0,05

Алынған ажыратқыш номинал параметрлермен сәйкес келеді:

$$U_{ном} = 245 \text{ кВ} > U_{раб.нб.ВН} = 230 \text{ кВ};$$

$$I_{ном} = 2000 \text{ А} > I_{ВН макс} = 138,23 \text{ А}.$$

Іске қосылуына қарай тексереміз:

$$I_{вкл.ном} = 40 \text{ кА} > I_{П.0.ВН} = I_{К1} = 4,576 \text{ кА};$$

$$i_{вкл.ном} = 104 \text{ кА} > i_{уд.ВН} = 11,648 \text{ кА}.$$

Өшуіне қарай тексереміз:

$$I_{откл.ном} = 40 \text{ кА} > I_{П.т} = I_{К1} = 4,576 \text{ кА};$$

τ уақыт моментіндегі токтың апериодты құраушысын анықтаймыз:

$$\tau = 0,01 + t_{с.в.отк} = 0,01 + 0,05 = 0,06 \text{ с.},$$

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{П.0.ВН} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 4,576 \cdot e^{\frac{-0,06}{0,06}} = 2,381 \text{ кА},$$

мұндағы T_a - ҚТ тогының апериодты құраушысының уақыт тұрақтысы.

$$i_{a,ном} = \sqrt{2} \cdot I_{откл.ном} \cdot \frac{\beta_{ном}}{100} = \sqrt{2} \cdot 20 \cdot \frac{25}{100} = 7,07 \text{ кА}$$

мұндағы $\beta_{ном}$ - сөндіру тогындағы апериодты тогының қосымша ықтималды құраушысы.

Егер $i_{a,\tau} < i_{a,ном}$, толық ток бойынша тексеруді жүргізбейміз.

Таңдалынған ажыратқышты электр динамикалық беріктілікке тексереміз:

$$I_{пр.скв} = 40 \text{ кА} > I_{П.0} = 4,576 \text{ кА}.$$

$$i_{пр.скв} = 104 \text{ кА} > i_{уд.ВН} = 11,648 \text{ кА}.$$

Термиялық беріктілікке. Егер $t_{тер} = 3с > t_{отк} = 0,06$, онда ажыратқышты шарт бойынша тексереміз

$$B_K = I_{П.0}^2 \cdot (t_{отк} + T_a) = 4,576^2 \cdot (0,06 + 0,06) = 2,513 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$I_{тер}^2 \cdot t_{отк} = 25^2 \cdot 0,06 = 37,5 \text{ кА}.$$

Мына шартты $I_{тер}^2 \cdot t_{отк} > B_K$ қанағаттандырады, онда 242PMR40-20 ажыратқышын таңдаймыз.

1.6.3 ОК жақтағы кірісіндегі ажыратқышты таңдау

115 кВ ТҚ үшін алдын ала элегазды АВВ компаниясының 121PM40-20 ажыратқышын таңдаймыз (1.12 - кесте).

1.12 - кесте - 121PM40-20 ажыратқышының сипаттамалары

$U_{ном}$, кВ	$I_{ном}$, А	$I_{откл.ном}$, кА	$I_{пр.скв}$, кА	$i_{пр.скв}$, кА	$I_{вкл.ном}$, А	$i_{вкл.ном}$, А	$I_{тер}$, А	$t_{тер}$, с	$t_{с.в.откл}$, с
123	2000	40	40	104	50	104	50	3	0,06

Номинал параметрлері бойынша сәйкес:

$$U_{ном} = 123 \text{ кВ} > U_{ном.СН} = 115 \text{ кВ};$$

$$I_{ном} = 2000 \text{ А} > I_{СН\max} = 138,23 \text{ А}.$$

Қосылу қабілеті бойынша тексереміз:

$$I_{вкл.ном} = 40 \text{ кА} > I_{П.0.СН} = I_{К2} = 5,676 \text{ кА};$$

$$i_{вкл.ном} = 104 \text{ кА} > i_{уд.СН} = 14,448 \text{ кА}.$$

Сөндіру қабілетіне тексереміз:

$$I_{откл.ном} = 40 \text{ кА} > I_{П.т} = I_{К2} = 5,676 \text{ кА};$$

τ уақыт моментіндегі токтың аперидоты құраушысын анықтаймыз:

$$\tau = 0,01 + t_{с.в.отк} = 0,01 + 0,06 = 0,07 \text{ с}$$

$$i_{a.\tau} = \sqrt{2} \cdot 5,676 \cdot e^{\frac{-0,07}{0,06}} = 2,499 \text{ А}$$

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot 40 \cdot \frac{25}{100} = 14,14 \text{ А}$$

Егер $i_{a.\tau} < i_{a.ном}$, онда ажыратқышты шарт бойынша тексереміз.

Таңдалынған ажыратқышты электродинамикалық беріктілікке тексереміз:

$$I_{пр.скв} = 40 \text{ кА} > I_{П.0} = 5,676 \text{ кА}.$$

$$i_{пр.скв} = 104 \text{ кА} > i_{уд.СН} = 14,448 \text{ кА}.$$

Термиялық беріктілікке: егер $t_{тер} = 4с > t_{отк} = 0,07$, онда шарт бойынша тексереміз

$$B_K = 5,676^2 \cdot (0,07 + 0,06) = 4,188 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$I_{тер}^2 \cdot t_{отк} = 40^2 \cdot 0,07 = 112 \text{ кА}$$

121PM40-20 ажыратқышын таңдаймыз.

1.6.4 ТК жақтағы кірісіндегі ажыратқыштарын таңдау

35 кВ кернеуіндегі үшін алдын ала АВВ компаниясының VF-12-38 вакуумдық ажыратқышын қарастырамыз (1.13 - кесте).

1.13 - кесте - VF-12-38 ажыратқышының параметрлері

$U_{ном}$, кВ	$I_{ном}$, А	$I_{откл.ном}$, кА	$I_{пр.скв}$, кА	$i_{пр.скв}$, кА	$I_{вкл.ном}$, А	$I_{тер}$, А	$t_{тер}$, с	$t_{с.в.откл}$ с
38	800	16	60	50	50	50	3	0,075

Номинал параметрлері бойынша сәйкес:

$$U_{ном} = 38 \text{ кВ} > U_{ном.НН} = 35 \text{ кВ};$$

$$I_{ном} = 800 \text{ А} > I_{НН \max} = 429,62 \text{ А}.$$

Қосылуы бойынша тексеру:

$$I_{вкл.ном} = 50 \text{ кА} > I_{П.0.НН} = I_{К3} = 4,496 \text{ кА};$$

$$i_{вкл.ном} = 60 \text{ кА} > i_{уд.НН} = 11,445 \text{ кА}.$$

Сөндіру қабілетіне тексереміз:

$$I_{откл.ном} = 16 \text{ кА} > I_{П.т} = I_{К3} = 4,496 \text{ кА};$$

τ уақыт моментіндегі токтың аперидоты құраушысын анықтаймыз:

$$\tau = 0,01 + t_{с.в.отк} = 0,01 + 0,075 = 0,085 \text{ с}$$

$$i_{а.т} = \sqrt{2} \cdot 4,496 \cdot e^{\frac{-0,085}{0,06}} = 1,542 \text{ кА}$$

$$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot 16 \cdot \frac{40}{100} = 9,05 \text{ кА}$$

$i_{а.т} < i_{а.ном}$, толық тексеруді жүргізбейміз.

Ажыратқышты электр динамикалық беріктілікке тексереміз:

$$I_{пр.скв} = 60 \text{ кА} > I_{П.0} = 4,496 \text{ кА}.$$

$$i_{пр.скв} = 60 \text{ кА} > i_{уд.НН} = 11,445 \text{ кА}.$$

Термиялық беріктілікке. Егер $t_{мер} = 3с > t_{отк} = 0,085$, онда шарт бойынша тексереміз

$$B_K = 4,496^2 \cdot (0,085 + 0,06) = 2,93 \text{ кА}^2 \cdot с$$

$$I_{мер}^2 \cdot t_{отк} = 50^2 \cdot 0,085 = 212,54 \text{ кА}.$$

35 кВ ТҚ үшін VF-12-38 ажыратқышын таңдаймыз.

1.6.5 ЖК жақтағы кірісіндегі айырғыштарды таңдау

220 кВ ЖК үшін алдын ала АВВ компаниясының SDF 245 айырғышын таңдаймыз.

Номинал параметрлері бойынша сәйкес:

$$U_{ном} = 252 \text{ кВ} > U_{ном.СН} = 230 \text{ кВ};$$

$$I_{ном} = 1600 \text{ А} > I_{ВН \max} = 138,23 \text{ А}.$$

Таңдалынған айырғышты электродинамикалық беріктілікке тексереміз:

$$i_{пр.скв} = 50 \text{ кА} > i_{уд.СН} = 11,648 \text{ кА}.$$

Термиялық беріктілікке тексереміз

$$I_{мер}^2 \cdot t_{отк} = 2500 \text{ кА}^2 \cdot с > B_K = 2,51 \text{ кА}^2 \cdot с$$

SDF 245 айырғышын таңдаймыз.

1.6.6 ОК жақтағы кірісіндегі айырғыштарды таңдау

115 кВ ТҚ үшін алдын ала АВВ компаниясының SDF 123 айырғышын таңдаймыз.

Номинал параметрлері бойынша сәйкес:

$$U_{ном} = 123 \text{ кВ} > U_{ном.СН} = 110 \text{ кВ};$$

$$I_{ном} = 1600 \text{ А} > I_{СН \max} = 138,23 \text{ А}.$$

Таңдалынған айырғышты электродинамикалық беріктілікке тексереміз:

$$i_{пр.скв} = 60 \text{ кА} > i_{уд.СН} = 14,448 \text{ кА}.$$

Термиялық беріктілікке тексереміз

$$I_{мер}^2 \cdot t_{отк} = 1600 \text{ кА}^2 \cdot с > B_K = 4,188 \text{ кА}^2 \cdot с$$

SDF 123 айырғышын таңдаймыз.

1.6.7 ТК жақтағы кірісіндегі айырғыштарды таңдау

35 кВ ТҚ үшін алдын ала АВВ компаниясының SDF 42 айырғышын таңдаймыз.

Номинал параметрлері бойынша сәйкес:

$$U_{ном} = 42 \text{ кВ} > U_{ном.СН} = 37 \text{ кВ};$$

$$I_{ном} = 1600 \text{ А} > I_{НН \max} = 429,62 \text{ А}.$$

Таңдалынған айырғышты электродинамикалық беріктілікке тексереміз:

$$i_{пр.ска} = 60 \text{ кА} > i_{уд.СН} = 11,445 \text{ кА}.$$

Термиялық беріктілікке тексереміз

$$I_{тер}^2 \cdot t_{отк} = 1600 \text{ кА}^2 \cdot c > B_K = 2,93 \text{ кА}^2 \cdot c$$

SDF 42 коннекторын таңдаңыз.

SDF сериясы қосқышының негізгі артықшылықтары:

- Алюминий өткізгіштер коррозияға төзімді және олардың электр өткізгіштігі бүкіл қызмет көрсету мерзімінде өзгермейді.
- бос ұштардағы қосымша серіппелердің болмауы;
- Жоғары механикалық беріктігі қалыңдығы 20 мм мұзға ауысуы мүмкін.
- жабындардың жоқтығы;
- Барлық болат конструкцияларының коррозиядан ыстық болуын қамтамасыз ету мырыштан жасалған.

Дирижер пісірілген алюминий конструкциясы түрінде жасалған және бірнеше нүктеден тұрады. Бұл нүктелер коррозияға төзімді және сондықтан пайдалану кезінде олардың өткізгіштігін өзгертпейді.

Сөндіргіш 150 кВ және одан да жоғары ажыратқышпен жабдықталған. Ол қысқа тұйықталу тогының бойлық бөлігінен өткізгішті қорғайды. 150 кВ дейінгі кернеу класы бар ажыратқыштар жоғары механикалық жүктемеге байланысты реттеуді талап етпейді.

Қосымша жерге қосу құрылғысын орнатуға болады. Ол жерге тұйықталудан тұрады. Егер ажыратылған болса, ол кадрдың айналасында орналасқан. Қосылған жағдайда, құрт қабығы өткізгіштегі контактілермен байланыста.

1.7 Асқын кернеу шектегіштеріннің типтері

1.7.1 Кернеу 220 кВ

Ауырғаннан қорғану үшін ABL EXLIM Q-E Slimmer қабылданады. Желідегі кернеу - 52-245 кВт; номиналды кернеуі 42-228 кВ; 8/20 μ s IEC 10 кА сәйкес номиналды разрядты ток; Импульстік ток 4/10 мс 100 кА.

1.7.2 Орта кернеу (110 кВ)

ABL EXLIM R шектегіштерін қабылдаймыз.

Желідегі кернеу - 52-170 кВт; номиналды кернеуі 42-228 кВ; 8/20 μ s IEC 10 кА сәйкес номиналды разрядты ток; Импульстік ток 4/10 мс 100 кА.

1.7.3 LP төмен кернеу (35 кВ)

Біз 40 кВ номиналды кернеуі бар MWK 35 сериясының АВВ шектегіштерін қабылдаймыз.

Желідегі кернеу - 35 кВ; шекті кернеуі 38 кВ; Номиналды ток 8/20 μ s IEC 20.7 кА.

1.8 Ток трансформаторларын таңдау

Төменгі шарт бойынша өлшеуіш ток трансформаторларын таңдау (ТТ):

$$U_{\text{н.ом}} \geq U_{\text{сети.н.ом}},$$

$$I_{1\text{н.ом}} \geq I_{\text{норм.расч}};$$

$$k_{\text{П}} \cdot I_{\text{н.ом}} \geq I_{\text{прод.расч}} = I_{\text{раб.нб}};$$

$$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}};$$

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

1.8.1 Жоғары кернеудегі (ЖК) күшітік трансформаторлардың ішіне біріктірілген ТТ

Алдын ала АВВ компаниясының ІМВ 245 құрылғысын таңдай аламыз :

$$U_{\text{н.ом}} = 245 \text{ кВ} \geq U_{\text{н.ом.сети}} = 220 \text{ кВ};$$

$$I_{1\text{н.ом}} = 400 \text{ А} > I_{\text{ВН max}} = 138,23 \text{ А}.$$

Термиялық беріктілігіне тексеру:

$$B_K = I_{\text{n.0}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + T_a) = 4,576^2 \cdot (0,05 + 0,05) = 2,094 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.,$$

мұндағы $T_a = 0,05$ және $t_{\text{отк}} = 0,05$,

Ток трансформаторының параметрлеріне сәйкес $t_{\text{мер}} = 3$ с, сонымен қатар

$$I_{\text{мер}} = I_{1\text{н.ом}} \cdot k_T = 200 \cdot 25 = 5000 \text{ А}.$$

Онда $I_{\text{мер}}^2 \cdot t_{\text{мер}} = 5000^2 \cdot 3 = 75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$ $I_{\text{мер}}^2 \cdot t_{\text{мер}} > B_K.$

Сондықтан таңдалған барлық шарттарға сәйкес.

1.8.2 Сыртқы құрылғының ЖК-гі ТТ

Алдын ала АВВ компаниясының ІМВ 245 майлы ток трансформаторын таңдап номинал шарттар бойынша саламыз:

$$U_{\text{н.ом}} = 245 \text{ кВ} > U_{\text{н.ом.сети}} = 220 \text{ кВ};$$

$$I_{\text{н.ом}} = 1000 \text{ А} > I_{\text{ВН max}} = 138,23 \text{ А}.$$

Электр динамикалық беріктілігіне:

$$i_{\text{дин}} = 108 \text{ кА} > i_{\text{уд.ВН}} = 11,648 \text{ кА}$$

Термиялық беріктілігіне :

$$T_a = 0,05 \text{ с}; t_{\text{отк}} = 0,06 \text{ с}; t_{\text{мер}} = 3 \text{ с}; I_{\text{мер}} = 40 \text{ кА}.$$

$$B_K = I_{\text{n.0}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + T_a) = 4,576^2 \cdot (0,05 + 0,05) = 2,094 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$I_{\text{мер}}^2 \cdot t_{\text{мер}} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

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

Таңдалған ТТ барлық шарттарға сәйкес келеді.

1.8.3 110 кВ кернеуіндегі күштік трансформаторларға біріктірілген ТТ

Алдын ала АВВ компаниясының ІМВ 123 майлы ток трансформаторын таңдап номинал шарттар бойынша саламыз:

$$U_{\text{н.ом}} = 123 \text{ кВ} > U_{\text{н.ом.сети}} = 110 \text{ кВ};$$

$$I_{\text{н.ом}} = 1200 \text{ А} > I_{\text{СН max}} = 138,23 \text{ А};$$

Термиялық беріктілігіне тексеру:

$$T_a = 0,05 \text{ с}; t_{\text{отк}} = 0,06 \text{ с}; t_{\text{мер}} = 3 \text{ с}; I_{\text{мер}} = 40 \text{ кА}.$$

$$B_K = I_{\text{n.0}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + T_a) = 5,676^2 \cdot (0,06 + 0,05) = 3,54 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$I_{\text{мер}}^2 \cdot t_{\text{мер}} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

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

Таңдалған ТТ барлық шарттарды қанағаттандырады.

1.8.4 ОК сыртқы құрылғының ТТ

ABB компаниясының ІМВ 36 ТТ-ның сыртқы құрылғысына таңдап аламыз:

$$U_{н.о.м} = 115 \text{ кВ} > U_{н.о.м.с.е.т.и} = 110 \text{ кВ};$$

$$I_{1н.о.м} = 1000 \text{ А} > I_{СН \max} = 138,23 \text{ А};$$

Электродинамикалық беріктілігіне тексеру:

$$i_{дин} = 134 \text{ кА} > i_{уд.СН} = 14,448 \text{ кА}$$

Термиялық беріктілігіне тексеру:

$$T_a = 0,05 \text{ с}; t_{отк} = 0,06 \text{ с}; t_{мер} = 3 \text{ с}; I_{мер} = 37 \text{ кА}.$$

$$B_K = I_{н.о}^2 \cdot (t_{отк} + T_a) = 5,676^2 \cdot (0,06 + 0,05) = 3,54 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 37^2 \cdot 3 = 4107 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} > B_K$$

ТТ барлық шарттарды қанағаттандырады.

1.8.5 35 кВ кернеуіндегі күштік трансформаторларға біріктірілген ТТ

ABB компаниясының ІМВ 42 ТТ-ның алдын ала таңдап аламыз:

$$U_{н.о.м} = 42 \text{ кВ} > U_{н.о.м.с.е.т.и} = 35 \text{ кВ};$$

$$I_{1н.о.м} = 1500 \text{ А} > I_{НН \max} = 429,62 \text{ А}.$$

Термиялық беріктілігіне тексеру:

$$T_a = 0,05 \text{ с}; t_{отк} = 0,075 \text{ с}; t_{мер} = 1 \text{ с}; I_{мер} = 60 \text{ кА}.$$

$$B_K = I_{н.о}^2 \cdot (t_{отк} + T_a) = 4,496^2 \cdot (0,075 + 0,05) = 2,53 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 60^2 \cdot 1 = 3600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} > B_K$$

Таңдалынған ТТ барлық шарттарды қанағаттандырады.

1.8.6 35 кВ кернеуіндегі тарату құрылғысынан (ТҚ) шығатын кабельді желілерге ТТ

$N_{кл} = 10$ - екі тізбекті кабельді желілердің саны, 35 кВ ТҚ-нан шығатын;

$$I_{НН \max} = \frac{S_{НН \max}}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot N_{кл}} = \frac{27,5}{\sqrt{3} \cdot 37 \cdot 10} = 42,962 \text{ А}$$

ABB компаниясының IMB 42 құрылғысын белгілейміз:

$$U_{\text{н.ю.м}} = 42 \text{ кВ} > U_{\text{н.ю.м.сети}} = 35 \text{ кВ};$$

$$I_{\text{н.ю.м}} = 400 \text{ А} > I_{\text{HH max}} = 42,962 \text{ А}.$$

Электр динамикалық беріктілігіне тексереміз:

$$i_{\text{дин}} = 108 \text{ кА} > i_{\text{уд. HH}} = 11,445 \text{ кА}$$

Термиялық беріктілігіне:

$$T_a = 0,05 \text{ с}; t_{\text{отк}} = 0,075 \text{ с}; t_{\text{мер}} = 1 \text{ с}; I_{\text{мер}} = 40 \text{ кА}.$$

$$B_K = I_{\text{н.о}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + T_a) = 4,496^2 \cdot (0,075 + 0,05) = 1,62 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$I_{\text{мер}}^2 \cdot t_{\text{мер}} = 40^2 \cdot 1 = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

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

ТТ барлық шарттарды қанағаттандырады.

1.8.7 35 кВ ТҚ-ның секциялы шиналар жүйесінің ТТ:

$$I_{\text{HH max}} = 42,962 \text{ А}$$

ТТ IMB 42 құрылғысын қабылдаймыз:

$$U_{\text{н.ю.м}} = 42 \text{ кВ} > U_{\text{н.ю.м.сети}} = 35 \text{ кВ};$$

$$I_{\text{н.ю.м}} = 400 \text{ А} > I_{\text{HH max}} = 42,962 \text{ А}.$$

Электр динамикалық беріктілігіне тексереміз:

$$i_{\text{дин}} = 108 \text{ кА} > i_{\text{уд. HH}} = 11,445 \text{ кА}$$

Термиялық беріктілігіне:

$$T_a = 0,05 \text{ с}; t_{\text{отк}} = 0,075 \text{ с}; t_{\text{мер}} = 1 \text{ с}; I_{\text{мер}} = 40 \text{ кА}.$$

$$B_K = I_{\text{н.о}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + T_a) = 4,496^2 \cdot (0,075 + 0,05) = 1,62 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$I_{\text{мер}}^2 \cdot t_{\text{мер}} = 40^2 \cdot 1 = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

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

Таңдалынған ТТ барлық шартты қанағаттандырады.

1.9 Өлшеу кернеу трансформаторларын таңдау

Өлшеу кернеуінің трансформаторларын (КТ) іріктеу қосылған схемаға, дәлдік сыныбына және жай-күйіне негізделеді:

$$U_{1н.ом} \geq U_{сети.н.ом},$$

$$S_{2н.ом} \geq S_{2расч},$$

мұнда $S_{2н.ом}$ - берілген дәлділік класына сәйкес келетін және КТ екіншілік тізбектен қоректенетін; номинал толық қуаты;

$S_{2расч}$ – есептелген толық қуат.

Бір фазалы трансформаторлар үшін жұлдызша жалғау, үш фазаның қуаттарын қосындысын ескереміз, ал толық емес үшбұрыш үшін бір трансформатордың екі еселенген қуатын аламыз. Егер екіншілік жүктеме таңдалған дәлділік класында номинал қуаттан асып кетсе, онда кейбір құрылғыларды қосымша орнатылған КТ-на қосады.

КТ тізбегіндегі сымдардың қимасы кернеудің рұқсат етілген қимасы мен механикалық беріктілік шарттарынан анықталады. Механикалық беріктілік шарттарына сай алюминий сымының қимасы $2,5 \text{ мм}^2$ кем болмауы тиіс.

1.9.1 220 кВ шиналарындағы КТ таңдау

Құрылғыға кернеудің сыйымдылық трансформаторын белгілейміз СРА/В 72-245 бірге $U_{1н.ом} = 245 \text{ кВ}$ және $S_{2еом} = 200 \text{ ВА}$.

1.9.2 110 кВ шиналарындағы КТ таңдау

Құрылғыға кернеудің индуктивтілік трансформаторын белгілейміз EMFC 145 бірге $U_{1н.ом} = 145 \text{ кВ}$ және $S_{2еом} = 100 \text{ ВА}$.

1.9.3 35 кВ шиналарындағы КТ таңдау

ABB компаниясының EMF 72 кернеу трансформаторы $U_{макс} = 40,5 \text{ кВ}$ және $S_{2н.ом} = 50 \text{ ВА}$.

2 Қосалқы станциядағы күштік трансформатордың релелік қорғанысы

2.1 Жалпы мәліметтер

ЭКО талаптарына сәйкес барлық жоғары вольтты қондырғылар релелік қорғаныс құрылғыларымен жабдықталуы керек. Оның мақсаты:

- Зақымдалған элементті құрылғының қалған бөлігінен, яғни зақымдалған қуат көзінен автоматты түрде өшіру. Жердегі ақаулықтар электр жүйелерін бұзбайды (жерге тұйықтағыштар бейтарап ысырмаларда), қорғаныс релесі тек сигнал беруі мүмкін.

- Қауіпсіз режимде энергияны үнемдеуге арналған элементті өшіруге тырысыңыз, мысалы, реле қорғанысы құрылғының бұзылуына немесе зақымдалуына жол бермеу үшін қалыпты жұмыс кезінде.

ЕРА деректері бойынша 220 кВ кернеу трансформаторының релелік қорғанысы мынадай ақаулар мен қалыпты жұмыс кезінде назарға алынуы керек:

- қаптамада және шығуында көпфазалы тұйықталу;
- пакеттегі және бейтарап жерге тұйықтау жүйелеріне жалғанған розеткаларда бірфазалы қысқа тұйықталу;
- орамалардың арасындағы жабылу;
- Сыртқы айнымалы токпен шығарылатын шығыс;
- жүктеме тудыратын токтар;
- мұнай деңгейінің төмендеуі;
- магниттік өткізгіштігі «өрт».

Жоғарыда көрсетілгендерді ескере отырып, жобаланған қосалқы станция трансформаторы келесі қорғаныс құрылғыларымен жабдықталған.

Негізгі қорғау ретінде:

- трансформатордың бойлық дифференциалды қорғанышы - роликтер мен розеткалардағы трансформаторлардың барлық түрлерін қорғау;
- газды қорғау - трансформаторлық резервуардағы ток трансформаторын қорғау, яғни газдың ағуы нәтижесінде.

Қосымша қорғау ретінде:

Трансформатордың жоғары және төмен кернеу орамаларының бірфазалы ток шамадан тыс қорғау;

- жоғары және орта кернеуден қорғау арқылы нөлдік тізбекті ток екі сатылы қорғаныс;
- ТТ-ның үш қорғаныс кернеуіне қарсы кері тоғы қорғау және үшжақты қорғаудың сыртқы қорғанысы;
- екі сатылы көпфазалы қысқа тұйықталудан қорғау.

2.2 Трансформатордың дифференциалдық қорғанысы

2.2.1 Әсер ету принципі және көлемі

Дифференциалдық қорғаныш ток (бұдан әрі «бойлық» сөзі) кез-келген элементтің айналу тогы және негізгі фазасы, негізгі ағымдарының мәні $I_{1-1} = I_{1-2}$ (2.1 - сурет), бастапқы және соңғы теңдік 1ТТ және 2ТТ қорғалған элементтің екі жағында ТТТ және 2ТТ дифференциалды қорғаныс аймағы бар, сериялық қосылыспен (1ТТ соңы басталатын) шығу элементінде.

Ағымдағы дифференциалды қорғаныс релесі теледидармен онымен қатар жүреді. КТ нүктесі дифференциалды қорғаныс аймағының артқы жағында орналасқан (мысалы, сыртқы немесе өтпелі), қалыпты жұмыс кезінде $I_{2-1} = I_{2-2}$ қорғаныш кабельдерімен тікелей ток жүктемесі айналдырылады.

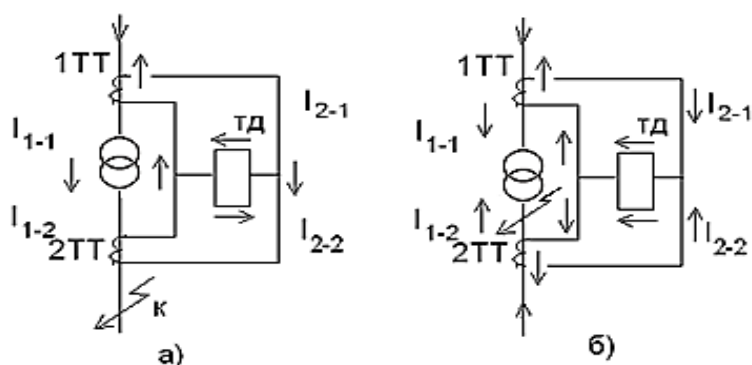
Егер 1Т және 2Т түрлендіру коэффициенті бірдей болса және олардың қате жұмыс істеуі $I_{2-1} = I_{2-2}$ екінші тогына тең болса және реле теледидарға қарама-қарсы болса.

Осылайша, идеалды жағдайда реле теледидарға қосылады:

$$I_p = I_{2-1} - I_{2-2} = 0, \quad (2.1)$$

Сонымен, әсер ету принципі бойынша дифференциалды қорғаныс өзінің әсер ету аймағындағы зақымдалуды сезбейді, яғни көрші элементтерде (желіде, қозғалтқыштарда), сондықтан уақыт ұстанымсыз болуы мүмкін. Бұл қорғаныс абсолютті талғаулығы бар қорғаныс тобына жатады.

Жүктеме режимінде, әсіресе сыртқы ҚТ кезінде, ТД релесіндегі ток нөлге тең болуы мүмкін емес, өйткені 1ТТ және 2ТТ ТТ әртүрлі мәндердегі қателіктерге ие, тіпті біріншілік токтарда екіншілік токтар I_{2-1} және I_{2-2} бір – бірімен тең емес. ТД релесіндегі ток жүктеме режимінде және сыртқы ҚТ теңсіздік тоғы $I_{нб}$ деп аталады.



а) сыртқы ҚТ кезіндегі токтың таратылуы; б) қорғаныс әсер ету аймағындағы ҚТ

2.1-сурет - Бойлық дифференциалды қорғаныстың схемасы

Бұл режимдерде дифференциалды қорғаныс жұмыс істемеуін қамтамасыз ету үшін ТД релесінің іске қосылу тоғын теңсіздік тоғынан үлкен етіп таңдаймыз:

$$I_{c.p} \geq K_n I_{нб} , \quad (2.2)$$

мұндағы K_n – сенімділік коэффициенті, оны соңғы типті дифференциалды қорғаныс үшін 1,3 деп қабылдайды.

ҚТ кезінде дифференциалды қорғаныстың әсер ету аймағы қорғалып отырған элементтің екі жақты қоректену жағдайында, I_{1-2} біріншілік тоғымен I_{2-2} екіншілік тоғының бағыты 180° –қа өзгереді. Осыған байланысты ТД релесінен ҚТ – ның қосындысы өтеді:

$$I_{p.k} = I_{2-1} + I_{2-2} , \quad (2.3)$$

ТД релесі қорек көзінен зақымдалған элементті ажыратуға іске қосады. Бір жақты қоректену жағдайында ТД релесінен ҚТ токтарының бірі I_{2-1} немесе I_{2-2} өтеді. Осыған байланысты дифференциалды қорғаныста ажырату үшін іске қосылуға міндетті. Бір жақты қоректену режимі дифференциалды қорғаныстың сезімталдық бағасының есептелінуі болып табылады, ол сезімталдық коэффициент көмегімен өрнектеледі:

$$K_{ч} = I_{p.мин} / I_{c.p} \approx 2 , \quad (2.4)$$

Әдетте $S = 6,3 \text{ МВ} * A$ және одан жоғары трансформаторларға және $S = 4 \text{ МВ} * A$ трансформаторларына параллельдерде бойлық дифференциалды қорғаныс қолданылуы тиіс. Сонымен қатар, $S = 1 \div 2,5 \text{ МВ} * A$ трансформаторлары дифференциалды қорғаныс үшін пайдаланылуы мүмкін, егер олар сезімталдық талаптарын қанағаттандырмаса және максималды ток қорғанысы (TDS) $t > 0,6$ сек.

Трансформатордағы дифференциалды қорғаныс ерекшеліктері.

Қуат трансформаторы желінің, генератордың, қозғалтқыштың бойлық дифференциалды қорғанысымен ерекшеленетін бірнеше сипаттамаларға ие.

Қуат трансформаторында магниттік ағын басқа қорапта болмаған қаптаманың қуат беруінен өтеді, сондықтан телевизиялық реле теңсіздіктерге ие. Кәдімгі жағдайда магнит өрісі номиналды токтың бірнеше пайызынан аспайды. Мысалы, 110 кВ трансформатор үшін (ГОСТ 12965-74) магнетизм тогы номиналды токтың 1,5-тен 0,55% -на дейін ауытқиды.

Алайда, магнетизм атомизацияланған кезде, трансформатор кернеу тұтынған кезде немесе жақын жердегі кернеу өшірілген кезде магнетизм ток трансформаторларының номиналды ток шамасына 5-8 есе артады. Сондықтан магниттелген жарылыстан дифференциалды қорғанысты (активтендіруді) реттеу - бұл толық есептелмеген күрделі міндет.

Қуат трансформаторында орамалардың бастапқы орамасы, қайталама кернеу (СО) және ТС тең емес, ал стандартты ток тоқтың қалыпты конверсия жылдамдығы практикада дифференциалды қорғаныс иығында қайталама токтардың мәнін теңдестіру мүмкін емес. Эквивалентте (3.1) көретініміздей, қайталама ток мәндерінің теңсіздігі теңсіздікті тудырады.

Қосарлы ток пен теңсіздіктің теңсіздігі төмендегілерге байланысты болуы мүмкін:

Екіншілік токтың мәндерінің теңсіздігі және теңсіздік тоғы мына себептерден де болуы мүмкін:

- әртүрлі қателіктегі, әр типтегі ТТ – ның жұмыс істеуі;
- трансформатордың бір жақ бетінен кернеуді реттеу салдарынан біріншілік және екіншілік ток мәндерінің өзгеруі және басқа беттегі ток мәндерінің өзгермеуінен;
- орам сандары топ жалғауы кезінде $\Delta/\Delta/Y$ - 11 фазалық шығыстағы біріншілік токтардың бұрышты ығысуынан; егер арнайы шаралар қолданылмаса бұл бұрыштың ығысуы екіншілік токтар арасында болады.

Бұл қарастырылған күштік трансформаторының ерекшеліктері бұның дифференциалды қорғаныстың ерекшеліктерін анықтайды. Бұны орындау үшін негізгі екі есеп есептелінуі қажет:

- трансформаторды қосқан кезде пайда болатын магниттелу тоғының секіріп өзгеруінен қарап қойылуы;
- сыртқы ҚТ кезіндегі теңсіздік тоғына қарап реттелуі.

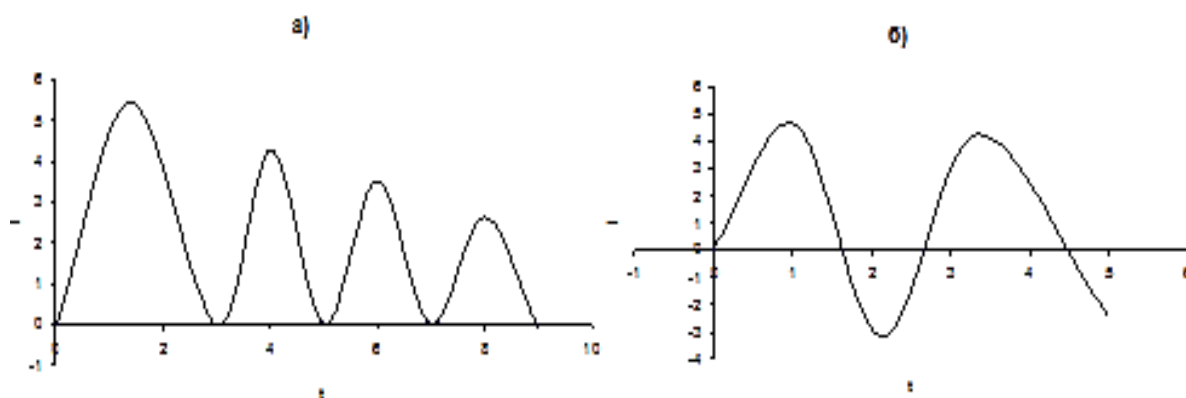
Кернеу бар кездегі магниттелу тоғының лақтыру арқылы ретке келтіру жолы.

Крутящий кернеуі бар реттеу әдісі.

Қуат трансформаторында кернеу болса, номиналды магнитизация күші 5-8 есе артуы мүмкін, бірақ ол қысқа және $t = 0,5 \div 1$ с-ден асады. Бұл функция қаттылық үшін пайдаланылатын дифференциалды операция деп аталады, бірақ бұл жоғары жылдамдықты дифференциалды қорғаныс. Бұл жұмыс уақыты трансформатордың номиналды тоқынан 3-4 есе көп. Дегенмен, бұл кедір-бұйрық пен кейбір баяулау салдарынан магниттік токтардан дифференциалды жүйе құрылуы мүмкін, алайда оның жұмыс істеу аймағында сезгіштіктің сезімталдығымен байланысты. Соңғы жағдайда, дифференциалды эпизодтың сезімталдығынан, бұл жаңа жағдайларға қолданылмайды.

Қазіргі уақытта дифференциалды қорғаныс магнит ағынын шығару кезінде қолданылады, кернеу болған кезде трансформатор қосылса, синусоидальды емес токтың дифференциалды тізбектері арасындағы айырмашылық, атап айтқанда:

- магниттелген токтың қисық лақтырылуындағы аралау бір жағы нөлдік желіде және жарты толқынның артқа қайтуының болмауы;
- магниттелмеген токтың лақтыруында токсыз 7-10 мс созылуы магниттелген токтың жартылай толқынның қатыспауы болғандықтан (2.2 – а сурет);
- магниттелген токтың лақтыруында жұп гармониктердің құрамы үлкен.



а) токтың қисық лақтыруының сипаттамасы б) ҚТ –дың қисық тоғы

2.2 сурет - Күштік трансформатордың қосалқы кернеуі бар кездегі бір фазасының магниттелген

Жиі дифференциалды қорғаныс RNT және DZT релестерінің көмегімен жүзеге асырылады, олар көбінесе магниттелген токтарға қалыпқа келтіріледі. Релелік элемент (ток релесі) аралық трансформатор арқылы дифференциалды тізбектің магниттік тізбегін индукция арқылы қорғауға қосылады. Магниттік ток сымымен терең қаныққан трансформатор тоқының бірінші орамасына бір полярлы ток қолданылады, барлық негізгі токтар магниттелген ток түріне айналады және мінсіз жағдайда тамаша жағдайда айналдырылмайды (тасымалданбайды). Элемент қаныққан DC қосалқы пакетіне қосылған, сондықтан ол іске қосылмайды. КТ-ның бұл түрі тез қаныққан (TST) немесе қаныққан ТТ (КТТ) деп аталады.

Егер КТ қорғаныс аймағы синусоидалы КТЛ ток (биполярлы) негізгі ядросынан өтсе, КТТ бұл токты қайталама орамаға ауыстырады және жетектің RNT немесе DZT релесін береді. Айта кету керек, ҚТД қанықтылығына және мерзімді компонентке көшуіне жол бермей, апериодтық компонент үшін ST-ды қолдануға болады. Бірақ DC кодекінің құрамдас бөлігі тез өсіп келеді, содан кейін реле мерзімді компонент есебінен басталады. КТТ және қорғаудың жалпы ұзақтығы қолайсыз жағдайларда $t = 0.12$ сек. Аспайды.

Жазылған идеал СТТ-ден айырмашылығы магнитизацияланған токтың біртұтас бөлігін нақты анықтайды. Сонымен қатар, магниттік ток үшфазалы трансформатордың кернеуі арқылы қозғалса, фазалардың бірі (QTТсіз деп аталатын мерзімді ток сіңіру кезеңділігі деп аталатын) болмауы мүмкін. Сол нысаны СТТ-дің кірісінде ағымдағы қисық үшін пайдаланылуы мүмкін, егер дифференциалды қорғаныс трансформаторының ток үлкен қателікте жұмыс істесе және магниттік токтардың мерзімді компоненттерін ауыстырса. Осы жағдайлардың бәрі ҚТТ-нің көмегінсіз күштік трансформаторды өте сезімтал дифференциалды қорғауға жол бермейді. Практикада ток келесі реле үшін пайдаланылады: RNT жұмыс сигналы ≥ 1.3 IOM және DZT ≥ 1.5 IOM үшін, яғни трансформатордың номиналды ток трансформаторынан жоғары.

Атап айтқанда, шет елдік тәжірибеде пайдаланылатын магниттік ағымдар екінші гармоника көмегімен дифференциалды қорғаныспен көмектеседі, алайда тапшылығы анықталды: аймақтағы іске қосуды кешіктірудің баяулауы және үлкен кемшіліктермен басталу мүмкіндігі, екінші жартысында қаныққан гармоника пайда болады тікелей ток төзімділігін қанықтыру. Зақымдалған трансформатордың бүлінуінен құтылу үшін қосымша қалың дифференциалды фрагмент салынған.

Сіз жартылай өткізгіш элементтерді пайдалана отырып, магнит ағынын қолданып, трансформатор тоқының магнит ағындары мен тоқтан ажырата аласыз (2.2-сурет). Соңғы жылдары магнитті резонансты жыпылықтаудың барлық негізгі қағидалары ұзақ уақыт үзілістер үшін қолданылған. Ол арнайы диаграммалармен жазылып, алдын-ала анықталған айырмашылықпен салыстырылады. Кідіріс белгіленген мәннен асып кетсе, қорғаныс әрекеттеріне тыйым салынады. Бұл принцип дифференциалдық реле болып табылады, ол импульстік уақыт деп аталады және DZT-11 дифференциалды релеге негізделген. Тікелей ток кезінде қысқа тұйықталу кезіндегі қорғаныс аймағының тікелей ток аймағында ТТ негізгі дифференциациясының терең қанықтылығымен байқалатын үлкен кернеулер орын алуы мүмкін. Импульстік ток релесінің жұмысының сақталуын қамтамасыз ету қосымша дифференциалдық ток іске қосудың үлкен мәнімен қамтамасыз етіледі.

Демагнитивтік разрядтағы трансформаторлық дифференциалды қорғаныстың басқа әдістері көрсетіледі, ал айырмашылық, қисықтың пішіні синусоидалдыға байланысты. Мысалы, жартылай өткізгіштер сериялары RNT-565 және DZT-10 релелеріне арналған, бұл бірінші туынды дифференциалдық разрядтың туындысына кедергі келтіреді. Ауыстырудың бұл түрі трансформатордың дифференциалды қорғанысының сезімталдығын айтарлықтай арттыра алады.

2.2.2 Трансформатордың дифференциалды қорғанысын есептеу

Біз қорғайтын трансформатор ТДТН-40000/220/110/35 типті трансформатор. Трансформатордың орамдарының қосылу сұлбасы Y/Y/ Δ (/жұлдызша / жұлдызша / үшбұрыш -11 топ/.

Біріншілік және екіншілік тоқтардың есептеулерін 3.1 кестеде жүргіземіз.

2.1 - кесте – Есептеулердің нәтижелері

Шаманың атауы	Белгіленуі анықтау әдісі	Кернеулер үшін сандық шамасы		
		220кВ	110 кВ	35 кВ
Номиналды қуатына сәйкес қорғалатын трансформатордың	$I_{ном} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}$	$\frac{40 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 230} = 100,41$	$\frac{40 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 115} = 201,05$	$\frac{40 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 599,84$
Ток трансформаторының қосылу схемасы	—	Δ	Δ	Y
Ток трансформаторлардың трансформациялау коэффициенті	n_{TT}	200/5	400/5	800/5
Номиналды қуатына сәйкес қорғалатын трансформатордың иықтарындағы екіншілік токтары, А	$I_{ном.в} = \frac{I_{ном} \cdot k_{сх}}{n_{TT}}$	$\frac{100,41 \cdot \sqrt{3}}{40} = 4,35$	$\frac{201,05 \cdot \sqrt{3}}{80} = 4,35$	$\frac{599,84 \cdot 1}{160} = 3,75$

Ескерту: $k_{сх}$ - схема коэффициенті; ТТ екіншілік орамы үшбұрыш схемасы бойынша қосылса $\sqrt{3}$ тең, егерде жұлдызша қосылса 1 тең.

Қорғаныстың негізгі жағы деп ЖК қабылдаймыз.

Магниттелу тоғының лақтыруынан реттелінетін шартпен анықталатын қорғаныстың алдын-ала іске қосылу тоғы:

$$I_{с.з} = K_{омс} \cdot I_n^{OCH} \quad (2.5)$$

мұндағы $K_{омс}$ – қайта баптау коэффициенті; $K_{омс} = 1,5$.

$$I_{с.з} = 1,5 \cdot 100,41 = 150,62A$$

220 кВ шиңасында сыртқы үшфазалық ҚТ кезіндегі теңсіздік біріншілік есептеме тоғы

$$I^{I+II}_{нб.расч} = (K_{анер} \cdot K_{одн} \cdot f_i + \Delta U) \cdot I^{(3)}_{кmax}, \quad (2.6)$$

мұндағы $K_{анер} = 1$ - өтпелі кезенді ескеретін коэффициент (тоқтың аперидоты құраушының болуы);

$K_{одн} = 1$ - тоқ трансформаторының біртектілік коэффициенті;

$f_i = 0.1$ - магниттелу тоғына қатысты мән;
 $\Delta U = 0.16$ -ЖК жағындағы кернеудің реттелу диапазонының қосындысының жартысына қатысты мән.

$$I^{I+II}_{нб.расч} = (1 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16) \cdot 4576 = 1189,76 A.$$

$$I_{с.з.} = K_n \cdot I^{I+II}_{нб.расч}, \quad (2.7)$$

мұндағы $K_n = 1,3$ - сенімділік коэффициенті.

Теңсіздік тоғынан реттелінетін шартпен анықталатын қорғаныстың алдынала іске қосылу тоғы:

$$I_{с.з.}^{осн} = 1,3 \cdot 1189,76 = 1546,69 A$$

$I_{с.з.}^{осн} > I_{с.з.}$ болғандықтан іске қосылу тоғы ретінде, оны қабылдаймыз.

110 кВ-ты негізгі жағындағы реленің іске қосылу тоғы:

$$i_{ср}^{осн} = I_{с.з.}^{осн} \cdot \frac{K_{сх}^{осн}}{n_{ТТ}}, \quad (2.8)$$

$$i_{ср}^{осн} = \frac{1546,69 \cdot \sqrt{3}}{80} = 33,45 A.$$

Минимал екіфазалық ҚТ тоғы

$$I_{к.мин}^{(3)} = I_{к.Тмин}^{(HH)} \cdot 0,87, \quad (2.9)$$

$$I_{к.мин}^{(3)} = 3451 \cdot 0,87 = 3002 A.$$

$$K_{ч.} = \frac{I_{к.мин}^{(3)}}{I_{с.з.}}, \quad (2.10)$$

$$K_{ч.} = \frac{3002}{2622} = 1,14 A.$$

$$K_{ч.} \leq 2 \quad 1,14 \leq 2$$

$K_{ч.} < 2$ кіші болғандықтан тежеусіз релесін пайдалану мүмкін емес.

Сондықтан төменде тежеулі дифференциалды қорғанысты қолданамыз (ДЗТ).

Тежеуі бар дифференциалдық қорғаныс жұмыс істеп тұрған трансформаторды қосқанда пайда болатын магниттайтын тоққа қарап алынады. 110 кВ жағын негізгі деп таңдаймыз, онда

$$I_{с.з.110} \geq k_n I_{т.ном.110}, \quad (2.11)$$

$$I_{с.з.110} \geq k_n I_{т.ном.110} = 1,14 \cdot 596 \cdot \frac{121}{230} = 357 A.$$

Екінші реттік номиналды тоқты есептейміз:

$$i_{с.п}^{осн} = \frac{I_{с.з.110} \cdot K_{сх.}}{n_{Т110}}, \quad (2.12)$$

$$i_{c.p}^{осн} = \frac{357 \cdot \sqrt{3}}{160} = 3.86 \text{ A.}$$

ТТ релесінің негізгі жағындағы (110) орам саның есептеу:

$$W_{ОСН.расч} = \frac{F_{c.p}}{i_{c.p}^{осн}}, \quad (2.13)$$

$$W_{ОСН.расч} = \frac{100}{3.86} = 25.9 \approx 25 \text{ орам.}$$

ТТ релесінің 220 кВ жағындағы орам саның есептеу:

$$W_{НЕОСН.расч220} = W_{ОСН.} \cdot \frac{i_{110}^{осн}}{i_{220}^{неосн}}, \quad (2.14)$$

$$W_{НЕОСН.расч220} = 25 \cdot \frac{6.44}{5.41} = 29.75 \approx 30 \text{ орам.}$$

ТТ релесінің 10 кВ жағындағы орам саның есептеу:

$$W_{НЕОСН.расч10} = W_{ОСН.} \cdot \frac{i_{110}^{осн}}{i_{10}^{неосн}}, \quad (2.15)$$

$$W_{НЕОСН.расч10} = 25 \cdot \frac{25.9}{4.31} = 150.2 = 150 \text{ орам.}$$

Содан кейін $I'''_{нб}$ тоғың есептейміз:

$$I'''_{нб} = \frac{W_{ОСН.расч10} - W_{ОСН.}}{W_{ОСН.расч10}} \cdot I_{К.Т.}^{осн}, \quad (2.16)$$

$$I'''_{нб} = \frac{25.9 - 25}{25.9} \cdot 7761 = 269 \text{ A.}$$

$$I_{нб.}^{осн} = I^{I+II}_{нб} + I'''_{нб}, \quad (2.17)$$

$$I_{нб.}^{осн} = 2017 + 269 = 2286 \text{ A.}$$

Тежеу орамындағы тоқты табамыз:

$$I_{торм.} = I_{К.Т.}^{осн} - \frac{I_{К.Т.}^{осн}}{2} \cdot \frac{i_{220}}{i_{10}}, \quad (2.18)$$

$$I_{торм.} = 7761 - \frac{7761}{2} \cdot \frac{5.41}{4.31} = 2890 \text{ A.}$$

ТТ релесінің тежеу орамындағы орам саның есептеу:

$$W_{Т.расч} = \frac{K_H \cdot I_{нб.}^{осн} \cdot W_{ОСН.}}{I_{торм.} \cdot \text{tg} \alpha}, \quad (2.19)$$

$$W_{Т.расч} = \frac{1.5 \cdot 2268 \cdot 25}{2890 \cdot 0.75} = 39.55 \approx 40 \text{ орам.}$$

Сезімдік коэффициенті мынаған тең болады:

$$i_{p,мин} = \frac{I_{кзмин}^{осн} \cdot K_{сх}^{осн}}{n_{ТТ}^{осн}}, \quad (2.20)$$

$$i_{p,мин} = \frac{10720 \cdot \sqrt{3}}{160} = 116 \text{ A}$$

$$K_{ч.} = \frac{i_{p.мин}^{(осн)}}{i_{с.р}^{осн}}, \quad (2.21)$$

$$K_{ч.} = \frac{116}{3.86} = 30 \geq 2.$$

Есептеудің соңындағы орамдар саны

$$W_{диф} = W_{осн.} = 25 \text{ орам}$$

$$W_{ур1} = W_{неосн.} - W_{осн.} = 30 - 25 = 5 \text{ орам}$$

$$W_{ур2} = W_{неосн.} - W_{осн.} = 150 - 25 = 125 \text{ орам}$$

$$W_T = 40 \text{ орам}$$

2.3 Газдық қорғаныс

2.3.1. Газ қорғанысын пайдалану

Біздің еліміздің энергиясы тез өсіп келеді. Техникалық серпіліс ретінде ол болашақты бірінші кезекте көреді. Энергетикалық желілермен байланысқан электр станцияларының және қосалқы станциялардың құрамында тұратын энергетикалық жүйелер параллельді түрде дамып, жұмыс істейді; Жақын болашақта елде оқшауланған энергетикалық жүйелер жұмыс істемейді.

Энергетикалық жүйенің негізгі мақсаты тұтынушылардың электр энергиясын үзіліссіз қамтамасыз ету болып табылады, ол энергия жүйесінің барлық элементтерінің, әсіресе, негізгі элементтерінің сенімділігіне кепілдік береді. Энергетикалық жүйелердің негізгі элементтері күштік трансформаторлар мен автотрансформаторлар болып табылады және олардың сенімді жұмыс істеуі өте маңызды.

Қолданылатын ережелерге сәйкес 35 кВ қуаттылығы мен 6300 кВА және одан жоғары қуаттылығы бар мұнай трансформаторлары газбен қамтамасыз етіледі. Кішкентай күштік трансформаторлар сөреге қойылса, олар сонымен қатар газды қорғаныспен қамтамасыз ете алады. 1000-4000 кВА күштік трансформаторлар жоғары жылдамдықты қорғауға ие болмаса (максималды, ағымдағы немесе ең көп токтан қорғау 1 сек), онда газ беру қамтамасыз етіледі.

Қазіргі уақытта энергетикалық жүйе электр энергиясының 10 мыңнан астам түрлерін пайдаланады. RFC-66 (2.3 - сурет), газ релесі және олардың саны тез өсіп келеді. Газды қорғау осы релемен орта есеппен 82-85% -ға дұрыс жұмыс істейді. Ақаулардың жартысынан көбі қорғаныс құрылғылары емес, орнату және пайдалану ақауларынан туындайды, сондықтан қорғанысты орнату мен пайдалануды баса назар аудару керек. Энергетикалық жүйелердің дұрыс жұмыс істеу пайызы (95-97%) газды қорғауды орнату мен пайдалану талаптарына байланысты артуда.

Трансформаторлардың, аутрансформаторлардың және реакторлардың мұнай жүйесі бір-біріне ұқсайды, ал электрлік құрылғыларда ішкі зақым тез ағады. Мәселен, төмендегі май трансформаторлары құрылғысын қарастырайық.

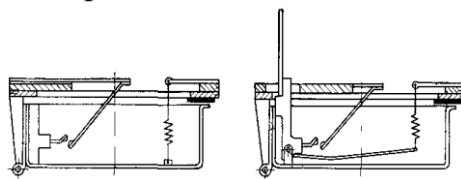
Газды қорғау трансформаторларда, автотрансформаторларда, реакторларда және маймен толтырылған лугадағы басқа да электр құрылғыларында қолданылады; бұл трансформаторлық резервуардағы барлық зақымдарға: газдардың пайда болуына, мұнай ағынын немесе газдардың қоспасын жеделдетуге және майдың жоғалуына әсер етеді.

Қауіпті трансформатордың зақымдануы жағдайында газды қорғау ғана жарамды. Сонымен қатар, «электр» трансформаторлары (дифференциалды, максималды токтар және т.б.) әсер етпейді. Трансформаторға мұндай зақым орамалардың орамасына, болат магниттік тізбекті тұтатуға, кейбір коммутациялық нүктелерге және басқа да зақымға әкеледі.

Ақаулықтың басында қысқа тұйықталу токтарының немесе кабельді орамдардың жағдайда газды қорғау маңызды, сондықтан трансформатордың зақымдалуын газды қорғауға жол берілмейді, ал көбінесе бұл жөндеу мөлшерін азайтады.

Жоғарыда көрсетілген трансформатор зақымына қосымша, түрлі фазаларда роликтер арасында қысқа тұйықталулар болуы мүмкін. Осындай зақымдану кезінде үлкен ток жабық орамалардан өтеді және динамикалық күш береді. Трансформатордың және жабық ораманың қызып кетуі нәтижесінде кейбір бөліктер қазандықтан маймен (немесе маймен араласқан) толтырылады. Интерфазалық өзара әрекеттесу кезінде трансформатордың дифференциалды қорғанысы және газ қорғауы бір уақытта жұмыс жасайды. Дифференциалды қорғаныс аталған зақымдар кезінде жұмыс істемейді, өйткені олардың ағымдағы тізбектері өзгермейді.

Реледағы екі тәуелсіз элемент бар: жоғарғы элемент сигнал, төменгі бөлік - коммутатор. Әрбір элементтің жеке контактісі бар. Реле маймен толған кезде, екі элементтің қосылымдары ажыратылып, тайғақ пішінге ие.



а)

ә)

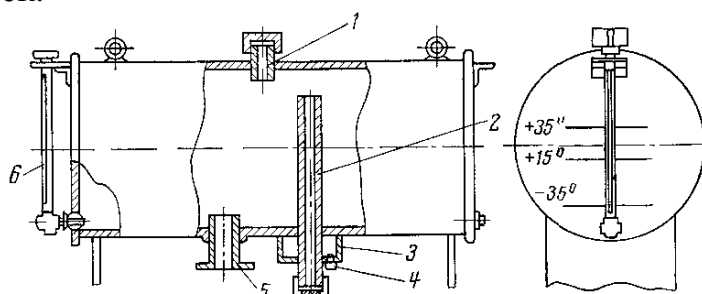
а) белгі беруші элемент, ә) сөндіруші элемент

2.3 – сурет - РГЧЗ-66 газдық релесінің элементтері

Трансформатор зақымданған кезде, ол газдың толып кетуі магнит өрісіне түсетін кішігірім газды басқарады; Бұл кезде газдан мұнай алынып тасталады және газ релелік корпусының жоғарғы жағында жиналады. Мұнайдың белгілі бір деңгейінде реледағы жоғарғы таңбалау элементі енді кішкентай болмайды және сигнал контактілерін қалпына келтіреді және гравитациялық күшті азайтады.

Таңбалау элементі сәйкес жұмыс істейді. Майдың деңгейі майдың ағып кетуіне немесе майдан майдың жоғалуына байланысты май деңгейін төмендетеді. Егер май деңгейі рұқсат етілген деңгейден төмен болса, таңба жұмыс істейді, себебі мұнай толық уақытында толық зарядталмаған. Жоғарыда сипатталғандай, ажыратқыштар майдың ішінде жұмыс істемейді. Трансформатордың айтарлықтай өзгерістер болған жағдайда, булардың пайда болуына байланысты майлаушы күшейткішке (немесе мұнаймен араласқан газға) жіберіледі, сондықтан реле мұнай ағынын және оның контактілерінің әсерінен өшеді. Мұнай деңгейінің бірте-бірте төмендеуі, ең алдымен, сигнал элементі болып табылады, содан кейін бөлгіш элемент майлы емес. Трансформаторлық ақаулардың түрлеріне байланысты коммутациялық реле және реле сериялы және бір мезгілде жұмыс істей алады.

Трансформатордың ішкі бөлігі трансформатордағы мұнай ыдысында орналасқан. Ол трансформаторлық роликтер мен магниттік ядролардың салқындату жүйесі, сондай-ақ тығыздау деңгейін жоғарылату үшін қызмет етеді. Бұл цистернаны маймен маймен толтыруға көмектеседі. Арттыру трансформатордың «тыныс алуын» жасайды. Резеттегі мұнай мөлшері ұлғайған кезде (жүктеме ұлғаяды және ауа температурасы ұлғаяды), көтерілу деңгейі артады және көлемі азайғанда, мұнай деңгейі төмендейді. Майлауышпен ауа байланысының кішкене ауданы ылғалдылықты және тотығуды азайтады, бұл да трансформатордың сенімді жұмыс істеуі үшін маңызды. Үлкейтетін шыны трансформатордың ең жоғарғы температурасы жазда бірдей болуы тиіс, ал қыста өшірілген трансформатордың минималды температурасы әрдайым магнитті шыныда майлау керек.



2.4 – сурет - Трансформатордың ұлғайтқышы

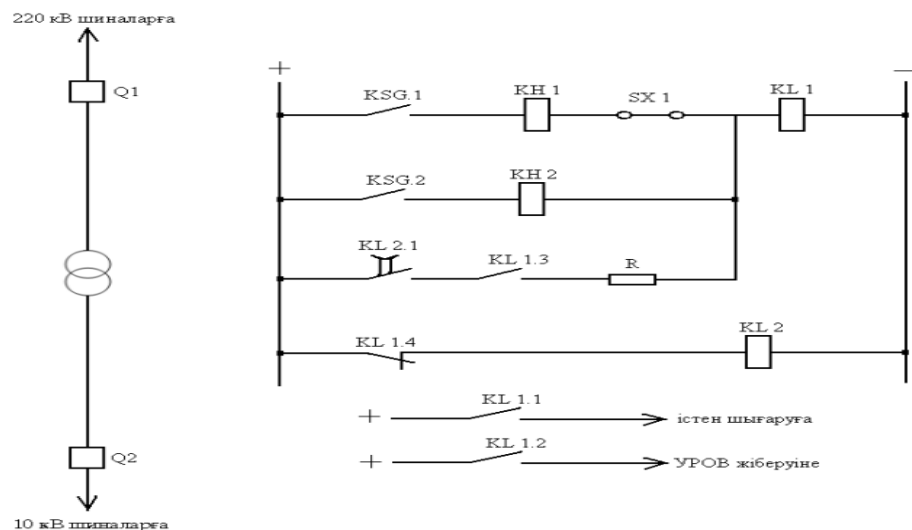
Бұл майлаудағы май деңгейін басқару үшін металл шыны түтікшенің бейнесі, 6 майлы индикатор шыны тәрізді шыны тәрізді.

ГОСТ 11677-65 [14] бойынша трансформаторлар майлаушы жанындағы үлкейткіш шыны соңында бояумен белгіленуі керек және үш басқару сызығы орнатылуы керек. Мұнай температурасына байланысты -35°C , $+15^{\circ}\text{C}$ және $+40^{\circ}\text{C}$ (ескі ГОСТ 401-41 [15], -35°C , $+15^{\circ}\text{C}$ және $+35^{\circ}\text{C}$).

Жаңа қуатты трансформаторлар майдың орнына мұнайды тікелей айналдыратын мұнай индикаторларына ие. Лентадағы қалтқылардың орналасуын багаж жүйесінің сыртқы бөлігіндегі бағыттаушы құрылғылар қамтамасыз етеді.

Трансформатордың күшейткіші (2.4-сурет) және газ реле шнуры қуыс білікке қосылады және реле мен құбыр магниті арасында клапан (клапан) орналасқан. Қазандықты жөндеуден немесе басқа жұмыстан ажыратуға арналған құбырларды бекіту қажет. Майлаудың жоғарғы жағы маймен толтырылмайды, сондықтан түтік 2 қоршаған ортаға тиесілі және ауа магнитті жабық металл торға кіреді. Кейде бұл түтік «тыныс алу аппараты» деп аталады. Линзаның үстіне таза май қосуға арналған 1 тесік бар. Линзаның төменгі жағында «газзевик» деп аталады. Бұл - ылғал мен кірдің шлакпен жиналуы мүмкін тесік. 4-ші бұранданы босатқаннан кейін, ылғалдылық пен кірді қуыс есігінен төгіледі. Күшейткішпен ластанған ылғал мен майдың ластануына жол бермеу үшін, 5 құбырлы ұштың соңы тазартқыш пен трансформаторды қосатын магниттік шыны түбінен жоғары болуы керек, себебі ол таза мұнай қабатында орналасады.

Трансформатордың бақыланатын ток көзінде газдан қорғаудың сызбалық диаграммасы 2.6-суретте келтірілген. Жоғарыда айтылғандай, GG газдық реагенттің газ тәрізді сұйықтығы маймен немесе газ араласқан мұнай қоспасынан әсер етуі мүмкін. Демек, аралық реле әдетте ережеге сәйкес өздігінен жүретін релелерге ие релелерді ауыстырады. В1 және В2 ажыратқыштарын өшіргеннен кейін өзін ұстау автоматты түрде жойылады. Айнымалы ток сөндіргіштер ажыратқышқа қосылған трансформатордың қуат көзінің жағында В1 сақтандырғыш коннекторымен бірге жеткізіледі. В1 және В2 өшіргіш ажыратқыштары аралық реле релелік байланыстарға бөлінеді және В1 сақтандырғышы арқылы қуат алады.

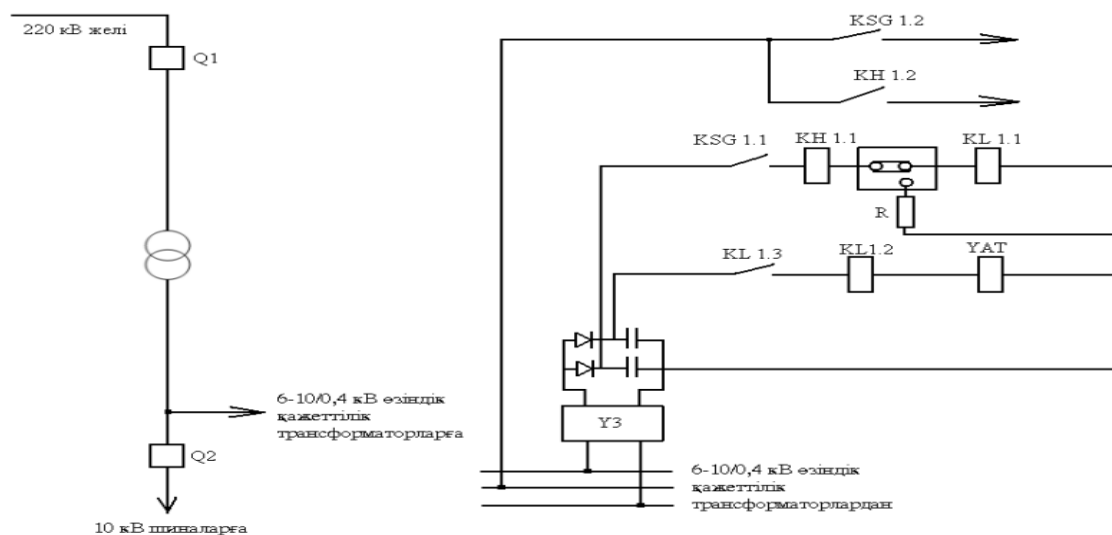


2.5 – сурет - Трансформатордың газдық қорғанысының оперативті тұрақты ток көзінде орындалаған принципіалды сұлбасы

РГ релесінің сигналдық байланыстары жеке сақтандырғышпен қамтамасыз етіледі; олар В1 В1 сигнал тізбегіне қарамастан жұмыс істеуге тиіс, мысалы, отын ағыны орын алғанда немесе басқа себептер бойынша RG босатылған кезде. Бірфазалы трансформаторлардың үш фазалық қорғанысы

жағдайында әр газ релесі белсендіріледі және ортақ аралық реле арқылы трансформаторды топтық ажыратуына әсер етеді.

Ауыспалы ток көзінен жұмыс істейтін дуплексті қосалқы станцияда трансформатордан газды қорғаудың сызбалық диаграммасы (2.5-суретте) көрсетілген



2.6 - сурет - Трансформатордың газдық қорғанысының оперативті айнымалы ток көзінде (түптік қосалқы станса) орындалаған принципалды сұлбасы

Трансформаторды электрмен жабдықтау жағдайында трансформатордың сплитермен және қысқа тұйықталуды үзіп тастайтын газ қорғанысы қысқа тұйықталуға әсер етеді. Осыдан кейін желіні қорғау белсендіріледі және электр қуатына қосылатын қуат өшіріледі. Қысқа тұйықталудан кейін зақымдалған трансформатордың қосқышы өшіріледі, яғни. қосқышты өшіргеннен кейін. Содан кейін желі желіге АWM арқылы қосылған және осы желіге қосылған басқа қосалқы станциялардың қуаты қалпына келтірілді. Бұдан басқа, газбен жабдықтау трансформатор білігіне барлық зақым жоғары сезімталдықпен, тез бастаудың артықшылығы мен оның тізбектерінің қарапайым орындалуымен белсендіріледі. Дегенмен, газ трансформаторлық резервуардың сәтсіздігі қосқыштар арасындағы үзілістерге қарсы жалғыз қорғау мүмкіндігін жоққа шығарады. Іс жүзінде трансформатор өшірілген кезде газ сақтандырғышты өшіру керек.

2.4 Трансформатордың қосымша қорғанысын есептеу

Қашықтықтан қауіпсіздік АТ қауіпсіздік құралы ретінде, Қайтадан ток (SOP), нөлден қорғау (FSN), жүктемеге қарсы қорғаныс, максималды айнымалы ток.

Айнымалы токтың орташа кернеумен ток күшінің максималды мәні көрсетілмеген.

Максималды ток қорғанысы (MPD)

SHW трансформатордың жоғарғы жағынан қосымша қорғаныс болып табылады және ST-де уақытша жұмыс істейді.

$$I_{110\text{н.ю.м}} = \frac{S_{\text{т.н.ю.м}}}{\sqrt{3} \cdot U_{110\text{н.ю.м}}}, \quad (3.22)$$

$$I_{110\text{н.ю.м}} = \frac{40000}{(\sqrt{3} \cdot 110)} = 210,2 \text{ А.}$$

$$I_{35\text{н.ю.м}} = \frac{S_{\text{т.н.ю.м}}}{\sqrt{3} \cdot U_{35\text{н.ю.м}}}, \quad (3.23)$$

$$I_{35\text{н.ю.м}} = \frac{40000}{(\sqrt{3} \cdot 37)} = 625 \text{ А.}$$

ТТ-ың бұрыштық ығысуын өтемдеу үшін 220 кВ және 110 кВ жағын үшбұрышқа қосамыз:

$$n_{m110\text{расч}} = I_{110\text{н.ю.м}} \cdot \kappa_{\text{сх}110}^{(3)} / 5, \quad (3.24)$$

$$n_{m110\text{расч}} = 210,2 \cdot \sqrt{3} / 5 = 363,65 / 5.$$

$$n_{m35\text{расч}} = I_{35\text{н.ю.м}} \cdot \kappa_{\text{сх}35}^{(3)} / 5, \quad (3.25)$$

$$n_{m35\text{расч}} = 625 \cdot \sqrt{3} / 5 = 1081,25 / 5.$$

Келесідей қабылдаймыз:

$$n_{m110\text{расч}} = 400 / 5; \quad n_{m35\text{расч}} = 1000 / 5$$

$$I_{\text{раб.мак.110кВ}} = \frac{S_{\text{нагр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{110\text{н.ю.м}}}, \quad (3.26)$$

$$I_{\text{раб.мак.110кВ}} = \frac{40000}{(\sqrt{3} \cdot 110)} = 210,2 \text{ А.}$$

$$I_{\text{раб.мак.35кВ}} = \frac{40000}{(\sqrt{3} \cdot 37)} = 625 \text{ А.}$$

$$I_{\text{сз110кВ}} = \frac{k_{\text{отс}} \cdot k_{\text{с.з}}}{k_{\text{воз}}} \cdot I_{\text{раб.мак}}, \quad (3.27)$$

$$I_{\text{сз110кВ}} = \frac{1,25 \cdot 2,5}{0,85} \cdot 210,2 = 772,8 \text{ А.}$$

$$I_{\text{сз35кВ}} = \frac{1,25 \cdot 2,5}{0,85} \cdot 625 = 2297,8 \text{ А.}$$

мұндағы - $K_{\text{с.з.}} = 2,5$ – жалпы жүктеменің өзіндік іске қосылу коэффициенті;

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

Уақыт ұстанымы: 110кВ $\Delta t = 0,7 \text{сек}; \quad t = \Delta t + 1,5 = 0,7 + 1,5 = 2,2 \text{сек};$

35кВ $\Delta t = 0,7 \text{сек}; \quad t = \Delta t + 1,5 = 0,7 + 1,5 = 2,2 \text{сек};$

$$I_{\text{CP}} = \frac{k_{\text{сх}} \cdot I_{\text{сз}}}{k_{\text{T}}}, \quad (3.28)$$

$$I_{CP110} = \frac{\sqrt{3} \cdot 772,8}{80} = 16,71 \text{ A.}$$

$$I_{CP35} = \frac{\sqrt{3} \cdot 2297,8}{200} = 19,88 \text{ A.}$$

мұндағы $K_{сх} = \sqrt{3}$ – сұлба коэффициенті;

$K_{та}$ – ТТ коэффициенті – $n_{m110расч} = 400/5$; $n_{m35расч} = 1000/5$;

Қуаты 40 МВА 110/35/6 кВ трансформатордың асқын жүктемеден қорғанысы

ш шамадан артық жүктелген жоғарғы жүктемелерден қорғаныс үш роликтің кез келгеніне жауап беруге арналған және қоректендіргіштердің біреуі ажыратылғанда қорғауды қамтамасыз етеді.

ГОСТ-12965-74 және 15957-70 сәйкес ДК, ДК және ТК қуаты трансформатордың жалпы номиналды қуатына тең, сондықтан бір жақты жағында үш жақты трансформатор тек қорғау жағына орнатылуы керек. Бұл жағдайда қорғаныс жүктемесіне тең болған кез-келген катушка тиеуіне әсер етеді.

Реле номиналды ток трансформаторына оралғанда ауысу токтарын анықтаймыз:

$$I_{с.з.ВН} = k_n I_{т.ном} / k_g, \quad (3.29)$$

$$I_{с.з.ВН} = 1,05 \cdot 40000 / 0,85 \cdot \sqrt{3} \cdot 110 = 260 \text{ A.}$$

$$I_{с.з.СН} = k_n \cdot 0,6 \cdot I_{т.ном} / k_g, \quad (3.30)$$

$$I_{с.з.СН} = 1,05 \cdot 0,6 \cdot 40000 / 0,85 \cdot \sqrt{3} \cdot 35 = 489,6 \text{ A.}$$

$$I_{с.з.ВН} = k_n \cdot 0,4 \cdot I_{т.ном} / k_g, \quad (3.31)$$

$$I_{с.з.ВН} = 1,05 \cdot 0,4 \cdot 40000 / 0,85 \cdot \sqrt{3} \cdot 6 = 1904 \text{ A.}$$

$$n_{m220расч} = 400/5; n_{m110расч} = 600/5; n_{m10расч} = 2000/5$$

$$I_{ср} = I_{сз} \cdot K_{сх} / n_{Точн}, \quad (3.32)$$

$$I_{ср} = 260 \cdot \sqrt{3} / 400/5 = 5,62 \text{ A,}$$

$$I_{ср} = 489,6 \cdot \sqrt{3} / 600/5 = 7,02 \text{ A,}$$

$$I_{ср} = 1904 \cdot 1 / 2000/5 = 4,76 \text{ A.}$$

Уақыт ұстанымы: $t_{ср} = 9$ сек;

Асқын жүктеме режимі симметриялы болғандықтан, бұл қорғаныстың ток релесі бір фазада орнатылады және кезекші қызметкері бар қосалқы станцияларда трансформатордың басқа қорғаныстарының уақытынан үлкен уақыт ұстанымымен $t \approx 6-9$ сек сигналға әрекет етеді (жылулы орнықты уақыт релесі пайдаланады). Қызмет көрсетілмейтін қосалқы станциялардағы бұл қорғаныста ток және уақыт бойынша бірнеше сатысы болады және сигналға әрекет етеді.

3 Экономикалық бөлім

3.1 Жобаның экономикалық бағасы

220/110 / 35 кВ қосалқы станциясының құрылысы ауданның электрмен жабдықталуын жақсарту болып табылады.

Бұл жоба жүктің артуына байланысты электр энергиясын тұтынушыларға осы салада жеткізуге арналған.

Есептің басты мақсаты - жобаның экономикалық тиімділігін анықтау. Ол инвестициялық жайлылықты, инвестицияларды қайтаруды, рентабельділік деңгейін және жобаны өзін-өзі ақтау уақытын қамтиды.

Болашақта тұтынушыларға электр қуатымен қамтамасыз етілмегендіктен, PS көп мүмкіндіктер береді.

Экономикалық және қаржылық көрсеткіштердің тиімділігіне байланысты есеп беру мерзімі 25 жылды құрайды. Есеп беру кезеңінде энергия нысанының құрылысы, уақытша пайдалану мерзімі және әдеттегі пайдалы қызмет мерзімі қамтылды. Барлық қаржы-экономикалық көрсеткіштер теңгеде.

Электр желілеріндегі өндірістік қызметтің бағалары қосымша электр энергиясын сатудан электр энергиясын өндіреді. Нәтиженің құнын анықтау үшін нақты бағалар мен тарифтер қолданылады. Біз электр қуатының бағасын белгілеп қойдық.

ИЭК жұмысы электр энергиясын беру мен таратуда: компания ірі өнеркәсіптік кәсіпорындарға және басқа тұтынушыларға электр энергиясын жеткізеді.

Кәсіпорынның негізгі өнімдері - АЭЖ-2, АЧЗ-3 және Қапшағай ГЭС-і сияқты электр станцияларында сатылатын электр энергиясы. Жөндеу жұмыстарының барлық түрлерін жөндеу және электр жабдықтарын орнату кәсіпорынның қызметкерлерімен жүзеге асырылады.

Барлық нарықтар АЭС қосалқы станцияларына қосылған және сату нарығы болып табылады. Біз электр энергиясын бухгалтерлік есепке алуды және келесі жылы қарастырамыз. 3.1-кестеде электр энергиясын тұтыну өткен жылдың ұқсас кезеңімен салыстырғанда 20% -ға артты.

3.1-кесте - АРЭК бойынша электр энергияның тұтынуы

Зерттеу объектісі	Есептік 2010 ж, млн. кВт-сағ	Келер 2013 ж., млн. кВт-сағ
АРЭК жалпы тұтынуы	1950	2400

3.2 Қосалқы стансаны жаңартуға кететін инвестицияны есептеу

Инвестицияны есептеуді қосалқы станса жабдығы және жалпы өндірістік шығындар бойынша жүргіземіз.

$$I_o = I_o^{ПС} + I_{общ} , \quad (3.1)$$

мұндағы I_o - жобаға кететін жиынтық инвестиция, млн. тг,

$I_o^{ПС}$ - қосалқы станса жабдығына кететін инвестиция, млн. тг,

$I_{общ}$ - жалпы өндірістік шығындар, млн. тг.

Қосалқы станса жабдығына кететін инвестицияны есептеу.

Келесі формуламен анықталады:

$$I_o^{ПС} = K_{ПС} + I_{зп} + I_{мат} , \quad (3.2)$$

$$K_{ПС} = K_{об.перв.} + K_{об.втор.} , \quad (3.3)$$

мұндағы $K_{ПС}$ - қосалқы стансаға капиталдық салым, млн. тг,

$K_{об.перв.}$ - қосалқы станса күштік жабдығының құны, млн. тг,

$K_{об.втор.}$ - қосалқы станса төменгі кернеулі жабдығының құны,

млн. тг.

Қосалқы стансасының кеңейтілуіне кететін капиталдық салымды анықтайық. Капиталдық салым автотрансформатордың, ажыратқыштардың, айырғыштардың және басқа жабдықтардың құнынан тұрады

3.2-кесте - Қосалқы стансаның капиталдық салымы

Жабдық атауы	Саны, бірлік.	Бірлік бағасы, млн. тг.	Барлығы
Автотрансформатор 40000 - 220/110/35	2	25,35	50,7
Ажыратқыш 220 кВ	2	16,8	33,6
Ажыратқыш 110 кВ	2	5,87	11,74
Ажыратқыш 35 кВ	1	8,94	8,94
Айырғыш 220 кВ бір жерлеуіш пышағы бар	1	2,09	2,09
Айырғыш 220 кВ екі жерлеуіш пышағы бар	1	5,48	5,48
Айырғыш 110 кВ бір жерлеуіш пышағы бар	2	2,86	5,72
Айырғыш 110 кВ екі жерлеуіш пышағы бар	4	3,02	12,08
Айырғыш 35 кВ бір жерлеуіш пышағы бар	1	1,44	1,44
Ток трансформаторы 220 кВ	1	0,36	0,36
Ток трансформаторы 110 кВ	4	0,30	1,2
Ток трансформаторы 220 кВ трансформаторға орнатылған	1	0,02	0,02
Ток трансформаторы 110 кВ трансформаторға орнатылған	1	0,02	0,02
Ток трансформаторы 35 кВ трансформаторға орнатылған	1	0,01	0,01
Кернеу трансформаторы 220 кВ	1	0,12	0,12
Кернеу трансформаторы 110 кВ	3	0,06	0,18
Кернеу трансформаторы 35 кВ	1	0,02	0,02
Асқын кернеуді шектеуші 220 кВ	1	0,36	0,36
Асқын кернеуді шектеуші 110 кВ	2	0,13	0,13
Асқын кернеуді шектеуші 35 кВ	1	0,05	0,05
Барлығы			134,26

3.3-кесте - Қосалқы стансаның капиталдық салымы

Жабдық атауы	Саны, бірлік	Бірлік бағасы, млн. тг.	Барлығы
«SIEMENS» фирма-ң 220 кВ желісінің РҚ шкафы	1	12,96	12,96
«SIEMENS» фирма-ң АТ РҚ-ң шкафы	1	16,22	16,22
Барлығы			29,18

Қосалқы станса жабдығына жалпы капиталдық салым келесіні құрайды:

$$K_{\text{ПС}} = 134,26 + 29,18 = 163,44 \text{ млн. тг.}$$

Материал шығыны:

$$I_{\text{мат}} = 0,1 \div 0,15 \cdot K_{\text{ПС}}, \quad (3.4)$$
$$I_{\text{мат}} = 0,1 \cdot 163,44 = 16,34 \text{ млн. тг.}$$

Еңбек ақыға кететін шығын:

$$I_{\text{ЗП}} = \sum(N_i \cdot ЗП_i) \cdot 1,215 \cdot m, \quad (3.5)$$

мұндағы N_i - бригадада i -ші разрядты жұмысшы саны;

$ЗП_i$ - i -ші разрядты жұмысшылар жал ақысы, млн. тг;

m - құрылыс мерзімі, ай.

Қосалқы стансаны жетілдіру үшін келесідей жұмысшылар қажет:

3.4-кесте - Еңбек ақыға кететін шығынды есептеу

Квалификация	Разряд	Саны	ЗП _і , мын.тг.	ΣЗП, мын.тг.
Монтаждаушы	III	4	60	240
Монтаждаушы	IV	5	70	350
Дәнекерлеуші	IV	1	70	70
Слесарь	III	3	55	165
Слесарь	IV	1	65	65
Реттеуші	IV	4	100	400
Бригадир	V	1	120	120
Еңбек ақыға кететін шығын				1410
Қосалқы станса құрылысын жүргізу мерзімі				12
Барлығы, млн. тг.				13,71

Қосалқы станса жабдығына инвестиция.

$$I_{\text{О}}^{\text{ПС}} = 163,44 + 16,34 + 13,71 = 193,49 \text{ млн. тг.}$$

Шамамен қосалқы стансаға кететін жалпы өндірістік шығындар келесі формуламен анықталады:

$$I_{\text{обб}} = 0,2 \div 0,25 \cdot (I_{\text{зп}\Sigma} + I_{\text{ао}\Sigma} + I_{\text{тр}\Sigma}), \quad (3.6)$$

мұндағы $I_{\text{зп}\Sigma}$ - жиынтық еңбек ақы шығыны, млн. тг,

$I_{\text{ао}\Sigma}$ - жиынтық амортизация, млн. тг,

$I_{\text{тр}\Sigma}$ - ағымдық жөндеуге жиынтық шығындар, млн. тг.

Негізгі өндірістік қорлар амортизациясы:

$$I_{\text{ао}} = 0,08 \cdot (K_{\text{ПС}} + K_{\text{об}}), \quad (3.7)$$

мұндағы $K_{\text{об}}$ - қосалқы станса жабдығына қызмет көрсету, тг.

Жабдыққа қызмет көрсету құны:

$$K_{\text{об}} = E_{\text{Н}} \cdot K, \quad (3.8)$$

$$K_{\text{об}} = 0,02 \cdot 163,44 = 3,27 \text{ млн. тг.}$$

мұндағы K - қосалқы станса жабдығына капиталдық салым, млн. тг,

$E_{\text{Н}}$ - қосалқы станса жабдығына қызмет көрсету шығындары,

$$E_{\text{Н}} = 2\%$$

Сонда негізгі өндірістік қорлар амортизациясы келесіні құрайды:

$$I_{\text{ао}} = 0,08 \cdot (163,44 + 3,27) = 13,34 \text{ млн. тг.}$$

Ағымдық жөндеуге кеткен жиынтық шығындар:

$$I_{\text{тр}} = 0,1 \div 0,15 \cdot (K_{\text{пс}} + K_{\text{об}}) , \quad (3.9)$$

$$I_{\text{тр}} = 0,1 \cdot (163,44 + 3,27) = 16,67 \text{ млн. тг. .}$$

Қосалқы стансада жалпы өндірістік шығындар:

$$I_{\text{общ}} = 0,2 \cdot (13,17 + 13,34 + 16,67) = 8,64 \text{ млн. тг. .}$$

Берілген жобаға инвестицияны есептеу.

$$I_{\text{о}} = 193,49 + 8,64 = 202,13 \text{ млн. тг. .}$$

3.3 Қосалқы стансаның жетілдіруіне салынатын инвестициялардың экономикалық және қаржылық тиімділігі

№62 ҚС-ң кеңею мерзімі құрылыс нормаларына сәйкес 8 ай деп алынады. ҚС электр энергияны жеткізу бағдарламасы 3.5-кестеде көрсетілген.

3.5 –кесте - ҚС электр энергияны жеткізу бағдарламасы

Көрсеткіштер	Құрылыс және орнату			
	1	2	...	25
Жүктеменің өсу коэффициенті, %		100	...	100
Энергияның торапқа енуі, млн. кВт-сағ		401,64	...	401,64
Энергия шығындары, млн. кВт-сағ		9,83	...	9,83

Есеп беру кезеңінің бесінші жылында ЖК-нің жалпы энергетикалық қарқыны 401,64 млн грн құрады. кВтсағ / жыл Шығындар 9,83 млн грн бағаланады. кВт / сағ, бұл 2,5% құрайды. 3.2. Ұйымдық жоспар

Жобаланатын энергетикалық қондырғыны өндірістік басқарудың ұйымдастырушылық құрылымы семинар ретінде қабылданады.

Қосалқы станцияда жоғары жылдамдықты автоматтандырылған жабдықтар орнатылады. Бұл электрмен жабдықтау сенімділігінің жоғары деңгейін қамтамасыз етеді.

Жабдықтарды, фитингтер мен фитингтерді жөндеуді қосалқы станцияның қызметкерлері жүзеге асырады. Күрделі жөндеу жұмыстары мамандандырылған жөндеу мекемелерінің көмегімен жүзеге асырылады.

Энергетикалық нысандарды салу және монтаждау әлеуетті инвесторлардың қарыздық капиталын тарту және ұйымның меншікті қаражатын

тарту арқылы жүреді.

Кредиттік сыйақы төлемі схемасы бірінші жарнаның жылдық 15% құрайды.

Орнату алаңындағы экологиялық жағдай санитарлық нормалар шегінде орналасқан.

3.4 Жоба үстіндегі ҚС-ң техника экономикалық көрсеткіштері

ҚС-ң кеңеюіне кеткен инвестициялар мен шығындар жоғарыда есептелген. Барлық көрсеткіштер 3.6-кестеде келтірілген.

3.6 – кесте - Жоба үстіндегі ҚС-ң техника-экономикалық көрсеткіштері

ҚС-ға кеткен инвестиция, млн. тг.	Амортизация	Шығындар, млн. кВтсағ
193,49	13,34	9,83

РЭК сатып алатын электр энергияның стансадан шығару құнын ($T = 1,23 \frac{\text{тг}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}$) және тарату құнын ($T = 1,58 \frac{\text{тг}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}$) ескере отыrsaқ, РЭК-ң ҚС-ны орнатумен байланысты шығындары келесіні құрайды:

$$S = 2,81 \frac{\text{тг}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}$$

Сонда 14% рентабельділікті ескерсек электр энергия тарифі мынаны құрайды

$$T = S \cdot R, \quad (3.10)$$

$$T = 2,81 \cdot 1,14 = 3,20 \frac{\text{тг}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}},$$

Және де жобаның қайтарып алу мерзімін төмендету мақсатында түзету коэффициенті ΔT енгізіледі.

$$\Delta T_{\text{инв}} = \frac{I_0^{\text{ПС}}}{t_{\text{PI}} \cdot W_{\text{ПОЛЕЗ}}}, \quad (3.11)$$

$$\Delta T_{\text{инв}} = \frac{202,13}{4 \cdot 401,64} = 0,13 \frac{\text{тг}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}},$$

Тариф мынадай болады: $T_B = 3,20 + 0,13 = 3,32 \text{ тг/кВтч.}$

Шығару көлемі. Шығару көлемі (таратылған электроэнергия құны) жобада өзгермейтін болып қалады және былай анықталады

$$C = T \cdot W, \quad (3.12)$$

мұндағы $T=3,79 \text{ тг/кВтсағ}$ – электроэнергия бағасы,

W – шығарылатын электроэнергия көлемі, млн. кВтсағ.

4 Электр қауіпсіздік бөлімі

4.1 Диплом жобасының «қауіпсіздік және еңбек қорғау» бөлімінің ұсынылатын мазмұны

Атырау Майлы» АҚ-ның дипломдық жобасы 110/35/10 кВ қосалқы станция болып табылады, ол ағындық станция болып табылады. Станцияда АТТТСТН-125000/110/35 екі автотрансформатор бар. 10 / 0,4 кВ трансформатор өзі. 110 және 35 кВ ашық түрдегі трансформаторлар, 10 кВ жабық тип. Қосалқы станцияның аумағы - 3600 м².

Кәсіпорын аумағын жоспарлау және жоспарлау, санитарлық қорғау аймағы

Санитарлық нормаларға сәйкес жұмыс орнында рұқсат етілмеген қауіпті және зиянды өндірістік факторлардың шоғырлануының ұтымды деңгейі және басқа да параметрлері ГОСТ 12.1.001, МЕМСТ 12.1.003, МЕМСТ 12.1.005, ГОСТ 30852.2, ГОСТ 30852.5, МСН 2.04-03, МЭТ 30852.11 , 30852.19 орындары, ҚР ҚС 4.02-42, 3.02-09 ҚР ҚНжЕ және ҚР ҚНжЕ 1.03-05.

Кәсіпорындар мен ең жақын үй шаруашылықтары, мәдениет және денсаулық сақтау объектілері арасындағы қашықтық санитарлық қорғау аймақтары деп аталады.

Техникалық құрылғыларды пайдалану және пайдалану

Осы электр станцияларының және желілерінің техникалық пайдалану ережелері (бұдан әрі - Ереже) «Электр энергетикасы туралы» Қазақстан Республикасының 2004 жылғы 9 шілдедегі Заңының 4-бабының 8 тармақшасына сәйкес әзірленді және электр станциялары мен желілердің техникалық пайдалану тәртібін анықтайды.

Электр станцияларындағы ғимараттардың, құрылыстар мен жабдықтардың шөгуінің бақылауы ұйымдастырылған:

пайдаланудың бірінші жылы - 3 есе, екінші жылы - 2 есе, одан кейін - жылына бір рет - құрылыстың тұншығуына дейін - тұрақтандырудан кейін (жылына 1 мм немесе одан кем) - кемінде 5 жылда бір рет.

4.2 Электр қауіпсіздігі

Электр қауіпсіздігі стандарттары ГОСТ 12.1.038-88 стандарттарымен реттеледі.

Электр қауіпсіздігі немесе электр қорғау шаралары:

- 1) қауіпсіз өткізгіш бөліктерді орналастырыңыз;
- 2) оқшауды бақылау (ашық кеңістіктің болмауы);
- 3) қорғаныс жерге тұйықтауышы;
- 4) қорғағыш бейтарап сым;
- 5) автоматты ажыратқыш

4.3 Жобаланған нысанның қоршаған ортаға кері әсері мәселелері

Компания жылына бір рет шығарындыларға рұқсат алады. Шектен асып кеткен жағдайда айыппұл салынады. Қорлар барлық эмитенттер үшін бюджетке түседі. Егер лимит шекті мәннен асып кетсе, онда ол он есе төленеді. Мәселе көлемін нақтылау үшін нақты жобалар жүзеге асырылуда. Қалдықтарды, өндірістік қалдықтарды жояды. Барлық нөмірлер FPC белгілеген мәннен аспауы тиіс.

Электр өрісінің жағымсыз әсері 750 кВ және одан жоғары желілерде орналасқан. EMF шектелген мәнінің өткізгіштерінде жер деңгейінен 1,8 м жоғары кернеу қалыпқа келтірілген. Елді мекендерде - 15 кВ / м, жету қиын жерлерде - 40 кВ / м, тұрғын үй кварталдарында - 5 кВ / м, тұрғын аудандарда - 10 кВ / м, номиналды режимде өткізгіштердің кіріс фазасынан ең аз қашықтық қалыпқа келтірілген.

ҚОРЫТЫНДЫ

Дипломдық жұмыста қосалқы станцияның сұлбасының қысқа тұйықталу токтары есептеліп, соның негізінде бүгінгі күнге сай жоғары вольтты аппараттар, өлшеуіш трансформаторлар мен кернеу шектегіштер таңдалған. Сонымен бірге жұмыста қосалқы станцияға жалғанған 220 кВ кернеудегі әуе және кабелдік желілері есептеліп таңдалған.

Жұмыстың арнайы бөлімінде жоғары кернеудегі желілердің дифференциал фазалық қорғанысы есептеліп, принципіалдық сұлбасы жан-жақтан қарастырылған.

Еңбек қорғау бөлімінде зиянды және қауіпті факторлар анықталып, ғимаратты жасанды жарықтандыруға есептеулер жүргізілді, электр- өрт қауіпсіздік мәселелері қарастырылып, қажетті іс-шаралар мен есептеулер берілген. Есептеулердің нәтижелері нормаланған мәндерден аспайды, яғни шарттар орындалады.

Экономикалық бөлімде берілген тапсырмаларға сәйкес электр энергия сұранысының өзгеруіне байланысты шығынды болжау және талдау, аймақтық электр желілері компаниялардың желілеріне электр энергиясын тасымалдау мен тарату қызметтерінің тариф деңгейлерінің есебі, құру және есептеу жүргізілді.

ПАЙДАЛАНЫЛҒАН ӘДЕБИЕТТЕР ТІЗІМІ

- 1 Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть ЭС и ПС: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Уч.пос. для вузов. 4 – е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608с.
- 2 Справочник по проектированию электрических сетей и электрооборудования /Под ред.Ю.Г.Барыбина и др. – М.Энергоатомиздат, 1991.
- 3 Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техникумов. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648с
- 4 Справочник по электроснабжению и электрооборудованию: В2. Т1. Электроснабжение / Под общ. ред. А.А. Федорова. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 568с.
- 5 Басс Э.И., Дорогунцев В.Г. Релейная защита электроэнергетических систем./ Под ред. А.Ф. Дьякова.- М. :Изд. МЭИ, 2002.- 295 с.
- 6 Шабад М.А. Расчеты РЗ и А распределительных сетей: Монография.- СПб.: ПЭИПК,2003г.- 350с.
- 7 Дьяков А.Ф., Платонов В.В. Основы проектирования релейной защиты электроэнергетических систем: Учебное пособие. – М.: Изд. МЭИ 2000. – 248с.
- 8 Князевский Б.А., Липкин Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий: Учебник. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Высшая школа, 1979. – 431с.
- 9 Авербух А.М. Релейная защита в задачах с решениями и примерами. Л.: «Энергия», 1975. 416с.
- 10 Руководящие указания по РЗ.Вып. 12. Токовая защ. нулевой последовательности от замыканий на землю линий 110 – 500 кВ. Расчеты. – М.: Энергия, 1980. – 88с.
- 11 Шабад М.А. Расчеты РЗ и автоматики расп-ых сетей – 3-е изд., перераб. и доп. – Л.: Энергоатомиздат, 1985. – 296с.
- 12 Правила устройства электроустановок.- Министерство энергетики и минеральных ресурсов Республики Казахстан. – Астана: 2003.
- 13 Чернобровов Н.В., Семенов В.А. РЗ энергетических систем: Уч.пос. для техникумов.В. 2-х частях. М.: Энергоатомиздат, 1998.
- 14 Беркович М.А., Гладышев В.А., Семенов В.А. Автоматика энергосистем: Уч. для техн. М.: «Энергия», 1980. – 224с.
- 15 Беркович М.А., Комаров А.Н., Семенов В.А. Основы автоматики энергосистем. М.: «Энергиздат», 1981. – 432с.
- 16 Дроздов А.Д., Засипкин А.А., Аллилуев А.А., Савин М.М. Автоматизация энергетических систем. Учеб. пособие. М.: «Энергия», 1977. – 440с.
- 17 ПС 220/110/10 кВ Кенсай с ЛЭП 220 кВ ПС Ерменсай – ПС Кенсай – АТЭЦ-3. Проект ЛЭП 220 кВ ПС Ерменсай – ПС Кенсай – АТЭЦ-3. № 3862-01-т.3. Алматы. АО КазНИПИИТЭС "ЭНЕРГИЯ". 2008г.