

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ БІЛІМ ЖӘНЕ ҒЫЛЫМ МИНИСТРЛІГІ

Коммерциялық емес акционерлік қоғамы
АЛМАТЫ ЭНЕРГЕТИКА ЖӘНЕ БАЙЛАНЫС УНИВЕРСИТЕТИ

Өндірістік кәсіпорындарды электрмен жабдықтау кафедрасы

«Қорғауға жіберілді»

Кафедра меңгерушісі

доцент, т.ғ.к. Бакенов К.А.

(аты-жөні, ғылыми дәрежесі, атағы)

« _____ » 2014 ж.

(қолы)

ДИПЛОМДЫҚ ЖОБА

Тақырыбы: 110/35/10 кВ 2x63 МВА №6 қосалқы станцияның релейлік қорғағысы және электрэнергияның коммерциялық елібінің автоматизациясы туралы

5B071800 – Электр энергетикасы мамандығы бойынша

Орындаған Жаппаров Әбдіұлан Қурманұлы РЗк-10-01
(аты - жөні) (тобы)

Жетекші Аманжол Аманжолұлы
(аты-жөні, ғылыми дәрежесі, атағы)

Кеңесшілер :

Экономикалық бөлім бойынша:
Аға оқытушы Турсунбаева С.К.
(ғылыми дәрежесі, атағы, аты-жөні)
ТК «30» 04 20 14 ж.
(қолы)

Өмір тіршілігі қауіпсіздігі бойынша:
доцент Әбдімұратов Аубакыш Сейітмәліұлы
(ғылыми дәрежесі, атағы, аты-жөні)
Аманжол «13» мамыр 20 14 ж.
(қолы)

Есептеу техникасын қолдану бойынша :
аға оқытушы Аманжол Аманжолұлы
(ғылыми дәрежесі, атағы, аты-жөні)
Аманжол «30» мамыр 20 14 ж.
(қолы)

(ғылыми дәрежесі, атағы, аты-жөні)
« _____ » 20 _____ ж.
(қолы)

Мөлшер бақылаушы:
Аға оқытушы Аманжол Аманжолұлы Н.Н.
(ғылыми дәрежесі, атағы, аты-жөні)
«30» мамыр 20 14 ж.
(қолы)

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

Алматы 2014

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ БІЛІМ ЖӘНЕ ҒЫЛЫМ МИНИСТРЛІГІ

Коммерциялық емес акционерлік қоғамы
АЛМАТЫ ЭНЕРГЕТИКА ЖӘНЕ БАЙЛАНЫС УНИВЕРСИТЕТИ

Электр энергетикасы факультеті
5B071800 – Электр энергетикасы мамандығы
Өндірістік кәсіпорындарды электрмен жабдықтау кафедрасы

жобаны орындауға берілген

ТАПСЫРМА

Студент Жадыпаров Аржаулан Нұржанұлы
(аты - жөні)

Жоба тақырыбы 110/35/10 кВ 2x63 АВА яғб қосағына
стансалық режимді қарастыру
ректордың «24» қыркүйек № 115 бұйрығы бойынша бекітілген.

Аяқталған жұмысты тапсыру мерзімі: «30» мамыр 20 ж.

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

Қосалға стансалық үш саралық 110/35/10 кВ трансформаторлы
яғб 2x63 АВА яғб қосағына қосағына 6 тмш
орналысқан қосалға стансалық 4 тмш, 10 кВ жадысқа
10 фидер жабдықтау. Трансформаторлар саны өкеш

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

1. 110/35/10 кВ қосалға стансалық электрлік бөлімін талдау
2. Қосалға стансалық трансформаторлардың режимді қарастыру
3. Трансформаторлардың жүзделісін қарастыру
4. Трансформаторлардың жүзделісін қарастыру
5. Жемі қарастыру
6. Аяқалға бөлімін. ЭКЕАМ
7. Жүзделісін қарастыру бөлімін
8. Жемі қарастыру бөлімін

диплом жобасын дайындау

КЕСТЕСІ

№ р/с	Тарау аттары, әзірленетін сұрақтардың тізімі	Жетекшіге ұсыну мерзімдері	Ескерту
1	110/35/10 кВ қосалқы станса-ның электрлік бөлігін таспау және электр қалдықтарын таспау	5.04.14 - 20.05.14	
2	Стансадағы трансформатордың дифференциалдық қорғаныстық таспау және трансформатордың ауақ қорғаныстық таспау	5.04.14 - 20.05.14	
3	Трансформатордың қорғаныстық қорғаныстық және мақаласына қорғаныстық таспау	5.04.14 - 20.05.14	
4	Трансформатордың сағат қорғаныстық таспау	5.04.14 - 20.05.14	
5	Жаңа қорғаныстық және дистанциялық қорғаныстық таспау	5.04.14 - 20.05.14	
6	Арнайы бөлімге автоматтардың таспау	5.04.14 - 20.05.14	
7	Тіршілік қауіпсіздігіне қосалқы стансадағы қорғаныстық сипаттау	5.04.14 - 20.05.14	
8	Жоғалысқа бөлімге қосалқы стансадағы құрал-жабдықтардың қорғаныстық қорғаныстық	5.04.14 - 20.05.14	

Тапсырманың берілген уақыты «01» қазан 2014 ж.

Кафедра меңгерушісі

(Бакенов К.А.)

(қолы)

(аты-жөні, ғылыми дәрежесі, атағы)

Жоба жетекшісі

(қолы)

(аты-жөні, ғылыми дәрежесі, атағы)

Орындалатын тапсырманы қабылдаған студент

(қолы)

(аты-жөні)

Аңдатпа

Бұл дипломдық жобада “110/35/10 кВ 2х63 МВА қосалқы стансаның релелік қорғанысы және РЭС-тің электрэнергияның есебі мен бақылаудың автоматтандырылған системасын жасау”. Осы жобада қосалқы стансаның принципіалдық сұлбасы, күштік қондырғылар және жалғаулық аппараттар таңдалынған, қосалқы стансаның элементтеріне релелік қорғаныс қойылымдары есептелінген.

Өмір тіршілік қауіпсіздігі бөлімінде электр зарядының адамға әсерін және одан қорғану шараларын қарастырдым, шудың деңгейін есептедім.

Дипломдық жобаның экономикалық бөлімінде қосалқы стансаның жалпы шығындары есептелінген және оны салғандағы әкелетін пайданы таптым.

Аннотация

Дипломный проект выполнен на тему “Релейная защита подстанции 110/35/10 кВ 2х63 МВА и сделать автоматическую систему контроля и учета электроэнергии РЭСа”. В проекте произведен выбор принципиальной схемы подстанции, силового оборудования и коммутационной аппаратуры, произведен расчет уставки элементов релейной защиты подстанции.

В разделе безопасности жизнедеятельности были рассчитаны и приведены меры безопасности от электрического заряда и уровень шума.

В экономической части рассчитана дипломного проекта технико-экономическая целесообразность строительство подстанции и возможная прибыль.

Annotation

The degree project is executed on the subject “Relay Protection of Substation of 110/35/10 kV 2x63 MVA and to make the automatic monitoring system and the accounting of the electric power of RES”. In the project the choice of the schematic diagram of substation, the power equipment and the switching equipment is made, settled an invoice a setting of elements of relay protection of substation.

Security measures were calculated and given in the section of health and safety from an electric charge and noise level.

In economic part technical and economic expediency construction of substation and possible profit is calculated the degree project.

Мазмұны

Кіріспе	7
1 110/35/10 кВ қосалқы стансаның электрлік бөлігін жасау	8
1.1 Стансаның бас электрлік сұлбасы	8
1.2 Жүйе элементтерінің кедергілерін анықтау	9
1.3 Қысқа тұйықталу тоқтары	12
1.4 Жабдықтар мен коммутациялық аппараттарды таңдау	13
1.4.1 Ажыратқыштарды таңдау	13
1.4.2 Жоғарғы кернеуге айырғышты таңдау	31
1.4.3 Асқын кернеуді шектеушілерді таңдау	32
1.4.4 Тоқ трансформаторларын таңдау	32
1.4.5 Кернеу трансформаторларын таңдау	37
1.4.6 Шиналарды таңдау	39
2 Қосалқы станциядағы трансформатордың релелік қорғанысы	42
2.1 Негізгі жағдайы	42
2.2 Трансформатордың дифференциалды тоқты «АВВ» фирмасыны. RET	42
670 типтегі сандық релелік терминалымен қорғау	42
2.3 Трансформатордың дифференциалды қорғанысының есептелуі	48
2.4 АВВ фирмасы RET 670 типінің параметрленуі	49
3 Трансформатордың резервті қорғанысы	50
3.1 REF 615 қорғанысы	50
3.2 Максималды тоқ үзіндісі (МТҮ)	50
3.3 Максимал тоқ қорғанысыны (МТҚ)	51
3.4 Асқын жүктемеден қорғау	52
3.5 АВВ фирмасы REF 615 типінің параметрленуі	53
4 Трансформаторлардың газдық қорғанысы	54
5 Желі қорғанысы	59
5.1 Желінің қорғанысы	59
5.2 110 кВ желі қорғанысы	59
5.3 Дистанциалық қорғаныс	59
5.4 АВВ фирмасы REL 670 типінің параметрленуі	68
5.5 Төрт сатылы нөл реттік тоқ қорғанысын (НРТҚ) есептеу	68
5.6 АВВ фирмасы REL 670 типінің параметрленуі	76
6 Арнайы бөлім	77
6.1 Электроэнергияның коммерциялық есебінің автоматталған жүйесі (ЭКЕАЖ)	77
7 Тіршілік қауіпсіздік бөлімі	86
8 Экономикалық бөлім	93
Қорытынды	103
Әдебиеттер тізімі	104
Қосымша А	106

Кіріспе

Қазақстан Республикасының Президенті Н.Ә.Назарбаев өз жолдауында былай деген: “ Біз энергетиканың дәстүрлі түрлерін дамытатын боламыз. Жылу-электр стансаларынан шығатын қалдықтарды тазарту жөніндегі ізденістер мен жаңалықтарға, өндіріс пен тұрмыста жаңа технологиялар арқылы жаппай электр қуатын барлық жерде үнемдеуге қолдау көрсету қажет. Таяуда Еуроодақтың ірі компанияларының алғашқы ондығы Еуроодақтың әйгілі жасыл экономика тұжырымдамасы негізінде қабылданған энергетикалық стратегиясына қарсылығын жариялады. Еуроодақ оны жүзеге асырған төрт жылда 51 гигаватт энергия қуатын жоғалтты. Жасыл экономика бағдарламасымен жұмыс жүргізе отырып, біз осы қателікті ескеруіміз керек.”

Осы жолдаудан ескеретіміз энергетика болашағы қарқынды дамиды соның салдарынан мен осы дипломдық жұмысты орындау барысында энергетика мамандығын меңгеруге тырысам.

Энергия жүйесінің электрлік бөлігінде электр стансасы, қосалқы станса және электр жеткізу желілерінің электр жабдықтарының зақымдануы мен қалыпсыз жұмыс режимі орын алуы мүмкін.

Зақымдану деп айтарлықтай апаттық токтың пайда болып, ЭС, ҚС шиналарында кернеудің терең түсуін айтуға болады. Бұл ток үлкен көлемде жылу бөліп, өзі жүрген жердегі электр жабдықтарын қиратады.

Зақымдалу орнында қирауды барынша азайтып, жүйенің зақымдалмаған бөлігін қалпында сақтап қалу үшін сол орынды тез анықтап, зақымдалмаған жүйе бөлігінен бөліп алу қажет.

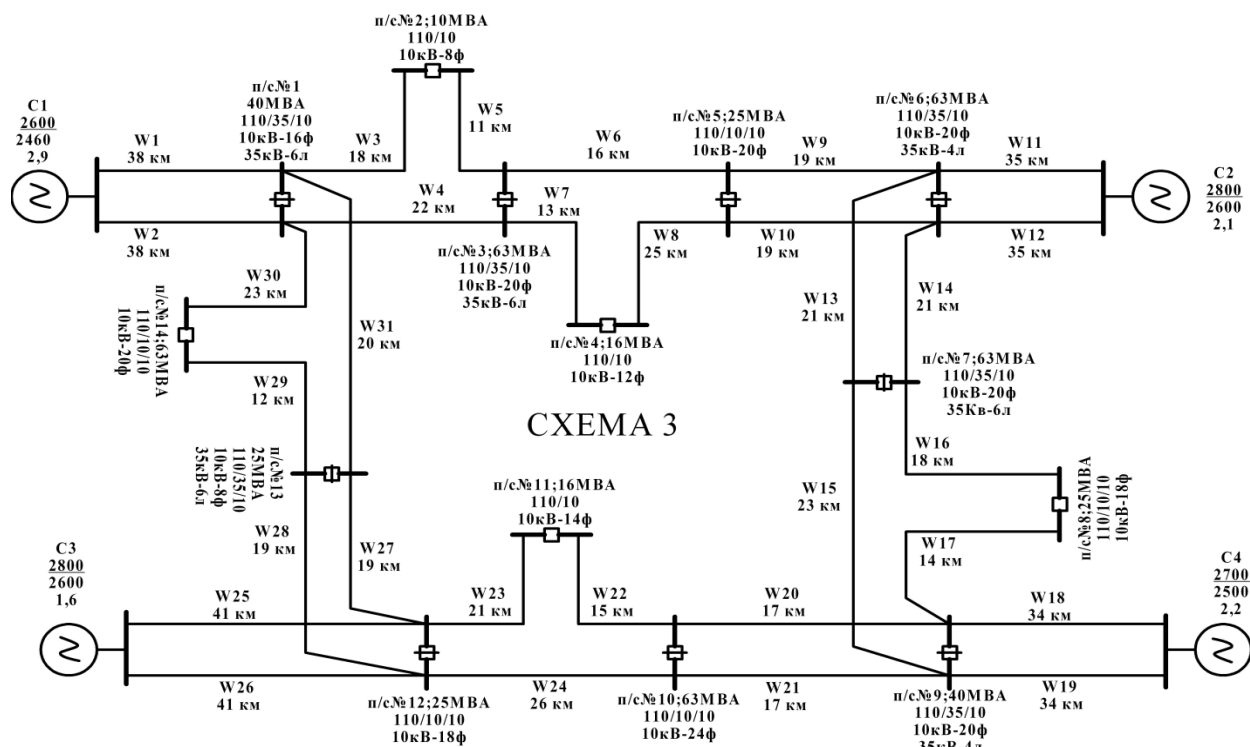
Оны орындайтын релелік қорғаныс болып табылады. Ол энергожүйенің барлық элементтерінің қалпын үздіксіз бақылап, пайда болған зақымдану мен қалыпсыз режимдерге жылдам әрекет етіп отырады.

Бұл дипломдық жұмыста «110/35/10 кВ 2х63 МВА қосалқы стансаның релелік қорғанысы » қарастырылған. Қосалқы стансада орнатылатын негізгі электр жабдықтары: ажыратқыштар, айырғыштар, асқын кернеуді шектеуіштер, тоқ және кернеу трансформаторлары, шиналар таңдалды. Сонымен қатар қосалқы стансаға қазіргі заман талаптарына сай Siemens, Mitsubishi Electric, АBB секілді фирмаларың жабдықтарын таңдап, соның негізінде релелік қорғаныс есептеулерін келтірілді.

Сондай-ақ ұсынылып отырған бітіру жұмысында электр стансасының құрылғылар мен жабдықтарын таңдап, олардың тиімділігін, сенімділігін қарастыратын боламыз. Ал арнайы бөлімде РЭС-тің электр энергияның коммерциялық есебінің автоматтандырылған жүйесі қарастырылады. Бұдан басқа экономикалық, өміртіршілік қауіпсіздігі сияқты бөлімдерден тұратын бұл бітіру жұмысы міндетті талаптарға сай.

1 110/35/10 кВ қосалқы стансасының электрлік бөлігін жасау

1.1 Бастапқы берілгендері



Сурет 1.1 – Стансаның бас электрлік сұлбасы

Бітіру жұмысына бастапқы берілгендері:

С-1 қорек жүйесі:

$$S_{кз\ max} = 2600\ \text{МВА}; S_{кз\ min} = 2460\ \text{МВА}; U_{\phi} = 115\ \text{кВ}.$$

С-2 қорек жүйесі:

$$S_{кз\ max} = 2800\ \text{МВА}; S_{кз\ min} = 2600\ \text{МВА}.$$

С-3 қорек жүйесі:

$$S_{кз\ max} = 2800\ \text{МВА}; S_{кз\ min} = 2600\ \text{МВА}.$$

С-4 қорек жүйесі:

$$S_{кз\ min} = 2700\ \text{МВА}; S_{кз\ min} = 2500\ \text{МВА}.$$

Трансформаторлардың параметрлері:

Үш орамды трансформатор (қосалқы станса №6, №3, №4) (Т1, Т2): ТДТН - 63/110/35/10. Параметрлері 1.1 кестеде көрсетілген. [Ә10, 295 б.]

1.1 кесте– Трансформатор параметрлері

$U_{ВН},\ \text{кВ}$			$U_{СН},\ \text{кВ}$			$U_{НН},\ \text{кВ}$		
115			38,5			11		
$U_{кВН-НН}$			$U_{кСН-НН}$			$U_{кВН-СН}$		
Мин	ор	макс	мин	ор	макс	мин	ор	макс
17,14	17,5	19,2	-	7	-	10,1	10,5	10,9

Үш орамды трансформатор (қосалқы станса №9) : ТДТН - 40/110/35/10. Параметрлері 1.12 кестеде көрсетілген. [Ә10, 295 б.]

1.2 кесте – Трансформатор параметрлері

U _{ВН} , кВ		115		U _{СН} , кВ		38,5		U _{НН} , кВ		11	
ВН-НН			СН-НН			ВН-СН					
Мин	ор	макс	мин	ор	макс	мин	ор	макс			
17,04	17,5	19,29	-	6,5	-	9,52	10,5	11,56			

Трансформатор (қосалқы станса №5): ТРДН- 25/110/10/10. Параметрлері 1.3 кестеде көрсетілген. [Ә10, 293 б.]

1.3 кесте – Трансформатор параметрлері

U _{ВН} , кВ		115		U _{СН} , кВ		38,5		U _{НН} , кВ		11	
U _{кмин} , %		8,7		U _{корт} , %		10,5		U _{кмакс} , %		11,72	

Желі параметрлері 1.4 кестеде көрсетілген.

1.2 Жүйе элементтерінің кедергілерін анықтау

Желілердің кедергілері X_л, Ом келесі формуламен анықталады:

$$X_{л} = x_{менш} \cdot L \cdot \frac{U_{б}^2}{U_{орт}^2}, \quad (1.1)$$

мұндағы x_{менш} – желінің меншікті кедергісі, ол 0,4 Ом/км тең;

L – желінің ұзындығы, км;

U_б – базистік кернеу, кВ;

U_{орт} – орташа кернеу, кВ.

1.3 кесте – Желі параметрлері мен кедергілері

№ КЖ	КЖ ұзындығы, км	Худ, Ом/км	Желі кедергісі, Ом
1	2	3	4
1	38	0,4	15,2
2	38	0,4	15,2
3	18	0,4	7,2
4	22	0,4	8,8

1.3 кестенің жалғасы

1	2	3	4
5	11	0,4	4,4
6	16	0,4	6,4
7	13	0,4	5,2
8	25	0,4	10
9	19	0,4	7,6
10	19	0,4	7,6
11	35	0,4	14
12	35	0,4	14
13	21	0,4	8,4
14	21	0,4	8,4
15	23	0,4	9,2
16	18	0,4	7,2
17	14	0,4	5,6
18	34	0,4	13,6
19	34	0,4	13,6
20	17	0,4	6,8
21	17	0,4	6,8
22	15	0,4	6
23	21	0,4	8,4
24	26	0,4	10,4
25	41	0,4	16,4
26	41	0,4	16,4
27	19	0,4	7,6
28	19	0,4	7,6
29	12	0,4	4,8
30	23	0,4	9,2
31	20	0,4	8

Екі орамды трансформатордың кедергісі $X_{тр}$, Ом келесі формуламен анықталады:

$$X_{тр} = \frac{U_{k\%}}{100} \cdot \frac{U_{opt}^2}{S_{ном тр}}; \quad (1.2)$$

$$X_{трВН} = \frac{1,75 \cdot U_{k\%}}{100} \cdot \frac{U_{opt}^2}{S_{ном тр}}; \quad (1.3)$$

$$X_{mpHH} = \frac{0,125 \cdot U_{k\%}}{100} \cdot \frac{U_{орм}^2}{S_{ном\ mp}}, \quad (1.4)$$

мұндағы $U_{k\%}$ - трансформатор орамдарының қ.т. кернеуі, %.

Үш орамды трансформатордың $X_{тр}$, Ом кедергісі келесі формуламен анықталады:

$$X_{mp}^B = \frac{0,5 \cdot (U_{k\%}^{BC} + U_{k\%}^{BH} - U_{k\%}^{CH})}{100} \cdot \frac{U_{cp}^2}{S_{ном\ mp}}; \quad (1.5)$$

$$X_{mp}^C = \frac{0,5 \cdot (U_{k\%}^{BC} + U_{k\%}^{CH} - U_{k\%}^{BH})}{100} \cdot \frac{U_{cp}^2}{S_{ном\ mp}}; \quad (1.6)$$

$$X_{mp}^A = \frac{0,5 \cdot (U_{k\%}^{BH} + U_{k\%}^{CH} - U_{k\%}^{BC})}{100} \cdot \frac{U_{cp}^2}{S_{ном\ mp}}. \quad (1.7)$$

Есептеу нәтижелері 1.4-ші және 1.5-ші кестелерде көрсетілген.

1.4 кесте – Максимал және минимал режимдегі үш орамды трансформатордың кедергісі

қс №	Типі	$X_{вмакс}$	$X_{смакс}$	$X_{нмакс}$	$X_{вмин}$	$X_{смин}$	$X_{нмин}$
6	ТДТН- 63/110/35/10	31,59	0	8,71	28,59	0	7,41
3	ТДТН- 63/110/35/10	31,59	0	8,71	28,59	0	7,41
7	ТДТН- 63/110/35/10	31,59	0	8,71	28,59	0	7,41
9	ТДТН- 40/110/35/10	40,25	0	23,52	33,16	0	23,17

1.5 кесте – Екі орамды трансформаторларлар кедергілері

қс №	Типі	$X_{тмакс}$, Ом	$X_{тмин}$, Ом
2	ТДН–10000/110/10	163,46	115,05
5	ТРДН-25000/110/10/10	112,36	94,345
10	ТРДЦН-63000/110/10/10	45,27	41,24

Жүйе кедергілері X_c , Ом келесідей анықталады:

$$X_{ж\ max} = \frac{U_{орм}^2}{S_{кт\ max}}; \quad (1.8)$$

$$E_{жс} = \frac{U_б}{\sqrt{3}}; \quad (1.9)$$

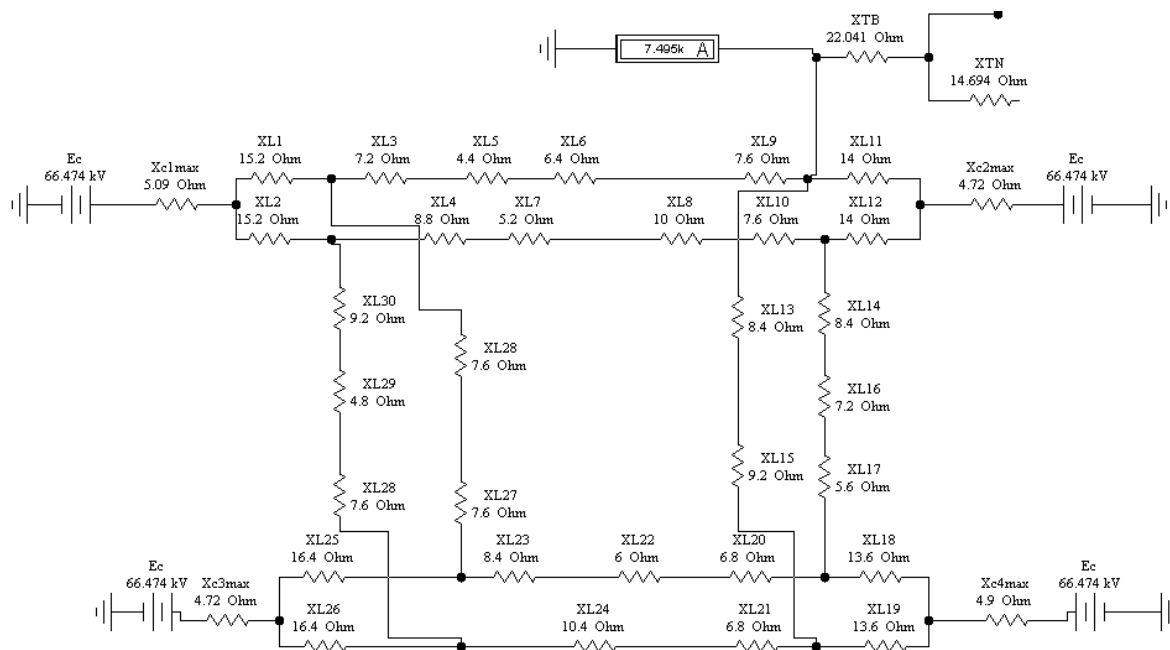
$$E_{гжс} = \frac{E_{*(НОМ)} U_б}{\sqrt{3}}. \quad (1.10)$$

1.6 кесте – Максимал және минимал режимдегі жүйе кедергілері мен фазалық кернеуліктері

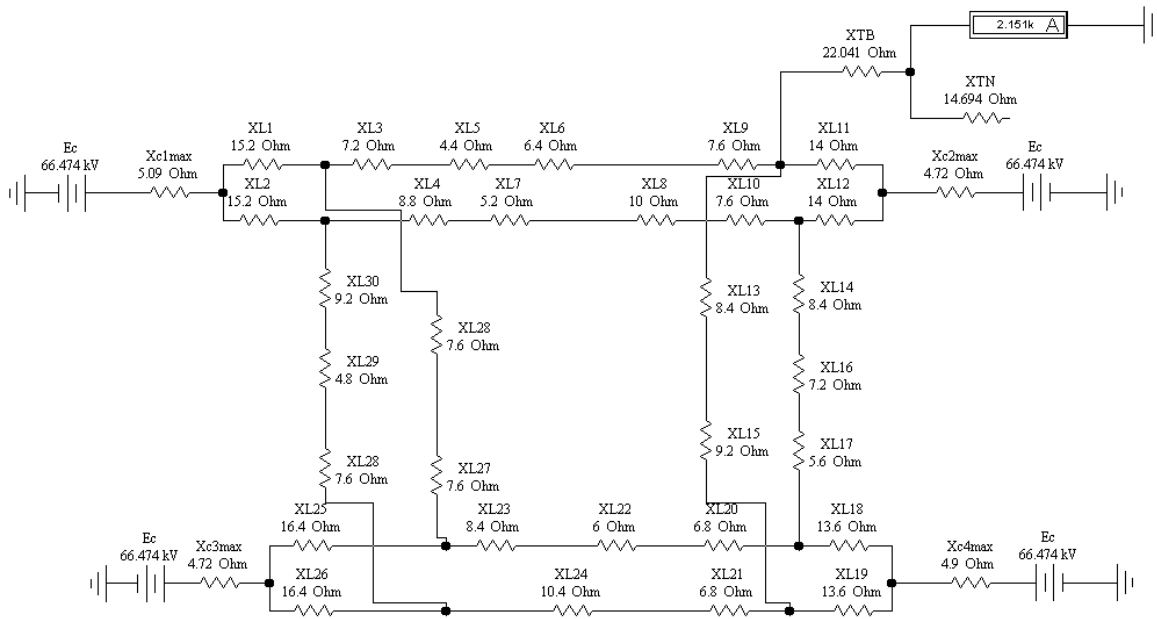
Жүйе №	U _{орт} = U _б , кВ	S _{кТmax} , МВА	S _{кТmin} , МВА	E _{жс} , кВ	X _{жmax} , Ом	X _{жmin} , Ом
1	115	2600	2460	66,474	5,09	5,37
2	115	2800	2600	66,474	4,72	5,09
3	115	2800	2600	66,474	4,72	5,09
4	115	2700	2500	66,474	4,9	5,29

1.3 Қысқы тұйықталу тоқтары

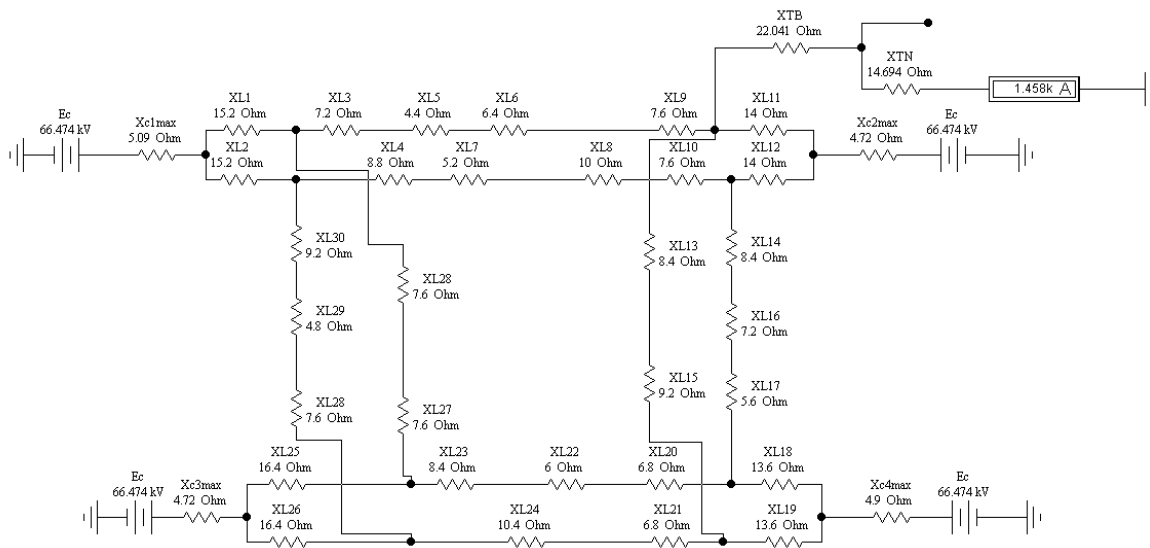
ҚТ тоқтарын есептеу үшін орынбасу сұлбасын құрастырамыз және "ELECTRONICS WORKBENCH" бағдарламасының көмегімен тоқтарды анықтаймыз.



Сурет 1.2 – Электр сұлбаның орташа режиміндегі 110кВ-тағы ҚТ тоғы



Сурет 1.3 – Электр сұлбаның орташа режиміндегі 35кВ-тағы ҚТ тоғы



Сурет 1.4 – Электр сұлбаның орташа режиміндегі 10кВ-тағы ҚТ тоғы

№1 трансформатордың №2 трансформатор арасында қысқа тұйықталу айырмашылығы көп емес. Сондықтан ол жағдайды есептеуді қажет етпейді.

1.4 Жабдықтар мен коммутациялық аппараттарды таңдау

1.4.1 Ажыратқыштарды таңдау шарттары

$$U_{ном} \geq U_{сети.ном}; \quad (1.11)$$

$$I_{ном} \geq I_{ном.расч}; \quad (1.12)$$

$$k_n \cdot I_{ном} \geq I_{прод.расч} = I_{раб.нб}, \quad (1.13)$$

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

Осыдан кейін ажыратқыштың өшіру қабілеті мына шарт бойынша тексеріледі.

$$I_{вкл} \geq I_{П.О}; \quad (1.14)$$

$$i_{вкл} \geq i_{уд} = k_{уд} \cdot I_{П.О} \cdot \sqrt{2}, \quad (1.15)$$

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

$i_{вкл}$ – номинал қосылу тоғының ең шыңы.

Содан соң өшірілудің симметриялық тоғы тексеріледі:

$$I_{откл.ном} \geq I_{П.т}, \quad (1.16)$$

мұндағы $I_{откл.ном}$ – ажыратқыштың номинал сөндіру тоғы;

$I_{П.т}$ – ҚТ тоғының периодты құраушысы, (ҚТ-ң бастапқы кезінде ажыратқыш түйіспелерінің тарау тоғы).

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

$$i_{а.ном} \geq i_{а.т}; \quad (1.17)$$

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot I_{откл.ном} \cdot \frac{\beta_{ном}}{100}, \quad (1.18)$$

мұндағы $i_{a.ном}$ – ажыратылудың апериодты құраушы тоғының номинал мәні;

$\beta_{ном}$ – ажыратылу тоғындағы апериодты құраушының нормаланған пайыздық бөлігі;

$i_{a.т}$ - ҚТ тоғының апериодты құраушысы (ҚТ-ң бастапқы кезінде ажыратқыш доғасөндіргіш түйіспелерінің тарау тоғы).

Егер $I_{откл.ном} \geq I_{П.т}$, ал $i_{a.ном} < i_{a.т}$ болса, онда толық токтардың шартты мәндерін салыстыру керек.

$$\sqrt{2} \cdot I_{откл.ном} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{ном}}{100}\right) \geq \sqrt{2} \cdot I_{П.т} + i_{a.т}. \quad (1.19)$$

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

$$\tau = t_{CB} + t_{3min}; \quad (1.20)$$

$$t_{откл} = t_{рз} + t_{с.в.отк}. \quad (1.21)$$

Ажыратқыштың электродинамикалық тұрақтылығы ҚТ-ң шектік өтпе тоғымен тексеріледі:

$$I_{пр.скв} \geq I_{П.0}; \quad (1.22)$$

$$i_{пр.скв} \geq i_{уд}, \quad (1.23)$$

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

$i_{пр.скв}$ – шектік өтпе тоғының ең шыңы.

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

$$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_{к}, \quad (1.24)$$

мұндағы $I_{мер}$ – ажыратқыштың термиялық тұрақтылығының номинал тогы;

$t_{мер}$ – термиялық тұрақтылығының нормаланған тогының шектеулі рұқсат етілетін уақыты;

$B_{к}$ – есептеу бойынша ҚТ тогының жылулық импульсі.

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

Трансформатордың ЖК (110 кВ) жағындағы ажыратқыштарды таңдау есебі

Трансформатордың ЖК жағындағы ток I_p , А келесідей анықталады:

$$I_p = \frac{2 \cdot S_{mp}}{\sqrt{3} \cdot U_H}; \quad (1.25)$$

$$I_p = \frac{2 \cdot 63 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 662,1 \text{ А.}$$

Осы мәнге қарап үш фирманың ажыратқыштарын таңдауға болады. Олар: “Siemens” 3AP1 DT, “Mitsubishi Electric” 100-SFMT-40E, “ABB” 121PM.

Осылардың ішінен “ABB” маркасының 121PM типті элегазды ажыратқыштарын таңдаймын. Себебі бұл ажыратқыш басқаларына қарағанда өте жоғары эксплуатациялық сипаттамаларға ие. Менің ҚС-ма ол өте тиімді. Тағы бір артықшылығы, оның номиналды мәні менің есептік мәндерімнен 2 есе үлкен. Бұл айырмашылық маған болашақта керек. Себебі, менің ҚС-да болашақта қуат екі есе өседі, сол кезде маған жаңа ажыратқыш таңдау қажет болмайды. Ажыратқыш параметрлері 1.7-ші кестеде көрсетілген. [Ә7,26.]

1.7 кесте – “ABB” маркасының ажыратқышының параметрлері

1	2
Атауы	121PM
Номинал кернеу, кВ	121
Номинал ток, А	2000
Қ.т. кезіндегі номинал ажырату тогы, кА	40
Номинал қосу тогы, кА	100

1.7 кетенің жалғасы

1	2
Термиялық тұрақтылық тоғы, кА	40
Қ.т. номинал ұзақтығы, с	3
Өшіру уақыты, с	0,057
Апериодты құр. нормаланған бөлігі, %	20

Сөндірудің есептік уақыты $\tau = 0,01 + t_{c.в.откл} = 0,01 + 0,057 = 0,067c$

ҚТ соққы тоғы $i_{yд}$, кА келесідей анықталады:

$$i_{yд} = \sqrt{2} \cdot \kappa_{yд} \cdot I_{K3}, \quad (1.26)$$

мұндағы $\kappa_{yд} = 1,8$ – соқтық коэффициенті [Ә10, 1496.] ;

$I_{K3} = 7,495$ кА – ЖК жағындағы үшфазалы ҚТ тоғы.

$$i_{yд} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 7,495 = 17,079 \text{ кА};$$

$$i_{a\tau.вн} = \sqrt{2} \cdot I_{K3} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}}, \quad (1.27)$$

мұндағы $T_a = 0,06$ с – ауысым уақыты.

$$i_{a\tau.вн} = \sqrt{2} \cdot 7,495 \cdot e^{\frac{-0,067}{0,06}} = 5,017 \text{ кА}.$$

$I_{откл.ном} > I_{кз.вн}$ болғандықтан, ажыратқышты сөндіру қабілетіне тексеру ҚТ толық тоғы бойынша жүзеге асады. Сөндірудің толық тоғы:

$$I_{п.т.вн} = I_{п.0.вн}; \quad (1.28)$$

$$I_{откл.ном} = 40 \text{ кА} > I_{п.т.вн} = 7,495 \text{ кА}; \quad (1.29)$$

$$i_{a,ном} \geq i_{a,\tau}; \quad (1.30)$$

$$i_{a,ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_H \cdot I_{откл.ном}}{100}; \quad (1.31)$$

$$i_{a,ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot 20\% \cdot 40}{100} = 11,28 \text{ кА}.$$

$t_{откл}=0,157$, $t_{тер}=3$ с болғандықтан, жылулық тұрақтылыққа тексеру мына шартпен орындалады: $T_a = 0,06$ с; $t_{откл} = 0,157$ с; $I_{КЗ} = 7,495$ кА; $I_{тер} = 40$ кА.

$$B_{\kappa} = I_{КЗ}^2 [t_{откл} + T_a]; \quad (1.32)$$

$$B_{\kappa} = 7,495^2 \cdot [0,157 + 0,06] = 10,954 \text{кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_{\kappa}; \quad (1.33)$$

$$40^2 \cdot 3 = 4800 \text{кА}^2 \cdot \text{с} > 10,954 \text{кА}^2 \cdot \text{с}.$$

1.8 кесте – “АВВ” маркасының 121PM типті элегазды ажыратқыштың параметрлері [Ә7,26.]

Ажыратқыштың параметрлері		Есептелген мәндері	
$U_{НОМ}, \text{кВ}$	121	$U_{уст.ном}, \text{кВ}$	110
$I_{НОМ}, \text{А}$	2000	$I_{раб.макс}, \text{А}$	662,1
$i_{дин}, \text{кА}$	100	$i_{уд}, \text{кА}$	17,079
$i_{a,ном}, \text{кА}$	11,28	$i_{a,\tau}, \text{кА}$	5,017
$I_{отк}, \text{кА}$	40	$I_{КЗ}, \text{кА}$	7,495
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	4800	$B, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	10,954

Ажыратқыш барлық шарттарды қанағаттандырады.

2-трансформатор үшін де осы ажыратқышты таңдаймыз, өйткені оның мәндері 1-трансформатордан аз ғана кіші.

110 кВ шинадағы секциондық ажыратқышты таңдау

Желімен ағатын ток:

$$I_p = \frac{S_{\text{жс}}}{\sqrt{3} \cdot U_H}; \quad (1.34)$$

$$I_p = \frac{63 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 331,05 \text{А}.$$

Аппаттық режимдегі ток:

$$I_a = 2 \cdot I_p; \quad (1.35)$$

$$I_a = 2 \cdot 331,05 = 662,1 \text{А}.$$

Осы мәнге қарап үш фирманың ажыратқыштарын таңдауға болады. Олар: “Siemens” 3AP1 DT, “Mitsubishi Electric” 100-SFMT-40E, “ABB” 121PM.

Осылардың ішінен “ABB” маркасының 121PM типті элегазды ажыратқыштарын таңдаймын. Себебі бұл ажыратқыш басқаларына қарағанда өте жоғары эксплуатациялық сипаттамаларға ие. Менің ҚС-ма ол өте тиімді. Тағы бір артықшылығы, оның номиналды мәні менің есептік мәндерімнен 2 есе үлкен. Бұл айырмашылық маған болашақта керек. Себебі, менің ҚС-да болашақта қуат екі есе өседі, сол кезде маған жаңа ажыратқыш таңдау қажет болмайды. Ажыратқыш параметрлері 1.9-шы кестеде көрсетілген. [Ә7, 2б.]

1.9 кесте – “ABB” маркасының 121PM типті секциондық ажыратқыштың параметрлері

Ажыратқыштың параметрлері		Есептелген мәндері	
$U_{\text{НОМ}}$, кВ	121	$U_{\text{уст.ном}}$, кВ	110
$I_{\text{НОМ}}$, А	2000	$I_{\text{раб.макс}}$, А	662,1
$i_{\text{дин}}$, кА	100	$i_{\text{уд}}$, кА	17,079
$i_{\text{а.ном}}$, кА	11,28	$i_{\text{а.т}}$, кА	5,017
$I_{\text{отк}}$, кА	40	$I_{\text{кз}}$, кА	7,495
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$, кА ² ·с	4800	B , кА ² ·с	10,954

Ажыратқыш барлық шарттарды қанағаттандырады.

2-трансформатор үшін де осы ажыратқышты таңдаймыз, өйткені оның мәндері 1-трансформатордан аз ғана кіші.

110 кВ шинадағы желіге ажыратқышты таңдау

Желімен ағатын ток:

$$I_p = \frac{S_{\text{жс}}}{\sqrt{3} \cdot U_H}; \quad (1.36)$$

$$I_p = \frac{63 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 331,05 \text{ А.}$$

Аппаттық режимдегі ток:

$$I_a = 2 \cdot I_p; \quad (1.37)$$

$$I_a = 2 \cdot 331,05 = 662,1 \text{ А.}$$

Осы мәнге қарап үш фирманың ажыратқыштарын таңдауға болады. Олар: “Siemens” 3AP1 DT, “Mitsubishi Electric” 100-SFMT-40E, “ABB” 121PM.

Осылардың ішінен “ABB” маркасының 121PM типті элегазды ажыратқыштарын таңдаймын. Себебі бұл ажыратқыш басқаларына қарағанда

өте жоғары эксплуатациялық сипаттамаларға ие. Менің ҚС-ма ол өте тиімді. Тағы бір артықшылығы, оның номиналды мәні менің есептік мәндерімнен 2 есе үлкен. Бұл айырмашылық маған болашақта керек. Себебі, менің ҚС-да болашақта қуат екі есе өседі, сол кезде маған жаңа ажыратқыш таңдау қажет болмайды. Ажыратқыш параметрлері 1.10-шы кестеде көрсетілген. [Ә7, 2б.]

1.10 кесте – “ABB” маркасының 121PM типті ажыратқыштың параметрлері

Ажыратқыштың параметрлері		Есептелген мәндері	
$U_{\text{НОМ}}$, кВ	121	$U_{\text{уст.НОМ}}$, кВ	110
$I_{\text{НОМ}}$, А	2000	$I_{\text{раб.макс}}$, А	662,1
$i_{\text{дин}}$, кА	100	$i_{\text{уд}}$, кА	17,079
$i_{\text{а,НОМ}}$, кА	11,28	$i_{\text{а,т}}$, кА	5,017
$I_{\text{отк}}$, кА	40	$I_{\text{кз}}$, кА	7,495
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$, кА ² ·с	4800	B , кА ² ·с	10,954

Ажыратқыш барлық шарттарды қанағаттандырады.

2-трансформатор үшін де осы ажыратқышты таңдаймыз, өйткені оның мәндері 1-трансформатордан аз ғана кіші.

110 кВ шинадағы айналып өту ажыратқышын таңдау

Желімен ағатын ток:

$$I_p = \frac{S_{\text{ЖС}}}{\sqrt{3} \cdot U_H}; \quad (1.38)$$

$$I_p = \frac{63 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 331,05 \text{ А.}$$

Аппаттық режимдегі ток:

$$I_a = 2 \cdot I_p; \quad (1.39)$$

$$I_a = 2 \cdot 331,05 = 662,1 \text{ А.}$$

Осы мәнге қарап үш фирманың ажыратқыштарын таңдауға болады. Олар: “Siemens” 3AP1 DT, “Mitsubishi Electric” 100-SFMT-40E, “ABB” 121PM.

Осылардың ішінен “ABB” маркасының 121PM типті элегазды ажыратқыштарын таңдаймын. Себебі бұл ажыратқыш басқаларына қарағанда өте жоғары эксплуатациялық сипаттамаларға ие. Менің ҚС-ма ол өте тиімді. Тағы бір артықшылығы, оның номиналды мәні менің есептік мәндерімнен 2 есе үлкен. Бұл айырмашылық маған болашақта керек. Себебі, менің ҚС-да болашақта қуат екі есе өседі, сол кезде маған жаңа ажыратқыш таңдау қажет болмайды. Ажыратқыш параметрлері 1.11-ші кестеде көрсетілген. [Ә7, 2б.]

1.11 кесте – “ABB” маркасының 121PM типті айналып өту ажыратқыштың параметрлері

Ажыратқыштың параметрлері		Есептелген мәндері	
$U_{\text{ном}}$, кВ	121	$U_{\text{уст.ном}}$, кВ	110
$I_{\text{ном}}$, А	2000	$I_{\text{раб.макс}}$, А	662,1
$i_{\text{дин}}$, кА	100	$i_{\text{уд}}$, кА	17,079
$i_{\text{а,ном}}$, кА	11,28	$i_{\text{а,т}}$, кА	5,017
$I_{\text{отк}}$, кА	40	$I_{\text{кз}}$, кА	7,495
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$, кА ² ·с	4800	B , кА ² ·с	10,954

Ажыратқыш барлық шарттарды қанағаттандырады.

2-трансформатор үшін де осы ажыратқышты таңдаймыз, өйткені оның мәндері 1-трансформатордан аз ғана кіші.

Трансформатордың ОК (35 кВ) жағындағы ажыратқыштарды таңдау
Трансформатордың ОК жағындағы ток:

$$I_p = \frac{S_{mp}}{\sqrt{3} \cdot U_n}; \quad (1.40)$$

$$I_p = \frac{63 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 35} = 1040,46 \text{ А.}$$

Шыққан мәнге қарап келесідей ажыратқыштар таңдауға болады: “Siemens” 3AF0144, ВГБ-35-40/2000У1, “ABB” 72PM/I.

Осылардың ішінен “ABB” фирмасының 72PM/I типті вакууымды ажыратқыштарын таңдаймыз. Себебі, бұл ажыратқыш басқаларына қарағанда ұзақ мерзімде жұмыс істей алады. Және бұл ажыратқыш техбайқауды қажет етпейді. Егер техбайқау қажет болмаса, онда ол дегеніміз қаражат шығыны аз болады. Бұл ажыратқыштың тағы бір артықшылығы, ол кез келген климатқа төзімді. Ажыратқыш парметрлері 1.12-ші кестеде көрсетілген. [Ә 5, 6 б.]

1.12 кесте – “ABB” фирмасының ажыратқышының параметрлері

1	2
Атауы	72PM/I
Номинал кернеу, кВ	36
Номинал ток, А	2000
Қ.т. кезіндегі номинал ажырату тогы, кА	25
Номинал қосу тогы, кА	62,5
Термиялық тұрақтылық тогы, кА	40
Қ.т. номинал ұзақтығы, с	3

1.12 кесте жалғасы

1	2
Өшіру уақыты, с	0,05
Апериодты құр. нормаланған бөлігі, %	30

ҚТ-ң соқтық тоғы:

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot k_{y\delta} \cdot I_{K3}, \quad (1.41)$$

мұндағы $k_{y\delta} = 1,8$ – соқтық коэффициенті; [Ә10, 149 б.]

$I_{K3} = 2,151$ кА – ОК жағындағы үшфазалы ҚТ тоғы.

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 2,151 = 5,475 \text{ кА}.$$

$\tau = 0,01 + t_{C.E.откл} = 0,06$ с, $t_{откл} = \tau$ кезіндегі ҚТ тоғының апериодты құраушысы: $I_{K3} = 2,151$ кА; $T_a = 0,06$ с.

$$i_{a\tau.ch} = \sqrt{2} \cdot I_{K3} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}}; \quad (1.42)$$

$$i_{a\tau.ch} = \sqrt{2} \cdot 2,151 \cdot e^{\frac{-0,06}{0,06}} = 1,122 \text{ кА}.$$

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

$$I_{п.т.вв} = I_{п.0.вв}; \quad (1.43)$$

$$I_{откл.ном} = 25 \text{ кА} > I_{п.т.вв} = 2,151 \text{ кА}; \quad (1.44)$$

$$i_{a,ном} \geq i_{a,\tau}; \quad (1.45)$$

$$i_{a,ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_H \cdot I_{откл.ном}}{100}; \quad (1.46)$$

$$i_{a,ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot 30\% \cdot 25}{100} = 10,605 \text{ кА}.$$

$t_{откл} = 0,15$ с, $t_{тер} = 3$ с болғандықтан, жылулық тұрақтылыққа тексеру мына шартпен орындалады: $T_a = 0,06$ с; $t_{откл} = 0,15$ с; $I_{K3} = 2,151$ кА; $I_{тер} = 40$ кА.

$$B_k = I_{K3}^2 [t_{омк} + T_a]; \quad (1.47)$$

$$B_k = 2,151^2 \cdot [0,15 + 0,06] = 0,971 \text{кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$40^2 \cdot 3 = 4800 \text{кА}^2 \cdot \text{с} > 0,971 \text{кА}^2 \cdot \text{с}. \quad (1.48)$$

1.13 кесте – “АВВ” фирмасының 72PM/I типті вакууымды ажыратқыш-тың параметрлері. [Ә5, 6 б.]

Ажыратқыштың параметрлері		Есептелген мәндері	
U _{ном} , кВ	36	U _{уст.ном} , кВ	35
I _{ном} , А	2000	I _{раб.мах} , А	1040,46
i _{дин} , кА	62,5	i _{уд} , кА	5,475
I _{ном.отк} , кА	25	I _к ⁽³⁾ , кА	2,151
I _{тер} ² · t _{тер} , кА ² · с	4800	B, кА ² · с	0,971
i _{а,ном} , кА	10,605	i _{а,t} , кА	1,122

Ажыратқыш барлық шарттарды қанағаттандырады.

2-трансформатор үшін де осы ажыратқышты таңдаймыз, өйткені оның мәндері 1-трансформатордан аз ғана кіші.

35 кВ шинадағы секциондық ажыратқышты таңдау

Желімен ағатын ток:

$$I_P = \frac{S_{ж}}{\sqrt{3} \cdot U_H}; \quad (1.49)$$

$$I_P = \frac{63 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 35} = 1040,46 \text{ А.}$$

Аппаттық режимдегі ток:

$$I_a = I_P; \quad (1.50)$$

$$I_a = 1040,46 \text{ А.}$$

Шыққан мәнге қарап келесідей ажыратқыштар таңдауға болады: “Siemens” 3AF0144, ВГБ-35-40/2000У1, “АВВ” 72PM/I.

Осылардың ішінен “АВВ” фирмасының 72PM/I типті вакууымды ажыратқыштарын таңдаймыз. Себебі, бұл ажыратқыш басқаларына қарағанда ұзақ мерзімде жұмыс істей алады. Және бұл ажыратқыш техбайқауды қажет етпейді. Егер техбайқау қажет болмаса, онда ол дегеніміз қаражат шығыны аз

болады. Бұл ажыратқыштың тағы бір артықшылығы, ол кез келген климатқа төзімді. Ажыратқыш параметрлері 1.14-ші кестеде көрсетілген. [Ә5, 6б.]

1.14 кесте – “ABB” фирмасының 72PM/I типті вакууымды ажыратқыш параметрлері

Ажыратқыштың параметрлері		Есептелген мәндері	
$U_{\text{ном}}$, кВ	36	$U_{\text{уст.ном}}$, кВ	35
$I_{\text{ном}}$, А	2000	$I_{\text{раб.мах}}$, А	1040,46
$i_{\text{дин}}$, кА	62,5	$i_{\text{уд}}$, кА	5,475
$I_{\text{ном.отк}}$, кА	25	$I_{\text{кз}}$, кА	2,151
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$, кА ² * с	4800	B , кА ² * с	0,971
$i_{\text{а,ном}}$, кА	10,605	$i_{\text{а,т}}$, кА	1,122

Ажыратқыш барлық шарттарды қанағаттандырады.

2-трансформатор үшін де осы ажыратқышты таңдаймыз, өйткені оның мәндері 1-трансформатордан аз ғана кіші.

35 кВ шинадағы желіге ажыратқышты таңдау

№6 қосалқы станцияның 35 кВ жағына 4 желі, ал 10 кВ жағына 20 фидер жалғанған. Сол себепті желі қуаты келесідей анықталады:

$$S_{\text{ж}} = \frac{S_{\text{ТР}}}{(20 + 4) / 2} = \frac{63}{12} = 5,25 \text{ МВА}. \quad (1.51)$$

Желімен ағатын тоқ:

$$I_P = \frac{S_{\text{ж}}}{\sqrt{3} \cdot U_H}; \quad (1.52)$$

$$I_P = \frac{5,25 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 35} = 86,705 \text{ А}.$$

Аппаттық режимдегі тоқ:

$$I_a = I_P; \quad (1.53)$$

$$I_a = 86,705 \text{ А}.$$

Шыққан мәнге қарап келесідей ажыратқыштар таңдауға болады: “Siemens” 3AF0144, ВГБ-35-40/2000У1, “ABB” 72PM/I.

Осылардың ішінен “ABB” фирмасының 72PM/I типті вакууымды ажыратқыштарын таңдаймыз. Себебі, бұл ажыратқыш басқаларына қарағанда

ұзақ мерзімде жұмыс істей алады. Және бұл ажыратқыш техбайқауды қажет етпейді. Егер техбайқау қажет болмаса, онда ол дегеніміз қаражат шығыны аз болады. Бұл ажыратқыштың тағы бір артықшылығы, ол кез келген климатқа төзімді. Ажыратқыш параметрлері 1.15-ші кестеде көрсетілген. [Ә5, 6б.]

1.15 кесте – “ABB” фирмасының 72PM/I типті вакууымды ажыратқыш параметрлері

Ажыратқыштың параметрлері		Есептелген мәндері	
$U_{\text{НОМ}}$, кВ	36	$U_{\text{уст.НОМ}}$, кВ	35
$I_{\text{НОМ}}$, А	2000	$I_{\text{раб.мах}}$, А	86,705
$i_{\text{дин}}$, кА	62,5	$i_{\text{уд}}$, кА	5,475
$I_{\text{НОМ.отк}}$, кА	25	$I_{\text{кз}}$, кА	2,151
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$, кА ² * с	4800	B , кА ² * с	0,971
$i_{\text{а,НОМ}}$, кА	10,605	$i_{\text{а,t}}$, кА	1,122

Ажыратқыш барлық шарттарды қанағаттандырады.

2-трансформатор үшін де осы ажыратқышты таңдаймыз, өйткені оның мәндері 1-трансформатордан аз ғана кіші.

35 кВ шинадағы айналып өту ажыратқышын таңдау

Желімен ағатын ток:

$$I_P = \frac{S_{\text{ЖС}}}{\sqrt{3} \cdot U_H}; \quad (1.54)$$

$$I_P = \frac{63 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 35} = 1040,46 \text{ А.}$$

Аппаттық режимдегі ток:

$$I_a = I_p; \quad (1.55)$$

$$I_a = 1040,46 \text{ А.}$$

Шыққан мәнге қарап келесідей ажыратқыштар таңдауға болады: “Siemens” 3AF0144, ВГБ-35-40/2000У1, “ABB” 72PM/I.

Осылардың ішінен “ABB” фирмасының 72PM/I типті вакууымды ажыратқыштарын таңдаймыз. Себебі, бұл ажыратқыш басқаларына қарағанда ұзақ мерзімде жұмыс істей алады. Және бұл ажыратқыш техбайқауды қажет етпейді. Егер техбайқау қажет болмаса, онда ол дегеніміз қаражат шығыны аз болады. Бұл ажыратқыштың тағы бір артықшылығы, ол кез келген климатқа төзімді. Ажыратқыш параметрлері 1.16-шы кестеде көрсетілген. [Ә5, 6б.]

1.16 кесте – “ABB” фирмасының 72PM/I типті вакуумды ажыратқыш параметрлері

Ажыратқыштың параметрлері		Есептелген мәндері	
$U_{\text{ном}}$, кВ	36	$U_{\text{уст.ном}}$, кВ	35
$I_{\text{ном}}$, А	2000	$I_{\text{раб.мах}}$, А	1040,46
$i_{\text{дин}}$, кА	62,5	$i_{\text{уд}}$, кА	5,475
$I_{\text{ном.отк}}$, кА	25	$I_{\text{кз}}$, кА	2,151
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$, кА ² ·с	4800	B , кА ² ·с	0,971
$i_{\text{а,ном}}$, кА	10,605	$i_{\text{а,t}}$, кА	1,122

Ажыратқыш барлық шарттарды қанағаттандырады.

2-трансформатор үшін де осы ажыратқышты таңдаймыз, өйткені оның мәндері 1-трансформатордан аз ғана кіші.

Трансформатордың ТК (10 кВ) жағындағы ажыратқыштарды таңдау
Трансформатордың ТК жағындағы ток:

$$I_p = \frac{S_{\text{тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_H}; \quad (1.56)$$

$$I_p = \frac{63 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10} = 3641,61 \text{ А}.$$

Берілген мәнге қарап мына ажыратқыштарды таңдаса болады: “Siemens” 3AH5 135-2, “ABB” 12VM1, “ABB” 12VD4.

Осылардың ішінен “ABB” фирмасының 12VD4 типті вакуумды ажыратқыштарын таңдаймыз. Өйткені, бұл ажыратқыш өте жиі кездесетін коммутацияларға төзімді және оның приводы ешқандай жөндеуді қажет етпейді. Бірнеше коммутациядан кейін де оның техникалық сипаттамалары рұқсат етілген мәннен аспайды. Басқа артықшылығы оның вакуумдық камерасын тек 30 мың коммутациядан кейін ауыстырса болады. Басқа ажыратқыштарда бұл көрсеткіш 15-20 мың. Ажыратқыш параметрлері 1.17-ші кестеде көрсетілген. [Әб, 5б.]

1.17 кесте – “ABB” фирмасының ажыратқышының параметрлері

1	2
Атауы	12VD4
Номинал кернеу, кВ	10
Номинал ток, А	4000
Қ.т. кезіндегі номинал ажырату тогы, кА	64
Номинал қосу тогы, кА	170
Термиялық тұрақтылық тогы, кА	63

1.17 кестенің жалғасы

1	2
Қ.т. номинал ұзақтығы, с	3
Өшіру уақыты, с	0,07
Апериодты құр. нормаланған бөлігі, %	30

ҚТ-ң соқтық тоғы:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot \kappa_{y\partial} \cdot I_{K3}, \quad (1.57)$$

мұндағы $\kappa_{y\partial}=1,8$ – соқтық коэффициенті; [Ә10, 149 б]
 $I_{K3}=1,458$ кА – ТК жағындағы үшфазалы ҚТ тоғы.

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 1,458 = 3,711 \text{ кА}.$$

$\tau = 0,01 + t_{C.E.откл} = 0,08$ с, $t_{откл} = \tau$, τ кезіндегі ҚТ тоғының апериодты құраушысы: $I_{K3}=1,458$ кА; $T_a = 0,06$ с.

$$i_{a\tau.нн} = \sqrt{2} \cdot I_{K3} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}}; \quad (1.58)$$

$$i_{a\tau.нн} = \sqrt{2} \cdot 1,458 \cdot e^{\frac{-0,08}{0,06}} = 0,546 \text{ кА}.$$

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

$$I_{п.т.вн} = I_{п.0.вн}; \quad (1.59)$$

$$I_{откл.ном} = 63 \text{ кА} > I_{п.т.вн} = 1,458 \text{ кА}; \quad (1.60)$$

$$i_{a,ном} \geq i_{a,\tau}; \quad (1.61)$$

$$i_{a,ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_H \cdot I_{откл.ном}}{100}; \quad (1.62)$$

$$i_{a,ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot 30\% \cdot 63}{100} = 26,72 \text{ кА}.$$

$t_{откл}=0,17с$, $t_{тер}=3 с$ болғандықтан, жылулық тұрақтылыққа тексеру мына шартпен орындалады: $T_a = 0,06 с$; $t_{откл} = 0,17 с$; $I_{КЗ}=1,458кА$; $I_{тер}=64 кА$.

$$B_{\kappa} = I_{КЗ}^2 \cdot [t_{откл} + T_a]; \quad (1.63)$$

$$B_{\kappa} = 1,458^2 \cdot [0,17 + 0,06] = 0,488кА^2 \cdot с;$$

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_{\kappa}; \quad (1.64)$$

$$64^2 \cdot 4 = 16380кА^2 \cdot с > B_{\kappa} = 0,488кА^2 \cdot с .$$

1.18 кесте – “АВВ” фирмасының 12VD4 типті вакуумды ажыратқыш параметрлері

Ажыратқыштың параметрлері		Есептелген мәндері	
$U_{ном}, кВ$	10	$U_{уст.ном}, кВ$	10
$I_{ном}, А$	4000	$I_{раб.мах}, А$	3641,61
$i_{дин}, кА$	64	$i_{уд}, кА$	3,711
$I_{ном.отк}, кА$	63	$I_{КЗ}, кА$	1,458
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер}, кА^2 \cdot с$	16380	$B, кА^2 \cdot с$	0,488
$i_{а,ном}, кА$	26,72	$i_{а,t}, кА$	0,546

Ажыратқыш барлық шарттарды қанағаттандырады.

2-трансформатор үшін де осы ажыратқышты таңдаймыз, өйткені оның мәндері 1-трансформатордан аз ғана кіші.

10 кВ шинадағы секциондық ажыратқышты таңдау

Желімен ағатын ток:

$$I_p = \frac{S_{\text{жс}}}{\sqrt{3} \cdot U_H}; \quad (1.65)$$

$$I_p = \frac{63 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10} = 3641,61 А .$$

Аппаттық режимдегі ток:

$$I_a = I_p; \quad (1.66)$$

$$I_a = 3641,61 А .$$

Берілген мәнге қарап мына ажыратқыштарды таңдаса болады: “Siemens” 3AH5 135-2, “ABB” 12VM1, “ABB” 12VD4.

Осылардың ішінен “ABB” фирмасының 12VD4 типті вакуумды ажыратқыштарын таңдаймыз. Өйткені, бұл ажыратқыш өте жиі кездесетін коммутацияларға төзімді және оның приводы ешқандай жөндеуді қажет етпейді. Бірнеше коммутациядан кейін де оның техникалық сипаттамалары рұқсат етілген мәннен аспайды. Басқа артықшылығы оның вакуумдық камерасын тек 30 мың коммутациядан кейін ауыстырса болады. Басқа ажыратқыштарда бұл көрсеткіш 15-20 мың. Ажыратқыш параметрлері 1.19-шы кестеде көрсетіледі. [Әб, 5б.]

1.19 кесте – “ABB” фирмасының 12VD4 типті вакуумды ажыратқыштың параметрлері

Ажыратқыштың параметрлері		Есептелген мәндері	
$U_{\text{ном}}$, кВ	10	$U_{\text{уст.ном}}$, кВ	10
$I_{\text{ном}}$, А	4000	I_a , А	3641,61
$i_{\text{дин}}$, кА	64	$i_{\text{уд}}$, кА	3,711
$I_{\text{ном.отк}}$, кА	63	$I_{\text{кз}}$, кА	1,458
$I_{\text{тер}}^2 * t_{\text{тер}}$, кА ² * с	16380	B , кА ² * с	0,488
$i_{a, \text{ном}}$, кА	26,72	$i_{a, t}$, кА	0,546

Ажыратқыш барлық шарттарды қанағаттандырады.

2-трансформатор үшін де осы ажыратқышты таңдаймыз, өйткені оның мәндері 1-трансформатордан аз ғана кіші.

10 кВ шинадағы желіге ажыратқышты таңдау

№6 қосалқы станцияның 35 кВ жағына 4 желі, ал 10 кВ жағына 20 фидер жалғанған. Сол себепті желі қуаты келесідей анықталады:

$$S_{\text{ж}} = \frac{S_{\text{ТР}}}{(20 + 4)} = \frac{63}{12} = 5,25 \text{ МВА}. \quad (1.67)$$

Желімен ағатын ток:

$$I_p = \frac{S_{\text{ж}}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{5,25 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10} = 303,468 \text{ А}. \quad (1.68)$$

Аппаттық режимдегі ток:

$$I_a = I_p; \quad (1.69)$$

$$I_a = 303,468 \text{ А}.$$

Берілген мәнге қарап мына ажыратқыштарды таңдаса болады: “Siemens” 3AH5 135-2, “ABB” 12VM1, “ABB” 12VD4.

Осылардың ішінен “ABB” фирмасының 12VD4 типті вакуумды ажыратқыштарын таңдаймыз. Өйткені, бұл ажыратқыш өте жиі кездесетін коммутацияларға төзімді және оның приводы ешқандай жөндеуді қажет етпейді. Бірнеше коммутациядан кейін де оның техникалық сипаттамалары рұқсат етілген мәннен аспайды. Басқа артықшылығы оның вакуумдық камерасын тек 30 мың коммутациядан кейін ауыстырса болады. Басқа ажыратқыштарда бұл көрсеткіш 15-20 мың. Ажыратқыш параметрлері 1.20-шы кестеде көрсетіледі. [Әб, 5б.]

1.20 кесте – “ABB” фирмасының 12VD4 типті вакуумды ажыратқыштың параметрлері

Ажыратқыштың параметрлері		Есептелген мәндері	
$U_{\text{ном}}$, кВ	10	$U_{\text{уст.ном}}$, кВ	10
$I_{\text{ном}}$, А	4000	I_a , А	303,468
$i_{\text{дин}}$, кА	64	$i_{\text{уд}}$, кА	3,711
$I_{\text{ном.отк}}$, кА	63	$I_{\text{кз}}$, кА	1,458
$I_{\text{тер}}^2 * t_{\text{тер}}$, кА ² * с	16380	B , кА ² * с	0,488
$i_{a, \text{ном}}$, кА	26,72	$i_{a, t}$, кА	0,546

Ажыратқыш барлық шарттарды қанағаттандырады.

2-трансформатор үшін де осы ажыратқышты таңдаймыз, өйткені оның мәндері 1-трансформатордан аз ғана кіші.

10 кВ шинадағы айналып өту ажыратқышын таңдау

Желімен ағатын ток:

$$I_p = \frac{S_{\text{жс}}}{\sqrt{3} \cdot U_H}; \quad (1.70)$$

$$I_p = \frac{63 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10} = 3641,61 \text{ А}.$$

Аппаттық режимдегі ток:

$$I_a = I_p; \quad (1.71)$$

$$I_a = 3641,61 \text{ А}.$$

Берілген мәнге қарап мына ажыратқыштарды таңдаса болады: “Siemens” 3AH5 135-2, “ABB” 12VM1, “ABB” 12VD4.

Осылардың ішінен “ABB” фирмасының 12VD4 типті вакуумды ажыратқыштарын таңдаймыз. Өйткені, бұл ажыратқыш өте жиі кездесетін коммутацияларға төзімді және оның приводы ешқандай жөндеуді қажет етпейді. Бірнеше коммутациядан кейін де оның техникалық сипаттамалары рұқсат етілген мәннен аспайды. Басқа артықшылығы оның вакуумдық камерасын тек 30 мың коммутациядан кейін ауыстырса болады. Басқа ажыратқыштарда бұл көрсеткіш 15-20 мың. Ажыратқыш параметрлері 1.21-ші кестеде көрсетілген. [Әб, 5б.]

1.21 кесте – “ABB” фирмасының 12VD4 типті вакуумды ажыратқыштың параметрлері

Ажыратқыштың параметрлері		Есептелген мәндері	
$U_{ном}$, кВ	10	$U_{уст.ном}$, кВ	10
$I_{ном}$, А	4000	I_a , А	3999,26
$i_{дин}$, кА	64	$i_{уд}$, кА	3,711
$I_{ном.отк}$, кА	63	$I_{кз}$, кА	1,458
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$, кА ² * с	16380	B , кА ² * с	0,488
$i_{a,ном}$, кА	26,72	$i_{a,t}$, кА	0,546

Ажыратқыш барлық шарттарды қанағаттандырады.

2-трансформатор үшін де осы ажыратқышты таңдаймыз, өйткені оның мәндері 1-трансформатордан аз ғана кіші.

1.4.2 Жоғарғы кернеуге айырғышты таңдау

Айырғыштар мына шарттар бойынша таңдалады:

$$U_{ном} \geq U_{ном.сети}; \quad (1.72)$$

$$I_{ном} \geq I_{норм.расч}; \quad (1.73)$$

$$K_{II} \cdot I_{ном} \geq I_{продрасч} = I_{раб.ном}; \quad (1.74)$$

$$i_{дин} \geq i_{уд}; \quad (1.75)$$

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k \text{ егер } t_{откл} \geq t_{тер}. \quad (1.76)$$

Әрбір кернеу сатысына сәйкес айырғыштарды таңдаймыз:

- 110 кВ жоғарғы кернеуге РНДЗ-1-110/1000У1 типті;
- 35 кВ жоғарғы кернеуге РНДЗ-1-35-2000У1 типті;
- 10 кВ төменгі кернеуге РОН-10/5000У2 типті.

Айырғыштардың параметрлері 1.22-ші, 1.23-ші, 1.24-ші кестелерде көрсетілген. [Ә10, 305 б.]

1.22 кесте – 110 кВ жоғарғы кернеуге РНДЗ-1-110/1000У1 типті

Айырғыштың параметрлері		Есептелген мәндері	
$U_{\text{ном}}$, кВ	110	$U_{\text{уст.ном}}$, кВ	110
$I_{\text{ном}}$, А	1000	$I_{\text{раб.мах}}$, А	662,1
$i_{\text{дин}}$, кА	80	$i_{\text{уд}}$, кА	17,079
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$, кА ² · с	992,25	B , кА ² · с	10,954

Айырғыш барлық шарттарды қанағаттандырады.

1.23 кесте – 35 кВ жоғарғы кернеуге РНДЗ-1-35-2000У1 типті

Айырғыштың параметрлері		Есептелген мәндері	
$U_{\text{ном}}$, кВ	35	$U_{\text{уст.ном}}$, кВ	35
$I_{\text{ном}}$, А	2000	$I_{\text{раб.мах}}$, А	1040,46
$i_{\text{дин}}$, кА	80	$i_{\text{уд}}$, кА	5,475
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$, кА ² · с	992,25	B , кА ² · с	0,971

Айырғыш барлық шарттарды қанағаттандырады.

1.24 кесте – 10 кВ төменгі кернеуге РОН-10/5000У2 типті

Айырғыштың параметрлері		Есептелген мәндері	
$U_{\text{ном}}$, кВ	10	$U_{\text{уст.ном}}$, кВ	10
$I_{\text{ном}}$, А	5000	$I_{\text{раб.нб}}$, кА	3641,61
$i_{\text{дин}}$, кА	180	$i_{\text{уд}}$, кА	3,711
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$, кА ² · с	5041	B , кА ² · с	0,488

Айырғыш барлық шарттарды қанағаттандырады.

1.4.3 Асқын кернеуді шектеушілерді таңдау

Қосалқы станса трансформаторын сыртқы және ішкі асқын кернеулерден қорғау мақсатында ОПН орнатамыз.

Номиналдық кернеу бойынша: [Ә10, 293 б.]

Жоғарғы жағында ОПН-II-110/70 УХЛ1,

Ортанғы жағында ОПН-35/38-10/400 (I) УХЛ1,

Төменгі жағында ОПН-II-10 УХЛ1.

1.4.4 Ток трансформаторларын таңдау

Келесі шарттар бойынша ток трансформаторларын таңдаймыз:

$$U_{н\text{о}\text{м}} \geq U_{\text{сети.н\text{о}\text{м}}}; \quad (1.77)$$

$$I_{н\text{о}\text{м}} \geq I_{н\text{о}\text{р}\text{м.р\text{а}\text{с}\text{ч}}}; \quad (1.78)$$

$$k_n \cdot I_{н\text{о}\text{м}} \geq I_{п\text{р}\text{о}\text{д}\text{р\text{а}\text{с}\text{ч}} = I_{р\text{а}\text{б.н\text{б}}}; \quad (1.79)$$

$$i_{д\text{и}\text{н}} \geq i_{у\text{д}} \text{ немесе } \sqrt{2} \cdot I_{н\text{о}\text{м}} \cdot k_{д\text{и}\text{н}} \geq i_{у\text{д}}; \quad (1.80)$$

$$I_{т\text{ер}}^2 \cdot t_{отк\text{л}} \geq B_k, \text{ немесе } (I_{н\text{о}\text{м}} \cdot k_{т\text{ер}})^2 \cdot t_{т\text{ер}} \geq B_k; \quad (1.81)$$

$$Z_{2н\text{о}\text{т}} \geq Z_{2р\text{а}\text{с}\text{ч}}, \quad (1.82)$$

мұндағы $k_{д\text{и}\text{н}}$ және $k_{т\text{ер}}$ – термиялық және динамикалық тұрақтылыққа сәйкес біркелкілік тоғы;

$Z_{2н\text{о}\text{т}}$ – ТТ-ның екіншілік тізбегіндегі номинал кедергісі, берілген дәлділік классына сәйкес жұмыспен қамтамасыз етеді, Ом;

$Z_{2р\text{а}\text{с}\text{ч}}$ – екіншілік тізбектің есептік кедергісі, Ом.

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

Дәлдік классымен алынған мән бойынша ТТ жұмыс істеуі үшін, екіншілік тізбектегі жүктеме номиналдық мәннен аспауы керек, яғни $I_{2н\text{о}\text{м}}=5A$.

$$S_2 \approx I_{2н\text{о}\text{м}}^2 \cdot Z_2 \approx 25 \cdot Z_2 \leq S_{2н\text{о}\text{м}}. \quad (1.83)$$

ТТ есептемелік жүктемесі $Z_{2р\text{а}\text{с}\text{ч}}$ түйіспелер мен сымдардағы қуат шығынынан, өлшеуіш құралдардың жүктемелерінен құралады трансформатордың екіншілік тізбегіне тізбектей қосылған құрал орамдарының қосынды кедергісі $Z_{\sum п\text{р}\text{и}\text{б}}$, фаза бойынша таралу және қосылу сұлбасына сәйкес есептейді. Өлшеуіш құралдардың үшсызықты қосылу сұлбасын құрастыру кезінде құралдың жалғану сұлбасын есепке алу қажет.

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

110 кВ Қ/Ст-ның екіншілік тізбегінде мыс кабель қолданылады ($p=0,028$ Ом-мм²/м). Сымның қимасын өлшеу дәлдік талаптарына сәйкес таңдайды.

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

$$Z_{пров} \leq Z_{2ном} - Z_{\sum приб} - Z_{конт.}, \quad (1.84)$$

мұндағы $Z_{конт.}$ – түйіспелер кедергісі;

$Z_{пров} \approx r_{пров}$ теңсіздігін тексерсек, онда сымның рұқсат етілген қимасы төмендегі өрнектен кем болмау керек, мм².

$$S = \frac{\rho \cdot L_{расч}}{r_{пров}}, \quad (1.85)$$

мұндағы ρ – сымның материалының меншікті кедергісі;

$L_{расч}$ – ТТ –ның қосылу сұлбасына тәуелді сымның есептік ұзындығы.

110 кВ жағында ТТ-н таңдау

Мен мұнда ЦЭ6803В санағышты таңдадым. Себебі бұл санағыш маған керек барлық шарттарды қанағаттандырады. Құрал параметрлері 1.25-ші кестеде көрсетілген. [Ә24, 1 б.]

1.25 кесте – Есептегіш құралдар

Құрал	Құрал түрі	Ток өлшегіш құралдардағы жүктеме, В*А, фаза бойынша		
		А	В	С
Амперметр көрсеткіші	Э-665.1	0,5	0,5	0,5
Санағыш ЭлектроСтиль	ЦЭ6803В	0,1	0,1	0,1
Барлығы		0,6	0,6	0,6

0,5 класс дәлдігінде номиналды екіншілік жүктемесі 1,2 Ом құрайды. Түйіспелердің кедергісін 0,05 Ом деп қабылдап, онда сымның кедергісі:

$$R_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_{2ном}^2} = \frac{0,6}{25} = 0,024 ; \quad (1.86)$$

$$R_{пров} = R_{2ном} - R_{приб} - R_{конт.}; \quad (1.87)$$

$$R_{пров} = 1,2 - 0,024 - 0,05 = 1,126 Ом.$$

Мысты өзекшесі бар біріктірілетін сымның ұзындығын $L_{mp} = 95$ метр деп қабылдап, екі фазаға ТТ орналасуын ескеріп, олардың қимасын анықтаймыз:

$$S = \frac{\rho \cdot L_{расч}}{R_{пров}} ; \quad (1.88)$$

$$S = \frac{0,028 \cdot 95}{1,126} = 2,36 \text{ мм}^2.$$

2,5 мм² қимасымен КРВГ маркалы бақылау кабелін таңдаймыз. ТТ параметрлері 1.26-шы кестеде көрсетілген. [Ә4, 321 б.]

1.26 кесте – ТВ – 110/400/5

ТТ параметрлері		Есептелген мәндері	
$U_{НОМ}, \text{кВ}$	110	$U_{уст.НОМ}, \text{кВ}$	110
$I_{НОМ}, \text{А}$	400	$I_{раб.мах}, \text{А}$	331,05
$I_{СКВ}, \text{кА}$	62	$i_{уд}, \text{кА}$	17,079
$I_{тер}^2 \cdot I_{тер}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	432	$B_{к}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	10,954

35 кВ жағында ТТ-н таңдау

Мен мұнда ЦЭ6803В санағышты таңдадым. Себебі бұл санағыш маған керек барлық шарттарды қанағаттандырады. Құрал параметрлері 1.27-ші кестеде көрсетілген. [Ә24, 1 б.]

1.27 кесте – Есептегіш құралдар

Құрал	Құрал түрі	Ток өлшегіш құралдардағы жүктеме, В*А, фаза бойынша		
		А	В	С
Амперметр көрсеткіші	Э-665	0,5	0,5	0,5
Санағыш ЭлектроСтиль	ЦЭ6803В	0,1	0,1	0,1
Барлығы		0,6	0,6	0,6

ТТ - көбірек жүктелген фазасы – А. Осы фазаға қосылған құралдың жалпы кедергісі: $S_{приб} = 0,6ВА ; I_2 = 5А$.

$$R_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2} ; \quad (1.89)$$

$$R_{приб} = 0,024 \text{ Ом}.$$

0,5 класс дәлдігінде номиналды екіншілік жүктемесі 1,2 Ом құрайды. Түйіспелердің кедергісін 0,05 Ом деп қабылдап, онда сымның кедергісі: $R_{2ном} = 1,2 \text{ Ом}; R_{конт} = 0,05 \text{ Ом}$.

$$R_{пров} = R_{2ном} - R_{приб} - R_{конт}; \quad (1.90)$$

$$R_{пров} = 1,126 \text{ Ом}.$$

Мыс өзекшесі бар біріктірілетін сымның ұзындығын $L_{тр} = 75 \text{ м}$ метр деп қабылдап, екі фазаға ТТ орналасуын ескеріп, олардың қимасын анықтаймыз (ТТ мен құралдың жалғануы - жұлдызша):

$$S = \frac{\rho \cdot L_{расч.}}{R_{пров}} = 1,86 \text{ мм}^2. \quad (1.91)$$

Табылған қима бойынша $2,5 \text{ мм}^2$ қималы КРВГ маркалы бақылау кабелін таңдаймыз. ТТ параметрлері 1.28-ші кестеде көрсетілген. [Ә4, 321 б.]

1.28 кесте – ТФЗМ-35Б-ІУ1

ТТ параметрлері		Есептелген мәндері	
$U_{ном}, \text{ кВ}$	35	$U_{уст.ном}, \text{ кВ}$	35
$I_{ном}, \text{ А}$	1500	$I_{раб.мах}, \text{ А}$	1040,46
$I_{скв}, \text{ кА}$	125	$i_{уд}, \text{ кА}$	5,475
$I_{тер}^2 \cdot I_{тер}, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	7203	$B_k, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	0,971

10 кВ жағында ТТ-н таңдау

Мен мұнда ЦЭ6803В санағышты таңдадым. Себебі бұл санағыш маған керек барлық шарттарды қанағаттандырады. Құрал параметрлері 1.29-шы кестеде көрсетілген. [Ә24, 1 б.]

1.29 кесте – Ток өлшегіш құралдардағы жүктеме

Құрал	Құрал түрі	Ток өлшегіш құралдардағы жүктеме, В*А, фаза бойынша		
		А	В	С
Амперметр көрсеткіші	Э-665	0,5	0,5	0,5
Санағыш ЭлектроСтиль	ЦЭ6803В	0,1	0,1	0,1
Барлығы		0,6	0,6	0,6

ТТ- көбірек жүктелген фазасы – А. Осы фазаға қосылған құралдың жалпы кедергісі: $S_{приб} = 2,6ВА; I_2 = 5А$.

$$S_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2}; \quad (1.92)$$

$$R_{приб} = 0,024 \text{ Ом}.$$

0,5 класс дәлдігінде номиналды екіншілік жүктемесі 0,8 Ом құрайды. Түйіспелердің кедергісін 0,05 Ом деп қабылдап, онда сымның кедергісі: $R_{2ном} = 0,8 \text{ Ом}; R_{конт} = 0,05 \text{ Ом}$

$$R_{пров} = R_{2ном} - R_{приб} - R_{конт}, \quad (1.93)$$

$$R_{пров} = 0,726 \text{ Ом}.$$

Мыс өзекшесі бар біріктірілетін сымның ұзындығын $L_{Тр}=6$ метр деп қабылдап, екі фазаға ТТ орналасуын ескеріп, олардың қимасын анықтаймыз (ТТ мен құралдың жалғануы- жұлдызша):

$$S = \frac{\rho \cdot L_{расч}}{R_{пров}} = 0,23 \text{ мм}^2. \quad (1.94)$$

Табылған қима бойынша $2,5 \text{ мм}^2$ қималы МКР ВГ маркалы бақылау кабелін таңдаймыз. ТТ параметрлері 1.30-шы кестеде көрсетілген. [Ә4, 321 б.]

1.30 кесте – ВВ103 АВВ параметрлері:

ТТ параметрлері		Есептелген мәндері	
$U_{ном}, \text{кВ}$	10	$U_{уст.ном}, \text{кВ}$	10
$I_{ном}, \text{А}$	4000	$I_{раб.мах}, \text{А}$	3641,61
$I_{скв}, \text{кА}$	100	$i_{уд}, \text{кА}$	3,711
$I_{тер}^2 \cdot I_{тер}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	3675	$B_k, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	0,488

1.4.5 Кернеулік трансформаторларды (КТ) таңдау

Келесі шарттар бойынша таңдалады:

- 1) $U_{1ном} \geq U_{сети.ном}$;
- 2) $S_{ном} \geq S_{2расч}$;
- 3) дәлдік класы бойынша;
- 4) құрылымы және қосылу сұлбасы бойынша,

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

КТ типі оның тағайындамасымен таңдалынады. Егер КТ-нан есептік санағыштер қорек көзін алатын болса, онда екі бірфазалық НАМИ серилы КТ-н қолдану тиімді. Жалғыз үшфазалы КТ-на қарағанда, екі бірфазалық КТ қуатты болып келеді, және де бағалары шамалас. 110 кВ және одан жоғары кернеуде НКФ сериялы каскадты КТ қолданады.

Санағышты мен трансформатор кірісіне, секциондық және айналып өту жеріне орнатамын. Трансформатор жоғары жағына жалғанған желілер саны 3, сонын әрқайсысына санағыш орнатамын. Сонда жоғары жағына толық 6 санағыш орнатамын.

Санағыш ретінде «Меркурий» фирмасының 231 АТ санағышын таңдадым. Себебі оның сипаттамасы мен қарастырған санағыштарға қарағанда тиімді. Құрал параметрлері 1.31-ші кестеде көрсетілген. [Ә24, 1 б.]

1.31 кесте – Есептегіш құралдар

Құрал	Құрал түрі	$P_{\text{общ.}}$ Вт	Q_{Σ} вар
2V	Ц-301/1	3	-
Санағыш Меркурий	231 АТ	6·0,5	6·7,48
Барлығы		6	44,88

Есептік екіншілік жүктеме:

$$S_{2p} = \sqrt{P^2 + Q^2}, \quad (1.95)$$

$$S_{2p} = \sqrt{6^2 + 44,88^2} = 45,28 \text{ ВА}.$$

110 кВ шинада НКФ-110-58 типті КТ таңдаймыз. [Ә4, 321 б.]

КТ-на қосылатын құралдар.

- вольтметр тіркеуші;
- есептік санағыш.

0,5 класс дәлдігінде номиналды екіншілік жүктемесі 400 В*А құрайды, ол есептік жүктемеден неғұрлым жоғары.

35 кВ шинада КТ

Санағышты трансформатор кірісіне, секциондық және айналып өту жеріне орнатамын. Трансформатор ортаңғы жағына жалғанған желілер саны 2, сонын әрқайсысына санағыш орнатамын. Сонда ортаңғы жағына толық 5 санағыш орнатамын. Санағыш ретінде «Меркурий» фирмасының 231 АТ санағышын таңдадым. Себебі оның сипаттамасы мен қарастырған санағыштарға қарағанда тиімді. Құрал параметрлері 1.32-ші кестеде көрсетілген. [Ә24, 1 б.]

1.32 кесте – Есептегіш құралдар

Құрал	Құрал түрі	Р _{общ.} Вт	Q _{Σ.} вар
Вольтметр	Ц-301/1	3	-
Санағыш Меркурий	231 АТ	5·0,5	5·7,48
Барлығы		5,5	37,4

Есептік екіншілік жүктеме:

$$S_{2p} = \sqrt{P^2 + Q^2}, \quad (1.96)$$

$$S_{2p} = \sqrt{5,5^2 + 37,4^2} = 37,81 \text{ ВА.}$$

35 кВ шинада ЗНОМ-35 типті КТ таңдаймыз. [Ә4, 321 б.]

10 кВ шинада КТ

Санағышты мен трансформатор кірісіне, секциондық және айналып өту жеріне орнатамын. Трансформатор жоғары төменгі жалғанған желілер саны 10, сонын әрқайсысына санағыш орнатамын. Сонда төменгі жағына толық 13 санағыш орнатамын. Санағыш ретінде «Меркурий» фирмасының 231 АТ санағышын таңдадым. Себебі оның сипаттамасы мен қарастырған санағыштарға қарағанда тиімді. Құрал параметрлері 1.33-ші кестеде көрсетілген. [Ә24, 1 б.]

1.33 кесте – Есептегіш құралдар

Құрал	Құрал түрі	Р _{общ.} Вт	Q _{Σ.} вар
Вольтметр	Ц-301/1	3	-
Санағыш Меркурий	231 АТ	13·0,5	13·7,48
Барлығы		9,5	97,24

Есептік екіншілік жүктеме:

$$S_{2p} = \sqrt{P^2 + Q^2}, \quad (1.97)$$

$$S_{2p} = \sqrt{9,5^2 + 97,24^2} = 97,71 \text{ ВА.}$$

10 кВ шинада НОМ-10-66 типті КТ таңдаймыз. [Ә4, 321 б.]

1.4.6 Шиналарды таңдау

Шиналардың қимасы қызу бойынша (рұқсат етілетін ток бойынша) таңдалынады. Бұл кезде тек қалыпты ғана емес, сонымен қатар апаттан кейінгі режимдер де ескеріледі және де жөндеу уақытындағы режим және шиналар секциялары арасында токтардың бірқалыпсыз таралу мүмкіндігі.

Таңдау шарты:

$$I_{\max} \leq I_{\text{доп}}, \quad (1.98)$$

мұндағы $I_{\text{доп}}$ – ($\theta_{0,\text{ном}}=25^{\circ}\text{C}$) кестелерде қабылданғаннан ауа температураларын ескеріп таңдалынған қималы шинадағы рұқсат етілетін ток;

$$I_{\text{доп}} = I_{\text{доп,ном}} \cdot \sqrt{\frac{\theta_{\text{доп}} - \theta_0}{\theta_{\text{доп}} - \theta_{0,\text{ном}}}}, \quad (1.99)$$

мұндағы боялған шиналар үшін $\theta_{0,\text{доп}}=70^{\circ}\text{C}$; $\theta_{0,\text{ном}}=25^{\circ}\text{C}$ болса, онда

$$I_{\text{доп}} = I_{\text{доп,ном}} \cdot \sqrt{\frac{70 - 25}{45}} = I_{\text{доп,ном}} \cdot 1,$$

мұндағы $I_{\text{доп,ном}}$ – ауа температурасы $\theta_{0,\text{ном}}=25^{\circ}\text{C}$ болғандағы рұқсат етілетін ток;

θ_0 – ауаның нақты температурасы;

$\theta_{\text{доп}}$ – жалғасымды режимнің рұқсат етілетін қызу температурасы (ПУЭ бойынша шиналар үшін $+70^{\circ}\text{C}$).

110 кВ кернеудегі шинаны таңдау

Ұзақтық режимнің есептік тоғын анықтаймыз:

$$I_{\text{ном,тр}} = \frac{S_{\text{н.тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}; \quad (1.100)$$

$$I_{\text{ном,тр}} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 331,05 \text{ A};$$

$$I_{\max} = 1,35 \cdot I_{\text{ном,тр}}; \quad (1.101)$$

$$I_{\max} = 1,35 \cdot 331,05 = 446,91 \text{ A}.$$

POWERDUCT маркалы бір жолақты алюминді шинаны таңдаймыз 60x6 мм²; $I_{\text{доп}}=600 \text{ A}$. [Ә13, 4 б.]

35 кВ-ты ортаңғы кернеу жағғына шина таңдау

Ұзақтық режимнің есептік тоғын анықтаймыз:

$$I_p = \frac{S_{mp}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}; \quad (1.102)$$

$$I_p = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 1040,46 \text{ A};$$

$$I_{max} = 1,35 \cdot I_p; \quad (1.103)$$

$$I_{max} = 1,35 \cdot 1040,46 = 1404,62 \text{ A}.$$

POWERDUCT маркалы бір жолақты алюминді шинаны таңдаймыз 165x6 мм²; I_{доп}=1600 А. [Ә13, 4 б.]

10 кВ кернеудегі шинаны таңдау

Ұзақтық режимнің есептік тоғын анықтаймыз:

$$I_{.ном.тр} = \frac{S_{н.тр}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}; \quad (1.104)$$

$$I_{.ном.тр} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 3641,61 \text{ A};$$

$$I_{max} = 1,35 \cdot I_{.ном.тр}; \quad (1.105)$$

$$I_{max} = 1,35 \cdot 3641,61 = 4916,17 \text{ A}.$$

POWERDUCT маркалы үш жолақты алюминді шинаны таңдаймыз 200x6 мм²; I_{доп}=5000 А. [Ә13, 4 б.]

2 Трансформатордың қорғаныстары

2.1 Негізгі жағдайы

ПУЭ талаптары бойынша барлық қондырғылар релелік қорғаныс құрылғыларымен жабдықталуы тиіс. Олар арналған:

— ажыратқыш көмегімен бүлінген элементті қалғанынан, яғни бүлінбеген энергожүйе бөлігінен автоматты түрде сөндіру. Егер (нейтралы тұйықталмаған тораптардағы жерге тұйықталу) бүліну электр жүйелердің жұмысын бұзбаса, онда релелік қорғаныс тек сигналға жіберілуі рұқсат етіледі.

Энергожүйедегі элементтің қауіпті, яғни қалыпты емес жұмыс істеу режиміне оның релелік қорғанысы сигналға немесе істе қалған элементтің бүлінуге алып келмейтіндей сөндіруге әрекет жасау.

ПУЭ-ға сәйкес жоғарғы кернеуі 110 кВ трансформатордың релелік қорғанысы келесідей бүлінулер мен қалыпты емес жұмыс істеуінен қарастырылуы тиіс:

- орамы мен шықпаларындағы көпфазды тұйықталу;
- нейтралы жерге тұйықталған жүйелерге қосылған орамы мен шықпаларындағы бірфазды жерге тұйықталу;
- орам арасындағы тұйықталу;
- сыртқы ҚТ туындаған орамдағы тоқтар;
- жүктемеден туындаған орамдағы тоқтар;
- май деңгейінің төмендеуі;
- магнит өткізгіштіктің «өртенуі».

Жоғарыдағыны ескере отырып және соған сәйкес жобаланатын қосалқы станцияның трансформаторына келесідей қорғаныстар қарастырылады.

Негізгі қорғаныс ретінде:

трансформатордың дифференциалдық қорғанысы –трансформатордың орамы мен шықпаларындағы барлық түрдегі ҚТ қорғау;

газдық қорғаныс –трансформатордың бағының ішіндегі ҚТ қорғау, яғни газдың бөліну нәтижесінде;

Қосымша қорғаныс ретінде:

трансформатордың жоғарғы және төменгі кернеу орамдарын жүктемеден қорғайтын бірфазды максималды тоқ қорғанысы;

жоғарғы және орта кернеудегі жерге ҚТ қорғайтын екі сатылы нөл ретті тоқтық қорғаныс;

сыртқы ҚТ қорғайтын бағытталған кері ретті тоқ қорғанысы және үшфазды ҚТ қорғайтын кернеу түсумен максималды тоқ қорғанысы;

2.2 RET 670 дифференциалды қорғаныстардың функциялау принциптары және негізгі сипаттамалары

Қолданылуы

RET 670 сандық дифференциалды қорғанысы кернеудің барлық деңгейлерінің трансформаторларындағы қысқа тұйықталулардан қорғайтын жылдам және селективті қорғаныс болып табылады. Терминалды трансформатордың қорғанысы ретінде қолдану кезінде құрылғы, әдетте күштік трансформатордың жоғарғы және төменгі кернеуі жағында орналасқан тоқ трансформаторларының шығыстарына қосылады. Фазалар ығысуы және трансформаторлар орамаларының қосылуынан пайда болатын тоқтардың өзара қосылуы (сцепление) құрылғыда есептік алгоритмдер көмегімен өңделеді.

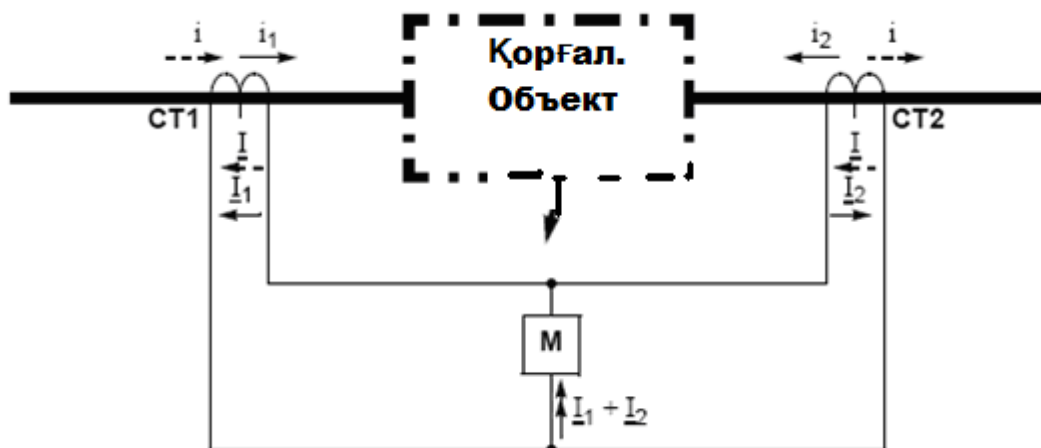
Бейтараптың жермен тұйықталу шарттары қолданушының талабы бойынша бейімделеді, олар есептеулер алгоритмінде автоматты түрде есепке алынады. Бейтарабы жерге тұйықталған трансформаторды қорғаған кезде бейтарап пен жер арасында ағатын тоқ өзгертіліп, жерге тұйықталудан қорғайтын жоғары жиілікті қорғаныста қолданыла алады. Қосымша тоқ бойынша жоғары сезімталдықты кіріс орнатылған. Ол, мысалы трансформатор немесе реактор бөлігінен аздаған тоқтарды үлкен кедергілер мәніндегі зақымдалулар кезіндегі жағдайлардың өзінде де анықтау үшін пайдаланылады.

Құрылғының қорғалынатын объектілерінің барлық типтері үшін уақыт ұстанымы бар максималды тоқ қорғанысы функциялары бар. Бұл функциялар кез-келген жақ үшін қолданылады. Асқын жүктемеден жылулық қорғау кез-келген машина түрін қорғау үшін тиімді. Ол май температурасын өлшеуге, сыртқы термодатчикті қолдану барысында қайнау нүктесі және ескіру жылдамдығын бағалауға арналған функциямен толықтырыла алады.

Балансталмаған жүктеме қорғанысы симметриялы емес тоқтарды анықтауға мүмкіндік береді. Оның көмегімен фазаралық зақымдалулар мен кері реттік тоқтарды анықтауға болады. Ажыратқыштың жұмыс жасаудан бас тартуынан қорғанысы оған ажырату командасы берілгеннен кейінгі, әрекетін тексереді. Ол қорғалатын объектінің кез-келген жағына қосылуы мүмкін.

Дифференциалды қорғаныстың негізгі жағдайлары

Өлшенеті мәндердің қалыптасуы дифференциалды қорғанысты қолданудан тәуелді. Бұл бөлімде қорғалынатын объектінің типінен тәуелсіз дифференциалды қорғаныстың жалпы жұмыс әдісі сипатталады. Суреттер бір желілі сұлбалар үшін келтірілген. Дифференциалды қорғаныс тоқтарды салыстыруға негізделген. Яғни қалыпты жұмыс кезінде қорғалынатын объектінің екі жартылары бойынша бірдей тоқ ағады (2.1-сурет, үзікті сызық). Бұл тоқ қарастырылатын аумақтың бір жағына ағып кіреді және басқа жағынан ағып шығады. Тоқтардың айырымы берілген аумақта зақымдалудың нақты индикаторы болып табылады. Егер трансформация коэффициенттері бірдей болса, онда қорғалынатын объектінің шеттері бойынша орналасқан ТТ-ың екіншілік орамдары СТ1 және СТ2 екіншілік тұйықталған тізбекке біріктірілуі мүмкін, бұл тізбекпен екіншілік тоқ ағады; электрлік баланс нүктесінде қосылған өлшеуіш элементі қалыпты жұмыс кезінде нөл көрсетеді.



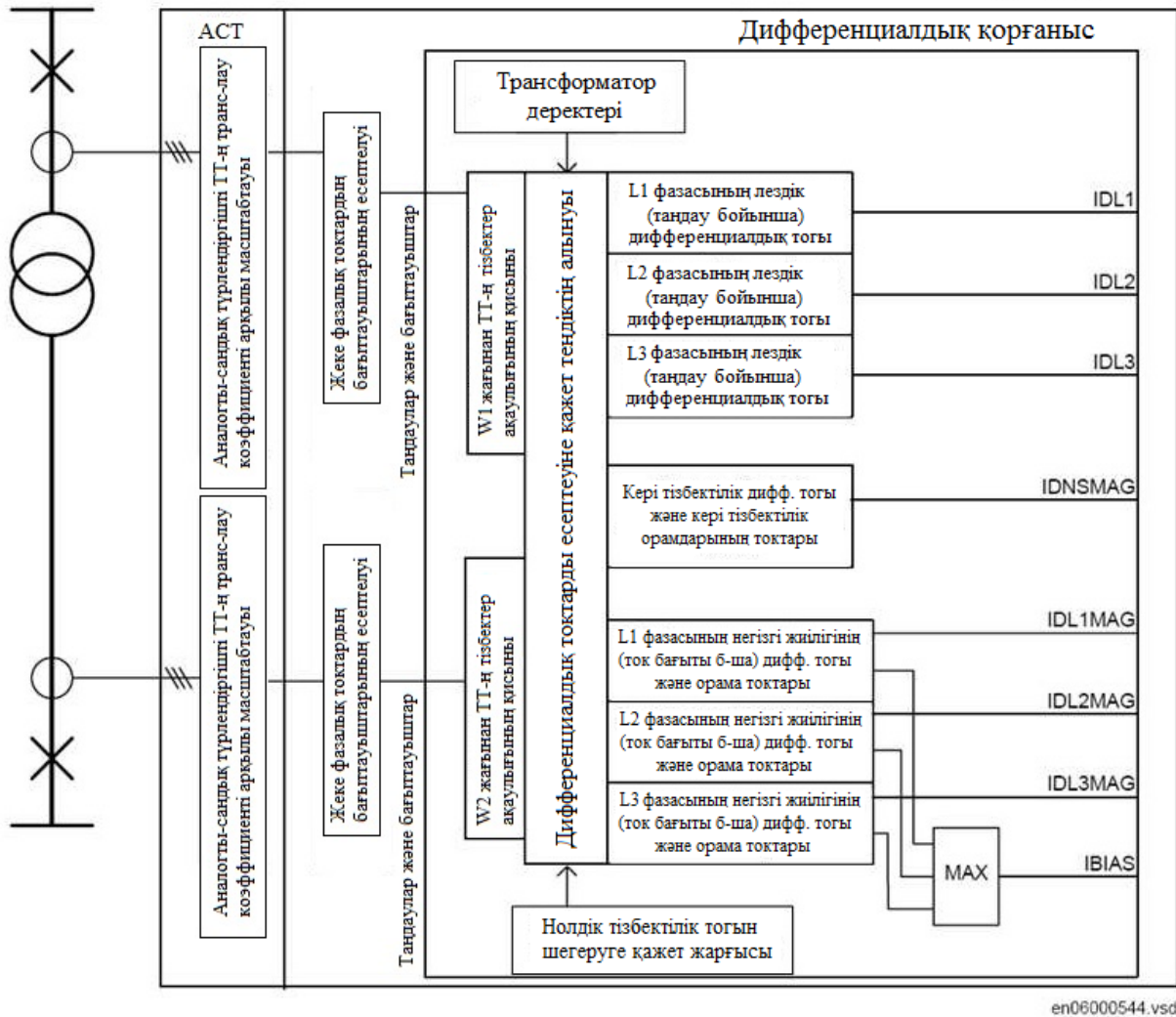
Сурет 2.1 – Екі жақты аймақ үшін дифференциалды қорғаныстың әрекетінің негізгі принципі

Тоқ трансформаторларымен шектелген аумақта зақымдалу пайда болған кезде $i_1 + i_2$ зақымдалу тоқтарына пропорционалды $I_1 + I_2$ тоғы, М өлшеуіш элементі арқылы ағады. Нәтижесінде 2.2-суретінде көрсетілген қарапайым тізбек қорғаныстың сенімді істен шығаруын қамтамасыз етеді.

Қорғалынатын аумақта үлкен тоқтың ағуын қамтамасыз ететін сыртқы зақымдалу пайда болғандағы тежеу тоғы, қанығу кезіндегі СТ1 және СТ2 тоқ трансформаторларының магнитті сипаттамаларындағы айырмашылық М өлшеуіш элементі арқылы үлкен тоқтың ағуын тудыруы мүмкін. Егер бұл тоқтың ауытқуы сәйкесті орнатылған мәннен асып кетсе, зақымдалу қорғаныс аумағынан тыс орналасса да қорғаныс істен шығаруға сигнал беруі мүмкін. Токпен тежеу қорғаныстың мұндай дұрыс емес әрекетінің алдын алады.

RET670 дифференциалды қорғанысы

RET670 терминалының дифференциалды қорғанысының алгоритмдері бірінші реттік ток мәнімен есептейді. Осы мақсатпен қорғаныстық ТТ трансформация коэффициенті есебімен аналогты-сандық түрлендіруді масштабтау жүзеге асады. Бұдан кейін Фурье дискретті түрлендіру (ФДТ) базасында негізгі жиіліктегі кешенді (бағыттаушы) токтарды есептеу жүреді. RET670 терминалының жадына қорғаныс трансформаторының негізгі техникалық параметрлері енгізілу керек: номиналды кернеу және орамдардың номиналды тоқтары, сонымен қатар орамдардың қосылу схемалары (толығырақ «Уставки» кестесінде). Бұл базада дифференциалды және тежеуішті токтардың қалай лездік мәндерін болса, солай интегралды мәндерін есептеу де жүзеге асады. Дифференциалды ток әр фаза үшін бөлек есептеледі.



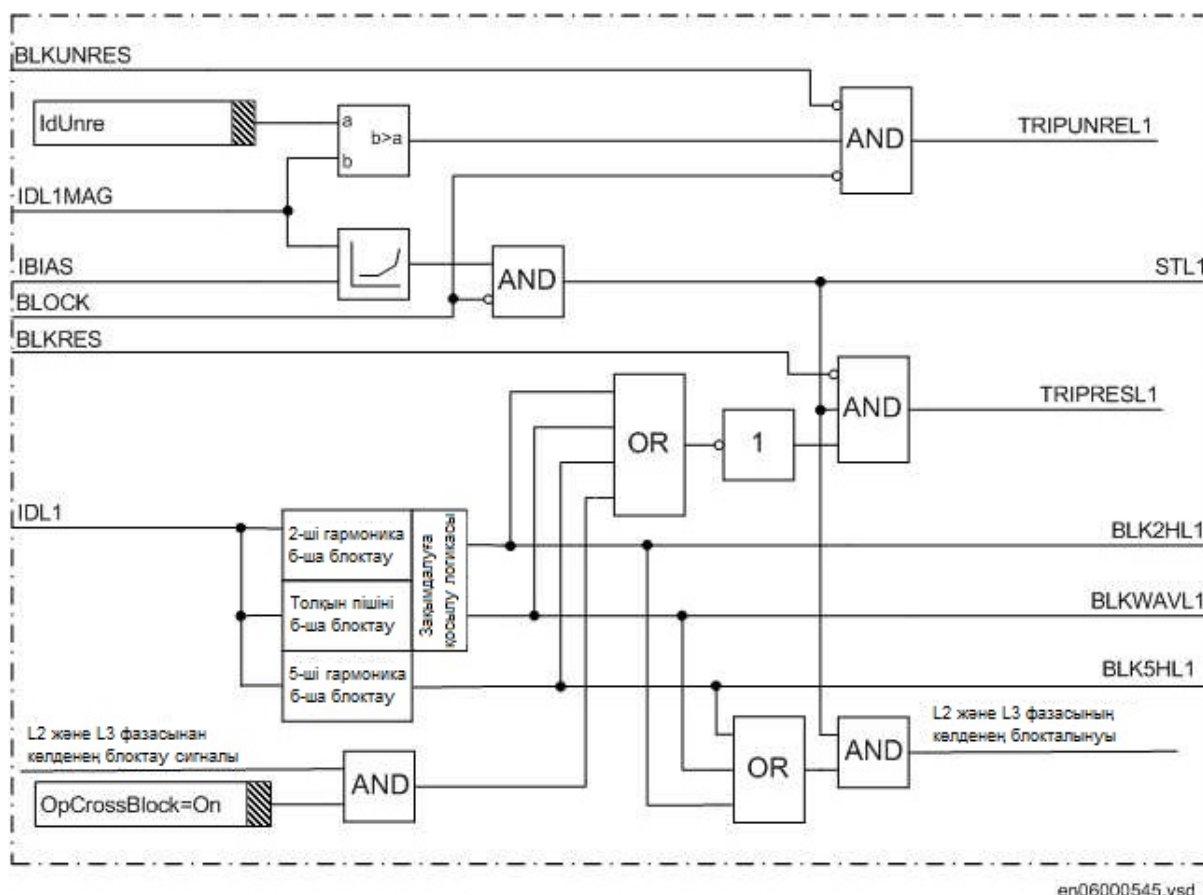
Сурет 2.2 – Трансформатордың дифференциалды қорғанысының өлшенген токтарын өңдеу

Гармоникті тежеу

Жүктелген трансформаторды және шунттайтын реакторларды кернеудегі шинаға қосқан кезде үлкен магниттелу тоғы пайда болуы мүмкін (тоқ секіруі). Бұл тоқ секірулері бір соңнан қорек кезіндегі зақымдалу сияқты дифференциалды шамаларды тудырады. Кернеуді арттырғанда немесе жиілікті төмендеткендегі магниттелу тоқтарынан пайда болатын дифференциалды шамалар, трансформаторды параллель жұмысқа қосқанда немесе күштік трансформаторды артық секіру тоғының шамасы қысқа тұйықталу кезінде болмайтын екіншілік гармониктің құраушыларымен сипатталады. Егер екінші гармониктің құраушысы таңдалынған шеттік шамадан артық болса, онда дифференциалды сатыға тиым салынады. Тиым салуды іске асыру үшін екінші гармониктен басқа гармониктер таңдалынуы мүмкін, мысалы үшінші немесе бесінші трансформатордың темірінің артық қоздырылуы тақ гармониктердің болуымен сипатталады. Сол себепті үшінші және бесінші гармониктер бұл құбылысты анықтау үшін жарайды. Бірақта, күштік

трансформаторда үшінші гармоник алынып тасталынатындықтан негізінен бесінші гармониктер пайдаланады. Түрлендіргіш трансформаторда ішкі зақымдалу кезінде тақ гармониктер болмайды. Санды сүзбелер дифференциалды токтардың Фурье талдауын қамтамасыз ету үшін пайдаланады.

Дифференциалды қорғаныс гармоникті құраушылар орнатылған шамадан асқан кезде анықталады. Сүзбенің алгоритмдері динамикалық шарттарда тұрақтандыру үшін қосымша өлшеулер керек болмайтындай етіп орындалған. Гармоникті тежеу фаза бойынша орындалса да, қорғаныс толық үш фазасымен әрекет етеді, сондықтан секіру тоғы тек бір фазада болуы мүмкін.



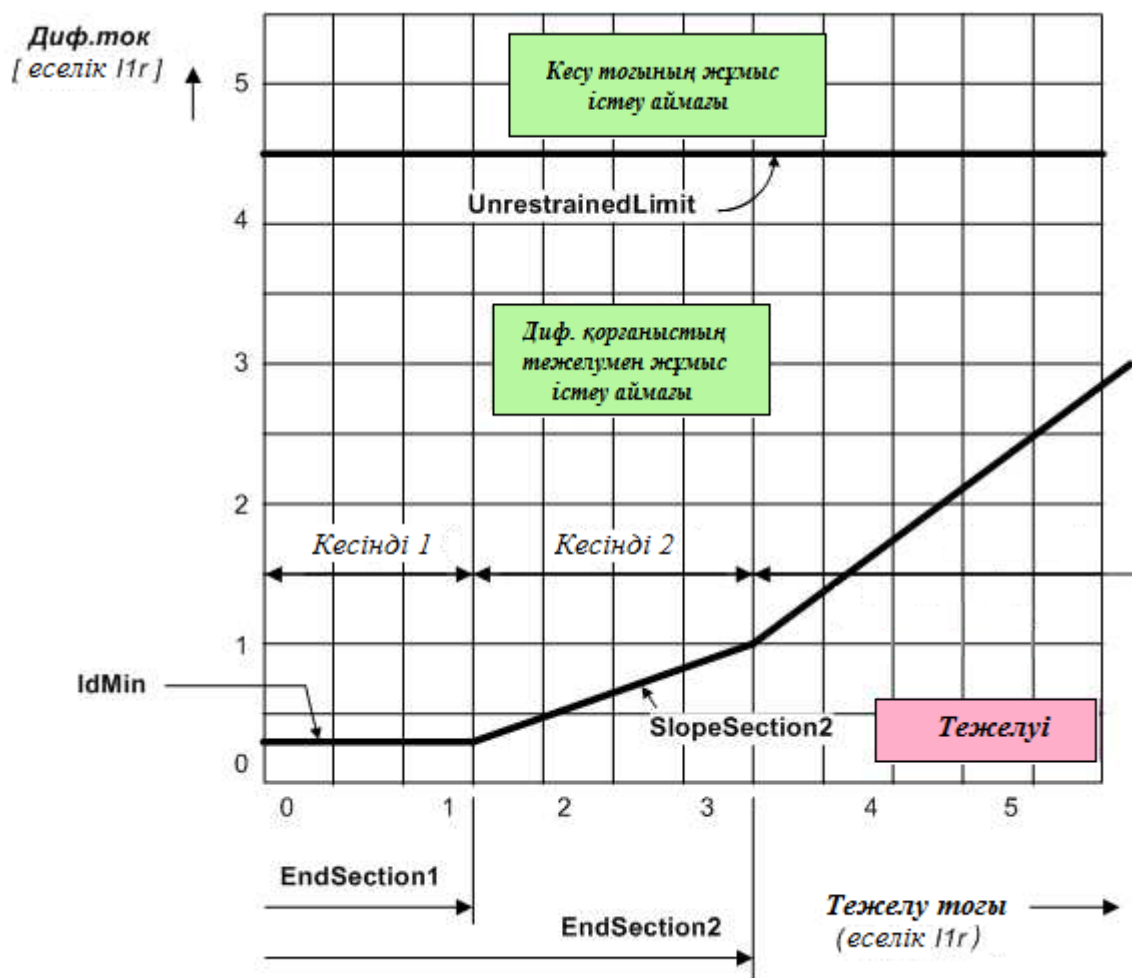
Сурет 2.3 – Трансформатордың L1 фазасының дифференциалды қорғанысының ықшамдалған логикалық сұлбасы

Ықшамдалған функционалды сұлба (2.3-сурет) дифференциалды үзіндіні (IdUnre) және тежеуіші бар сезімтал мүшені қосады. Дифференциалды үзіндінің (ДҮ) қызметі дифференциалды токтың негізгі гармоникасына базаланады. ДҮ қолдану үлкен еселі ҚТ тоғы кездесетін қорғалатын аймақта PDIF, 87Т-ның тезәрекеттік және функционалдығының сенімділігін арттыруға мүмкіндік береді.

Тежелу сипаттамасы шығу блогының сигналы (STL1) іске қосу сигналы ретінде, және де AND (И) логикасы арқылы сөндіруге (TRIPSEL1) әрекет етеді.

Тежелу сипаттамасы (2.4-сурет) негізгі гармоникалар дифференциалдық және тежелу токтары базасында құрылады. Ол салыстырмалы бірліктерде беріліп және түзу сызықтық үш кесіндіден тұрады.

- біріншісі (көлденең) - EndSection1 тежелу тогына дейін;
- екіншісі (қисық) - EndSection2 тежелу тогына дейін.



en05000187.vsd

Сурет 2.4 – Тежелу сипаттамасы

Тежеуішті тоқ барлық үш фаза үшін де бірдей болып табылады.

Тежеуішті ток ретінде барлық жағынан және барлық дифференциалды қорғаныс фазалар жағынан келтірілген ток қабылданады.

Қорғаныс трансформаторының әр жағы үшін ток кешенінің кері тізбектелуі де есептелінеді.

Базисті жағы үшін бірінші реттік ток мәнін есептеу барысында қорғаныс трансформаторының жоғары кернеу жағы қолданылады.

Дифференциалды ток екі әдіспен есептеледі:

- а) тез есептік мәндерінің (отсчетов) қосындысы ретінде;
 б) қорғаныс трансформаторының барлық жағы үшін есептік токтарының кешендерінің қосындысы ретінде;

Бұл екі жағдайда да шартты оң бағытта көрсетілген токтар қорғаныс аймағының ішіне кіреді.

2.3 Трансформатордың дифференциалдық қорғанысының есептелуі

Трансформатордың параметрлері ТДТН-63000/110/35/10.

$S=63000$ кВА; $U_{НОМ\ ВН}=110$ кВ; $U_{НОМ\ СН}=35$ кВ; $U_{НОМ\ НН}=10$ кВ; РПН: $\pm 8 \times 2\%$.

Ормаларының байланыс тобы: $Y_H/Y/D-0-11$.

Микропроцесорлық қорғаныстық құрылғыларды қолданғанда программаның көмегімен трансформатордың екіншілік токтарын фаза бойынша бірдей етуге болады.

Құрылғының іске қосылу сипаттамасы үш бөліктен тұрады.

Бірінші бөліктің параметрлерін таңдау

$$I_{CP} \geq k_H \cdot I_{НОМ}, \quad (2.1)$$

мұндағы $k_H=0,2$.

$$I_{НОМ} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}; \quad (2.2)$$

$$I_{НОМ} = \frac{63}{\sqrt{3} \cdot 110} = 331,05 \text{ А};$$

$$I_{CP} \geq 0,2 \cdot 331,05 = 66,21 \text{ А}.$$

Шыққан мәнді жуықтаймыз ($I_d >$) = 70 А.

Екінші бөліктің параметрлерін таңдау

$$I_{раб.макс.} = 2 \cdot I_{НОМ}; \quad (2.3)$$

$$I_{раб.макс.} = 2 \cdot 331,05 = 662,1;$$

$$I_{нб.расч1.} = K_A \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon \cdot I_{раб.макс.} + \Delta U \cdot I_{раб.макс.}; \quad (2.4)$$

$$I_{нб.расч1.} = 1 \cdot 1 \cdot 0,05 \cdot 662,1 + 0,16 \cdot 662,1 = 139,041 \text{ А};$$

$$I_{\text{торм.макс1}} = 0,5 \cdot (I_{\text{раб.макс}} + I_{\text{раб.макс}}); \quad (2.5)$$

$$I_{\text{торм.макс1}} = 0,5 \cdot (662,1 + 662,1) = 662,1 \text{ А};$$

$$m1 = \frac{K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч1}} - I_{\text{ср.}}}{I_{\text{торм.макс}} - 0,5 \cdot I_{\text{ср.}}}; \quad (2.6)$$

$$m1 = \frac{1,5 \cdot 139,041 - 70}{662,1 - 0,5 \cdot 70} = 0,221.$$

Жуықтап алатын болсақ $m1=0,23$.

Үшінші бөліктің параметрлерін таңдау

$$I_{\text{кз.макс}} = 7495 \text{ А}.$$

$$I_{\text{нб.расч.2}} = K_A \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon \cdot I_{\text{к макс}} + \Delta U \cdot I_{\text{к макс}}; \quad (2.7)$$

$$I_{\text{нб.расч.2}} = 1 \cdot 1 \cdot 0,1 \cdot 7495 + 0,16 \cdot 7495 = 1948,7 \text{ А};$$

$$I_{\text{торм.макс2}} = 0,5 \cdot (I_{\text{к макс}} + I_{\text{к макс}}); \quad (2.8)$$

$$I_{\text{торм.макс2}} = 0,5 \cdot (7495 + 7495) = 7495 \text{ А};$$

$$m2 = \frac{K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч2}} - I_{\text{ср.}} \cdot (1 - 0,5 \cdot m1) - I_{\text{торм.макс1}} \cdot m1}{I_{\text{торм.макс2}} - I_{\text{торм.макс1}}}; \quad (2.9)$$

$$m2 = \frac{1,5 \cdot 1948,7 - 70 \cdot (1 - 0,5 \cdot 0,23) - 662,1 \cdot 0,23}{7495 - 662,1} = 0,396.$$

Жуықтап алатын болсақ $m2=0,4$.

2.4 АВВ фирмасы RET 670 типінің параметрленуі

Параметрлену арнайы РСМ 600 программасы арқылы жүзеге асады. Проекттің құрамының сұлбасы Қосымша А, сурет А15 көрсетілген.

RET 670 ТЗWPDIIF типінің параметрлері Қосымша А, кесте А1 көрсетілген.

3 Трансформаторлардың резервті қорғанысы

3.1 REF 615 қорғанысы

Құрылғы бағытталған және бағытталмаған максималды тоқ қорғанысын және асқын жүктемеден қорғауды, бағытталған және бағытталмаған жерге тұйықталу қорғанысын қаматмасыз етеді. Трансформатордың резервті қорғанысы ретінде алғашқы екі қорғанысты қолданамыз.

Стандартты конфигурацияда А мен В бағытталған жерге тұйықталу қорғанысын көрсетеді. Егер фидерлерде фазалық тоқ трансформаторы болса осы қорғанысты қолданса болады.

Стандартты конфигурацияда С мен D бағытталмаған жерге тұйықталу қорғанысын көрсетеді. Ол да А мен В сияқты қолданыстарға ие.

Стандартты конфигурацияда Е мен F жерге тұйықталу қорғанысын және фазалық кернеу мен нейтрал кернеуінің өлшемін көрсетеді.

G стандартты конфигурациясы нөл реттік тоқтың стандартты кірісін ($3I_0$) көрсетеді.

H стандартты конфигурациясы бағытталмаған максималды тоқ қорғанысын және бағытталмаған жерге тұйықталу қорғанысын көрсетеді.

J стандартты конфигурациясы бағытталған максималды тоқ қорғанысын және бағытталған жерге тұйықталу қорғанысын көрсетеді.

3.2 Максималды тоқ үзіндісі (МТҮ)

Қорғаныстың іске қосылу тоғы:

$$I_{C3} = \kappa_{OTC} \cdot I_{кмак}^3, \quad (3.1)$$

мұндағы $\kappa_{OTC} = 1,1 - 1,3$ - ҚТ тоқтарын есептелуінің қателіктерін, біріншілік және екіншілік тоқтардағы апериодикалық құраушылардың реттеу коэффициенті. Т6 трансформатордағы максималды қысқа тұйықталу тоғының слбасы Қосымша А, сурет А20.

$$I_{C3} = \kappa_{OTC} \cdot I_{кмак}^{(3)} = 1,1 \cdot 1481 = 1629,1 \text{ А.}$$

Реленің іске қосылу тоғы:

$$I_{CP} = \frac{I_{C3}}{K_T} \kappa_{CX} = \frac{1629,1}{80} \cdot 1 = 20,36 \text{ А}, \quad (3.2)$$

мұндағы K_T – тоқ трансформаторының трансформация коэффициенті
 110кВ кернеудегі трансформатордың трансформация коэффициенті $K_T=80$;
 $k_{сх}=1$ – сұлба коэффициенті.

Максимал тоқ үзіндісін сезімталдыққа тексермейміз.

Максимал тоқ үзіндісінің (МТҮ) уақыт ұстанымын нөлге тең деп аламыз:
 $t_{мтү}=0с$.

3.3 Максимал тоқ қорғанысыны (МТҚ)

МТҚ трансформатордың жоғарғы кернеу жағына қойылады, ол қосымша қорғаныс болып саналады, ҚТ болғанда уақыт ұстанымымен іске қосылады. МТҚ іске қосылу тоғы:

$$I_{C3} = \frac{K_{отс} K_{C3}}{K_{воз}} I_{РАБ.МАКС}, \quad (3.3)$$

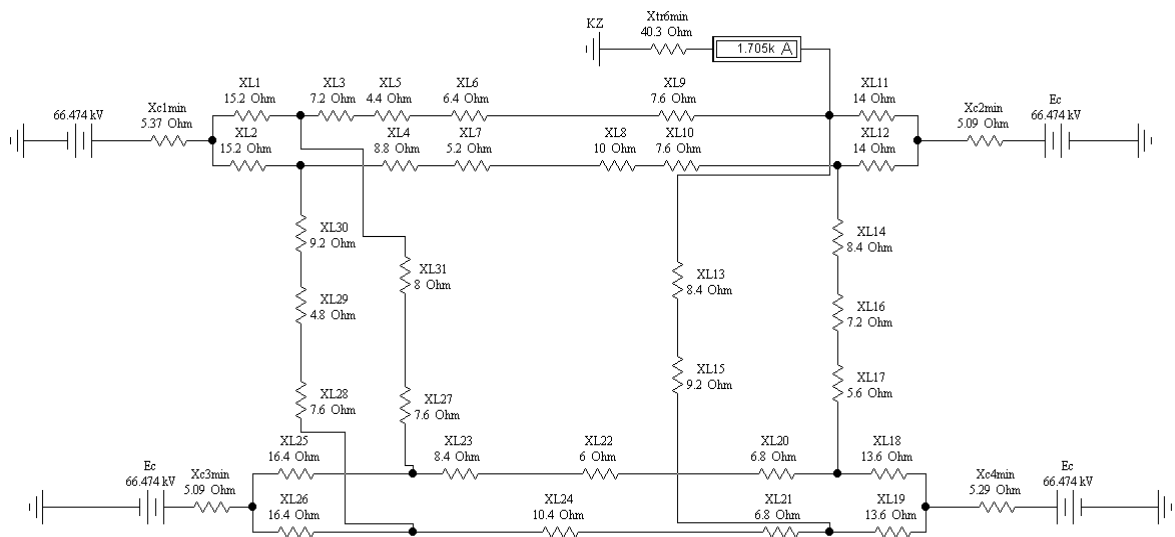
мұндағы $I_{раб.макс}$ – трансформатордың максимал тоғы;
 $K_{C3} = 2,5$ – жалпылама жүктеменің өзіндік іске қосылу коэффициенті;
 $K_{отс}=1,1$ – цифрлық терминалдар үшін;
 $K_{воз}=0,95$ – реленің қайту коэффициенті (цифрлық терминалдар үшін).

Трансформатордағы максимал жұмыс тоғын келесідей табамыз:

$$I_{НОМ.ТР} = \frac{S_{НОМ.ТР}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ.ТР}} = \frac{63 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} = 331,05 \text{ А}; \quad (3.4)$$

$$I_{РАБ.МАКС} = I_{НОМ.ТР} = 331,05 = 331,05 \text{ А}; \quad (3.5)$$

$$I_{C3} = \frac{1,1 \cdot 2,5}{0,95} \cdot 331,05 = 958,302 \text{ А}.$$



Сурет 3.1 – Минимал режимдегі Т6 трансформаторындағы ҚТ тоғы

Реленің іске қосылу тоғы:

$$I_{CP} = \frac{I_{C3}}{K_T} K_{CX} = \frac{958,302}{80} \cdot 1 = 11,98 A, \quad (3.6)$$

мұндағы K_T -тоқ трансформаторының трансформация коэффициенті 110кВ кернеудегі трансформатордың трансформация коэффициенті $K_T = 80$; $K_{CX}=1$ -сұлба коэффициенті.

Сезімталдыққа тексеру кезінде әдетте сезімталдық коэффициентін тексергенде екі фазалық ҚТ мәні алынады, екі фазалық ҚТ тоғын үш фазалық ҚТ мәнін 0,87ге көбейтіп табамыз.

$$K_q = \frac{0,87 \cdot I_{K..МИН}}{I_{C3}} = \frac{0,87 \cdot 1705}{958,302} = 1,55 > 1,5.$$

Сезімталдық шарты орындалады.

10кВ кернеудегі фидерлерде МТҚ уақыт ұстанымы қойылған, трансформатордағы МТҚ уақыт ұстанымын 10 кВ фидерлердегі МТҚ уақыт ұстанымынан реттейміз.

$$t_{MTK} = t_{MTK\text{фидер}} + \Delta t = 1 + 0,3 = 1,3c$$

3.4 Асқын жүктемеден қорғау

Асқын жүктемеден қорғау трансформатордың бір фазасына орнатылады, себебі асқын жүктеме тоқтары симметриялы болып келеді. Қорғаныстың іске қосылу тоғы трансформатордың номинал тоғындағы қайту релесі шартынан алынады:

$$I_{C3} = \frac{K_{OTC}}{K_{BO3}} I_{НОМ.ТР} = \frac{1,05}{0,95} \cdot 331,05 = 365,89 \text{ A}, \quad (3.7)$$

мұндағы $K_{OTC}=1,05$ - цифрлық терминалдар үшін;
 $K_{BO3}=0,95$ -реленің қайту коэффициенті(цифрлық терминалдар үшін).

Реленің іске қосылу тоғы:

$$I_{CP} = \frac{I_{C3}}{K_T} K_{CX} = \frac{365,89}{80} \cdot 1 = 4,57 \text{ A}, \quad (3.8)$$

мұндағы K_T – тоқ трансформаторының трансформация коэффициенті
 110кВ кернеудегі трансформатордың трансформация коэффициенті $K_T=80$;
 $K_{CX}=1$ – сұлба коэффициенті.

Әдетте асқын жүктемеден қорғаныстың уақыт ұстанымы басқа қорғаныстардан үлкен болады, ол сигналға әсер етеді.

$$t_{аж} = t_{МТК} + \Delta t = 1,3 + 0,3 = 1,6 \text{ c}$$

3.5 АВВ фирмасы REF 615 типінің параметрленуі

Параметрлену арнайы РСМ 600 программасы арқылы жүзеге асады. Проекттің құрамының сұлбасы Қосымша А, сурет А16 көрсетілген.

REF 615 РННРТОС1 типінің параметрлері Қосымша А, кесте А2 көрсетілген.

4 Трансформаторлардың газдық қорғанысы

4.1 Газдық қорғаныстың жұмыс істеу принципі және оның тағайындалуы

Біздің елдің энергетикасы жоғары қарқынмен өсіп келеді. Техникалық прогресті анықтаушы ретінде ол болашақта алдыңғы қатарда дамитындығы қаралуда

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

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

Іс жүзінде қолданылатын ережелер бойынша жоғарғы орамды 35 кВ кернеу, қуаты 6300 кВА және одан жоғары сыртқа орналастырылатын май толтырылған трансформаторлар газдық қорғаныспен жабдықталады. Егер кіші қуатты трансформаторлар панажайдың ішінде орналастырылған болса, газдық қорғаныспен жабдықтауға да болады. Егер 1000-4000 кВА қуатты трансформаторларда тез әрекет етуші қорғаныстар (дифференциалды, токкесер немесе Іс аспай әсер ететін максималды ток қорғанысы) болмаса, онда газдық қорғаныспен жабдықтау қарастырылады.

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

Трансформаторлардың, автотрансформаторлардың және реакторлардың май жүйесі ұқсас орындалған және электр аппараттарында ішкі зақымдану ағыны тез өтеді. Сондықтан да төменде трансформаторлардың май жүйесінің құрылғысын қарастырамыз.

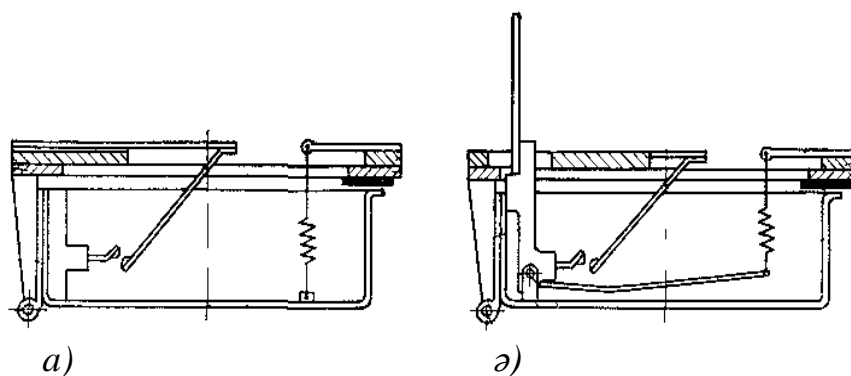
Газдық қорғаныс май толтырылған ұлғайтқыш бакта орналастырылған трансформаторларда, автотрансформаторларда, реакторларда және басқа да электр аппараттарда қолданылады; ол трансформатордың бағының ішіндегі барлық зақымдануларға: газдардың бөлінуінің пайда болуы, май ағынының үдеуі немесе газдың майлы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

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

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

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

Реледе бір-бірінен тәуелсіз жұмыс істейтін екі элемент бар (4.1-сурет): жоғарғы элемент – белгі беруші, төменгі – сөндіруші. Әр элементтің өз түйіспесі бар. Реле майға толған кезінде, екі элементтің түйіспелері ажыратылып, қалқып жүрген күйде болады.



а) белгі беруші элемент; б) сөндіруші элемент.

Сурет 4.1 – РГЧЗ-66 газдық релесінің элементтері

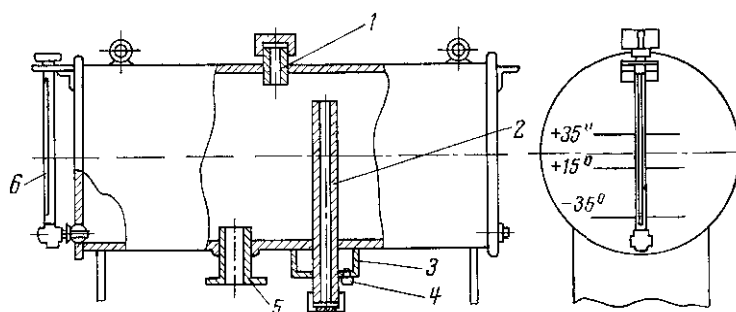
Бактан майдың жылыстауынан немесе май температурасының қатты түсіп кетуінен реледегі май деңгейі төмендейді. Егер май деңгейі рұқсат етілген мәннен аз болған жағдайда, белгі беруші элемент жұмыс істейді, өйткені өз уақытында май толық құйылмаған. Сипатталған жағдайда сөндіруші элемент майдың ішінде тұрып, жұмысын атқармайды. Трансформатордың маңызды бүлінулері кезінде құйынды газдың пайда болу әсерінен ұлғайтқышқа май лақтырылады (немесе газбен араласқан май), сол себептен сөндіруші элемент релесі май ағынының әсерінен бұрылады және

оның түйіспелері тұйықталады. Май деңгейінің біртіндеп төмендеуі әсерінен ең алдымен белгі беруші элемент, содан кейін сөндіруші элемент майсыз қалады. Трансформатордың бүлінулерінің түрлеріне байланысты белгі беруші және сөндіруші элементтерінің релелері тізбектей және бір уақытта жұмыс істеу мүмкіндігі бар.

Трансформатордың май жүйесінің құрылымы

Трансформатордың ішкі бөлігі трансформаторлық май толтырылған бакта орналасқан. Ол трансформатордың орамалары мен магнит өткізгіштері үшін салқындату жүйесінің қызметін атқарады, сонымен қатар орамалардың оқшаулау деңгейін көтереді. Ұлғайтқыштың көмегі арқылы бакты үнемі маймен толтыруды қамтамасыз етеді. Ұлғайтқыш трансформатордың “тыныс алуына” мүмкіндік жасайды. Бактағы май көлемінің ұлғаюы кезінде (жүктеме көбейді және қоршаған орта ауасының температурасы жоғарылады) оның ұлғайтқыштағы деңгейі көтеріледі, ал көлемі азайғанда май деңгейі төмендейді. Ұлғайтқыштағы ауаның маймен жанасуының шағын беті, майдың ылғалдану мен тотығу деңгейін төмендетеді, яғни ол да трансформатордың сенімді жұмыс істеуі үшін қажет. Ұлғайтқыш көлемі (4.2-сурет) мынандай болу керек, яғни жазда істеп тұрған трансформатордың максималды температурасы кезінде де, сондай-ақ қыста ажыратылған трансформатордың минималды температурасы кезінде де ұлғайтқышта үнемі май болуы тиіс.

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



Сурет 4.2 – Трансформатордың ұлғайтқышы

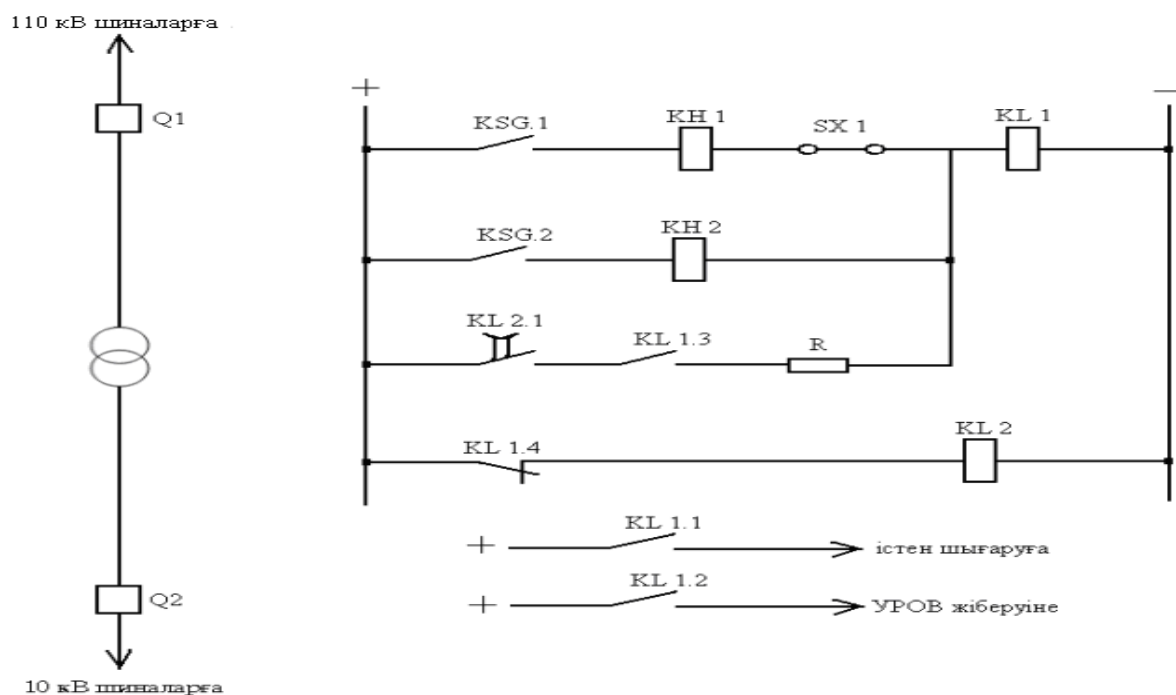
МЕМСТ 11677-65[14] бойынша пайдалануға берілген трансформаторларда шынының май көрсеткіші жанындағы ұлғайтқыштың торцтық бөлігіне бояумен анықтап, үш бақылау сызықтары белгіленеді. Олар майдың температурасымен сәйкес -45°C , $+15^{\circ}\text{C}$ және $+40^{\circ}\text{C}$ (ескі МЕМСТ 401-41[15] бойынша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

Жаңа қуатты трансформаторларда май көрсеткіш шыны орнына бағыт беруші май көрсеткіштері бар. Ұлғайтқыштағы қалқыманың қалпы рычагты

жүйелер арқылы ұлғайтқыштың сыртқы бөлігінде орналасқан бағыттаушы аспаптар арқылы беріледі.

Газдық қорғаныстың принципіалды сұлбасы

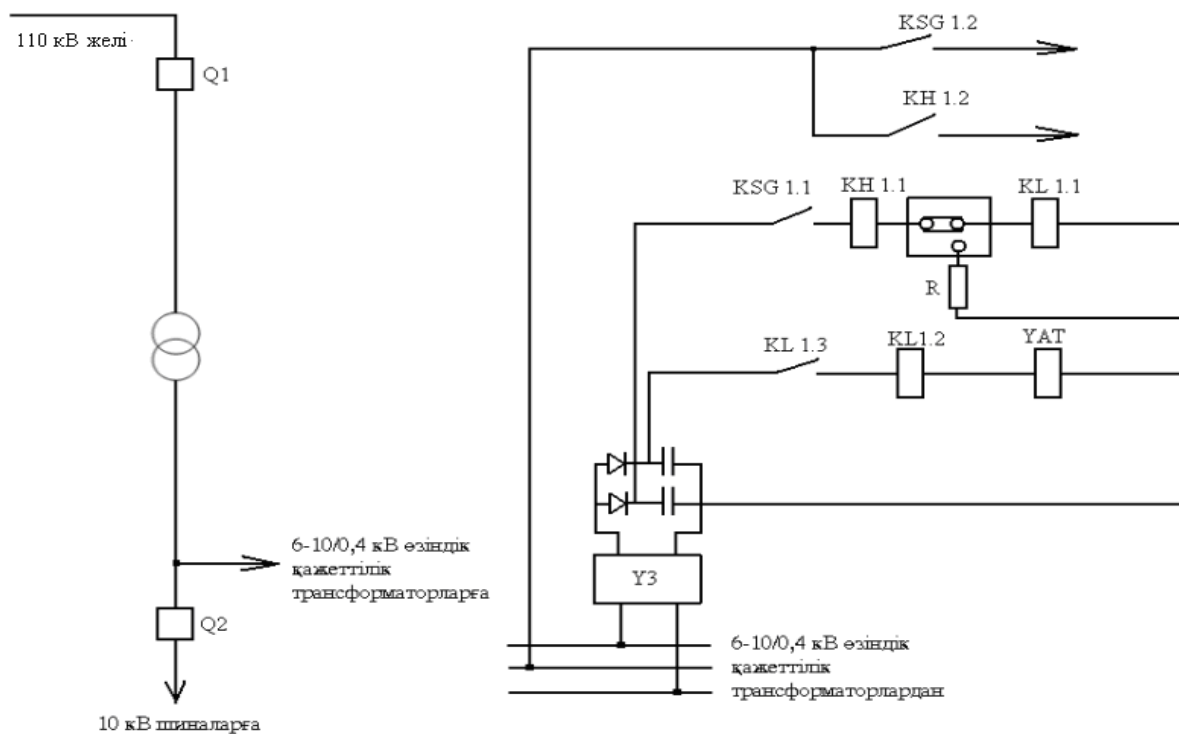
Трансформатордың газдық қорғанысының оперативті тұрақты ток көзінде орындалаған принципіалды сұлбасы 4.3 – суретте келтірілген. Жоғарыда айтылғандай, газдық реленің РГ сөндіруші түйіспесі май ағының немесе газбен араласқан май қоспасының әсерінен дірілдеуі мүмкін. Сондықтан, ереже бойынша тізбектелген орамдары бар өзін өзі ұстап тұратын аралық реле РП қолданылады. Өзін өзі ұстап тұру В1 және В2 ажыратқыштарының өшірілуінен кейін автоматты түрде алынып тасталынады. Газдық қорғаныстың оперативті ток тізбектері өшіру әрекетімен байланысты трансформатордың қорек көзі жағынан В1 ажыратқышының сақтандырғышы арқылы беріледі. В1 және В2 ажыратқыштарының өшіру тізбектері аралық реле РП түйіспелеріне бөлінген және олар В1 ажыратқышының сақтандырғышы арқылы қоректенеді.



Сурет 4.3 – Трансформатордың газдық қорғанысының оперативті тұрақты ток көзінде орындалаған принципіалды сұлбасы

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

Тупиктік қосалқы стансасындағы трансформатордың газдық қорғанысының оперативті айнымалы тоқ көзінде орындалаған принципіалды сұлбасы 4.4 – суретте келтірілген; оперативті тоқ көзі ретінде әдетте өлшеуіш кернеу трансформаторлары немесе қорек көзіне зарядтаушы құрылғы УЗ қосылған конденсатор батареялары қолданылады. Газдық қорғаныс қысқа тұйықтауыштың КЗ қосылуына әсер етеді, содан кейін бас учаскеде желі қорғанысы өшіріледі. Желінің қосылуы кезінде бірнеше тармақталған қосалқы стансалардың соңғылары бөліктеуіш көмегімен желілерге қосылады.



Сурет 4.4 – Трансформатордың газдық қорғанысының оперативті айнымалы тоқ көзінде (тупиктік қосалқы станса) орындалаған принципіалды сұлбасы

Трансформатордың қорек көзі жағынан жалғанған жағдайында, бөліктеуіш пен қысқа тұйықтауыштың көмегі арқылы трансформатордың газдық қорғанысы қысқа тұйықтауыштың қосылуына әсер етеді. Осыдан кейін желі қорғанысы жұмыс істейді және қорек көзі жағынан желінің ажыратқыштары өшіріледі. Қысқа тұйықтағыш арқылы жерге тұйықталу тогы ағып кеткеннен кейін зақымдалған трансформатордың бөліктеуіші сөндіріледі, яғни желінің ажыратқышы өшірілгеннен кейін. Ары қарай желі АПВ құрылғысы арқылы қосылады да, осы желіге қосылған басқа қосалқы стансалардың қоректенуі қайта қалпына келеді.

5 Желі қорғанысы

5.1 Желінің қорғанысы

ПУЭ талаптары бойынша барлық қондырғылар релелік қорғаныс құрылғыларымен жабдықталуы тиіс. Олар арналған:

— ажыратқыш көмегімен бүлінген элементті қалғанынан, яғни бүлінбеген энергожүйе бөлігінен автоматты түрде сөндіру. Егер (нейтралы тұйықталмаған тораптардағы жерге тұйықталу) бүліну электр жүйелердің жұмысын бұзбаса, онда релелік қорғаныс тек сигналға жіберілуі рұқсат етіледі.

— энергожүйедегі элементтің қауіпті, яғни қалыпты емес жұмыс істеу режиміне оның релелік қорғанысы сигналға немесе істе қалған элементтің бүлінуге алып келмейтіндей сөндіруге әрекет жасау.

5.2 110 кВ желі қорғанысы

— 110-500 кВ - ғы тораптардағы желі үшін жерден тұйықталған және көпфазалы ҚТ –дан РҚ құрылғылары орнатылуы қажет.

— Асинхронды жүріс немесе тербеліс болатын жағдайда қорғаныстың артық істеп кетуіне тыйым салатын РҚ құрылысымен жабдықталуы қажет.

— 110-220 кВ желілер үшін негізгі қорғанысты қарастырған кезде бірінші кезекте энергожүйесі жұмысының тұрақтылығын сақтау талабын ескеру қажет. Тұрақтылықты есептегенде басқа қатаң талаптар көрсетілмесе үш фазалы ҚТ кезінде электростасасы мен к/ст-ның шиналарындағы қалдық кернеу $0,6-0,7U_{ном}$ –төмен деп қабылданып уақыт ұстамынсыз өшіріледі.

— 110-220 кВ –ты желі үшін негізгі қорғаныс ретінде дистанциалық және нөлдік бағытталған ток қорғанысын аламыз, бұлар сезімталдық шарты бойынша тиімді.

5.3 Дистанциалық қорғаныс

REL 670 терминалының дистанциалық қорғанысының қолдану аймағы

Интеллектуалды электронды құрылғы (ИЭҚ) REL670 мониторинг, қолданылуы оңай, функционалды, ауалық және кабельдік линияны максималды сенімді қорғанысты қамтамасыз етеді. Жоғары өнімділігі екісымдық, параллельдік және тізбектелген компенсеруші линияларды дистанциалық қорғаныспен қамтамасыз ете алады. Құрылғының функционалдылығы әрбір қорғанысқа өзінділік ерекше талаптары сәйкес жауап бере алады. Құрылғы желі қорғанысы үшін қажетті қызметті іске асырады және сол себепті жан жақты қолдануды рұқсат етеді.

Дистанциалық қорғаныстың REL 670 сандық микропроцессорлық құрылғысы шкаф құрамында берілген өзгерістермен немесе арнайы бір іске өзгертілген бола алады. Құрылғы берілген энергожүйеге байланысты жеңіл бейімделе алады. Ол жоғары сезімталдық пен линия соңындағы байланысқа қойылатын талабы аз. Алты группалық бес аймағын өлшеу және қондыру бір-бірінен тәуелсіз орындалып барлық линияларда сенімділікті арттырады. Тораптық нейтрал жермен қосылуы, өтемделуі немесе оқшаулануы мүмкін.

Қорғаныстың қызметі құрылғының негізгі қызметі дистанциалық өлшеу әдісімен қысқа тұйықталу жеріне дейінгі аралықты анықтау болып табылады. Бұл дистанциалық өлшеу аспаптары көп жүйелі болып табылады, әсіресе аралас көп фазалы зақымданулар үшін. Іске қосылудың әртүрлі әдістері құрылғыны тораптағы әртүрлі жағдайларға және пайдаланушылардың әр келкі сұранымдарына бейімдеуге мүмкіндік береді.

REL 670 құрылғысында өзгермелі кіріс шығыстары бар. Олар қатарынан бірнеше алгоритмдермен, объектілермен, интегралдық және таратылған архитектурамен жұмыс істеуге мүмкіндік береді. Осылайша, REL670 қосалқы стансаны сенімділік және функционалдық жағын арттыратын құрылғы болып табылады.

Құрылғыдағы қызмет етулер көлемі

Дистанциалық қорғаныстың REL670 сандық микропроцессорлық құрылғысы келесі қызметтерді іске асырады. Ең қажетті қорғаныс функциялары:

Дистанциалық қорғаныс:

— 5 аймақтық, толық схемалық жылдам іске асатын дистанциалық қорғаныс, сонымен қатар жүктеме режиміне байланысты импедансты полигональды характеристикасын немесе шеңбер характеристикасын логикалық түрде қолдану;

— логикалық түрде фазаны таңдау және логикалық түрде зақымданған жерде қосылу;

— таңдау бойынша «алдыға», «артқа» бағытталған немесе бағытталмаған алты дистанциалық сатылар, сатылардың біреуі аралық аумақ ретінде пайдаланауы мүмкін;

— іске қосылудың полигональды сипаттамасы арқасында торап шарттарына оптималды бейімделуі;

— энергожүйеде тербелістерді анықтау және оларды блоктау;

— логикалық түрде зақымдалған фазаны анықтау;

— әр фаза бойынша істен шығаруы мүмкін;

— тербелісті анықтаудың бапталынатын бағдарламасы бар;

— тораптағы тербеліс кезінде дистанциалық қорғаныстан берілетін команда бойынша қажетсіз істен шығарулардың алдын алу;

— асинхронды режим кезінде істен шығаруға параметрлерді қосымша баптау.

T-образдық фидерлердің қосылысын жоғарыимпеданстық дифференциалдық қорғаныс.

Токтық қорғаныстар:

- Жылдам әрекет етуші фаздық максималды ток қорғанысы (МТЗ) және нөлдік тізбектегі МТЗ;
- Төрт сатылы бағытталған фаздық МТЗ және нөлдік тізбектегі МТЗ тәуелсіз және керібайланысты іске асу характеристикасымен;
- Төрт сатылы бағытталған фаздық кері тізбектелген МТЗ;
- Логикалық схема байланысымен бағытталған нөлдік тізбектелген МТЗ;
- Жерден қысқа тұйықталудан сезімталды бағытталған қорғаныс;
- Фаза үзілуінен қорғаныс;
- Жылулық асқын кернеуден қорғаныс.
- Басқару функциялары:
- 8 немесе 15 аппараттарды басқару;
- Бірнеше резервтілік нұсқалар;
- Автоматты қайта қосу;
- Селекторлы қозғалтқыш 32 өзгерісімен.

Дистанциалық қорғаныс

Дистанциалық қорғаныс құрылғының негізгі функциясы болып табылады. Ол өлшемдердің жоғарғы деңгейлі дәлдігімен, тораптағы әртүрлі жағдайларға икемді бейімделумен сипатталады және бірқатар қосымша функцияналды мүмкіндіктері бар.

Көп бұрышты іске қосылу сипаттамасы бар дистанциалық қорғаныс.

Функцияның түсіндірмесі жұмыстық көпбұрыш.

Әр дистанциалық зона үшін сәйкес зона сипаттамасын көрсететін жұмыстық көпбұрыш анықталады. Әр зақымдалған контур үшін барлығы 5 тәуелсіз зонасы және қосымша бір күйге келтірілген зонасы болады. Бұл жағдайда бірінші зонаның көпбұрышы (“алға” бағытталған зона ретінде) сұр түспен ерекшеленген. Үшінші зона “артқа” бағытталған зона ретінде келтірілген.

Көпбұрыш жалпы жағдайда R және X осьтері бар параллелограммен, сондай-ақ φ иілу бұрышынан беріледі.

R last және last параметрлері бар жүктеме секторы көпбұрыштан жүктеме импедансының ауданы бөліп шығарады. Осьтер әр зона үшін индивидуалы түрде (жеке) беріле алады. Желі, R last, last мәндері барлық зоналар үшін ортақ беріледі. Параллелограмм R-X координаталар жүйесіне қатысты симметриялы. Бағыт сипаттамасы қажетті квадрантта іске қосылу ауданын шектейді.

R ось бойынша кесінді фаза аралық ҚТ үшін бір жақтан және жерге ҚТ үшін екінші тоқтан жерге ҚТ кезінде активті кедергі бойынша үлкен қор алу үшін беріле алады.

Z1 бірінші зонасы үшін қосымша екі жақты қоректенетін желідегі ҚТ жағдайында ЖӘНЕ/НЕМЕСЕ бұрышының ауткуы садарынан ҚТ кедергісін өлшеуінің төмендеуінен сатының іске қосылуының алдын алатын аудан болады. Z1 және одан жоғары зоналар үшін бұл аудан болмайды.

Дистанциалық қорғаныста келесі сатылар (аймақтар) бар:

Тәуелсіз сатылар:

— Бірінші саты $R(Z1)$, $X(Z1)$ (тез әрекет етеді), уақыт бойынша ұстанымы бар T1POL (бір фазалы ҚТ кезінде) немесе T1MENRPOL (көп фазалы ҚТ кезінде);

— Екінші саты (резервті) $R(Z2)$ $X(Z2)$ $Z2$, уақыт бойынша ұстанымы бар T2POL (бір фазалы ҚТ кезінде) немесе T2MENRPOL (көп фазалы ҚТ кезінде);

— Үшінші саты (резервті) $R(Z3)$, $X(Z3)$ $Z3$, уақыт бойынша ұстанымы бар T3;

— Төртінші саты (резервті) $R(Z4)$, $X(Z4)$ $Z4$, уақыт бойынша ұстанымы бар T4;

— Тәуелді саты (басқарылатын):

— $R(Z1B)$, $X(Z1B)$ $Z1B$ аралық саты, уақыт бойынша ұстанымы бар T1B1POL (бір фазалы ҚТ кезінде) немесе T1BMENRPOL (көп фазалы ҚТ кезінде).

Бірінші сатыны есептеу

Дистанциалық қорғаныстардың есептеулерінде толық кедергі Z алынады, бірақ бұл есептеуде толық кедергінің орнына реактивті кедергі X -ті қолданамыз, өйткені кернеуі 1000В-тан асатын желілерде активті кедергі реактивті кедергіден едәуір аз.

Бірінші сатының кедергісі қарама-қарсы жатқан қосалқы стансаның шинасындағы 3-фазалық ҚТ-дан реттеу(қайтару) арқылы таңдалады, біздің жағдайда ҚТ есептелмей-ақ Л9 желісінің кедергісі алынады.

$$Z_{Л9}^I = \frac{Z_{Л9}}{(1 + \beta + \delta)} = 0,85 \cdot Z_{Л9} = 0,85 \cdot 7,6 = 6,46 \text{ Ом}. \quad (5.1)$$

мұндағы $\beta = 0,05$ -кернеу трансформаторлары мен кедергі релелерінің қателіктерін ескеретін коэффициент;

$\delta = 0,1$ - электрлік шамалардың біріншілік есептік қателіктерін ескеретін коэффициент.

Бірінші саты уақыт ұстанымынсыз іске қосылады.

Екінші сатыны есептеу

Екінші саты көршілес желілердің тез іске қосылатын қорғаныстарымен шатаспауы керек, демек келесідей екі шарт бар:

1) Л6 желісінің дистанциалық қорғаныстың бірінші сатысы;

2) 5-қосалқы стансасының трансформаторының релелік қорғанысы.

Бірінші шарт бойынша Л6 желісінің бірінші сатысын есептеу қажет

$$Z_{Л6}^I = \frac{Z_{Л6}}{(1 + \beta + \delta)} = 0,85 \cdot Z_{Л6} = 0,85 \cdot 6,4 = 5,44 \text{ Ом}. \quad (5.2)$$

Л9 желісінің екінші сатысы:

$$Z_{Л9}'' = \frac{\left(Z_{Л9} + (1-\alpha) \cdot \frac{Z_{Л6}'}{K_{T.6}} \right)}{(1+\beta+\delta)} = 0,85 \cdot Z_{Л9} + 0,66 \cdot \frac{Z_{Л6}}{K_{T.6}}, \quad (5.3)$$

мұндағы $\alpha = 0,1$ - ток трансформаторларының қателігін ескеретін коэффициент;

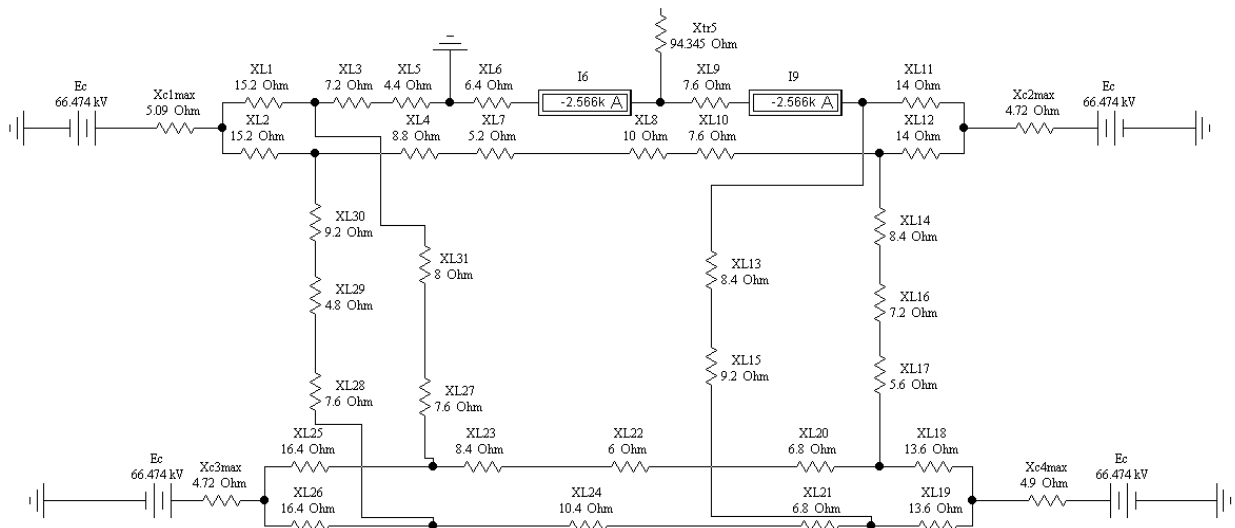
$K_{T.6}$ - токтаралу коэффициент.

$K_{T.6}$ токтаралу коэффициенті көршілес Л6 желісіндегі ҚТ кезіндегі мүмкін болатын қоректенуді ескереді.

$$K_{T.6} = \frac{I_9}{I_6}, \quad (5.4)$$

мұндағы I_9 және I_6 - Л9 және Л6 желілерінің қорғаныс комплекттерінен өтетін ҚТ токтары, ҚТ Л6 желісінің соңында максималды режимде.

I_9 және I_6 токтарын табу үшін керекті сұлбаны симулятор программасында құрастырамыз, Л9 және Л6 желілерінің қорғаныс орындарына амперметрді орнатамыз.



Сурет 5.1 – Дистанциалық қорғаныста Л6 желісіндегі ҚТ

$$K_{T.6} = \frac{2,556}{2,556} = 1.$$

$$Z''_{Л9} = 0,85 \cdot Z_{Л9} + 0,66 \cdot \frac{Z_{Л6}}{K_{Т6}} = 0,85 \cdot 7,6 + 0,66 \cdot \frac{6,4}{1} = 10,684 \text{ Ом.}$$

Екінші шарт бойынша Л9 желісінің қорғанысының екінші сатысы Т5 трансформаторының соңында 10кВ-тық шинадағы ҚТ-дан реттейміз:

$$Z''_{Л9} = \frac{\left(Z_{Л9} + \frac{Z_{ТP5}^I}{K_{Т.P5}} \right)}{(1 + \beta + \delta)} = 0,85 \cdot \left(Z_{Л9} + \frac{Z_{ТP5}}{K_{Т.P5}} \right), \quad (5.5)$$

мұндағы $K_{Т.P5}$ – токтаралу коэффициенті көршілес қосалқы стансадағы трансформаторының соңындағы ҚТ кезіндегі мүмкін болатын қоректенуді ескереді.

$$K_{Т.P5} = \frac{I_9}{I_{ТP5}}, \quad (5.6)$$

мұндағы I_9 және $I_{ТP5}$ - Л9 және ТP5 трансформаторының қорғаныс комплекттерінен өтетін ҚТ тоқтары, ҚТ ТP5 трансформаторының соңында максималды режимде.

I_9 және $I_{ТP5}$ тоқтарын табу үшін керекті сұлбаны симулятор программасында құрастырамыз, Л9 және ТP5 трансформаторының қорғаныс орындарына амперметрді орнатамыз. Дистанциалық қорғаныста Т5 трансформаторындағы қысқа тұйықталу тоғын анықтайтын сұлба Қосымша А, сурет А22 көрсетілген.

$$K_{Т.P5} = \frac{384,5}{626,1} = 0,61 ;$$

$$Z''_{Л9} = 0,85 \cdot \left(Z_{Л9} + \frac{Z_{ТP5}}{K_{Т.P5}} \right) = 0,85 \cdot \left(7,6 + \frac{94,345}{0,61} \right) = 137,92 \text{ Ом.}$$

Екі шарттан ең кішісін таңдаймыз: $Z''_{Л9} = 10,684 \text{ Ом.}$

Л9 желісінің қорғанысының екінші сатысының сезімталдылық коэффициентін тексереміз:

$$K_q = \frac{Z''_{Л9}}{Z_{Л9}} = \frac{10,684}{7,6} = 1,4 > 1,25 \quad (5.7)$$

Сезімталдылық шарты қанағаттандырылды.

Екінші сатының уақыт ұстанымын селективтілік сатысына тең деп қабылдаймыз, яғни $t_{зл9}^{II} = \Delta t$; $\Delta t = 0,5$ сек.

Үшінші сатыны есептеу

Қорғаныстың үшінші сатысын іске асыратын қосқыш релелері жүктеменің жұмыс режиміндегі минималды кедергіден орнатылуы керек, яғни эксплуатацияда мүмкін болатын шарттардағы максималды жұмыс тогы $I_{раб.макс.}$ және минималды кернеу $U_{раб.мин.} = (0,9 - 0,95) U_{ном.}$

Тежелген қозғалтқыштардың өзіндік іске қосылу коэффициентін $k_3 = 1,5$, сенімділік $k_H = 1,2$ және қайтымдылық коэффициенттерін $k_B = 1,05 - 1,1$ ескеріп, реленің бірінші ретті іске қосу кедергісін келесідей анықтаймыз:

$$Z_{Л9}^{III} = \frac{U_{раб.мин.}}{\sqrt{3} K_H K_3 K_6 I_{раб.макс.} \cos(\varphi_{м.ч.} - \varphi_{раб})}, \quad (5.8)$$

мұндағы $\varphi_{м.ч.} = 75^0$ – максималды сезу бұрышы;

$$\cos \varphi_{раб} = 0,8, \quad \arccos 0,8 = 36,8^0.$$

$$Z_{Л9}^{III} = \frac{0,9 \cdot 110 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 1,2 \cdot 1,5 \cdot 1,1 \cdot 662,1 \cdot \cos(75^0 - 36,8^0)} = 55,54 \text{ Ом.}$$

Үшінші сатының сезімталдық коэффициентін тексеру.

Дистанциалық қорғаныстың үшінші сатысыны келесі екі шарт бойынша есептейміз:

1) Қорғалатын желінің соңындағы ҚТ,

2) Резервтелетін зонаның соңындағы ҚТ, әсіресе үшінші саты көршілес жатқан ең ұзын желінің соңындағы ҚТ-ды сенімді сезу керек.

Сезімталдылық коэффициенті бірінші шарт бойынша

$$K_{\psi} = \frac{Z_{Л9}^{III}}{Z_{Л9}} = \frac{55,54}{7,6} = 7,3 > 1,25. \quad (5.9)$$

Үшінші сатының мәні бірінші шарттың талаптарына сәйкес келеді.

Екінші шарт бойынша сезімталдылық коэффициенті Л6 желісінің соңындағы ҚТ арқылы есептеледі.

$$K_{\psi} = \frac{Z_{Л9}^{III}}{Z_{защ.макс.}} \geq 1,2, \quad (5.10)$$

мұндағы $Z_{защ.мак.}$ - ең ұзын желі Л5 соңындағы ҚТ кезіндегі үшінші саты релесіне жалғанатын максималды мән.

$Z_{защ.мак.}$ энергожүйенің минималды режимінде токтаралу коэффициентін ескере отырып есептелінеді.

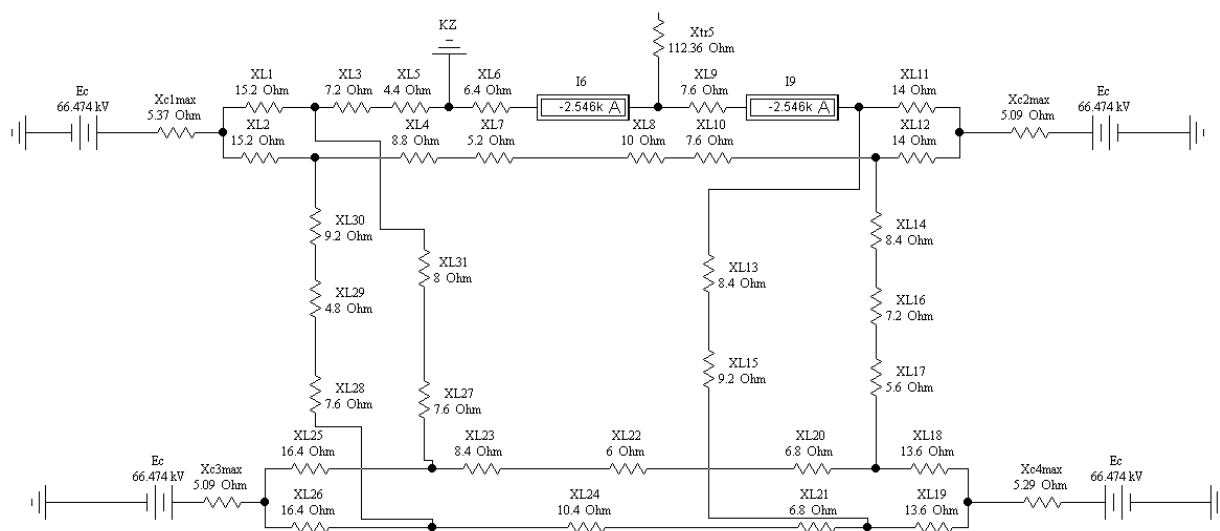
$$Z_{защ.мак.} = Z_{Л9} + \frac{Z_{Л6}}{K_{T.MIN}}, \quad (5.11)$$

мұндағы $K_{T.MIN}$ токтаралу коэффициенті көршілес желі Л6-дағы ҚТ кезіндегі мүмкін болатын қоректенуді ескереді.

$$K_{T.MIN} = I_{9MIN} / I_{6MIN}, \quad (5.12)$$

мұндағы I_{9MIN} және I_{6MIN} - Л9 және Л6 желілері қорғаныс комплектінен ағып өтетін ҚТ тогы, энергожүйенің минималды режим кезіндегі ҚТ нүктесі Л6 желісінің соңында.

I_{9MIN} және I_{6MIN} токтарын табу үшін керекті сұлбаны симулятор программасында құрастырамыз, Л9 және Л6 желілерінің қорғаныс орындарына амперметрді орнатамыз.



Сурет 5.2 – Дистанциалық қорғаныста Л6 желісіндегі ҚТ

$$K_{T.MIN} = \frac{2,546}{2,546} = 1;$$

$$Z_{\text{защ.мак.}} = 7,6 + \frac{6,4}{1} = 14 \text{ Ом};$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{55,14}{14} = 3,96 \geq 1,2.$$

Үшінші сатының кедергісінің мәні екінші шарт бойынша сезімталдылықты қанағаттандырады.

Үшінші сатының уақыт ұстанымын карсы-сатылы принцип бойынша (МТҚ сияқты) көршілес желінің үшінші сатысының уақыт ұстанымынан жоғарырақ алынады. Егерде көршілес желілер көп болса олардың арасындағы үшінші сатысы ең үлкен іске қосылу уақытқа ие болғаны алынады.

Төртінші сатыны есептеу

Төртінші сатыны есептеу үшін негізгі қорғалатын желінің артындағы ең қысқа желіні пайдаланамыз. Л9 төртінші сатысы келесі формула арқылы анықталады:

$$Z_{\text{Л9}}^{\text{IV}} = \frac{Z_{\text{Л11}}^{\text{I}}}{K_{\text{H}}} = \frac{0,85 \cdot 14}{1,2} = 9,91 \text{ Ом}, \quad (5.13)$$

— Л5-тің үшінші сатысының уақыт ұстанымы $t_{\text{Л5}}^{\text{III}} = 0,8 \text{ с};$

— Л6-тің үшінші сатысының уақыт ұстанымы
 $t_{\text{Л6}}^{\text{III}} = t_{\text{Л5}}^{\text{III}} + \Delta t = 0,8 + 0,5 = 1,3 \text{ с};$

— Л9-тің үшінші сатысының уақыт ұстанымы
 $t_{\text{Л9}}^{\text{III}} = t_{\text{Л6}}^{\text{III}} + \Delta t = 1,3 + 0,5 = 1,8 \text{ с}.$

Реленің іске қосылу кедергісі келесі формуламен анықталады

$$Z_{\text{cp}} = Z_{\text{сз}} \cdot n_{\text{T}} / n_{\text{H}}. \quad (5.14)$$

Z_{cp} мәніне қарап каталогтық мәліметтер бойынша реленің қойылымы таңдалынады.

Барлық сатылар үшін $n_{\text{T}}=400/5=80$, $n_{\text{H}}=110000/100=1100$ деп қабылдап, Z_{cp} есептейміз:

$$z^{\text{I}} = 6,46 \cdot \frac{80}{1100} = 0,468 \text{ Ом};$$

$$z^{\text{II}} = 10,684 \cdot \frac{80}{1100} = 0,854 \text{ Ом};$$

$$z^{III} = 55,54 \cdot \frac{80}{1100} = 4,038 \text{ Ом.}$$

ДҚ-тың селективтілік картасы А1 форматтағы 5-ші сызбада көрсетілген.

5.4 АBB фирмасы REL 670 типінің параметрленуі

Параметрлену арнайы РСМ 600 программасы арқылы жүзеге асады. Проекттің құрамының сұлбасы Қосымша А, сурет А17 көрсетілген.

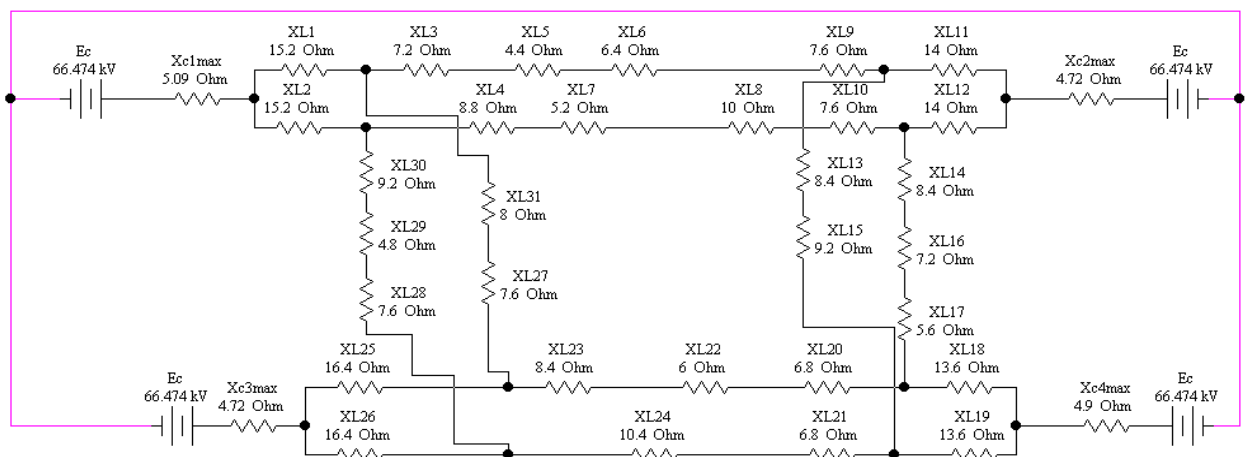
REL 670 ZMQPDIS:1 типінің параметрлері Қосымша А, кесте А3 көрсетілген.

5.5 Төрт сатылы нөл реттік тоқ қорғанысын (НРТҚ) есептеу

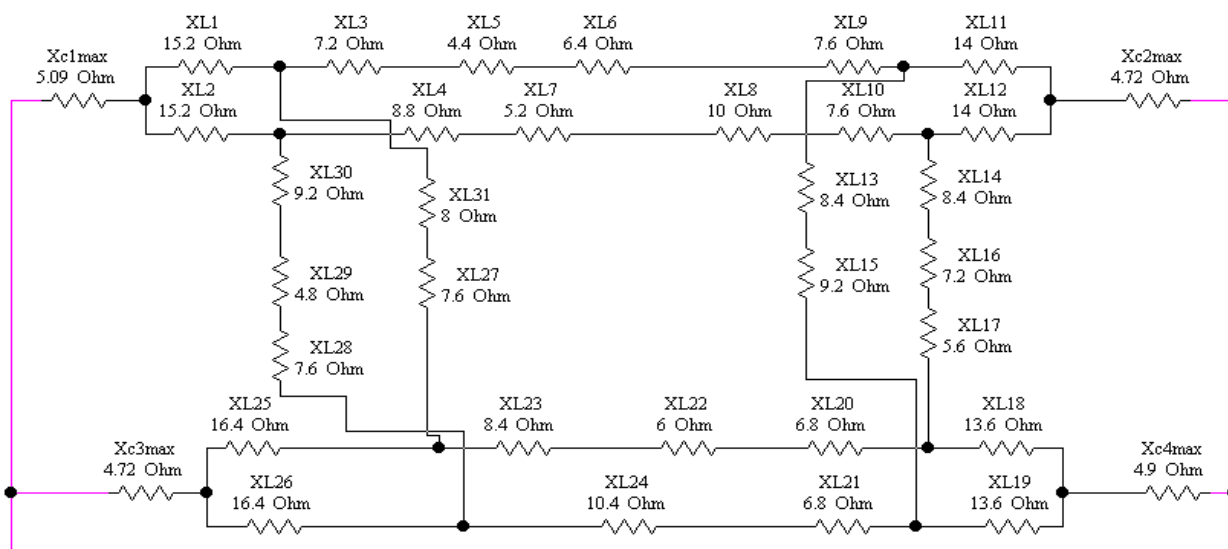
НРТҚ $3I_0$ тогы бойынша есептелінеді, ал нөл реттілік токтарды есептеу үшін бір фазалы және екі фазалы жерге ҚТ комплексті сұлбаларын пайдалану керек. Комплекстік сұлбалар тура, кері және нөлдік реттіліктердің орынбасу сұлбаларын қамтиды және "ELECTRONICS WORKBENCH" бағдарламасының көмегімен токтарды анықтаймыз.

Тура реттік орынбасу сұлбасы

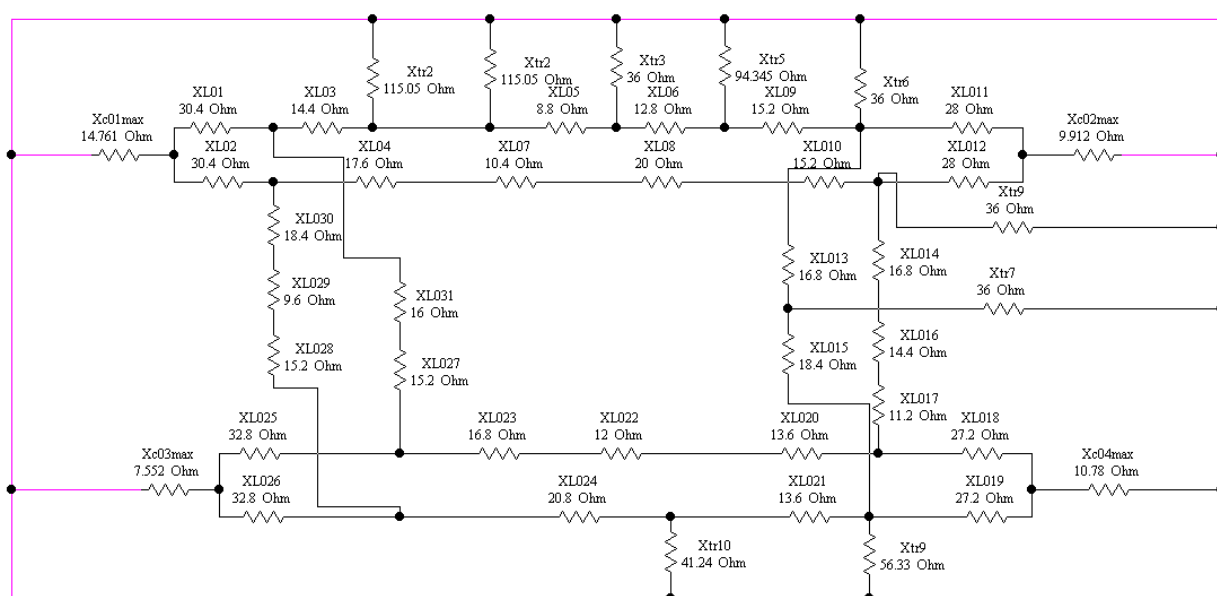
ҚТ токтарын есептеу үшін тура ретті, кері ретті, нөл ретті орынбасу сұлбасын құрастырамыз, және "ELECTRONICS WORKBENCH" бағдарламасының көмегімен токтарды анықтаймыз.



Сурет 5.3 - Максимал режимдегі тура ретті орынбасу сұлбасы



Сурет 5.4 - Максимал режимдегі кері ретті орынбасу сұлбасы



Сурет 5.5 - Максималды режимдегі нөл ретті орынбасу сұлбасы

НРТҚ бірінші сатысын есептеу

Уақыт ұстанымсыз іске қосылатын бірінші сатысы қарсыдағы қосалқы стансаның шинасында энергожүйенің максималды режимінде ҚТ болған кезде қорғаныс орнатылатын жерден өтетін ток $3I_0$ шарты бойынша таңдалады.

$$I'_{D9} = K_H \cdot 3 \cdot I_0, \quad (5.15)$$

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

Жерге ҚТ-дың екі түрі бар: бір фазалы жерге ҚТ және екі фазалы жерге ҚТ, яғни екі шарт орын алады:

$$I_{Л9}^I = K_H \cdot 3 \cdot I_0^{(1)}; \quad (5.16)$$

$$I_{Л9}^I = K_H \cdot 3 \cdot I_0^{(1.1)}. \quad (5.17)$$

Нөлдік токтарды анықтау үшін симмулятор-программасында тура модельдеу әдісін пайдаланамыз. Тура, кері және нөл реттіліктерден тұратын комплексті сұлбаларды тұрғызу қажет.

Комплексті сұлбаларды құрастырғанда келесіге көңіл бөлу қажет:

а) реттіліктердің орынбасу сұлбаларының бас нүктесі ретінде қуат өндірушілерді біріктіретін нейтраль болып табылады, ал нөл реттілікте оған тағы трансформаторлардың кедергілері қосылады;

ә) сұлбаның соңғы нүктесі болып ҚТ нүктесі болады.

Есептелу оңай болу үшін келесідей амалдар қолданылады:

$$X_{Л4-10} = X_{Л4} + X_{Л7} + X_{Л8} + X_{Л10} = 8,8 + 5,2 + 10 + 7,6 = 31,6 \text{ Ом}; \quad (5.18)$$

$$X_{Л13-15} = X_{Л13} + X_{Л15} = 8,4 + 9,2 = 17,6 \text{ Ом}; \quad (5.19)$$

$$X_{Л27-31} = X_{Л27} + X_{Л31} = 8 + 7,6 = 15,6 \text{ Ом}; \quad (5.20)$$

$$X_{Л14-17} = X_{Л14} + X_{Л16} + X_{Л17} = 8,4 + 7,2 + 5,6 = 21,2 \text{ Ом}; \quad (5.21)$$

$$X_{Л28-30} = X_{Л28} + X_{Л29} + X_{Л30} = 9,2 + 4,8 + 7,6 = 21,6 \text{ Ом}; \quad (5.22)$$

$$X_{Л20-23} = X_{Л20} + X_{Л22} + X_{Л23} = 8,4 + 6 + 6,8 = 21,2 \text{ Ом}; \quad (5.23)$$

$$X_{Л21-24} = X_{Л21} + X_{Л24} = 6,8 + 10,4 = 17,2 \text{ Ом}. \quad (5.24)$$

9 желісінің соңындағы бір фазалы қысқа тұйықталу тоғының сұлбасы Қосымша А, сурет А1 көрсетілген.

9 желісінің соңындағы екі фазалы қысқа тұйықталу тоғының сұлбасы Қосымша А, сурет А2 көрсетілген.

Модельдеу нәтижелері:

$$I_0^{(1)} = -1684 \text{ А};$$

$$I_0^{(1.1)} = 1660 \text{ А}.$$

Егерде теріс сан шығатын болса оның модулі алынады. Екі шарттан ең үлкен I_0 ток алынады және бұл мән үшін іске қосылу тогы есептелінеді

$$I'_{Л9} = K_H \cdot 3 \cdot I_0 = 1,3 \cdot 3 \cdot 1684 = 6567,6 A;$$

$$t'_{Л9} = 0 \text{ с.}$$

Екінші сатыны есептеу

Екінші сатының іске қосылу тогын мына шарт бойынша анықтаймыз.

Екінші сатыны келесі қорғаныстың I сатысының іске қосылу тогынан келтіріп аламыз.

Қорғалынып жатқан желіден кейін орналасқан желінің қ.т. болғанда қорғаныстан өтетін үш еселенген нөл реттік тоқтан аламыз:

$$I''_{Л9} = K_H \cdot 3 \cdot I_0, \quad (5.25)$$

мұндағы $K_H = 1,2$ – сенімділік коэффициенті.

9 желіні үшке бөлгендегі мәнімен сәйкестендіріп 6 желінің мәнін аламыз. Ол үшін 6 желінің қысқа тұйықталу тоқтары есептейміз.

$I'_{Л6}$ тура $I'_{Л9}$ сияқты анықталады, программа-симулятордағы комплексті сұлбаны суреттерде көрсетеміз.

6 желісінің соңындағы бір фазалы қысқа тұйықталу тоғының сұлбасы Қосымша А, сурет А3 көрсетілген.

6 желісінің соңындағы екі фазалы қысқа тұйықталу тоғының сұлбасы Қосымша А, сурет А4 көрсетілген.

Модельдеу нәтижелері:

$$I_0^{(1)} = -1225 A;$$

$$I_0^{(1.1)} = 1264 A;$$

$$I'_{Л6} = K_H \cdot 3 \cdot I_0 = 1,3 \cdot 3 \cdot 1264 = 4929,6 A.$$

$$\text{Бөлгендегі мәні } I'_6 = \frac{4929,6}{3} = 1643,2 A.$$

Л6 желісінің қорғанысының бірінші сатысының соңында ҚТ кезіндегі Л9 желісінің қорғанысы орнатылған жеріндегі ағып өтетін $3I_0$ тогын модельдеу арқылы анықтауға болады.

Ол үшін симмулятор-программасында комплексті сұлба салынады. Сонымен қатар Л6 желісінің кедергісінің орнындағы резистор

1 k Ohm



[R]1 k Ohm /50%



жеріне потенциометр орнатамыз. Потенциометрдің ортаңғы нүктесі қозғалмалы ҚТ нүктесі ретінде пайдаланылады. Л6 желісінің басынан бастап бірінші сатының соңына дейін кедергіні ауыстырып отырамыз. Потенциометрдің кедергісін ауыстыру арқылы Л6 желісінің басында орнатылған амперметрдегі көрсеткіш қадағаланып отырады. Потенциометрдің ортаңғы нүктесі Л6 желісінің бірінші сатының соңына жеткенде амперметрдегі көрсеткіш $I_{Л6}^I/3$ мәнін көрсету керек. Осыдан кейін барып Л9 желісінің басында орнатылған амперметрдегі көрсеткішті байқауға болады, бұл ізденілген ток I_0 болады. Ары қарай $I_{Л9}^{II}$ есептелінеді.

6 желісінің соңындағы бір фазалы потенциометрлі қысқа тұйықталу тоғының сұлбасы Қосымша А, сурет А5.

6 желісінің соңындағы екі фазалы потенциометрлі қысқа тұйықталу тоғының сұлбасы Қосымша А, сурет А6.

Модельдеу нәтижелері:

$$I_0^{(1)} = -1276 \text{ A};$$

$$I_0^{(1.1)} = 1276 \text{ A};$$

$$I_{Л9}^{II} = K_H \cdot 3 \cdot I_0 = 1,2 \cdot 3 \cdot 1276 = 4593,6 \text{ A}.$$

Екінші сатының сезімталдығын тексереміз.

НРТҚ екінші сатысының сезімталдығын энергожүйенің минималды режимінде қорғалатын желінің соңындағы екі фазалы ҚТ арқылы тексереміз.

Сезімталдық коэффициенті

$$K_q = \frac{3 \cdot I_0^{(1)}}{I_{Л9}^{II}} \geq 1,2 \quad (5.26)$$

$3 \cdot I_0^{(1)}$ -Л9 желісінің соңында ҚТ кезінде Л9 желісінің қорғаныс комплектінен өтетін ток.

9 желісінің соңындағы бір фазалы минималды режимдегі қысқа тұйықталу тоғының сұлбасы Қосымша А, сурет А7.

Бұл ток модельдеу арқылы комплекстік сұлбадан табылады. Өлшеулер нәтижесі $I_{0,Л9}^{(1)} = 1698 \text{ A}$,

$$K_q = \frac{3 \cdot 1698}{4593,6} = 1,108 < 1,2.$$

Сезімталдық шарты қанағаттанбады

$$t_{Л9}'' = \Delta t = 0,3c .$$

Үшінші сатыны есептеу

Үшінші саты тура екінші сияқты есептелінеді, бірақ үшінші сатыны көршілес желінің екінші сатысынан реттейміз. Ол үшін көршілес желінің екінші сатысын есептейік.

5 желісінің соңындағы бір фазалы қысқа тұйықталу тоғының сұлбасы Қосымша А, сурет А8 көрсетілген.

5 желісінің соңындағы екі фазалы қысқа тұйықталу тоғының сұлбасы Қосымша А, сурет А9 көрсетілген.

Модельдеу нәтижелері:

$$I_0^{(1)} = -1731 A ;$$

$$I_0^{(1,1)} = 1707 A ;$$

$$I_{Л5}^I = K_H \cdot 3 \cdot I_0 = 1,3 \cdot 3 \cdot 1731 = 6750,9 A . \quad (5.5.13)$$

Бөлгендегі мәні $I_5^I = \frac{6750,9}{3} = 2250,3 A .$

5 желісінің соңындағы бір фазалы потенциометрлі қысқа тұйықталу тоғының сұлбасы Қосымша А, сурет А10.

5 желісінің соңындағы екі фазалы потенциометрлі қысқа тұйықталу тоғының сұлбасы Қосымша А, сурет А11.

Модельдеу нәтижелері:

$$I_0^{(1)} = -1157 A ;$$

$$I_0^{(1,1)} = -1157 A ;$$

$$I_{Л6}'' = K_H \cdot 3 \cdot I_0 = 1,2 \cdot 3 \cdot 1157 = 4165,2 A ;$$

$$\frac{I_{Л6}''}{3} = 1388,4 A .$$

Бұл мән арқылы Л9 желісінен ағып өтетін токты табамыз:

6 желісінің соңындағы бір фазалы потенциометрлі қысқа тұйықталу тоғының сұлбасы Қосымша А, сурет А12.

6 желісінің соңындағы екі фазалы потенциометрлі қысқа тұйықталу тоғының сұлбасы Қосымша А, сурет А13.

Модельдеу нәтижелері:

$$I_0^{(1)} = -1077 \text{ A};$$

$$I_0^{(1.1)} = 1077 \text{ A};$$

$$I_{Л9}^{III} = K_H \cdot 3 \cdot I_0 = 1,2 \cdot 3 \cdot 1078 = 4204,2 \text{ A}.$$

Сезімталдық коэффициенті:

$$K_q = \frac{3 \cdot I_0^{(1)}}{I_{Л9}^{III}} = \frac{3 \cdot 1698}{4204,2} = 1,211 > 1,2. \quad (5.14)$$

Сезімталдық шарты қанағатталды.

$$t_{Л9}^{III} = \frac{II}{I_{Л9}^{III}} + \Delta t = 0,6 \text{ c}.$$

Төртінші сатыны есептеу

Төртінші сатының іске қосылу тогын I_{C3}^{IV} сыртқы үш фазалы қысқа тұйықталу кезіндегі ТТ-ң нөлдік сымындағы балансталмаған тогынан орнатуымыз керек. Бұл анықтама әдетте трансформатордың төменгі жағындағы Қ.Т. кезінде небаланс тогынан орнатуға сәйкес келеді.

$$I_{НБ} = K_H \cdot K_{ОДН} \cdot \xi \cdot I_{К.МАКС}^{(3)}, \quad (5.15)$$

мұндағы $K_H = 1,2$ - реледегі қателікті және қажетті қорды ескеретін реттеу коэффициенті.

$K_{ОДН} = 1$ – ток трансформаторларының біркелкілік коэффициенті;

$I_{рас} = I_{к.макс}^{(3)}$ – желінің екі соңына қосылатын қосалқы станцияның трансформаторларынан кейінгі үш фазалық ҚТ-ның есептік тогы;
 $\xi = 0,1$ -ток трансформаторының қателігі

Трансформатордың Т5 төменгі жағындағы үш фазалы қысқа тұйықталу тогын анықтау сұлбасы Қосымша А, сурет А18.

$$I_{НБ} = 1 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot 405,5 = 20,275 \text{ A};$$

$$I_{Л9}^{IV} = K_H \cdot I_{НБ} = 1,25 \cdot 20,275 = 25,34 \text{ A}.$$

Сезімталдық коэффициентін анықтаймыз:

- 1) негізгі қорғаныс желісі;
- 2) резерв қорғаныс желісі.

Негізгі қорғаныс желісінің сезімталдық коэффициентін табамыз

$$K_q^{IV} = \frac{3I_{0Л.МИН}^1}{I_{Л9}^{IV}}, \quad (5.16)$$

мұндағы $I_{Л9}^{IV}$ - резервтелетін соңында бір фазалық ҚТ кезіндегі қорғаныс комплектінен ағатын ток.

Төртінші саты көршілес желілердің соңында орын алатын жерге ҚТ-лардың барлығын сезуі қажет.

$$K_q^{IV} = \frac{3 \cdot 1698}{25,34} = 201,02 > 1,5 .$$

Сезімталдық шартты қанағаттандырады.

Резервті қорғаныс желісінің сезімталдық коэффициентін табамыз

$$K_q^{IV} = \frac{3I_{0Л.МИН.РЕЗ}^1}{I_{Л9}^{IV}}, \quad (5.17)$$

мұндағы $I_{0Л.МИН.РЕЗ}$ – ҚосымшаА, А18 суретте көрсетілген үш фазалы қысқа тұйықталу тоғы.

6 желісінің сонындағы бір фазалы минималды режимдегі қысқа тұйықталу тоғының сұлбасы Қосымша А, сурет А14.

$$K_q^{IV} = \frac{3 \cdot 995,6}{25,34} = 117,86 > 1,5 .$$

Сезімталдық шартты қанағаттандырады.

Төртінші сатының уақыт ұстанымын карсы-сатылы принцип бойынша (МТҚ сияқты) көршілес желінің үшінші сатысының уақыт ұстанымынан жоғарырақ алынады. Егерде көршілес желілер көп болса олардың арасындағы үшінші сатысы ең үлкен іске қосылу уақытқа иесі алынады.

— ЛЗ-дың резервті сатысының уақыт ұстанымы $t_{ЛЗ}^P = 0,8$ с;

— Л5-нің резервті сатысының уақыт ұстанымы $t_{Л5}^P = t_{Л3}^P + \Delta t = 0,8 + 0,5 = 1,3$ с;

— Л6-ның резервті сатысының уақыт ұстанымы
 $t_{Л6}^P = t_{Л5}^P + \Delta t = 1,3 + 0,5 = 1,8 \text{ с};$

— Л9-тің төртінші сатысының уақыт ұстанымы
 $t_{Л9}^IV = t_{Л6}^P + \Delta t = 1,8 + 0,5 = 2,3 \text{ с}.$

НРТҚ сатылары үшін реленің іске қосылу тоқтарын есептеу

НРТҚ желіге тоқ трансформаторларынан құрастырылған $3I_0$ фильтр арқылы қосылады. Сондықтан НРТҚ сатыларының іске қосылу тоқтары екіншілік токтарда берілуі қажет.

$$i_{CP}^I = I_{Л9}^I / n_{ТА} \quad (5.18)$$

мұндағы $n_{ТА}$ - ток трансформаторларының трансформациялау коэффициенті $n_{ТА} = 400/5 = 80$.

$$i_{CP}^I = I_{Л9}^I / n_{ТА} = 6567,6 / 80 = 82,09 \text{ А};$$

$$i_{CP}^{II} = I_{Л9}^{II} / n_{ТА} = 4593,6 / 80 = 57,42 \text{ А};$$

$$i_{CP}^{III} = I_{Л9}^{III} / n_{ТА} = 4204,2 / 80 = 52,55 \text{ А};$$

$$i_{CP}^{IV} = I_{Л9}^{IV} / n_{ТА} = 25,34 / 80 = 0,31 \text{ А}.$$

НРТҚ-ның селективтілік картасы А1 форматтағы 5-ші сызбада көрсетілген.

5.6 АВВ фирмасы REL 670 типінің параметрленуі

Параметрлену арнайы РСМ 600 программасы арқылы жүзеге асады. Проекттің құрамының сұлбасы Қосымша А, сурет А19 көрсетілген.

REL 670 EF4PTOC типінің параметрлері Қосымша А, кесте А4 көрсетілген.

6 Арнайы бөлім

6.1 Электроэнергияның коммерциялық есебінің автоматталған жүйесі (ЭКЕАЖ)

ЭКЕАЖ электр энергия мен оның қуаты жайлы мағлұматты жинау өңдеу және жіберу үшін, тұтынушы мен жіберуші арасындағы коммерциялық есебі үшін, жүйелік оператор ЭКЕАЖ-мен байланысу үшін арналады.

Электр энергиясының коммерциялық бақылауы ұзақ уақытты жады, автоматты диагностикасы бар жаңа электронды санауыштарымен іске асырылуы қажет және де цифрлық шығарылым мен интерфейсі болуы қажет. Санауыштар РЭС-ң ЭКЕАЖ серверіне мағлұмат бері үшін жинағыш құрылғы контроллерлеріне қосылу қажет.

ЭКЕАЖ сервері жинағыш контроллерінен (ҚС №7) алынған мағлұматты өңдеп, алынған мәндері бойынша отчет құрады және бас операторға тасымалдайды.

ЭКЕАЖ қондырудағы алғашқы қадам болып – қосылуға алынатын техникалық шарт келеді. Шартты алу үшін алдымен тораптың бір сызықты сұлбасын және есеп жүргізілетін нүктелерді метрологиялық мәндерді ұсынуы қажет.

Техникалық шарт алынғаннан кейін ЭКЕАЖ жобалаудағы техникалық тапсырманы ойластыру қажет. Техникалық тақсырма иесінің өзімен немесе арнайыланған орталықтармен қарастырылады.

Техникалық тапсырманы келесілермен рәсімдеу қажет:

- электр энергиясын есептеуіш кешендерінің тізімі;
- есептеу нүктелері;
- ЭКЕАЖ қосылудың техникалық шарты;
- жүйелік оператормен байланыс құру үшін жергілікті байланыс жүйелері;

Орындалған техникалық тақсырманы өтініш хатымен бірге мақұлдауға жіберуі қажет.

ЭКЕАЖ жобалық шешімі келесі бөлімдерді қарастыру қажет:

- метрологиялық қамтасыздандыруды сипаттау;
- сенімділіктің жобалық бағасы;
- электр энергиясын есептеуіш кешендерінің тізімі және олардың есептеу қасиетінің метрологиялық сипаттамасы;
- электр энергиясын есептеуіш кешендерінің сәйкестендірме коды;
- - сыртқы жүйелермен мағлұмат алмасу проторколы;
- - ЭКЕАЖ оператормен байланысы үшін байланыс жүйелері.
- ЭКЕАЖ келесі негізгі принциптері бойынша орындалады:
- жүйеге алынған негізгі мағлұмат, электр энергия санауыштарынан алынатын цифрлық мағлұматы болып келеді;

— электр энергия мен қуатын бақылау мен басқаруы үшін мағлұматты жинау, сақтау, өңдеу, көрсету және беру қызметі сырттан қосыла алмайтын , аттестация өткен арнайы құрылғыларымен жүргізіледі;

— ЭКЕАЖ электр энергия мен қуатын бақылау мен басқаруы үшін алынатын мағлұмат бәріне бірдей уақытта таралатын жүйеде орнатылуы қажет.

ЭКЕАЖ негізгі өлшеу каналдары болып өлшеуіш ток трансформаторлары, өлшеуіш кернеу трансформаторлары, олардың екінші ретті орамалары, электр энергиясының санауыштары болып келеді.

ЭКЕАЖ әр деңгейдегі мағлұматтарды өңдеп қана қоймай, тағы оның жадыға сақталуын қамтасыз етеді, осыдан мәліметтер базасы құралады. Ол келесі талаптарға жауап береді:

— сырттан кіруден мәліметтерді сенімді сақтайды;

— деңгей аралық мәлімет айналымы жоғарғы деңгейінің керектігімен орындалады;

— мәліметтер жоғалудан сақтанған.

Мәліметтер базасы, мәліметтердің толықтығын мен растығын сенімді бақылау қамтамасыз ететін, тиісті бағдарламалармен басқарылады.

ЭКЕАЖ құрылысы бойынша шешімдер

ЭКЕАЖ келесі қызметерді атқаруы қажет:

— ағымдағы мәліметтерді өңдеу мен сақтау, электр энергиясын есептеуіш кешендерінен алынған оперативті мағлұматтарды жинау;

— ээ санауыштарынан периодты түрде алынатын мәліметтері жинау, өңдеу және сақтау;

— есепке алынған және жіберілген мәліметтерді басқару;

— мәлімет алу және беру құрылғысының құрылымын анықтау;

— шын уақыттағы мағлұматты көрсеті

— сұлба, графиктер және отчеттарды дайындау/шығару;

— деңгей аралық жүйелермен мәліметпен оперативті бөлісу;

— метрологиялық нүктелердің кез-келген біреуінен автоматты немесе қолмен, нақты параметрлерін алу;

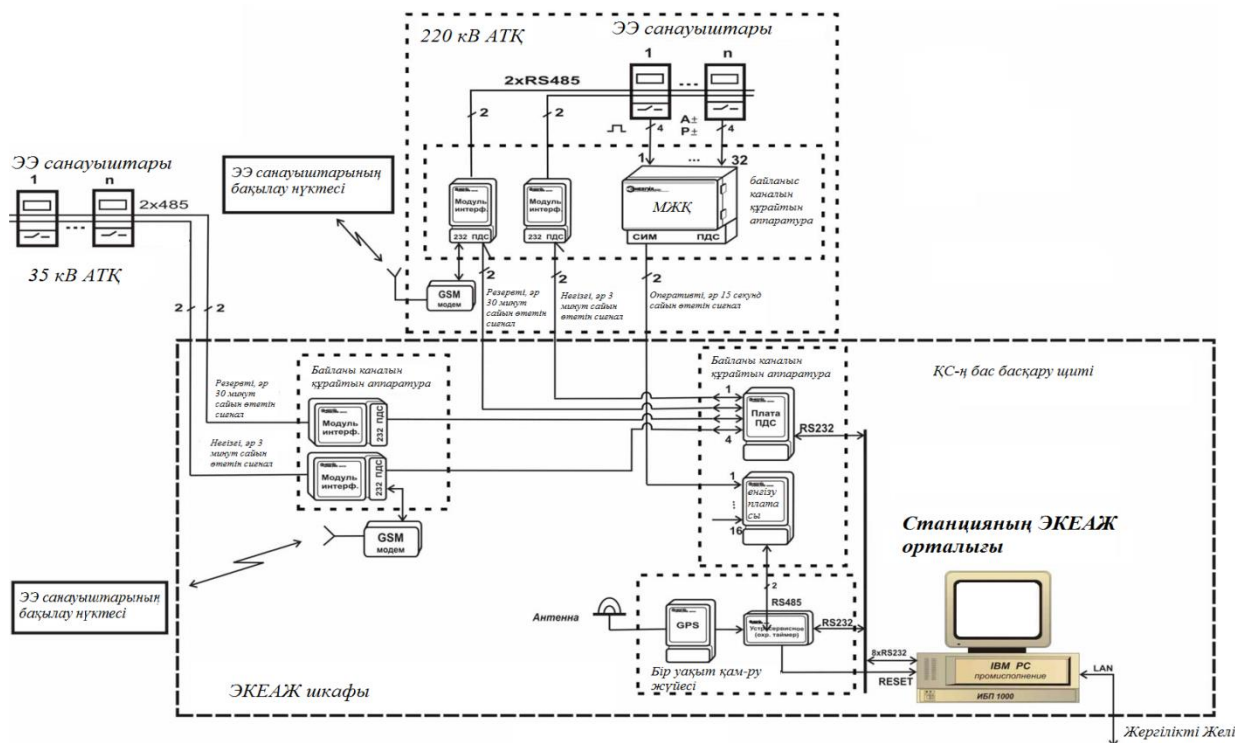
— штаттан тыс жағдайлары жайылу сигналды хабарлама беру;

— жүйенің диагностикасын жүргізу.

ЭКЕАЖ жобалануы

Мен ЭКЕАЖ жобалауын Энергосфера программалық комплеас арқылы жүргізем. Ол үшін менде РЭС-та 14 ҚС бар, соның әрқайсысынан белгілі бір параметрлерді алам. Ол параметрлер 6 кестеде толықтай көрсетілген. Қосалқы стансаның жанында ЭКОМ 3000 контроллері орналасады. Ол электр санағыштардан ақпаратты жинап, радиосигнал арқылы диспетчерлік орталыққа жеткізеді жеткізе. ДО ретінде №7 қосалқы станса алынды.

ҚС-ң ЭКЕАЖ жобалауы бойынша құрылымдық сұлбалары төменде келтірілген.



Сурет 6 – ҚС бойынша ЭКЕАЖ құрылымдақ сұлбасы

6.1 кесте – РЭС бойынша ЭКЕАЖ параметрлер

қс №	Есеп нүктесінің аты	ЭКЕАЖ сұраныс серверіне жиналатын параметрлер
1	2	3
қс №1	L1, L2 есеп тек қабылдау үшін	W1, W2 – активті энергия қабылдау Q1, Q2 – реактивті энергия қабылдау Cosφ-1, Cosφ-2
	Канал суммасы	6 канал
	L3, L4, L30, L31 есеп қабылдау үшін және беру үшін	W3.1, W4.1, W30.1, W31.1 – активті энергия қабылдау Q3.1, Q4.1, Q30.1, Q31.1 – реактивті энергия қабылдау W3.2, W4.2, W30.2, W31.2 – активті энергия беру Q3.2, Q4.2, Q30.2, Q31.2 – реактивті энергия беру Cosφ-3.1, Cosφ-4.1, Cosφ-30, Cosφ-31
	Канал суммасы	20 канал
	Ж 35-1, 35-2, 35-3, 35-4, 35-5, 35-6 Ф 10-1, 10-2, 10-3, 10-4 есеп тек беру үшін	W35-1, ..., W35-6, W10-1, ..., W10-4 – активті энергия беру Q35-1, ..., Q35-6, Q10-1, ..., Q10-4 – реактивті энергия беру Cosφ-35-1, ..., Cosφ-35-6, Cosφ-10-1, ..., 10-4

6.1 кестенің жалғасы

1	2	3
	Канал суммасы	30 канал
	Барлығы	56 канал
қс №2	L3, L5 есеп қабылдау үшін және беру үшін	W3, W5 – активті энергия қабылдау Q3, Q5 – реактивті энергия қабылдау W3, W5 – активті энергия беру Q3, Q5 – реактивті энергия беру Cosφ-3, Cosφ-5
	Канал суммасы	10 канал
	Ф 10-1,10-2,10-3,10-4,10-5,10-6,10-7,10-8,10-9,10-10 есеп тек беру үшін	W10-1,...,W10-10 – активті энергия беру Q10-1,...,Q10-10 – реактивті энергия беру Cosφ-10-1,...,Cosφ-10-10
	Канал суммасы	30 канал
	Барлығы	40 канал
қс №3	L4.1, L5.1, L6, L7 есеп қабылдау үшін және беру үшін	W4, W5.1, W6, W7 – активті энергия қабылдау Q4, Q5.1, Q6, Q7 – реактивті энергия қабылдау W4, W5.1, W6, W7 – активті энергия беру Q4, Q5.1, Q6, Q7 – реактивті энергия беру Cosφ-4, Cosφ-5.1, Cosφ-6, Cosφ-7
	Канал суммасы	20 канал
	Ж 35-1, 35-2, 35-3, 35-4, 35-5, 35-6 Ф 10-1,...,10-20 есеп тек беру үшін	W35-1,...,W35-6 – активті энергия беру Q35-1,...,Q35-6 – реактивті энергия беру W10-1,...,W10-20 – активті энергия беру Q10-1,...,Q10-20 – реактивті энергия беру Cosφ35-1,...,Cosφ35-6 Cosφ10-1,...,Cosφ10-20
	Канал суммасы	68 канал
	Барлығы	88 канал
қс №4	L7.1, L8 есеп қабылдау үшін және беру үшін	W7.1, W8 – активті энергия қабылдау Q7.1, Q8 – реактивті энергия қабылдау W7.1, W8 – активті энергия беру Q7.1, Q8 – реактивті энергия беру Cosφ-7.1, Cosφ-8
	Канал суммасы	10 канал
	Ф 10-1,...,10-12 есеп тек беру үшін	W10-1,...,W10-12 – активті энергия беру Q10-1,...,Q10-12 – реактивті энергия беру Cosφ10-1,...,Cosφ10-12
	Канал суммасы	36 канал
	Барлығы	46 канал

6.1 кестенің жалғасы

1	2	3
кc №5	L6.1, L8.1, L9, L10	W6.1, W8.1, W9, W10 – активті энергия
	есеп қабылдау үшін және беру үшін	қабылдау Q6.1, Q8.1, Q9, Q10 – реактивті энергия қабылдау W6.1, W8.1, W9, W10 – активті энергия беру Q6.1, Q8.1, Q9, Q10 – реактивті энергия беру Cosφ-6.1, Cosφ-8.1, Cosφ-9, Cosφ-10
	Канал суммасы	20 канал
	Ф 10-1,10-2,...,10-10 Ф 10-1,10-2,...,10-10 есеп тек беру үшін	W10-1, W10-2,...,W10-20 – активті энергия беру Q10-1, Q10-2,...,Q10-20 – реактивті энергия беру Cosφ10-1, Cosφ10-2,..., Cosφ10-20
	Канал суммасы	60 канал
	Барлығы	80 канал
кc №6		
	L9.1, L10.1, L13, L14 есеп қабылдау үшін және беру үшін	W9.1, W10.1, W13, W14 – активті энергия қабылдау Q9.1, Q10.1, Q13, Q14 – реактивті энергия қабылдау W9.1, W10.1, W13, W14 – активті энергия беру Q9.1, Q10.1, Q13, Q14 – реактивті энергия беру Cosφ-9.1, Cosφ-10.1, Cosφ-13, Cosφ-14
	Канал суммасы	20 канал
	L11, L12 есеп тек қабылдау үшін	W11, W12 – активті энергия қабылдау Q11, Q12 – реактивті энергия қабылдау Cosφ-11, Cosφ-12
	Канал суммасы	6 канал
	Ж 35-1, 35-2, 35-3, 35-4	W35-1, W35-2, W35-3, W35-4 – активті энергия беру
	Ф 10-1,10-2,...,10-20 есеп тек беру үшін	Q35-1, Q35-2, Q35-3, Q35-4 – реактивті энергия беру W10-1, W10-2,...,W10-20 – активті энергия беру Q10-1, Q10-2,...,Q10-20 – реактивті энергия беру Cosφ35-1, Cosφ35-2, Cosφ35-3, Cosφ35-4

6.1 кестенің жалғасы

1	2	3
		$\text{Cos}\varphi_{10-1}, \text{Cos}\varphi_{10-2}, \dots, \text{Cos}\varphi_{10-20}$
	Канал суммасы	72 канал
	Барлығы	98 канал
қс №7	L13.1, L14.1, L15, L16 есеп қабылдау үшін және беру үшін	W13.1, W14.1, W15, W16 – активті энергия қабылдау Q13.1, Q14.1, Q15, Q16 – реактивті энергия қабылдау W13.1, W14.1, W15, W16 – активті энергия беру Q13.1, Q14.1, Q15, Q16 – реактивті энергия беру $\text{Cos}\varphi_{13.1}, \text{Cos}\varphi_{14.1}, \text{Cos}\varphi_{15}, \text{Cos}\varphi_{16}$
	Канал суммасы	20 канал
	Ж 35-1, 35-2, 35-3, 35-4, 35-5, 35-6 Ф 10-1,10-2, ..., 10-20 есеп тек беру үшін	W35-1, W35-2, W35-3, W35-4, W35-5, W35-6 – активті энергия беру Q35-1, Q35-2, Q35-3, Q35-4, Q35-5, Q35-6 – реактивті энергия беру W10-1, W10-2, ..., W10-20 – активті энергия беру Q10-1, Q10-2, ..., Q10-20 – реактивті энергия беру $\text{Cos}\varphi_{35-1}, \text{Cos}\varphi_{35-2}, \text{Cos}\varphi_{35-3}, \text{Cos}\varphi_{35-4}, \text{Cos}\varphi_{35-5}, \text{Cos}\varphi_{35-6}$ $\text{Cos}\varphi_{10-1}, \text{Cos}\varphi_{10-2}, \dots, \text{Cos}\varphi_{10-20}$
	Канал суммасы	78 канал
	Барлығы	98 канал
қс №8	L16.1, L17 есеп қабылдау үшін және беру үшін	W16.1, W17 – активті энергия қабылдау Q16.1, Q17 – реактивті энергия қабылдау W16.1, W17 – активті энергия беру Q16.1, Q17 – реактивті энергия беру $\text{Cos}\varphi_{16.1}, \text{Cos}\varphi_{17}$
	Канал суммасы	10 канал
	Ф 10-1,10-2, ..., 10-9 Ф 10-1,10-2, ..., 10-9 есеп тек беру үшін	W10-1, W10-2, ..., W10-18 – активті энергия беру Q10-1, Q10-2, ..., Q10-18 – реактивті энергия беру $\text{Cos}\varphi_{10-1}, \text{Cos}\varphi_{10-2}, \dots, \text{Cos}\varphi_{10-18}$
	Канал суммасы	54 канал
	Барлығы	64 канал
қс №9	L15.1, L17.1, L20, L21	W15.1, W17.1, W20, W21 – активті энергия қабылдау

6.1 кестенің жалғасы

1	2	3
	есеп қабылдау үшін және беру үшін	Q15.1, Q17.1, Q20, Q21 – реактивті энергия қабылдау W15.1, W17.1, W20, W21 – активті энергия беру Q15.1, Q17.1, Q20, Q21 – реактивті энергия беру Cosφ15.1, Cosφ17.1, Cosφ20, Cosφ21
	Канал суммасы	20 канал
	L18, L19 есеп тек қабылдау үшін	W18, W19 – активті энергия қабылдау Q18, Q19 – реактивті энергия қабылдау Cosφ18, Cosφ19
	Канал суммасы	6 канал
	Ж 35-1, 35-2, 35-3, 35-4 Ф 10-1,10-2,...,10-20 есеп тек беру үшін	W35-1, W35-2, W35-3, W35-4 – активті энергия беру Q35-1, Q35-2, Q35-3, Q35-4 – реактивті энергия беру W10-1, W10-2,...,W10-20 – активті энергия беру Q10-1,Q10-2,...,Q10-20 – реактивті энергия беру Cosφ35-1, Cosφ35-2, Cosφ35-3, Cosφ35-4 Cosφ10-1, Cosφ10-2,..., Cosφ10-20
	Канал суммасы	72 канал
	Барлығы	98 канал
қс №10	L20.1, L21.1, L22, L24 есеп қабылдау үшін және беру үшін	W20.1, W21.1, W22, W24 – активті энергия қабылдау Q20.1, Q21.1, Q22, Q24 – реактивті энергия қабылдау W20.1, W21.1, W22, W24 – активті энергия беру Q20.1, Q21.1, Q22, Q24 – реактивті энергия беру Cosφ20.1, Cosφ21.1, Cosφ22, Cosφ24
	Канал суммасы	20 канал
	Ф 10-1,10-2,...,10-12	W10-1, W10-2,..., W10-24 – активті энергия беру
	Ф 10-1,10-2,...,10-12 есеп тек беру үшін	Q10-1,Q10-2,..., Q10-24 – реактивті энергия беру Cosφ10-1, Cosφ10-2,..., Cosφ10-24
	Канал суммасы	72 канал
	Барлығы	92 канал

6.1 кестенің жалғасы

1	2	3
қс №11	L22.1, L23 есеп қабылдау үшін және беру үшін	W22.1, W23 – активті энергия қабылдау Q22.1, Q23 – реактивті энергия қабылдау W22.1, W23 – активті энергия беру Q22.1, Q23 – реактивті энергия беру Cosφ22.1, Cosφ23
	Канал суммасы	10 канал
	Ф 10-1, 10-2, ..., 10-14 есеп тек беру үшін	W10-1, W10-2, ..., W10-14 – активті энергия беру Q10-1, Q10-2, ..., Q10-14 – реактивті энергия беру Cosφ10-1, Cosφ10-2, ..., Cosφ10-14
	Канал суммасы	42 канал
	Барлығы	52 канал
қс №12	L23.1, L24.1, L27, L28 есеп қабылдау үшін және беру үшін	W23.1, W24.1, W27, W28 – активті энергия қабылдау Q23.1, Q24.1, Q27, Q28 – реактивті энергия қабылдау W23.1, W24.1, W27, W28 – активті энергия беру Q23.1, Q24.1, Q27, Q28 – реактивті энергия беру Cosφ23.1, Cosφ24.1, Cosφ27, Cosφ28
	Канал суммасы	20 канал
	L25, L26 есеп тек қабылдау үшін	W25, W26 – активті энергия қабылдау Q25, Q26 – реактивті энергия қабылдау Cosφ25, Cosφ26
	Канал суммасы	6 канал
	Ф 10-1, 10-2, ..., 10-9 Ф 10-1, 10-2, ..., 10-9 есеп тек беру үшін	W10-1, W10-2, ..., W10-18 – активті энергия беру Q10-1, Q10-2, ..., Q10-18 – реактивті энергия беру Cosφ10-1, Cosφ10-2, ..., Cosφ10-18
	Канал суммасы	54 канал
	Барлығы	80 канал
қс №13	L27.1, L28.1, L29, L31.1 есеп қабылдау үшін және беру үшін	W27.1, W28.1, W29.1, W31.1 – активті энергия қабылдау Q27.1, Q28.1, Q29.1, Q31.1 – реактивті энергия қабылдау W27.1, W28.1, W29.1, W31.1 – активті энергия беру Q27.1, Q28.1, Q29.1, Q31.1 – реактивті

6.1 кестенің соңы

1	2	3
		энергия беру Cosφ27.1, Cosφ28.1, Cosφ29.1, Cosφ31.1
	Канал суммасы	20 канал
	Ж 35-1,35-2, 35-3, 35-4, 35-5, 35-6	W35-1,...,W35-6 – активті энергия беру Q35-1, Q35-2, Q35-3, Q35-4, Q35-5, Q35-6 –
	Ф 10-1,10-2,10-3,10-4, 10-5,10-6,10-7,10-8 есеп тек беру үшін	реактивті энергия беру W10-1,...,W10-8 – активті энергия беру Q10-1,...,Q10-8 – реактивті энергия беру Cosφ35-1, Cosφ35-2, Cosφ35-3, Cosφ35-4, Cosφ35-5, Cosφ35-6 Cosφ10-1, Cosφ10-2,..., Cosφ10-8
	Канал суммасы	42 канал
	Барлығы	62 канал
қс №14	L29.1, L30.1 есеп қабылдау үшін және беру үшін	W29, W30.1 – активті энергия қабылдау Q29, Q30.1 – реактивті энергия қабылдау W29, W30.1 – активті энергия беру Q29, Q30.1 – реактивті энергия беру Cosφ29, Cosφ30.1
	Канал суммасы	10 канал
	Ф 10-1,10-2,...,10-10 Ф 10-1,10-2,...,10-10 есеп тек беру үшін	W10-1,...,W10-20 – активті энергия беру Q10-1,...,Q10-20 – реактивті энергия беру Cosφ10-1, Cosφ10-2,..., Cosφ10-20
	Канал суммасы	60 канал
	Барлығы	70 канал
	Барлығы РЭС б/ша	1024 канал

Осы жиналған мәліметтерге сүйеніп РЭС-ң ЭКЕАЖ жобаладым. Параметрлер Энергесфера программасына енгізіледі. Ары қарай электрэнергияның коммерциялық есебі автоматты түрде қадағаланып отырады.

РЭС бойынша ЭКЕАЖ құрылымдақ сұлбасы А1 форматтағы 6 парақта көрсетілген.

7 Тіршілік қауіпсіздігі бөлімі

7.1 Өміртіршілік қауіпсіздігі бөлімі бойынша табиғи және жасанды жарықтандыру жүйелерін есептеу

Бұл дипломдық жұмысымдағы №6-қосалқы стансасы Республикамыздың батыс өңірінде орналасқан. Қосалқы станция қаладан тыс жерде болған соң, жергілікті тұрғындарға кедергі жасамайды және оған арнайы шарттар қойылады. Қосалқы станцияда үш фазалық ТДТН-63000/110/35/10 үш орамды трансформатор орналасады. Өзіндік қажеттілікке қорек ететін 10/0,4 кВ-ты трансформатор бар.

Қосалқы станцияда көптеген факторлар әсер етеді. Физикалық өндіріс факторларына: қозғалмалы механизмдер, өндіріс жабдықтарының қозғалатын бөліктері, орын ауыстыратын бұйымдар, жұмыс орнының орналасуының жерден айтарлықтай биіктіктегі өткір жиектері, жоғары шаңдылық және ауаның газдануы; жабдықтар беттерінің, ауаның температурасының жоғарылауы; шу деңгейінің жоғарылауы, діріл.

Еңбек шартын талдау қосалқы станциядағы факторларын зерттеуді жан-жақты болжайды. Әр әсер етуші параметрді өлшеу әдісі сәйкес нормативті құжаттармен және әр түрлі әдістермен, мысалы практикаға пайдалы дәлдікпен дерексіз сандарда көрсетілген мәндерді қолдана отырып, эксперттік (мамандық) әдіспен айтылады. Мұнда шарттың әр элементі оның түріне және жұмыс істеп тұрған адамға әсер ету уақытындағы қандай да бір балл санымен бағаланады. Осы қосалқы станцияда 5 қызметкер жұмыс істейді.

Микроклимат

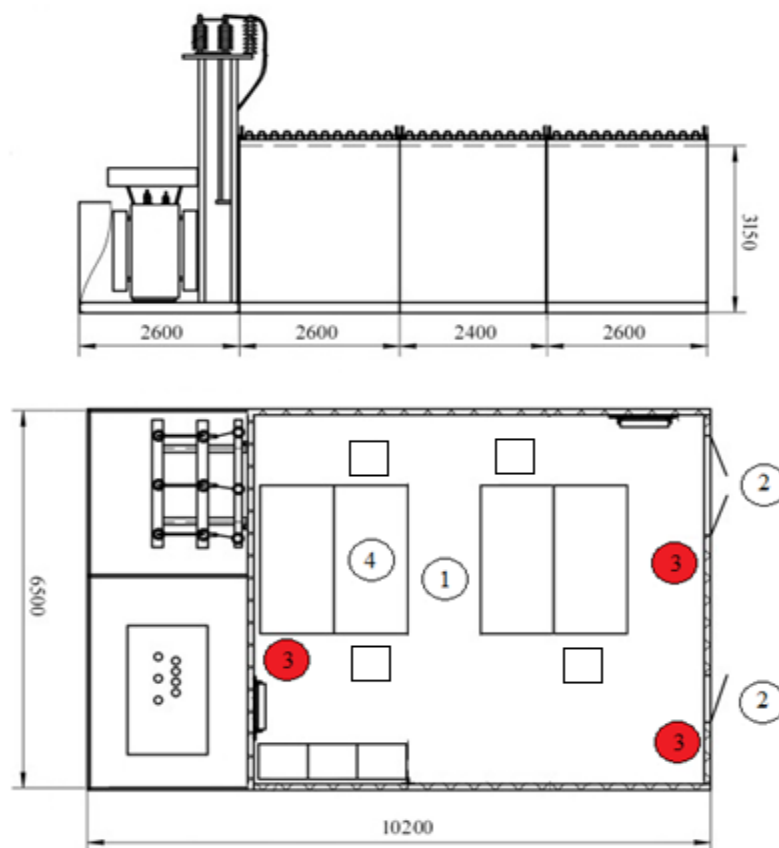
Қосалқы станция еліміздің батыс өңірінде орналасқан. Жалпы ол жақтың климатын қоңыржай белдеумен тропиктік ауа массалары анықтайды. Ауа райы континенттік: жазы ыстық, қысы суық, жыл маусымдары бір-біріне шұғыл ауысады, жауын-шашын өте аз, ауа ылғалдылығы болымсыз, күн радиациясы жоғары және желі тұрақты болады. Ол жақта қысы қысқа әрі шамалы жылы болып келеді. Температураның жылдық абсолюттік минимумы 26 – 30°C шамасында, максимум 35°C. Ал жазы ұзақ әрі ыссы болады, кейде +55°C шамасына жетуі мүмкін. Жауын-шашынның жылдық орташа мөлшері 95-160 мм болады. Ауа ылғалдылығы орта есеппен 65% ары-бергі жағы.

Табиғи және жасанды жарықтандыру

Біздің қосалқы станцияның жарықтану түрі табиғи және жасанды жарықты пайдаланады. Себебі қосалқы станциямыздың айырғыштары, ажыратқыштары, трансформаторлары ашық жерде орналасқан, ал тарату құрылғы ұяшықтары және басқару орындары жабық бөлмеде орналасады. Ашық тарату құрылғылары күндіз күн жарығымен жарықталып, түнде 4 ДРЛ шамдарымен жарықтанатын болады. Ал жабық тарату құрылғыларының жарықтануына келетін болсақ, оларды күндіз де түнде де люминесценттік лампалар жарықтандыратын болады.

Шу көздері

Шу және дірілмен күресуді өнеркәсіпті, жұмыс орнын, жабдықтарды жобалау барысында қарастыру керек. Бұл үшін ұйымдастырушылық, техникалық және медико-профилактикалық шаралар қолданылады. Ұйымдастырушылық шараларға өндірістік бөлімдердің, жабдықтар мен жұмыс орындарының рационалды орналастыру, жұмысшылардың еңбегі мен дем алысын үнемі бақылау, жабдықтарды және санитарлық-гигиеналық талаптарға сай емес жұмыс орындарын қолдануды шектеу. Біздің қосалқы стансамыздағы жабық тарату құрылғысында шудың көзі электронды аппараттарды қызуынан сақтайтын желдеткіштерден болуы мүмкін. Оның шу нормадағы талаптарға сай келеді және уақытылы шаң тозаңнан тазартылып тұрады. Ал ашық тарату құрылғысында шу көзі трансформатор болады.



1-Жұмыс орны; 2-Есіктер; 3-Өртсөндіргіштер; 4-Ұяшықтар.
Сурет 7.1 – Бөлме жоспары

7.2 Жасанды жарықтандыру жүйесін есептеу

Жұмыс орынын жарықтандыру – қолайлы еңбек жағдайларын жасаудың маңызды факторы. Табиғи жарық (күн сәулесі) тәуліктің күндізгі уақыты және ол ғимараттардың терезе, шатыр ойықтарынан түседі. Жасанды жарық үшін жасанды сәуле шығаратын қондырғылар пайдаланылады. Жасанды жарық түнгі еңбекті күндізгі еңбекке жақындату үшін аса қажетті фактор

болып табылады. Жарықтың жеткіліксіз жағдайы адам ағзасына ынталылық сезімін азайтады.

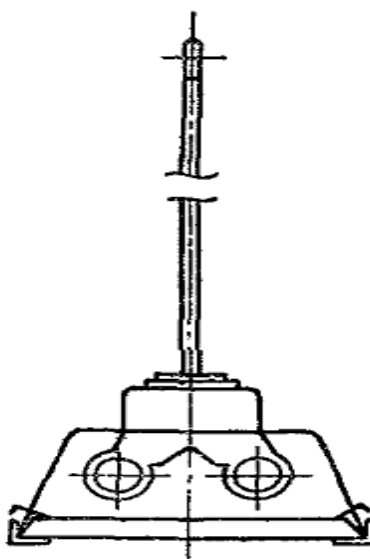
Жасанды жарықтандыру өндірісте адамдардың моральды және физикалық жағдайына, еңбек өнімділігіне, өнім сапасына, еңбек қарқындылығына үлкен ықпалын тигізеді.

7.2 кесте – Парметрлер

Бөлме	Қосалқы станса
Өлшемі	10,2x6,5x3,15
Шам түрі	ЛСП01
Шам саны	6
Көру жұмысының разряды	IV, в
Шағылу коэффициенттері	
$\rho_{\text{пот}}$	50
$\rho_{\text{ст}}$	50
$\rho_{\text{пол}}$	10

Пайдалану коэффициент тәсілі

Қарастырылатын тәсіл есептік бетке түсетін жарықтық ағын қатынасына тең η коэффициент мәнін анықтау болып табылады.



Сурет 7.2 – ЛСП01-2x58 типті люминесценттік лампасы

Практикада η шамасын бөлменің геометриялық көрсеткіштерін (бөлме көрсеткіші i оның оптикалық сипаттамаларымен (төбенің, қабырғаның, еденнің шағылу коэффициентімен $\rho_{\text{пот}}, \rho_{\text{стен}}, \rho_{\text{пол}}$) байланыстыратын кестеден анықтайды

$$\Phi = \frac{E \cdot S \cdot K \cdot Z}{N \cdot \eta}, \text{лк} \quad (7.1)$$

мұндағы E- минималды жарықтандыру;
 K_3 - қор коэффициенті; $K_3=1,5$; [Ә. 2, 1.10-кесте]
 S -жарық түсетін аудан, m^2 ; $S=A \cdot B=7,6 \cdot 6,5=49,4m^2$;
 Z - жарық бірқалыпсыз коэффициенті; $Z=1.1 \div 1.2$;
 N - жарық шам саны;
 η -жарық ағынын пайдалану коэффициенті: оны жұмыс орнының индексі арқылы табамыз.

$$i = \frac{S}{H_{ec} \cdot (A + B)}, \quad (7.2)$$

мұндағы A,B- жұмыс орнының ұзындығы мен ені, м.
 h - жұмыс орны бетінен жарық шамының аспа биіктігі ,м.

$$H_{ec}=H-(h_{ш}+h_{ед}), \quad (7.3)$$

мұндағы H_{ec} – жұмыс кеңістігінен шамдалдың іліну, м;
 H – бөлме биіктігі, м;
 $h_{ш}$ – шамдалдың іліну биіктігі, м;
 $h_{ед}$ - еденнен жұмыс істеу кеңістігіне дейінгі, м.

Менің таңдауым бойынша: $h_{шбер}=0$ м, $h_{ед}=0$ м.

$$h_{ш} = h_{шбер} + h_{ед} = 0 + 0 = 0 \text{ м,}$$

мұндағы $h_{шбер}$ – шамдалдың биіктігі, м;
 $h_{ед}$ – еденнен биіктік, м.

$$H_{ec}=3,15-(0,6+0)=2,55 \text{ м;}$$

$$i = \frac{49,4}{2,55 \cdot (7,6 + 6,5)} = 1,37.$$

бұдан, $\eta=0,44$ тең [Кнорринг.табл.5-18. 143-бет].

Бір шам үшін жарық ағыны:

$$\Phi_{л} = \frac{400 \cdot 49,4 \cdot 1,5 \cdot 1,1}{6 \cdot 0,44} = 12350 \text{лм}$$

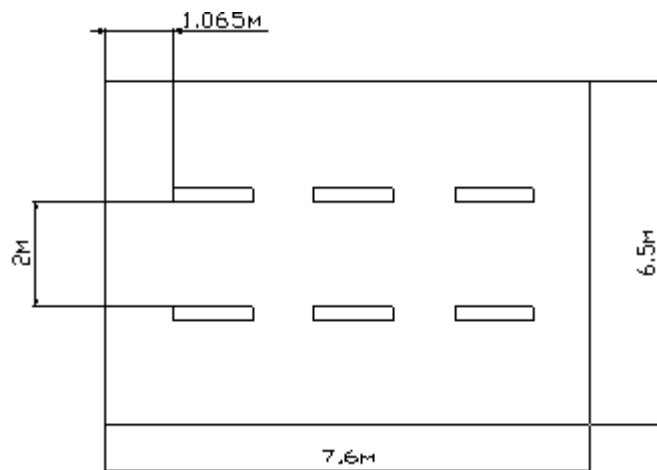
Шамның жарық ағынының ауытқуы $-10\dots+20\%$ пайыз аралығында болуы керек. Сол себепті ауытқуды есептейміз:

$$\frac{\Phi - \Phi_{\text{л}}}{\Phi_{\text{л}}} \cdot 100\% = \frac{12700 - 12350}{12700} \cdot 100\% = 2,75\%.$$

$\Phi=12350$ лм болғандықтан оған жақын мәнді аламыз, ол $\Phi=12700$ лм. ЛСП01 2x58 люминесценттік лампасын қоямыз. Қателік $-10 \leq \Delta F \leq 20$ интервал арасында жатқасын, жарықтану жақсы болады.

Жарық шамның санын анықтаймыз:

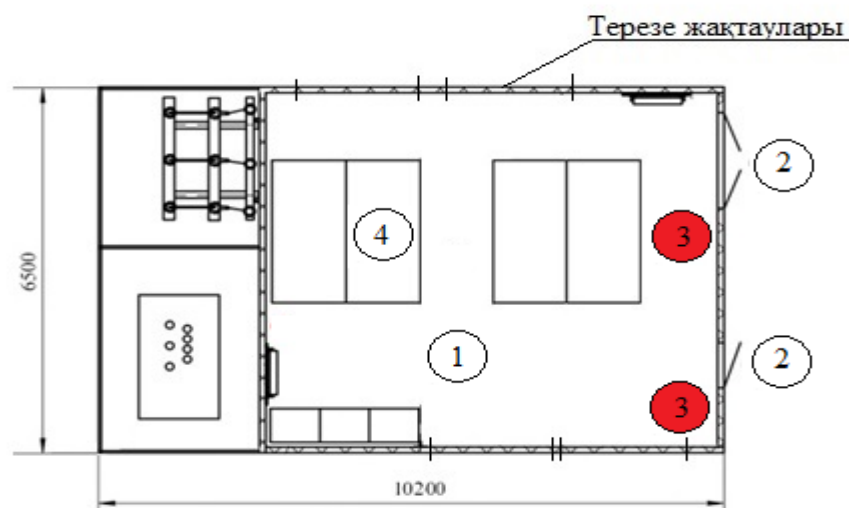
$$N = \frac{E \cdot S \cdot K_z \cdot Z}{F \cdot \eta} = \frac{400 \cdot 49,4 \cdot 1,5 \cdot 1,1}{12700 \cdot 0,44} = 5,83 \approx 6 \text{ дана.} \quad (7.4)$$



Сурет 7.3 – Жарық шамдарын орналастыру сұлбасы.

7.3 Табиғи жарықтандыру жүйесін есептеу

Жаңа бөлмелерді жобалау, ескілерін қайта ретке келтіру кезінде табиғи жарықтандыруды есептеу үшін: СНиП РК 2.04-05-2002 "Естественное и искусственное освещение. Нормы проектирования."-талаптарына сай нормаланған КЕО мәндерімен қамтамасыз ететін, жарық сәулелері өту жолдарының ауданын анықтау қажет.



Сурет 7.4 – Бөлменің терезе орналасатын жері көрсетілген жоспары

Есептеуді ең алдымен, бүйірлік және төбеден жарықтандыру кезінде жарық сәулелері өту жолдарының ауданын келесі формулалар арқылы табу бойынша бастаймыз:

Бүйірден жарықтандыру кезінде

$$100 \cdot \frac{S_0}{S_n} = \frac{e_H \cdot K_3 \cdot \eta_0}{\tau_0 \cdot r_1} \cdot K_{3d}. \quad (7.5)$$

Төбеден жарықтандыру кезінде

$$100 \cdot \frac{S_0}{S_n} = \frac{e_H \cdot K_3 \cdot \eta_\phi}{\tau_0 \cdot r_2 \cdot K_\phi}, \quad (7.6)$$

мұндағы, S_0 - бүйірлік жарықтандыру кезіндегі жарық сәулесі өту жолдары, m^2

S_n - бөлме еденінің ауданы, m^2 ;

e_H - нормаланған КЕО мәні : $e_H = 1,5\%$;

K_3 - қосалқы коэффициенті;

η_0 - терезелердің жарық сипаттамасы;

K_ϕ - шамның түрін есепке алатын коэффициент.

$$K_3 = 1,4; \eta_0 = 16; r_1 = 1,2; K_{3d} = 1.$$

$$S_n = 7,6 \cdot 6,5 = 49,4 \text{ м}^2;$$

$$S_0 = \frac{e_H \cdot K_3 \cdot \eta_0 \cdot S_n}{\tau_0 \cdot r_1 \cdot 100} \cdot K_{30} = \frac{1,2 \cdot 1,4 \cdot 16 \cdot 49,4}{0,448 \cdot 1,2 \cdot 100} \cdot 1 = 24,7 \text{ м}^2.$$

τ_0 - жалпы жарық өткізу коэффициенті, келесі формуламен табылады:

$$\tau_0 = \tau_1 \cdot \tau_2 \cdot \tau_3 \cdot \tau_4 \cdot \tau_5, \quad (7.7)$$

мұндағы τ_1, τ_2, τ_4 - коэффициенттерін сәйкесінше 3.3; 3.4; 3.6-кестелерінен аламыз;

r_1 - бөлменің төбесі және жерге төселген қабаттан жарықтың шағылуының арқасында бүйірлік жарықтандыру кезінде КЕО мәнінің өсуін есепке алатын коэффициент;

K_{30} - қарсылас орналасқан ғимараттардың салдарынан терезелерге көлеңке түсуді есепке алатын коэффициент;

S_ϕ - төбеден жарықтандыру кезіндегі жарық өту жолдарының аудандары, м^2 ;

η_ϕ - шамның немесе жарық өту жолының түсетін аумағының жарық сипаттамасы, 3.10-кестесінен аламыз;

r_2 - бөлменің төбесінен жарықтың шағылуының арқасында төбелік жарықтандыру кезінде КЕО мәнінің өсуін есепке алатын коэффициент. $\tau_3 = 1, \tau_5 = 1,$

$$\tau_0 = \tau_1 \cdot \tau_2 \cdot \tau_3 \cdot \tau_4 \cdot \tau_5 = 0,8 \cdot 0,7 \cdot 1 \cdot 0,8 \cdot 1 = 0,448.$$

$$e_N = e_H \cdot m_N, \quad (7.8)$$

мұндағы e_N - нормаланған КЕО мәні;

m_N - жарық климатының коэффициенті

$$e_N = e_H \cdot m_N = 1,5 \cdot 0,8 = 1,2$$

Сонымен қабырғадағы терезеден қажетті жарық өту жолының ауданы $S_0 = 24,7 \text{ м}^2$. Мен бұл жерге өлшемі 3x2 м болатын терезенің төртеуін алдым, сонда: $S_0 = 3 \cdot 2 \cdot 4 = 24 \text{ м}^2$.

8 Экономикалық бөлім

8.1 Жалпы бөлім

8.1.1 Жобаны жасаудың мақсаты

Бұл жобаның мақсаты “ Қосалқы станса № 6” салудағы экономикалық тиімділіктің есептік мәндерін көрсету.

Салынып жатқан қосалқы станса Алматы қаласында орналасады. Қосалқы станса тұрғын үйлер секторынан тыс аумақта орналастыру көзделіп отыр. Оның электр тарату желілерін темірбетон тіректерден салу арқылы максималды эксплуатациялық шығындарды азайту жобалануда.

Қосалқы станса құрамына 110/35/10 кВ қуаттары 63 МВА екі трансформатор, ашық тарату құрылғылары, комплектілі тарату құрылғылары, жоғары кернеу ажыратқыштары және ортақ қосалқы станса басқару ғимараты кіреді.

Нарықты талдау

Тұтынушыларды энергиямен қамту тапшылығына байланысты болашақта ҚС жаңарту үлкен қолданысқа ие болады.

Экономикалық және қаржылық көрсеткіштердің тиімділігіне байланысты есептік мерзім 20 жыл болып алынды. Есептік мерзімнің ішіне кіретіндер энергетикалық объектінің салыну уақыты, уақытша пайдалану мерзімі және кәдімгі пайдалану жылдары.

Қаржылық-экономикалық бағаның барлық көрсеткіштері теңгемен алынған.

Электр энергиясының тарифі

Қосалқы стансаның сату көлемі, тауар сапасы, баға деңгейі және орташа табысы бойынша бәсекеге қабілетті болуы тиіс және бұл басты көрсеткіш болып саналады. Электр энергиясының тарифі Алматыда орнатылған тарифпен бірдей болады.

Өндіріс жоспары

№6 қосалқы стансаның құрылыстық нормативтерге сәйкес 12 ай ішінде салынып бітіді.

Қосалқы стансаның бір жылда өндіретін энергия көлемі 891,5 млн. кВт·сағ деп жоспарлануда. Қосалқы стансаның жүктелу коэффициенті $K_3=0,7$, қуат коэффициенті $\cos\alpha=0,8$, өзіндік мұқтаждық трансформаторлардың қуаттарының 10 пайызын құрайды, жобаланып отырған қосалқы стансаның максималды жүктелу уақыты 5000 сағат.

Ұйымдастыру жоспары

Қосалқы станса жаңа, автоматтандырылған электр қондырғыларымен жабдықталған, электр тоғымен жұмыс істеу барысында жоғары сенімділікті қамтамасыз етеді.

Қосалқы стансаның қондырғы бөлігіндегі ремонтты, яғни арматураларды орнату және тоқ сымдарын жалғау жұмыстарын, кәсіпорын қызметкерлері іске асырады. Осындай жөндеу жұмыстарын арнайы мамандырылған жұмысшылар атқарады.

Заңдық жоспар

Энергиялық объектідегі эксплуатациялық ремонт және құрылыс жұмыстарын іске асыру үшін озіндік мұқтаждықтарын өтеуге потенциалдық инвесторлардың көмегімен орындалады.

Кредитті проценті бойынша төлеу, жылдық табыстың 10% алынады. Процент бойынша кредитті, Қазақстанның Халық банкіне төленеді.

Экологиялық ақпарат

Қосалқы станса экологиялық жағдайы бойынша барлық санитарлық нормаға сай келеді.

8.2 Энергетикалық нысанның техника-экономикалық көрсеткіштерін есептеу

Электр стансасын салуға қажетті қаржыны анықтау

Қосалқы стансаның элементтерінің едәуір физикалық және моральдық тозуы зардапқа әкеледі. Бұл зардап электр тоғымен жабдықтаудың жиі бұзылуы және электр энергиясының толығымен жіберілмеуі түрінде болуы мүмкін.

Бұл қосалқы станса шамамен 30-40 жылдан астам уақыт бойы пайдаланыста болуы тиіс және де түбегейлі қайта құру мен модернизациялауды қажет етеді. Орта есеппен оның тозуы шамамен 70-80 пайызды құрайды.

Осыдан былай қосалқы стансаны пайдалану мүмкіндігі төмендейді. Бұл оның қайта қалпына келтіру мен жөндеу жұмыстарына кеткен шығындардың өсуіне байланысты болады.

Жобада қосалқы стансаның ажыратқыштарын майды аз қолданатын немесе элегазды ажыратқыштармен алмастыру нұсқалары қарастырылған.

Жобадағы салыстырылып отырған екі нұсқа да шамамен бірдей деңгейдегі сенімділікті көрсетеді. Сондықтан да тұтынушыларға электр энергиясының жіберілмей қалуынан болған мұнан арғы нұқсан ескерілмейді. Бұдан басқа электр тораптарының қажеттілігіне қажетті ақша бір уақытта салынады. Жылдық ұстанымдарды тұрақты деп санаймыз.

Электр стансасының модернизациялануына кететін капиталдық салымды анықтайық.

Қосалқы стансаға қажетті барлық қаржы салымдары бойынша есептеулер 8.1-ші кестеге енгізіледі.

8.1 кесте – Нысанға салынатын қаржы

ТҚ немесе жабдық	Жабдық саны	Бір жабдық құны, млн.теңге.	Жалпы құны, млн.теңге.
1	2	3	4

8.1 кестенің жалғасы

1	2	3	4
Ажыратқыш 110 кВ	12	10,5	126,0
Ажыратқыш 35 кВ	10	6,25	62,5
Ажыратқыш 10 кВ	26	5,0	130,0
Айырғыш 110 кВ	2	1,456	2,912
Айырғыш 35 кВ	2	1,1	2,2
Айырғыш 10 кВ	2	0,9	1,8
Трансформатордың РҚЖА	2	12,5	25,0
Желінің РҚЖА 110кВ	6	18,5	111,0
Желінің РҚЖА 35 кВ	4	18,5	74,0
Желінің РҚЖА 10 кВ	20	12,0	240,0
Трансформатор	2	192,45	384,9
КТҚ 10 кВ	1	10,0	10,0
Барлығы:			1170,312

Электр энергиясын тасымалдау желілері бойынша барлық қажетті қаржы салымдарды есептеулер 8.2-ші кестеге енгізіледі.

8.2 кесте – Желіге кететін қаржы

Желі	Желі саны	Жалпы желінің ұзындығы, км	Бір км желінің құны, млн.теңге.	Желінің жалпы құны, млн.теңге (жөндеу базасы мен байланыс желісін қоса есептегенде)
110 кВ	6	150	5,65	847,5
35 кВ	4	40	3,5	140,0
10 кВ	20	200	1,917	383,40
Барлығы:				1370,9

8.3 Инвестициялық жоспар

110/35/10 кВ 2х63 МВА № 6 қосалқы стансасының релелік қорғанысы және автоматты іске қосылу резерві қарастырылған. Бұл қосалқы станса 4 энергия жүйесінен қоректенеді. Ортаңғы кернеу жағынан жергілікті тұтынушыларға 4 желі шығып жатыр, төменгі кернеу жағынан 20 фидер шығып жатыр. Осы нұсқаға қажетті инвестицияны анықтаймыз. Инвестиция

мөлшері желінің құны мен қосалқы стансаның жабдықтарының құнының қосындысынан табылады:

$$\begin{aligned}\Sigma K &= K_0 + K_c + K_m + K_{пр}, \\ K_0 &= 1170,312 + 1370,9 = 2541,212 \text{ млн.тг.}\end{aligned}\quad (8.1)$$

мұндағы K_0 -қондырғылар сатып алуға кететін ақша жұмсау қаражаты, ΣK -ның 73 %-ын құрайды;

K_c -құрылыс жұмыстарына кететін ақша жұмсау қаражаты, ΣK -ның 14%-ын құрайды;

K_m -монтаждау және іске қосу, баптау жұмыстарына кететін ақша жұмсау қаражаты, ΣK -ның 7 %-ын құрайды;

$K_{пр}$ -басқа да шығындарға кететін ақша жұмсау қаражаты, ΣK -ның 6%-ын құрайды.

Қондырғылар сатып алуға кететін қаражат:

$$K = (2541,212 \cdot 100) / 73 = 3481,112 \text{ млн.тг.} \quad (8.2)$$

Құрылыс жұмыстарына кететін қаражат:

$$K_c = (3481,112 \cdot 14) / 100 = 487,355 \text{ млн.тг.} \quad (8.3)$$

Монтаждау және іске қосу, баптау жұмыстарына кететін қаражат:

$$K_m = (3481,112 \cdot 7) / 100 = 243,677 \text{ млн.тг.} \quad (8.4)$$

Басқа да шығындарға кететін қаражат:

$$K_{пр} = (3481,112 \cdot 6) / 100 = 208,866 \text{ млн.тг.} \quad (8.5)$$

Бұл мәнді (8.1) формулаға қойып есептесек:

$$\Sigma K = 2541,212 + 487,355 + 243,677 + 208,866 = 3481,11 \text{ млн.тг.} \quad (8.6)$$

Зауыттың қосалқы стансасында қуаты 63 МВА екі трансформатор орнатылған. Сонда толық қуатымыз $S_{тр} = 126$ МВА болады. $\cos \varphi = 0,8$ деп аламыз. Сонда:

$$P = S \cdot \cos \varphi, \quad (8.7)$$

$$P = 126 \cdot 0,8 = 100,8 \text{ МВт,}$$

мұндағы $\cos \varphi$ – активті қуат коэффициенті.

Келісімді қуат W – энергожабдықтау құрылымымен келісілген максималды жүктеме кезіндегі абоненттің есептік сағаттық қуаты.

Трансформатор үш ауысымдық режимде жұмыс істейді. Сондықтан трансформаторлардың максимум қолдану сағат саны $T_m=(4800-6000)$. Максимумды қолдану уақыты $T_m = 5000$ сағат деп таңдадым. Осыдан:

$$W=P \cdot T_m, \quad (8.8)$$

$$W=100,8 \cdot 5000=504000 \text{ мың кВт} \cdot \text{сағ.}$$

Кәсіпорын шығындарына кіргізілетін амортизациялық аударылымдардың сомасы әртүрлі әдістермен анықталуы мүмкін. Егер жаңадан өндірілген өнімнің құнына біртекті берілетін негізгі қорлардың құнына тең болу шартынан шығатын болсақ, онда төмендегідей анықтауға болады:

$$Z_{амп} = K_0 \cdot \frac{h_0}{100}, \quad (8.9)$$

мұндағы $Z_{амп}$ – амортизациялық аударылымдар сомасы, млн теңге;

K – негізгі қорлар құны, млн теңге;

h_0 – амортизациялық аударылымдар нормасы, %.

$$Z_{амп} = \frac{6 \cdot 2541,212}{100} = 152,472 \text{ млн теңге}$$

Амортизациялық аударылымдар нормасын 6% деп қабылдаймыз.

Амортизациялық аударылымдар нормасы негізгі қорлардың нысандарының әрқайсысы үшін олардың нормативтік қызмет ету мерзімдеріне байланысты орнатылады.

$$h_0 = 100 \cdot \frac{1}{t}, \quad (8.10)$$

немесе

$$h_0 = \frac{C_{ныс} - C_l}{t} \cdot 100, \quad (8.11)$$

мұндағы $C_{ныс}$ – негізгі қорлар нысандарының құны, млн теңге;

C_l – нысанның ликвидациялық құны, өндірісте шығарылып тасталатын нысанды толығымен немесе бөлшектеп (материалдарын, бөлшектерін) сатудан түскен қаржы, млн теңге.

Кәсіпорынның кейбір негізгі қорларына амортизациялық аударылымдар нормасы келтіріледі.

Негізгі қорлардың нысанның амортизацияланып бітпеген бөлігінің құны тозу мен моральдық тозу салдарынан нысан нормативтік мерзімнен ерте істен шығарылып тасталған кезде пайда болады. Ликвидациялық құн өндірістен шығарылатын нысанның оны сатып жібергеннен түскен қаржыны білдіреді.

Өндірістің тиімділігі негізі қорлардың ғылыми-техникалық деңгейіне байланысты ғана емес, сонымен қатар ғылым мен техниканың қазіргі заманғы жетістіктеріне сәйкестігі және оларды өндірістік үрдісте толық қуатында пайдалануына да байланысты болады. Эксплуатациялық шығындарды анықтайық. Амортизация жұмыстарына кеткен шығындарды есептейік.

Электр қондырғыларының физикалық немесе моральді тозуына байланысты олардың тозуына кеткен шығындардың орнын толтыру үшін электр қондырғыларының құнының бөлігінен ақша бөлінеді. Бұл бөлінетін ақша амортизациялық шығын деп аталады. Ол барлық шығынның 51%-ын құрайды.

Шығынның қалған 49%-ын келесілер құрайды:

1) Іс-сапар шығындары.

Іс-сапар шығындары дұрыс толтырылған құжаттарға сай жол жүру, тәуліктік және пәтер шығындарынан тұрады;

2) Кеңсе шығындары.

Әр ай сайын немесе әр тоқсан сайын барлық бөлімдерде кеңсе тауарларының қажеттілігі туындайды. Кеңсе шығындары осы қажеттіліктерді қосып шығу арқылы анықталады;

3) Еңбек қорғанысы.

Еңбек қорғанысының талаптарына байланысты кез-келген компанияда арнайы жұмыс киімдері, аяқ-киімдері, комплектілері болуы тиіс. Қажетті заттардың барлығын штаттық мамандықтар мен санына байланысты сатып алады;

4) Құрылғыларды тексеру.

Жұмыс және бастапқы эталондарды тексеру тиіс. Келісімшартқа сай бұл іспен арнайы ұйымдар айналысады;

5) Баспа шығындары.

Бұл шығындар әр түрлі есеп беру және күнде қолданатын бланктарды (журналдар, карточкалар, ведомость, актілер, нұсқаулар, ережелер, сұранымдар) сатып алудан құралады;

6) Экология бойынша шығындар.

Бұл шығындар компания көлігінің жанар-жағармай материалдарын қолданудан атмосфераға зиянды заттектердің шығарылу, қоршаған ортаны қатты-тұрмыстық қалдықтармен ластау және т.б. шығындарды қамтиды;

7) Кадрларды дайындау.

Компания жұмысшылары біліктілікті көтеру үшін баратын ұйымдармен келісімшартқа тұруға кететін шығындардан құралады;

8) Сәтсіз оқиғалардан сақтандыру.

Қазақстан Республикасында сақтандыру міндетті болып табылады. Бұл жерде тек сақтандыру түрін таңдау керек;

9) Еңбекақы төлеу.

Өнеркәсіптік және әкімшілік қызметкерлер еңбекақысын төлеуден құралады;

10) Байланыс қызметін көрсету.

Бұл шығындарға телефон үшін абоненттік төлем, қалааралық және халықаралық төлемдер, жоғары жиілікті байланыс төлемдері кіреді;

11) Коммуналдық қызмет көрсету.

Бұл шығындар салқын су мен канализация, қоқыс лақтыру, жылу энергиясының бағаларын қамтиды;

12) Банк қызметі.

Барлық банктар өз қызметі үшін белгіленген пайыз мөлшерінде айналым сомасынан комиссиялық (еңбекақы, іссапар, есептік қағаздарен операциялар) төлемдер алады;

13) Есептеу және ұйымдастыру техникасының материалдары.

Картридж, барабан, тонер, қосалқы бөлшектерді сатып алу кіреді;

14) Техникалық шығындардың орнын толтыруға қажет энергия.

Электр энергиясын тарату кезінде оның шығындалуы шарасыз, сол себепті оны сметада есептейді;

15) Шаруашылыққа қажет энергия.

Бөлме, монтер пунктін жылыту, барлық ғимараттарды, кәсіпорын бөлмелерін, жөндеу базаларын және т.б. жарықтандыру шаруашылық қажеттіліктеріне жатады.

Шығынның қалған 49%-ын келесідей табамыз:

$$Z_{\text{дон}} = Z_{\text{амр}} \cdot \frac{49}{51} = \frac{152,472 \cdot 49}{51} = 146,497 \text{ млн. теңге.}$$

Сонда толық шығын келесідей болады:

$$Z_{\text{пол}} = Z_{\text{амр}} + Z_{\text{дон}}, \quad (8.12)$$

$$Z_{\text{пол}} = 152,472 + 146,497 = 298,969 \text{ млн теңге}$$

Осыдан өзіндік құнды табуға болады:

$$S = \frac{Z_{\text{пол}}}{W}, \quad (8.13)$$

$$S = \frac{298,969}{504} = 0,593 \frac{\text{теңге}}{\text{кВт} \cdot \text{сағ}}$$

Өзіндік құнға тағы 10% қосамыз, өйкені табыс ескерілуі керек. Ол келесідей анықталады:

$$S_{ПС} = S \cdot 1,1 = 0,593 \cdot 1,1 = 0,652 \frac{\text{тенге}}{\text{кВт} \cdot \text{сағ}}. \quad (8.14)$$

Жылдық кірісті анықтаймыз. Қосалқы станса арқылы кірістік налогты 20% құрайды деп аламыз:

$$\sum \Pi_z = W_{\text{год}} \cdot 0,1 \cdot S_{ПС} \cdot 0,8; \quad (8.15)$$

$$\sum \Pi_z = 504 \cdot 0,1 \cdot 0,652 \cdot 0,8 = 26,288 \text{ млн.тг.}$$

Алматы қаласындағы электр энергиясы 2014 жылдың наурыз айындағы тарифіне сәйкес 16,21 теңге/кВт·сағ құрайды. Қосалқы стансаның баға түрлену механизімін және оның құрамаларын қарастырайық:

— электр стансасынан электр энергияны сатып алу (7,4 теңге/кВт·сағ);

— КЕГОК ҰЭТ тарифі (1,4 теңге/кВт·сағ);

— «АЖК» тарифі (5,31 теңге/кВт·сағ);

— «Ж.Е.Н» ЖШС жеке тарифі (0,652 теңге/кВт·сағ).

Сол кезде қосалқы стансаның электр энергиясының өзіндік құны 14,762 теңге/кВт·сағ құрайды. Электр энергияны тұтынушыларға 16,21 теңге/кВт·сағ бағасымен сатқан кезде, ЖШС 1,44 теңге/кВт·сағ көлемінде кіріс алады.

Кіріс салығын есептеген кездегі берілген түрдегі жылдық кіріс келесіні құрайды:

$$\sum \Pi_{\text{кп}} = W_{\text{год}} \cdot 1,44 \cdot 0,8 = 504 \cdot 1,44 \cdot 0,8 = 508,608 \text{ млн теңге.} \quad (8.16)$$

Өнеркәсіптің екі түрінен де алынған суммалық кірісі келесіні құрайды:

$$\sum \Pi = \sum \Pi_{\text{кп}} + \sum \Pi_z = 508,608 + 26,288 = 606,896 \text{ млн теңге.} \quad (8.17)$$

NPV анықтау (таза әдеттегі құн)

Берілген әдіс келесіден тұрады:

1. Керекті шығын бағасы анықталады, яғни берілген жоба үшін неше қаражат керек екені анықталады.

2. Жобадан келешекте түсетін ақшалай түсілімдердің қазіргі бағасы есептелінеді. Әр жылдағы табыс CF (кэш-флоу) қазіргі уақытта беріледі.

$$PV = \sum_1^n \frac{CF_n}{(1+r)^n}, \quad (8.18)$$

мұндағы CF – жыл сайынғы ақшалай түсім;
 n – жобаны тарату жылдары;
 r – банктің пайыздық қойылымы.

Берілген шығын бағасы (I_0) берілген табыс бағасымен салыстырылады. Олардың айырымы жобаның таза әдеттегі құнының бағасын береді.

Берілген жобаны тұтастай инвестициялауды бағалауды таза әдеттегі құн (NPV) әдісімен жүргіземіз. Инвестиция анализінің осы әдісі инвестициялаушы жобаны ұсыну нәтижесінде фирманың құндылығының өсу шамасын көрсетеді, ол екі сілтемеден тұрады:

- 1) Кез-келген өнеркәсіп өзінің нарықтық құнының өсуіне ұмтылады;
- 2) Әр түрлі уақыттағы шығындардың біркелкі емес құны болады.

NPV анықтау үшін жобаның әр жылдағы қаржы ағынының шамасын сараптау керек, сосын оларды уақыт бойынша теңестіру үшін жалпы бөлімге келтіру керек. Яғни NPV – жобаны тарату барысында туындайтын ақша түсімдерінің қосындысы мен осы жобаны тарату үшін қажетті барлық шығындардың қосындысы арасындағы айырмашылық.

Таза келтірілген құн келесідей анықталады:

$$NPV = \sum_1^n \frac{CF_n}{(1+r)^n} - I_0, \quad (8.19)$$

мұндағы CF – жыл сайынғы ақшалай түсім;
 n – жобаны тарату жылдары;
 I_0 – толық қосынды инвестиция;
 r – банктің пайыздық қойымы.

Ақша ағымы келесі формуламен анықталады:

$$CF = \Pi_q + I_{ao}, \quad (8.20)$$

мұндағы Π_q - таза кіріс, млн.тенге;
 I_{ao} – амортизациялық аударымдар, млн.тенге.

$$CF = 606,896 + 152,472 = 759,368 \text{ млн.тенге, ;}$$

$$PV = 759,368 \cdot 0,909 = 690,265 \text{ млн.тенге ;}$$

$$NPV = -2541,212 + 690,265 = -1850,94 \text{ млн.тенге.}$$

8.3 кесте – Берілген нұсқа үшін NPV есебінің нәтижесі

Жылдар	CF, млн теңге	$1/(1+i)^n$	NPV, млн теңге
0	0	1	-2541,212
1	759,368	0,909	-1850,94
2	759,368	0,826	-1223,702
3	759,368	0,751	-653,41
4	759,368	0,683	-134,761
5	759,368	0,621	471,567

Есептеулер бойынша біздің салған инвестиция 5 жылдан кейін бізге пайда алып келеді.

$$PV=759,368 \cdot (0,909+0,826+0,751+0,683+0,621)=2878,004 \text{ млн. теңге.}$$

Рентабелділік индексі - profitability index (PI) – таза дисконтталған пайданы инвестицияға бөлу арқылы анықталады.

Егер: $PI > 1$, онда жобаны қабылдау керек;

$PI < 1$, онда қабылдаудың қажеті жоқ;

$PI = 1$, жоба пайда да және шығында әкелмейді.

Рентабелділік индексі таза дисконтталған құннан айырмашылығы салыстырмалы көрсеткіш болып саналады. Жобаларды таңдауда, егер олардың NPV бірдей болған кезде PI қарап таңдауға болады.

$$PI = \sum_{t=1}^n \frac{PV/(1+i)^t}{K_0} = \frac{2878,004/0,621}{2541,212} = 1,82. \quad (8.21)$$

PP анықтау (орнын толтыру мерзімі)

Бұл әдіс бастапқы инвестиция сомасын төлеу үшін қажет мерзімді анықтау болып табылады. Орнын толтыру (PP) есебінің алгоритмі инвестициядан жекеленген кірісті бірдей таратумен тәуелді болады. Егер кіріс бірдей болса, онда төлеу мерзімі бір уақыттағы шығынды жылдық кіріс шамасына бөлу арқылы есептеледі.

$$PP = \frac{\Sigma K}{CF}; \quad (8.22)$$

$$PP = \frac{3481,11}{759,368} = 4,58 \text{ жыл.}$$

Қорытынды

Дипломдық жұмыста мен қосалқы стансаның релелік қорғанысын және РЭС-тің электрэнергияшының коммерциялық есебін жүргізудің автоматтандырылған жүйесін құрастырдым. Бұл жұмыста мен қысқа тұйықталу тоқтарын есептеп, алынған тоқтар бойынша негізгі электр құрылғыларын таңдадым. Қосалқы станцияда орналасқан трансформатордың дифференциалды қорғанысын есептедім. Сонымен қатар трансформатордың тоқ үзіндісі, максималды тоқ қорғанысы есептедім.

110 кВ кернеулі желілердің үш сатылы дистанциалық және төрт сатылы нөл реттік қорғанысының есептерін жүргізілдім.

Кернеуі 110 кВ желіге НРТҚ сезімділігіне зерттеу жүргізілді.

Арнайы бөлімде мен бізге берілген сұлбадағы әр қосалқы стансаның өндеген және қолданған энергиясының коммерциялық есебін жүргіздім.

Өміртіршілік қауіпсіздігі бөлімінде электрқауіпсіздігі есептелді.

Бітіру жұмысының экономикалық бөлімінде қосалқы стансаның толық салынуы қарастырылды.

Бітіру жұмысында келесі бағдарламаларды қолдандым:

1) ElectronicsWorkbench

а. Қондырғылар таңдау үшін қысқа тұйықталу тоқтарын өлшеу үшін;

б. НРТҚ-ғы қысқа тұйықталу тоқтарын өлшеу үшін;

в. Дистанциалық қорғаныстағы тоқ таралу коэффициентін анықтау үшін;

г) Дифференциалды қорғаныстағы қысқа тұйықталу тоқтарын өлшеу үшін.

2) А1 форматта алты сызба жұмысын орындау үшін AutoCad бағдарламасын қолдандым.

3) Есептеу формулаларын жазу үшін MathCad бағдарламасын қолдандым.

4) Селективтік карталарды жасау үшін Excel бағдарламасын пайдаландым.

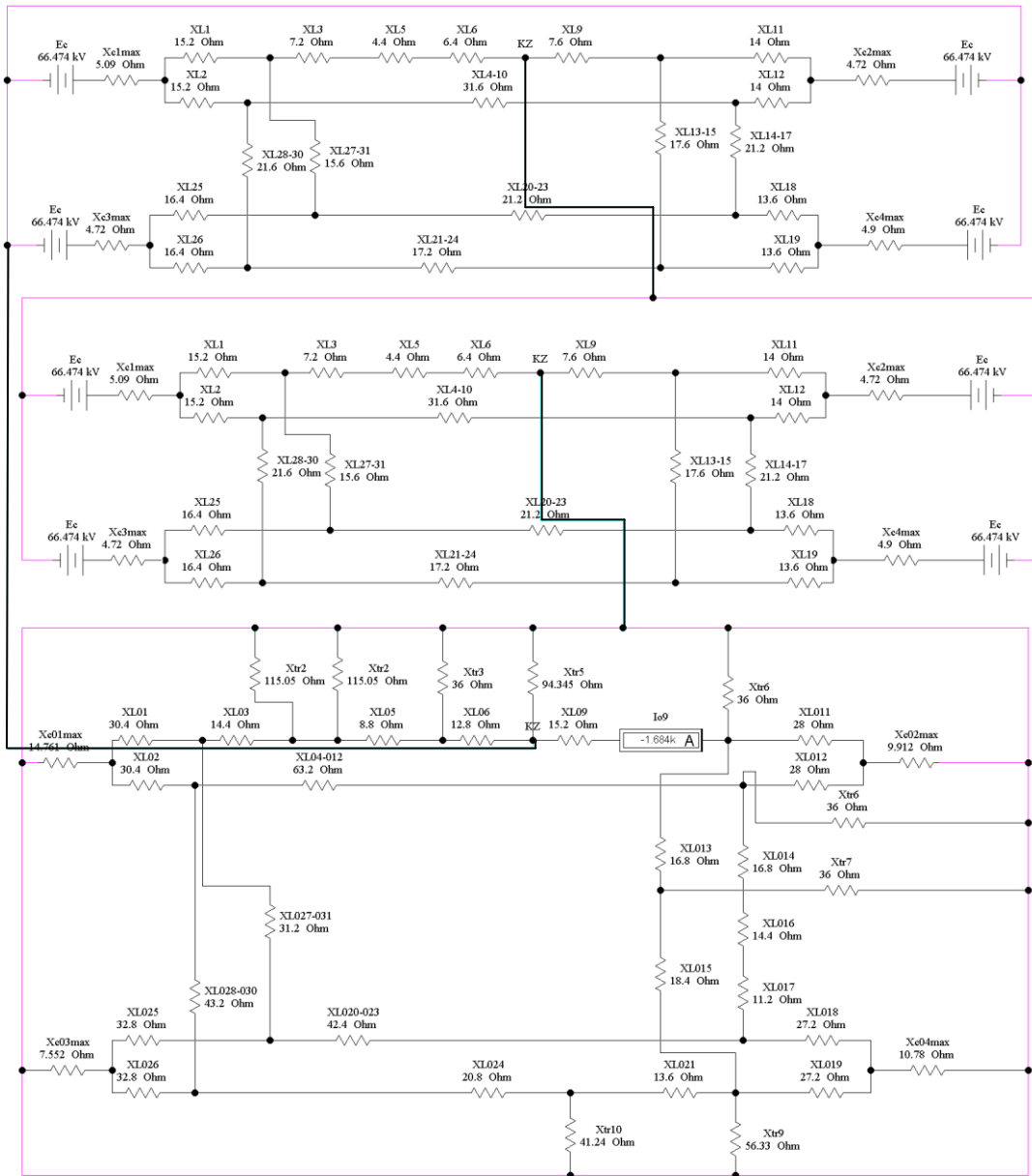
5) Энергияның коммерциялық есебін жүргізу үшін ЭнегроСфера программасын пайдаландым.

6) Терминалдарды параметрлеу үшін РСМ600 компьютерлік программасын қолдандым. Сонымен қатар терминалдар сол программаға енгізу үшін қосымша Update manager программасын пайдаландым.

Әдебиеттер тізімі

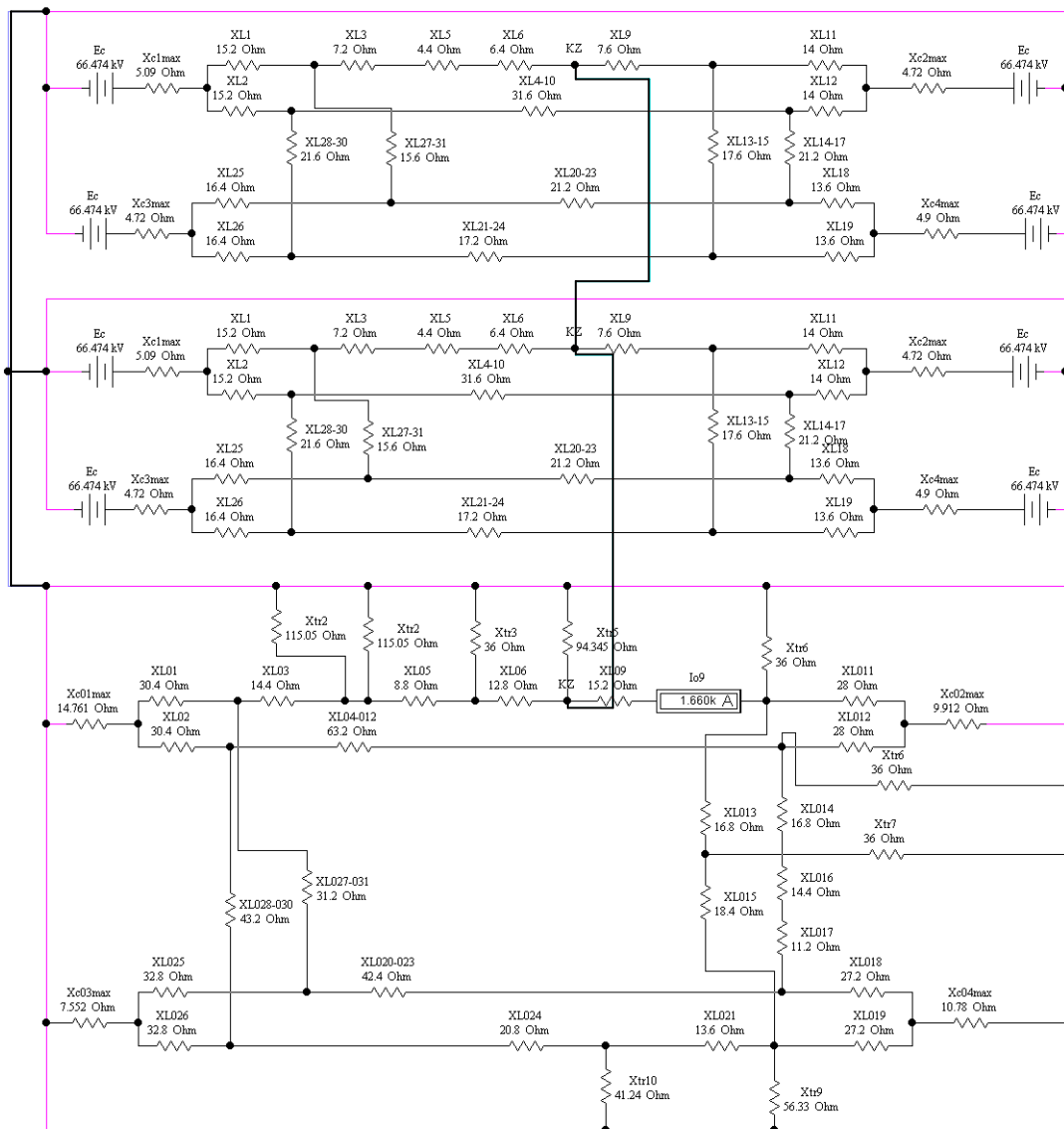
1. Рожкова Л.Д., Карнеева Л.К., Чиркова Т.В. Электрооборудование электрических станций и подстанций. – 4-е изд., стер. М.: Академия, 2007. - 448 с.
2. Дюсебаев М.К., Хакімжанов Т.Е. Адам өмірінің қауіпсіздігінің негізі. Дәрістер конспектісі. – Алматы: АЭЖБИ, 2004.
3. Г.Ж. Даукеев, А.А. Жакупов, К.К. Токтибахиев, Б.И. Тузелбаев. Методология формирования тарифов в секторе электроэнергетики Казахстана: состояние, проблемы, перспективы. - Энергетика и топливные ресурсы Казахстана. – 2005.– №2. – С.17-25.
4. Постановление Правительства Республики Казахстан № 1126 от 15 октября 2002 года «Об утверждении Программы совершенствования тарифной политики субъектов естественных монополий на 2002-2004 годы».
5. Бюллетень ABB Power T&D Company Inc. – Высоковольтные выключатели. Отделение силовых выключателей Гринсбург, Пенсильвания 15601. – 45 с.
6. Бюллетень ABB Power T&D Company Inc. – Вакуумный выключатель типа VD4. Отделение силовых выключателей Гринсбург, Пенсильвания 15601. – 16 с.
7. Бюллетень ABB Power T&D Company Inc. – Элегазовые выключатели типа «PM». Отделение силовых выключателей Гринсбург, Пенсильвания 15601. – 6 с.
8. М.В. Башкиров, Н.Н. Арыстанов. Микропроцессорные реле и современные системы защиты сетей высокого напряжения. Методические указания к расчетно-графическим работам №1,2 для студентов специальности 050718-Электроэнергетика.- Алматы, 2008г.
9. Интеллектуальное электронное устройство защиты трансформатора RET670. Техническое справочное руководство. ООО “АББ Силовые и Автоматизированные Системы”, 2011.
10. Хожин Г.Х. Электр станциялары мен қосалқы станциялар (Оқулық) Алматы: «Ғылым» ғылыми орталығы, 2002.-312 б.
11. Инструкция по оперативному обслуживанию протвоаврийной автоматики южной зоны ЕЭС Казахстана. – Алматы, 2000.
12. www.sozdik.kz сайты
13. www.incotextcom.ru сайты
14. www.rtc-electro-m.ru сайты
15. www.forca.ru сайты
16. www.abb.com сайты
17. www.rzia.ru сайты

Қосымша А



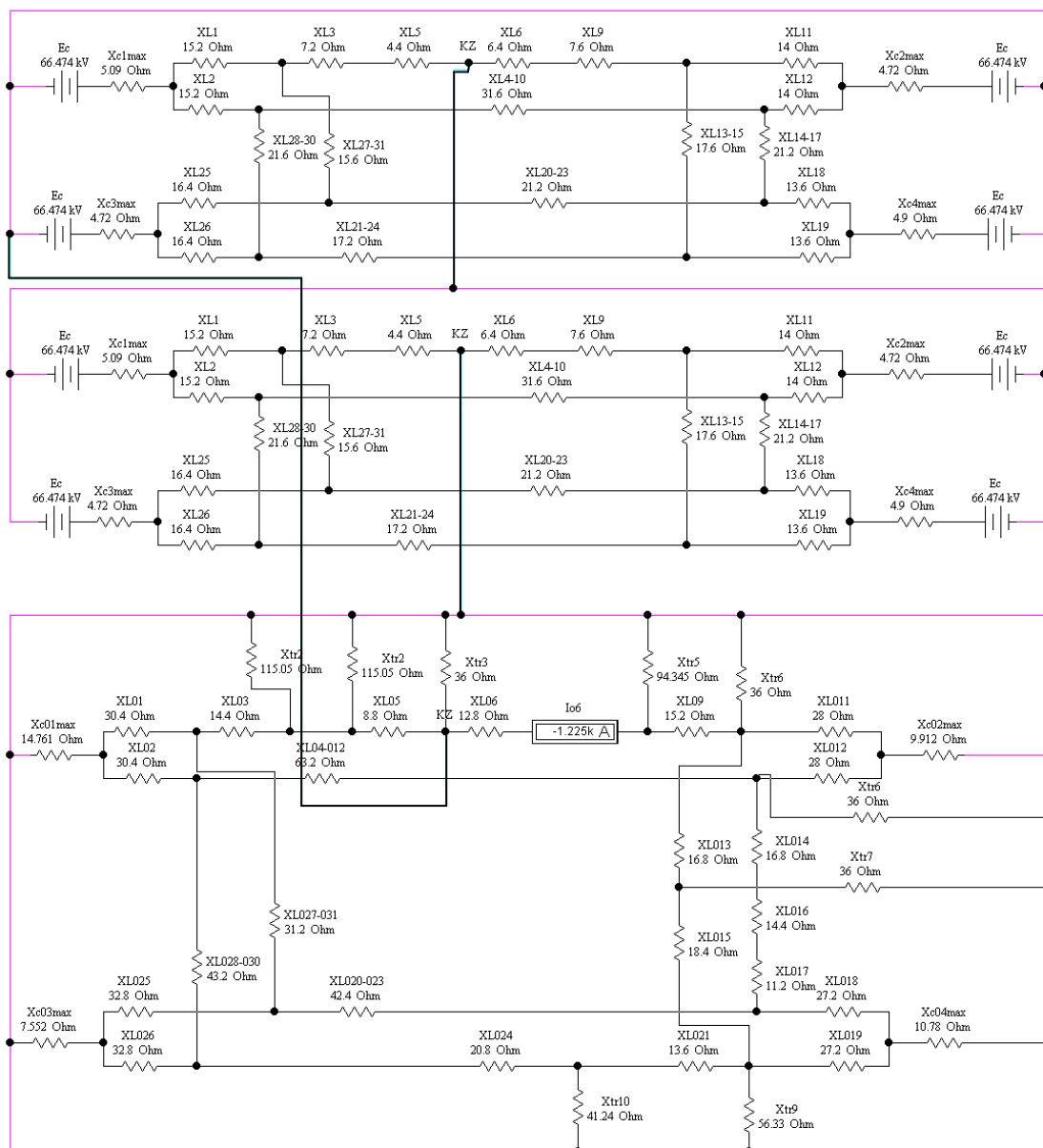
Сурет А1 – Л9 желісінің соңындағы нөл реттік бір фазалы ҚТ

Қосымша А жалғасы



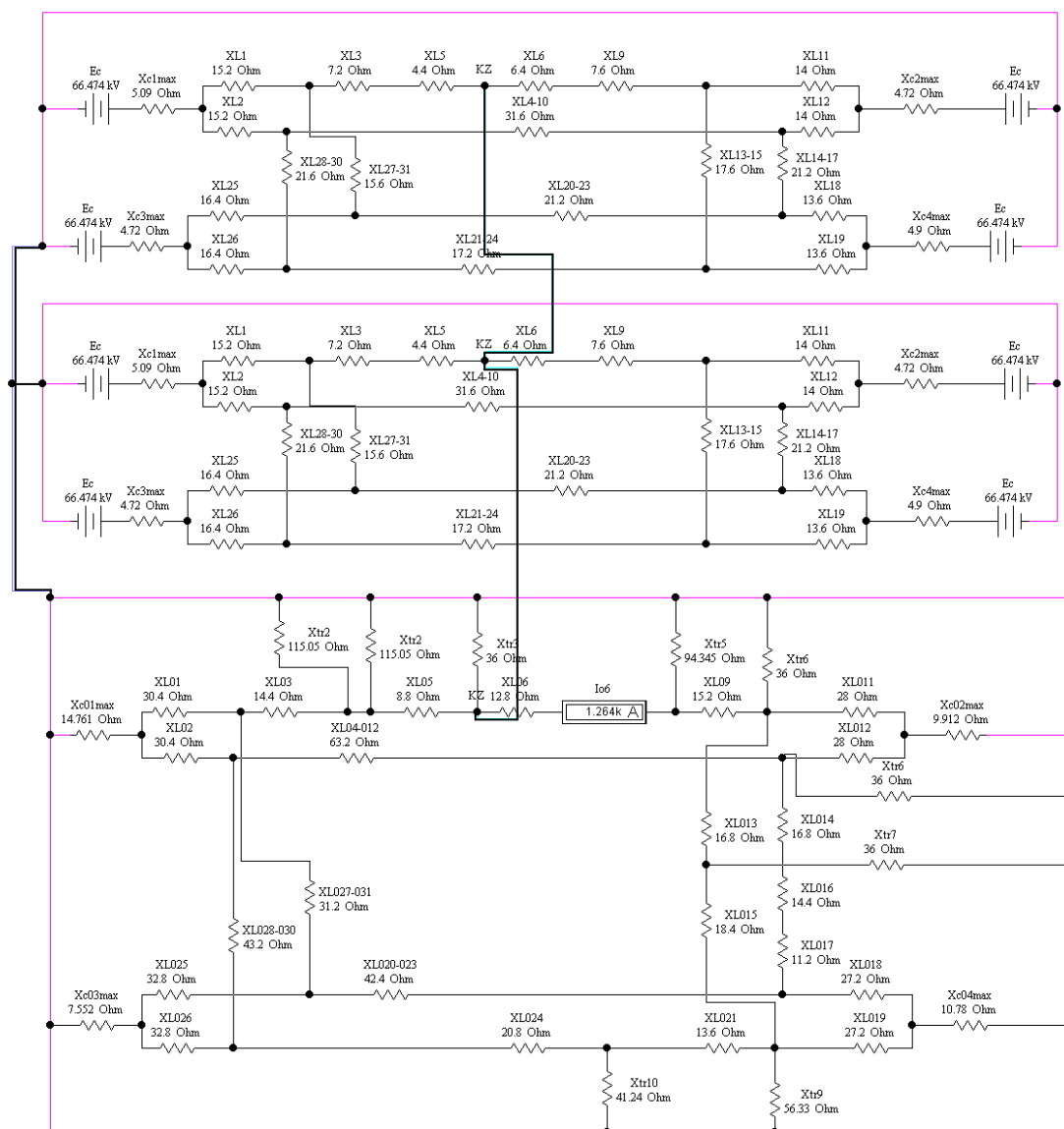
Сурет А2 – Л9 желісінің соңындағы нөл реттік екі фазалы ҚТ

Қосымша А жалғасы



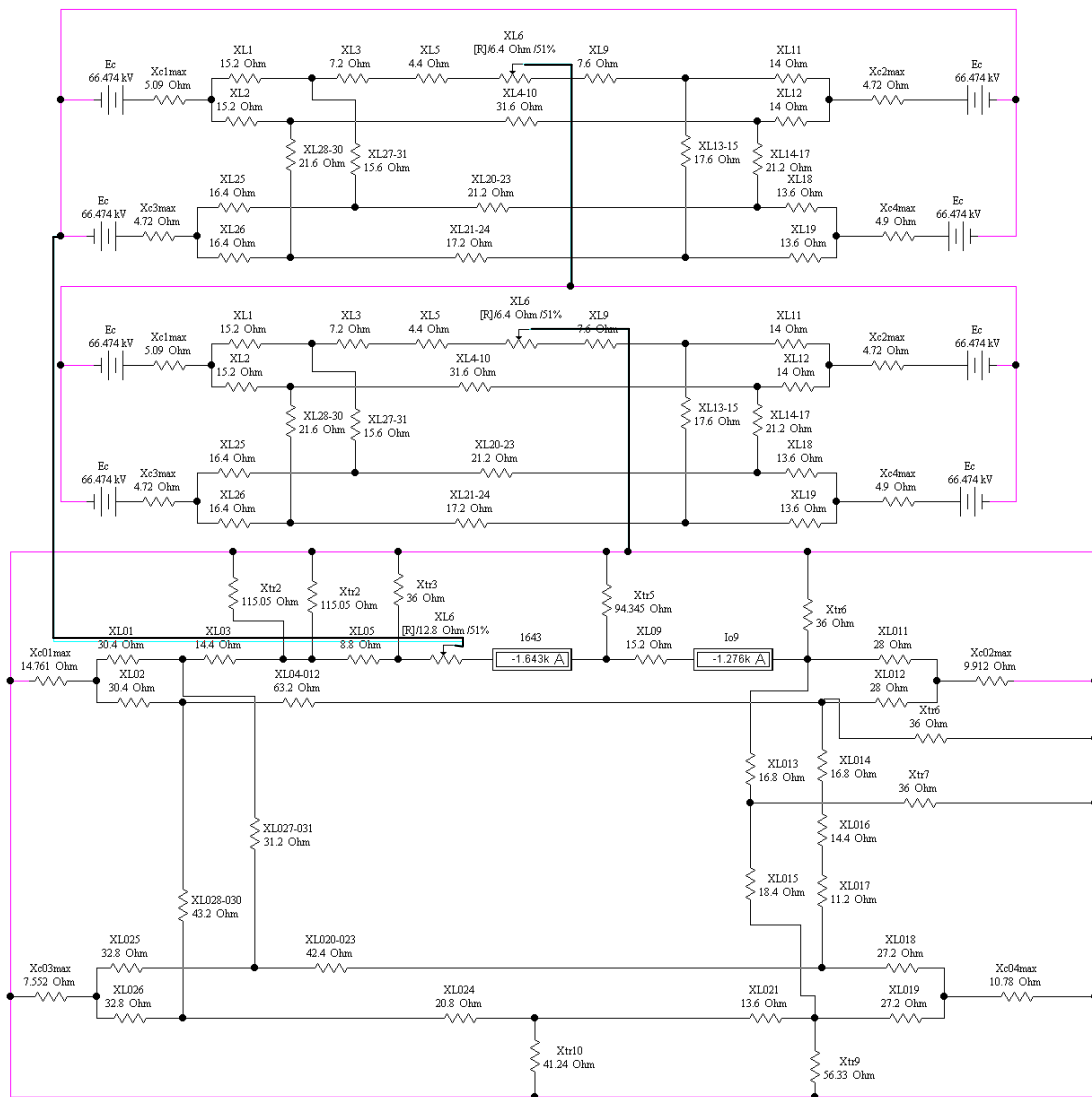
Сурет А3 – Л6 желісінің соңындағы нөл реттік бір фазалы ҚТ

Қосымша А жалғасы



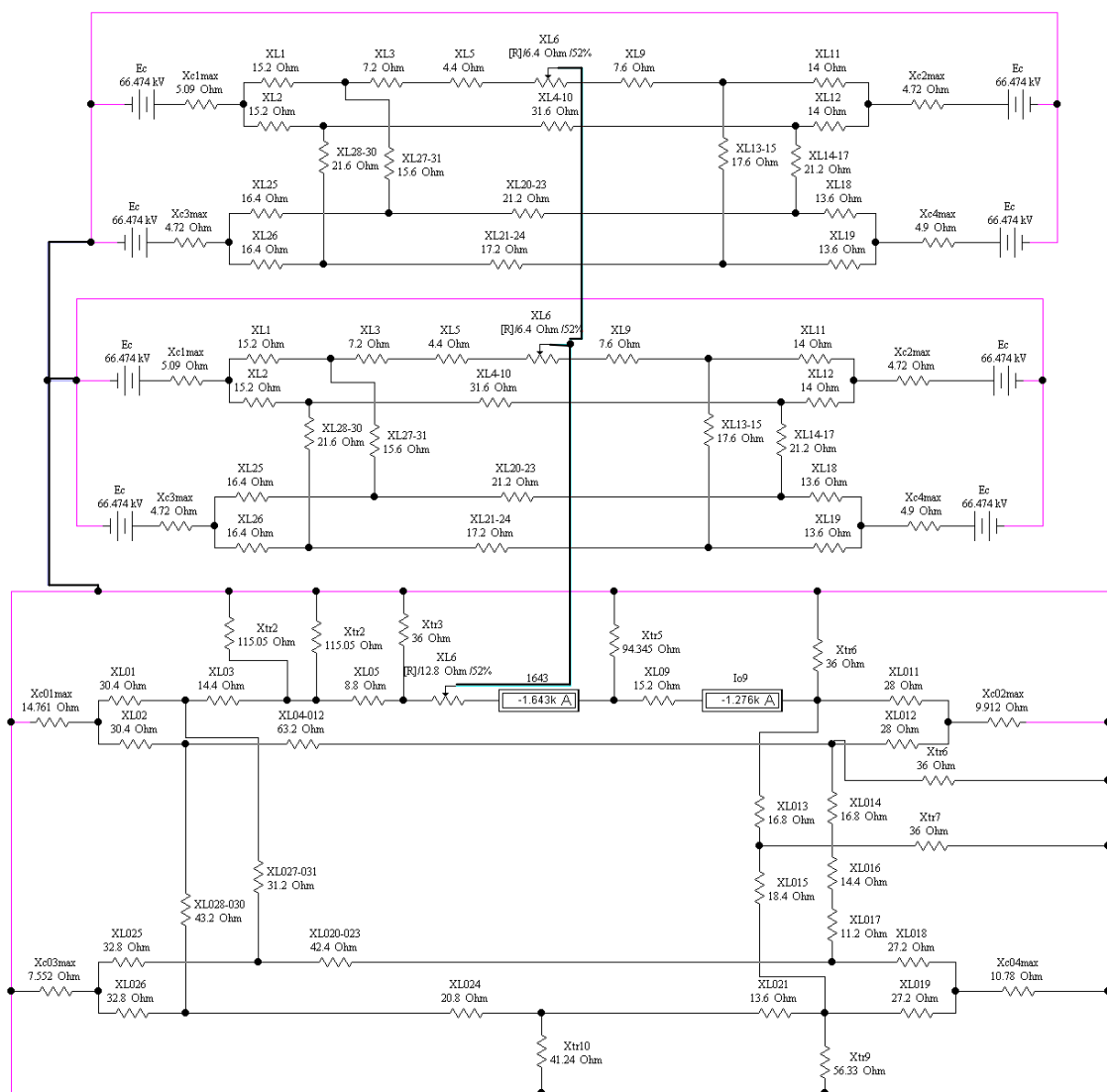
Сурет А4 – Л6 желісінің соңындағы нөл реттік екі фазалы ҚТ

Қосымша А жалғасы



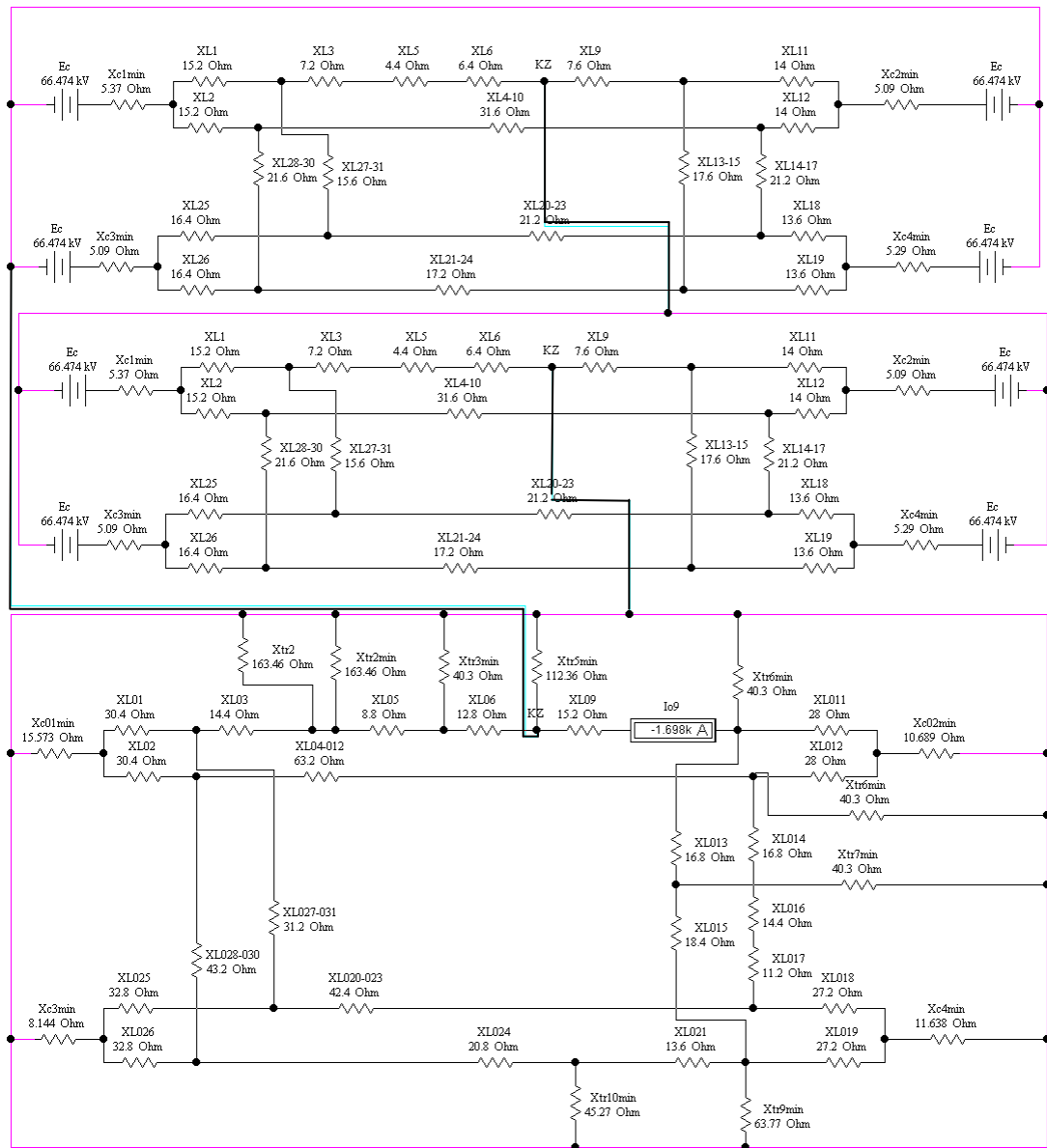
Сурет А5 – Л6 желісінің соңындағы бір фазалы потенциометрлі ҚТ

Қосымша А жалғасы



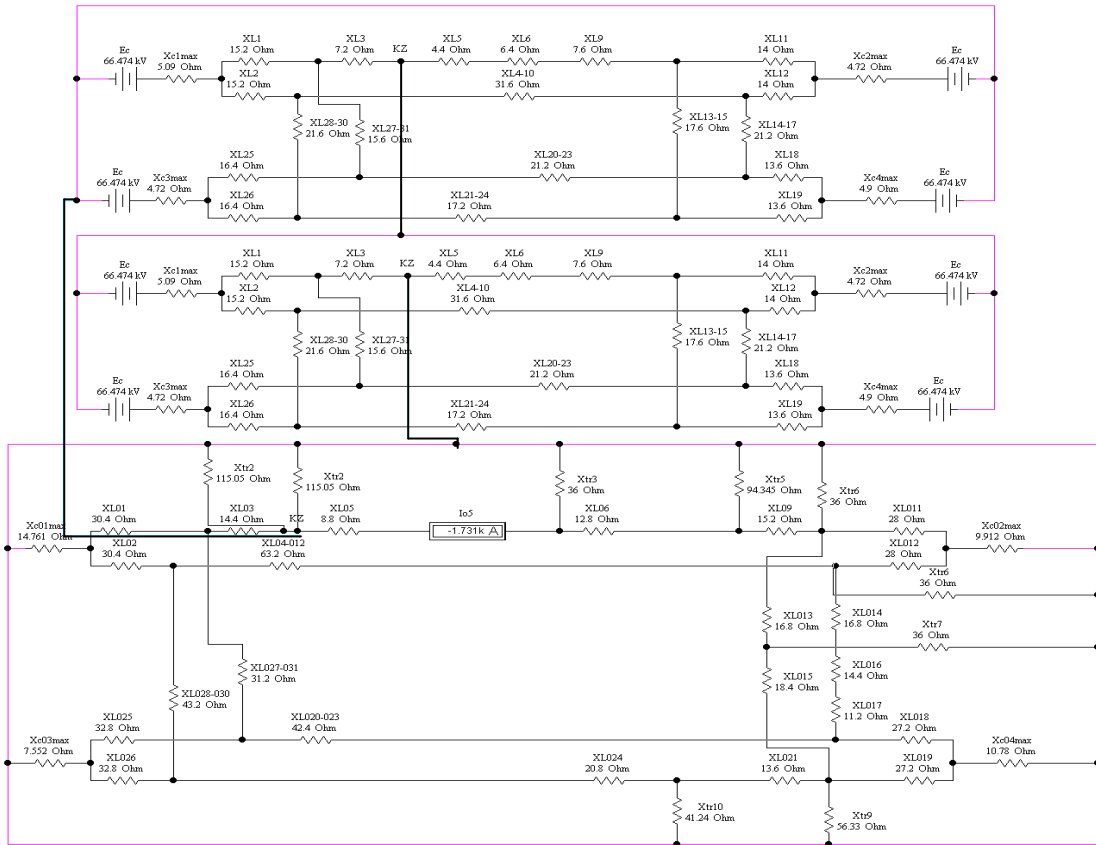
Сурет А6 – Л6 желісінің соңындағы екі фазалы потенциометрлі ҚТ

Қосымша А жалғасы

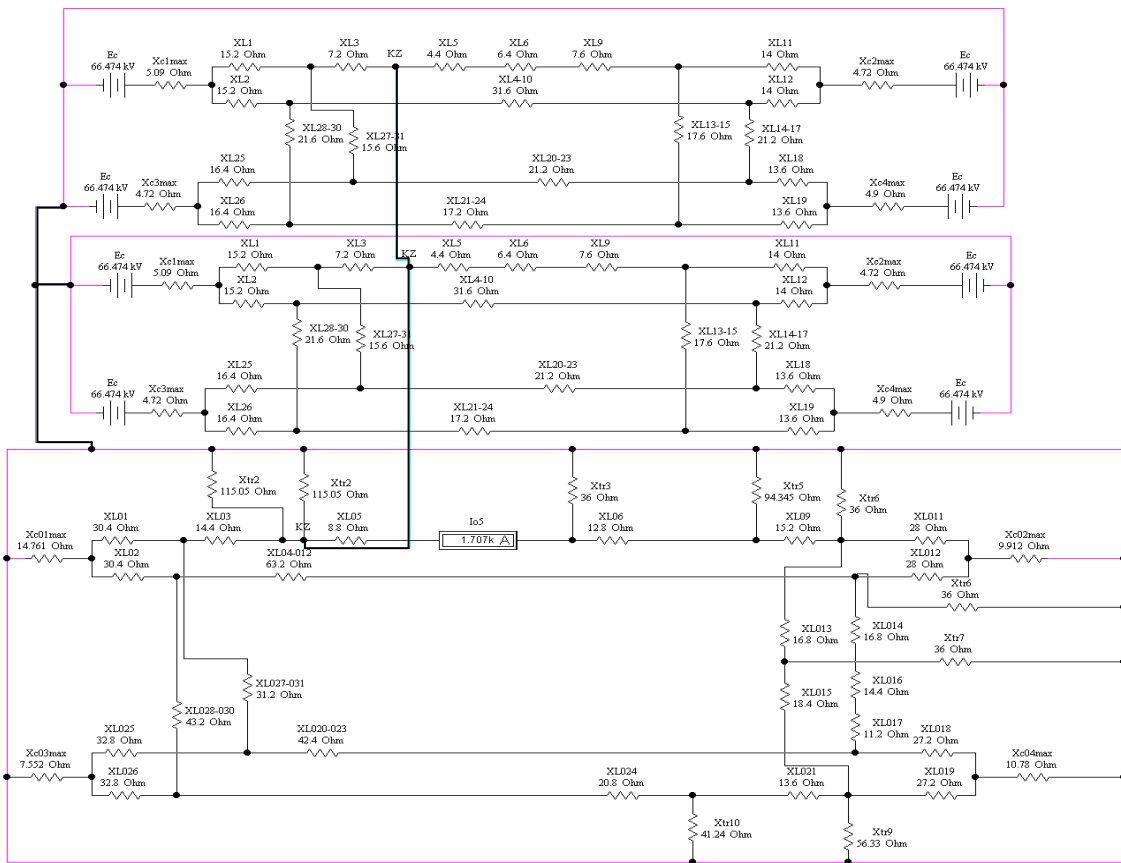


Сурет А7 – Л9 желісінің соғындағы бір фазалы минималды режимдегі ҚТ

Қосымша А жалғасы

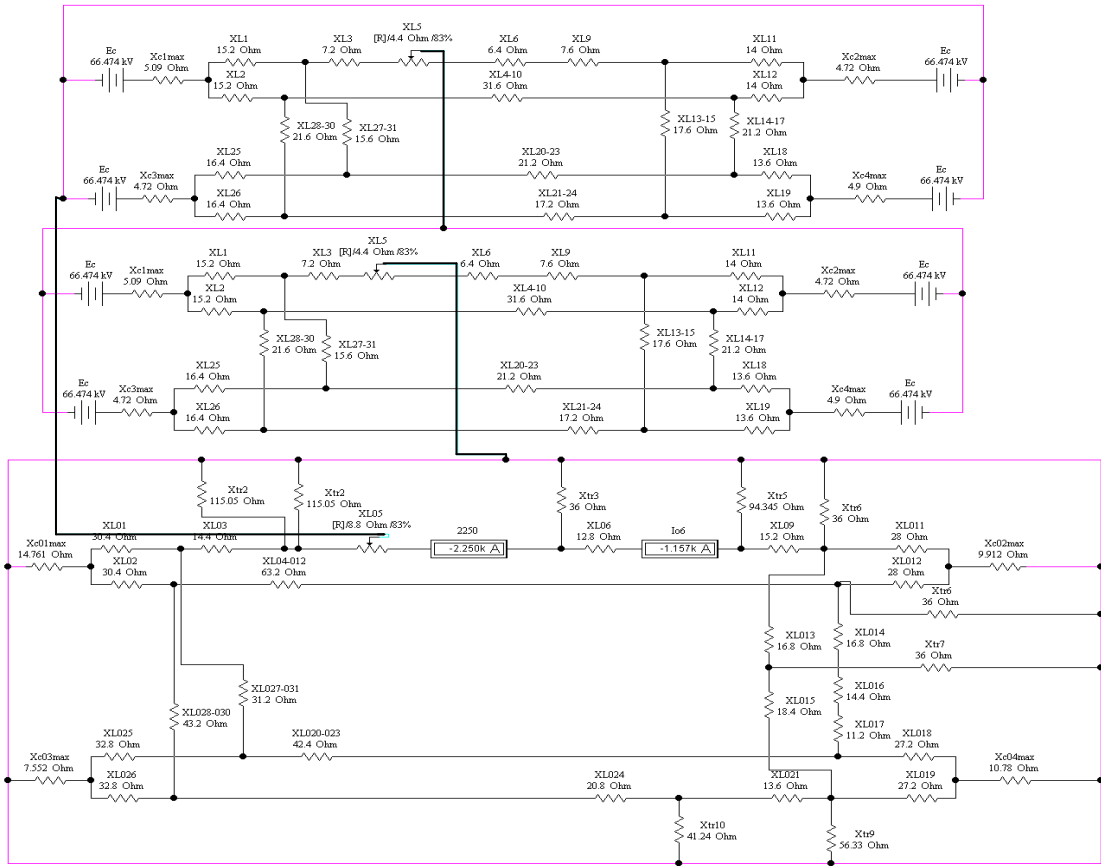


Сурет А8 – Л5 желісінің соңындағы нөл реттік бір фазалы ҚТ

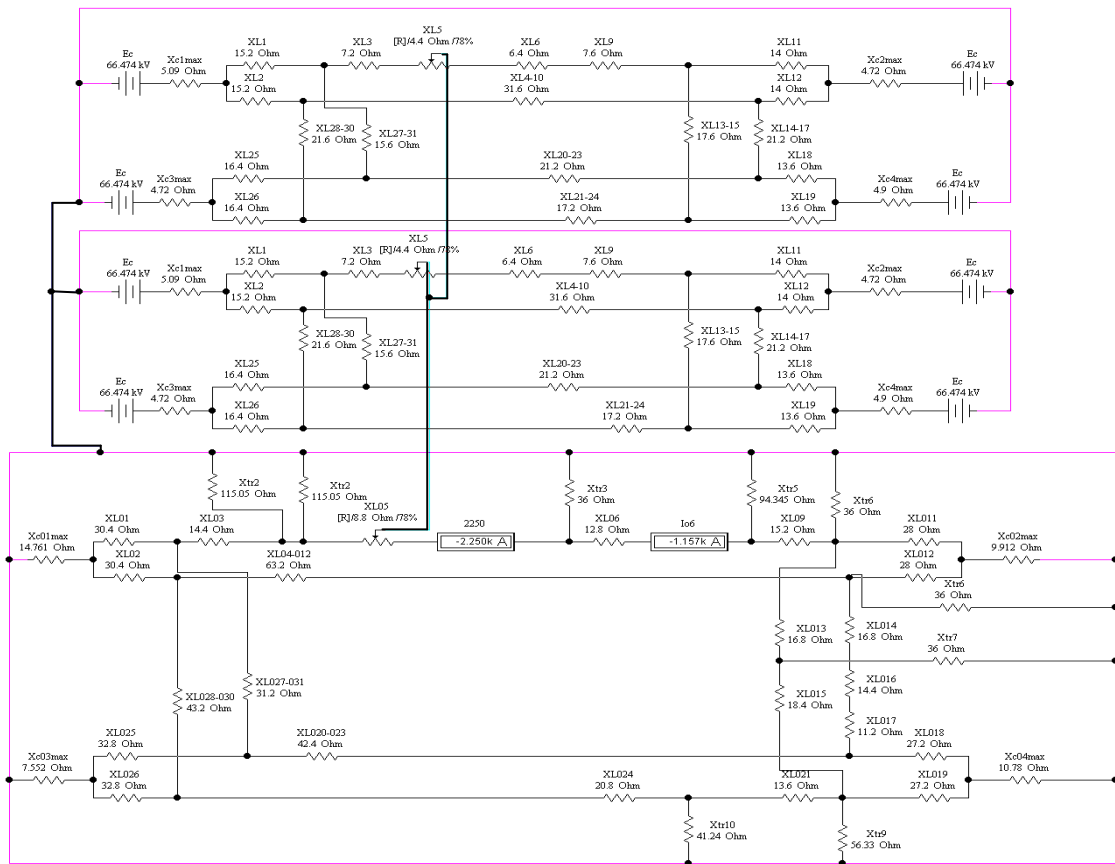


Сурет А9 – Л5 желісінің соңындағы нөл реттік екі фазалы ҚТ

Қосымша А жалғасы

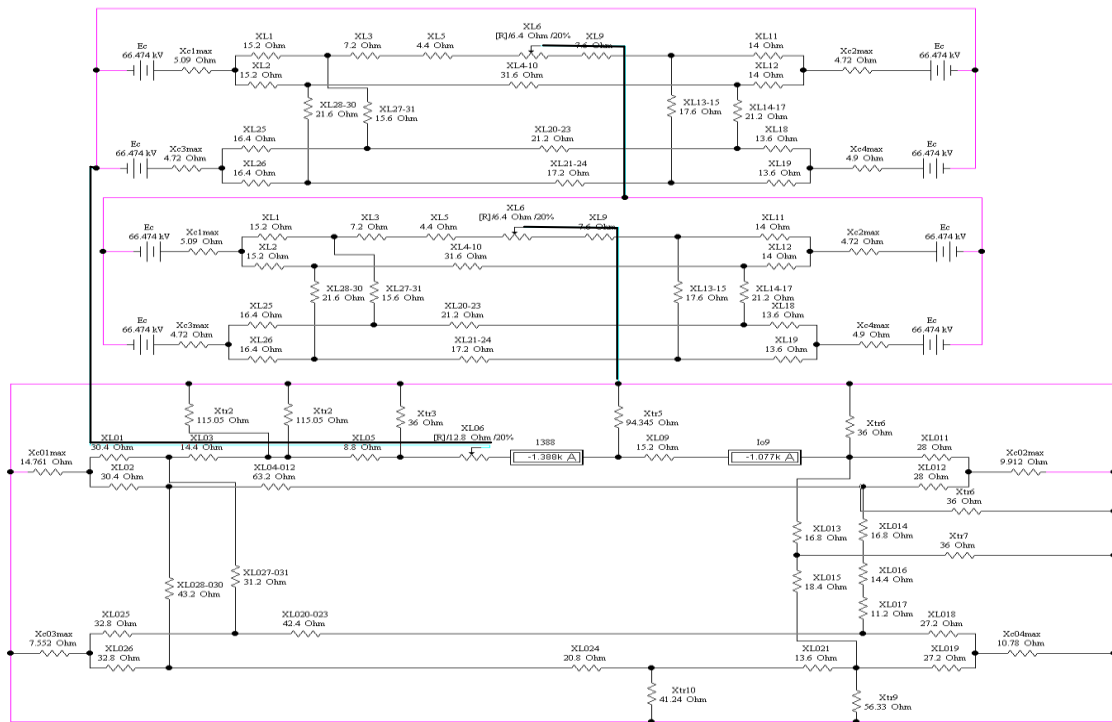


Сурет А10 – Л5 желісінің соңындағы бір фазалы потенциометрлі ҚТ

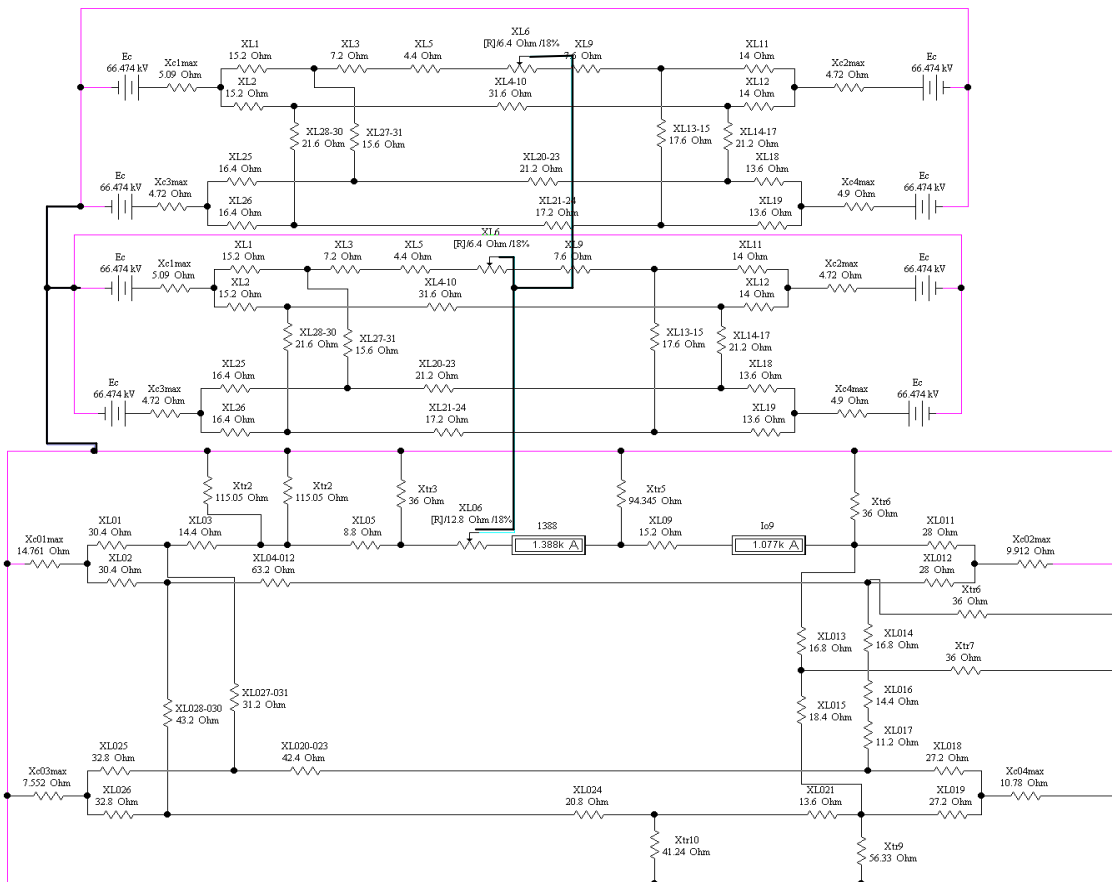


Сурет А11 – Л5 желісінің соңындағы екі фазалы потенциометрлі ҚТ

Қосымша А жалғасы

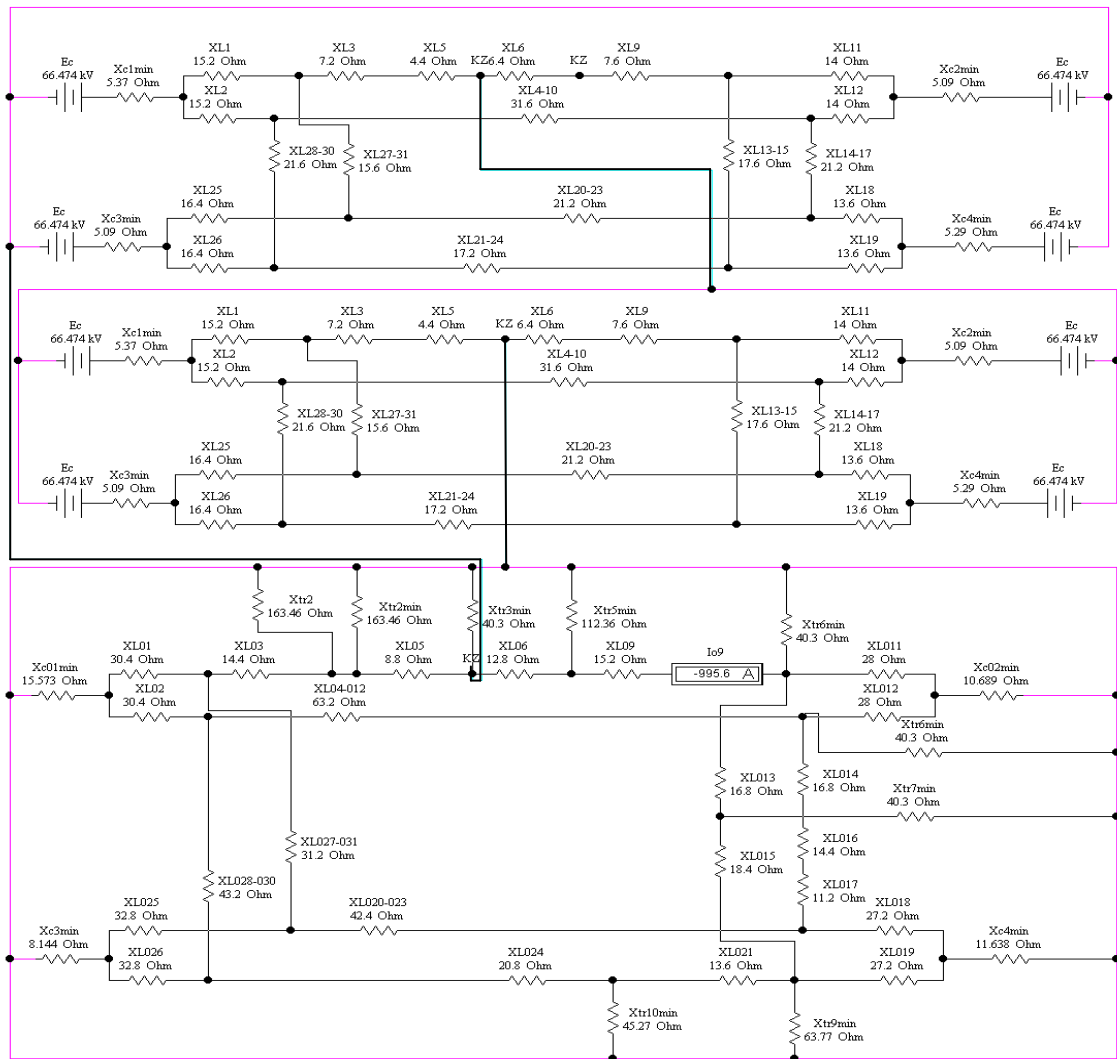


Сурет А12 – Л6 желісінің соңындағы бір фазалы потенциометрлі ҚТ

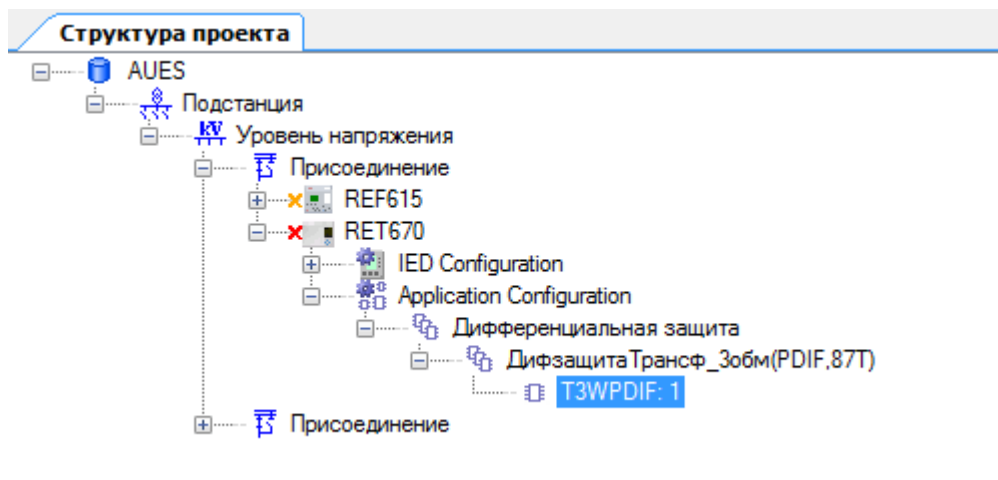


Сурет А13 – Л6 желісінің соңындағы бір фазалы потенциометрлі ҚТ

Қосымша А жалғасы

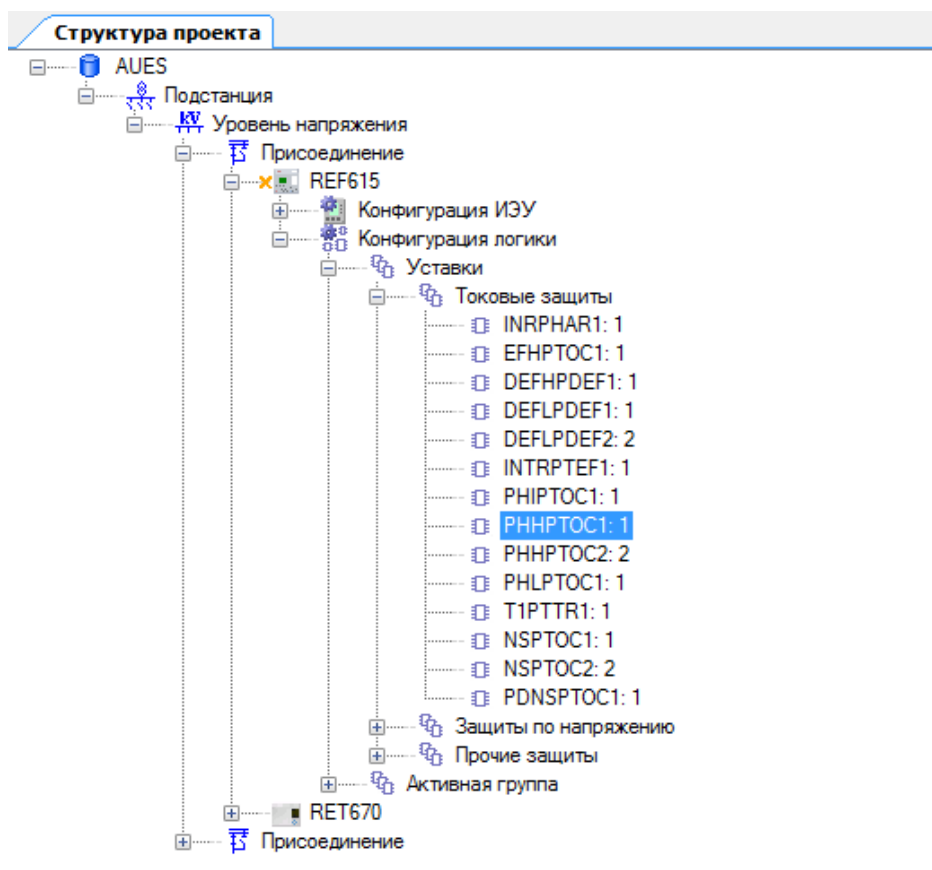


Сурет А14 – Л6 желісінің соңындағы минималды режимдегі бір фазалы ҚТ

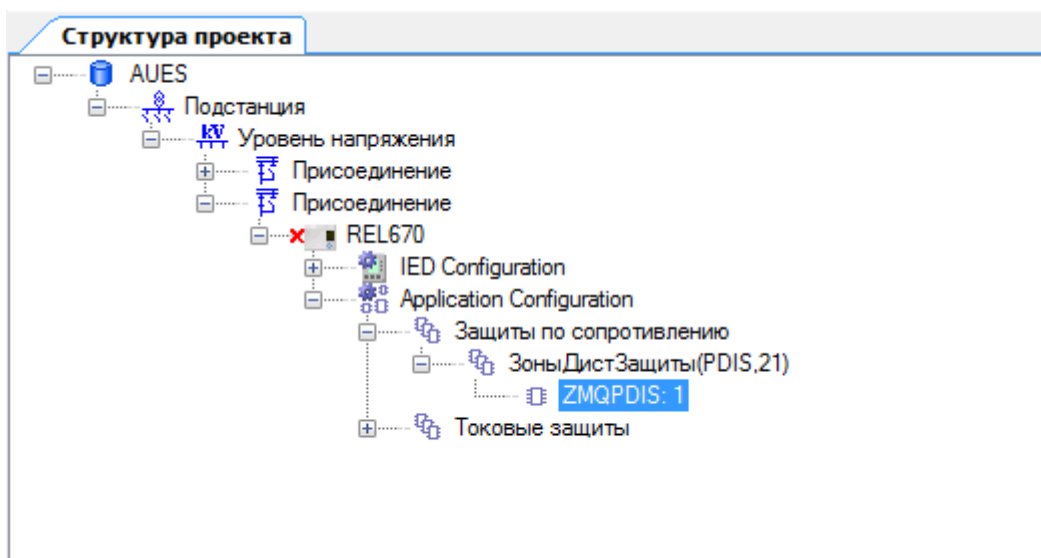


Сурет А15 – Проекттің құрамы

Қосымша А жалғасы

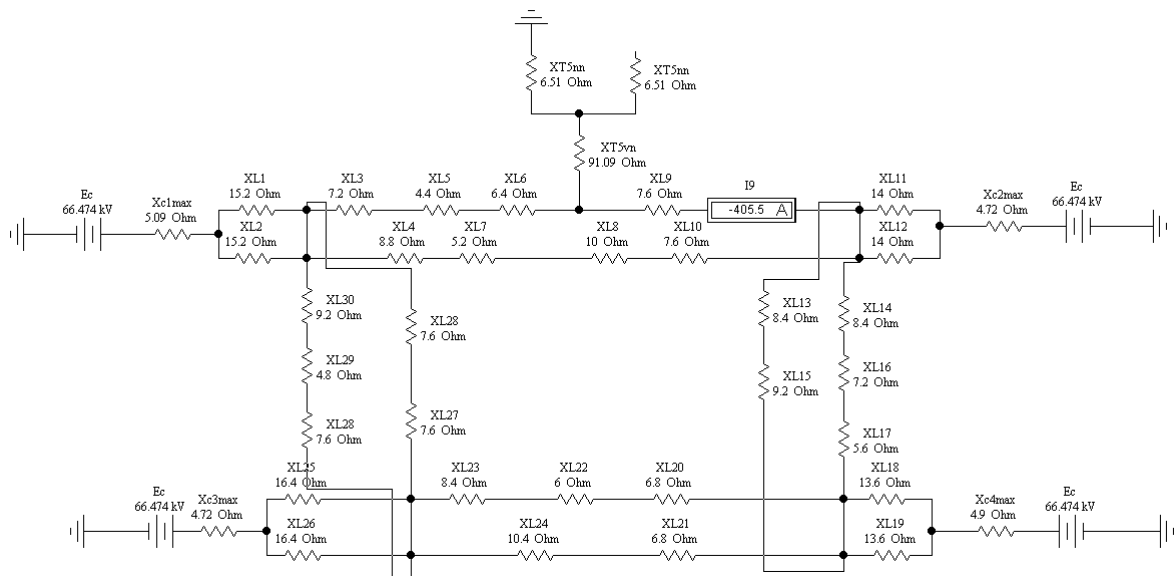


Сурет А16 – Проекттің құрамы

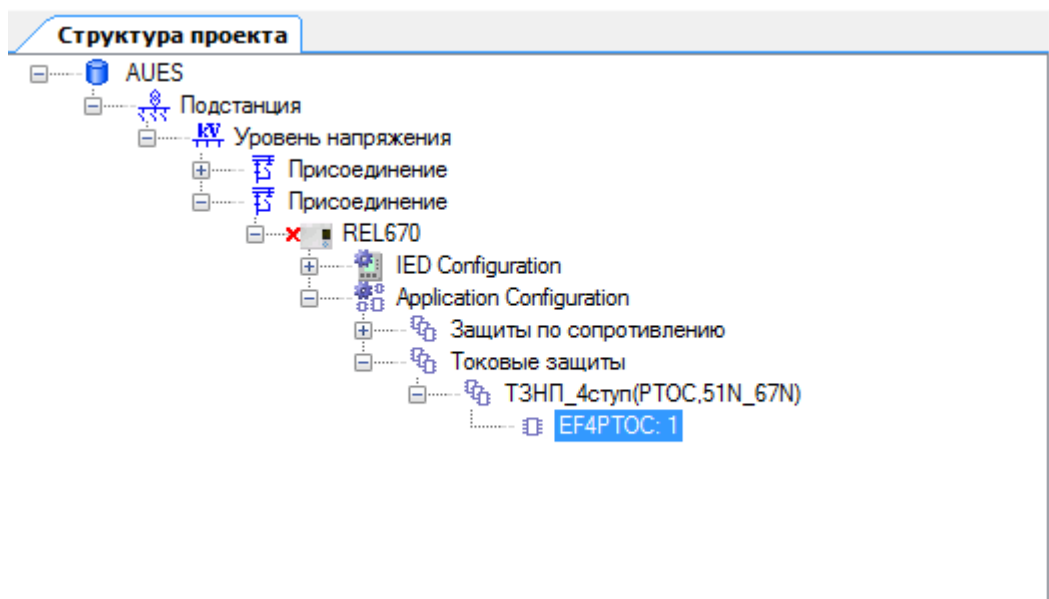


Сурет А17 – Проект құрамы

Қосымша А жалғасы



Сурет А18 – Трансформатордың Т5 төменгі жағындағы үш фазалы Қ.Т.



Сурет А19 – Проект құрамы

А1 кесте – RET 670 ТЗWPDIF типінің параметрлері

Тағайындаманың аты	Тағайындама диапазоны		Тағайындаманы таңдау	Тағайындамаға түсініктеме
	мин	Макс		
1	2	3	4	5
RatedVoltageW1	0,05	2000,00	110,00	Трансформатордың жоғары жағындағы номиналды кернеу, кВ

А1 кестенің жалғасы

1	2	3	4	5
RatedVoltageW2	0,05	2000,00	35,00	Трансформатордың ортаңғы жағындағы номиналды кернеу, кВ
RatedVoltageW3	0,05	2000,00	10,00	Трансформатордың төменгі жағындағы номиналды кернеу, кВ
RatedCurrentW1	1	99999	331	Трансформатордың жоғары жағындағы номиналды ток, А
RatedCurrentW2	1	99999	1040	Трансформатордың ортаңғы жағындағы номиналды ток, А
RatedCurrentW3	1	99999	3641	Трансформатордың төменгі жағындағы номиналды ток, А
ConnectTypeW1	-	-	Жұлдызша (Y)	Жоғары жағындағы байланыс сұлбасы
ConnectTypeW2	-	-	Жұлдызша (Y)	Ортаңғы жағындағы байланыс сұлбасы
ConnectTypeW3	-	-	Үшбұрыш (D)	Төменгі жағындағы байланыс сұлбасы
ClockNumberW2	0[0 град]	11[+30 град]	0[0 град]	W2 мен W1 арасындағы фазалық ығысу
ClockNumberW3	0[0 град]	11[+30 град]	11[+30 град]	W3 мен W1 арасындағы фазалық ығысу
ZSCurrSubtrW1	Выкл (өшіру)	Вкл (қосу)	Выкл (өшіру)	W1 жағы үшін нөл реттік токтың есептік кірісі/шығысы
ZSCurrSubtrW2	Выкл (өшіру)	Вкл (қосу)	Выкл (өшіру)	W2 жағы үшін нөл реттік токтың есептік кірісі/шығысы
ZSCurrSubtrW3	Выкл (өшіру)	Вкл (қосу)	Выкл (өшіру)	W3 жағы үшін нөл реттік токтың есептік кірісі/шығысы
TconfigForW1	Нет (жоқ)	Да (иа)	Да (иа)	W1 орамасы үшін ток трансформаторының 2 кірісі (Т-тәріздес конфигурация)
CT1RatingW1	1	99999	400	Ток

А1 кестенің жалғасы

1	2	3	4	5
				трансформаторының бірінші реттік тоғы, А
				Т-тәріз. 1 иығы
CT2RatingW1	1	99999	400	Ток трансформаторының бірінші реттік тоғы, А Т-тәріз. 2 иығы
TconfligForW2	Нет (жоқ)	Да (иа)	Да (иа)	W2 орамасы үшін ток трансформаторының 2 кірісі (Т-тәріздес конфигурация)
CT1RatingW2	1	99999	1250	Ток трансформаторының бірінші реттік тоғы, А Т-тәріз. 1 иығы
CT2RatingW2	1	99999	1250	Ток трансформаторының бірінші реттік тоғы, А Т-тәріз. 2 иығы
TconfligForW3	Нет (жоқ)	Да (иа)	Да (иа)	W3 орамасы үшін ток трансформаторының 2 кірісі (Т-тәріздес конфигурация)
Operation	Выкл (өшіру)	Вкл (қосу)	Вкл (қосу)	Активизация
SOTFMode	Выкл (өшіру)	Вкл (қосу)	Вкл (қосу)	Зақымдалуға арналған қосылу функциясының жұмыс режимі
IDiffAlarm	0,05	1	0,21	Дифференциалдық токтың деңгейі (W1 орамасындағы номиналды токтың % бөлігі)
tAlarmDelay	0,00	60,00	10,00	Бүкіл 3 фазадағы дифференциалдық токтың өсуін көрсететін сигналдың уақыт ұстанымы, сек
IdMin	0,05	0,60	0,23	Дифференциалдық

А1 кестенің соңы

1	2	3	4	5
				тоқтың минималды деңгейі
				номиналды тоқтың % бөлігі) сипаттаманың бірінші бөлігінде
IdUnre	1,00	50,00	10,00	Орнатылған мән
CrossBlockEn	Выкл (өшіру)	Вкл (қосу)	Выкл (өшіру)	Фаза арасындағы кросс-логиканың активизациясы
NegSegDiffEn	Выкл (өшіру)	Вкл (қосу)	Выкл (өшіру)	Кері тізбек бойынша диф қорғаныстың активизациясы

А2 кесте – REF 615 РННРТОС1 типінің параметрлері

Тағайындаманың аты	Тағайындама диапазоны		Тағайындама ны таңдау	Тағайындамаға түсініктеме
	Min	Max		
1	2	3	4	5
Активизация	Выкл (өшіру)	Вкл (қосу)	Вкл (қосу)	Программаны қосу
Количество фаз	1	3	3	Фаза саны
Мин время срабат	20	60000	1300	Минималды қосылу уақыты, мс
Время возврата	0	60000	1000	Қайту үшін уақыт ұстанымы, мс
Режим измерения	-	-	Фурье	Өлшеу режимін таңдау
Параметры кривой А	0,0086	120,000 0	28,2000	Программалау қисығы үшін А параметрі, орнатылған мән
Параметры кривой В	0,0000	0,7120	0,1217	Программалау қисығы үшін В параметрі, орнатылған мән
Параметры кривой С	0,02	2,00	2,00	Программалау қисығы үшін С параметрі, орнатылған мән
Параметры кривой D	0,46	30,00	29,10	Программалау қисығы үшін D параметрі, орнатылған мән
Параметры кривой E	0,0	1,0	1,0	Программалау қисығы үшін E параметрі,

А2 кестенің жалғасы

1	2	3	4	5
				орнатылған мән
Пусковое значение	0,10	40,00	3,62	Іске қосу мәні, xI_n
Множитель Пуск Знач	0,8	10,0	1,0	Іске қосу мәнінің масштабтық мәні,
				орнатылған мән
Множитель времени	0,05	15,00	1,00	Уақытша коэффициент, орнатылған мән
Время срабатывания	40	200000	1600	Қосылу үшін кететін уақыт ұстанымы, мс
Тип кривой срабат.	-	-	МЭК независимая	Уақыт ұстанымының қисығын таңдау типі
Тип кривой возврат	-	-	Мгновенная	Қайтарудың қисығын таңдау типі

А3 кесте – REL 670 ZMQPDIS:1 типінің параметрлері

Тағайындаманың аты	Тағайындама диапазоны		Тағайындаманы таңдау	Тағайындамаға түсініктеме
	Min	Max		
ZMQPDIS:1 1-ші сатының параметрленуі				
1	2	3	4	5
Operation	Вкл (өшіру)	Вкл (қосу)	Вкл (қосу)	Активизация
IBase	1	99999	331,05	Базистік тоқ (номиналды тоқ), А
UBase	0,05	2000,00	110,00	Базистік кернеу (номиналды кернеу), кВ
OperationDir	-	-	Прямое (тура)	Бағытталу режимі
X1	0,10	3000,00	6,46	Реактивті кедергі бойынша қамту аймағы (бірінші саты), Ом
R1	0,01	1000,00	0,00	Активті кедергі бойынша қамту аймағы (бірінші саты), Ом

А3 кестенің жалғасы

1	2	3	4	5
OperationPP	Выкл (өшіру)	Вкл (қосу)	Вкл (қосу)	Фаза-фаза контур активизациясы
Timer tPP	Выкл (өшіру)	Вкл (қосу)	Вкл (қосу)	Фазаарлық қ.т. қорғаныс зонасының таймерінің активизациясы
tPP	0,00	60,00	0,00	Өшірудің уақыт ұстанымы, с
OperationPE	Выкл (өшіру)	Вкл (қосу)	Выкл (өшіру)	Фаза-жер контурының активизациясы
ZMQPDIS:1 2-ші сатының параметрленуі				
Operation	Выкл (өшіру)	Вкл (қосу)	Вкл (қосу)	Активизация
IBase	1	99999	331,05	Базистік ток (номиналды ток), А
UBase	0,05	2000,00	110,00	Базистік кернеу (номиналды кернеу), кВ
OperationDir	-	-	Обратное (кері)	Бағытталу режимі
X2	0,10	3000,00	10,684	Реактивті кедергі бойынша қамту аймағы (екінші саты), Ом
R2	0,01	1000,00	0,00	Активті кедергі бойынша қамту аймағы (екінші саты), Ом
OperationPP	Выкл (өшіру)	Вкл (қосу)	Вкл (қосу)	Фаза-фаза контур активизациясы
Timer tPP	Выкл (өшіру)	Вкл (қосу)	Вкл (қосу)	Фазаарлық қ.т. қорғаныс зонасының таймерінің активизациясы
tPP	0,00	60,00	0,50	Өшірудің уақыт ұстанымы, с
OperationPE	Выкл (өшіру)	Вкл (қосу)	Выкл (өшіру)	Фаза-жер контурының активизациясы
ZMQPDIS:1 3-ші сатының параметрленуі				
Operation	Выкл	Вкл	Вкл	Активизация

А3 кестенің соңы

1	2	3	4	5
	(қосу)	(өшіру)	(қосу)	
I _{Base}	1	99999	331,05	Базистік ток (номиналды ток), А
U _{Base}	0,05	2000,00	110,00	Базистік кернеу (номиналды кернеу), кВ
OperationDir	-	-	Прямое (тура)	Бағытталу режимі
X3	0,10	3000,00	55,54	Реактивті кедергі бойынша қамту аймағы (үшінші саты), Ом
R3	0,01	1000,00	0,00	Активті кедергі бойынша қамту аймағы (үшінші саты), Ом
OperationPP	Выкл (өшіру)	Вкл (қосу)	Вкл (қосу)	Фаза-фаза контур активизациясы
Timer tPP	Выкл (өшіру)	Вкл (қосу)	Вкл (қосу)	Фазаарлық қ.т. қорғаныс зонасының таймерінің активизациясы
tPP	0,00	60,00	1,5	Өшірудің уақыт ұстанымы, с
OperationPE	Выкл (өшіру)	Вкл (қосу)	Выкл (өшіру)	Фаза-жер контурының активизациясы

А4 кесте – REL 670 EF4PTOC типінің параметрлері

Барлық сатыларға ортақ				
Тағайындаманы ң аты	Тағайындама диапазоны		Тағайындама ны таңдау	Тағайындамаға түсініктеме
	Min	Max		
1	2	3	4	5
Operation	Выкл (өшіру)	Вкл (қосу)	Вкл (қосу)	Активизация
I _{Base}	1	99999	331,05	Базистік ток (номиналды ток), А
U _{Base}	0,05	2000,00	110,00	Базистік кернеу (номиналды кернеу), А

А4 кестенің жалғасы

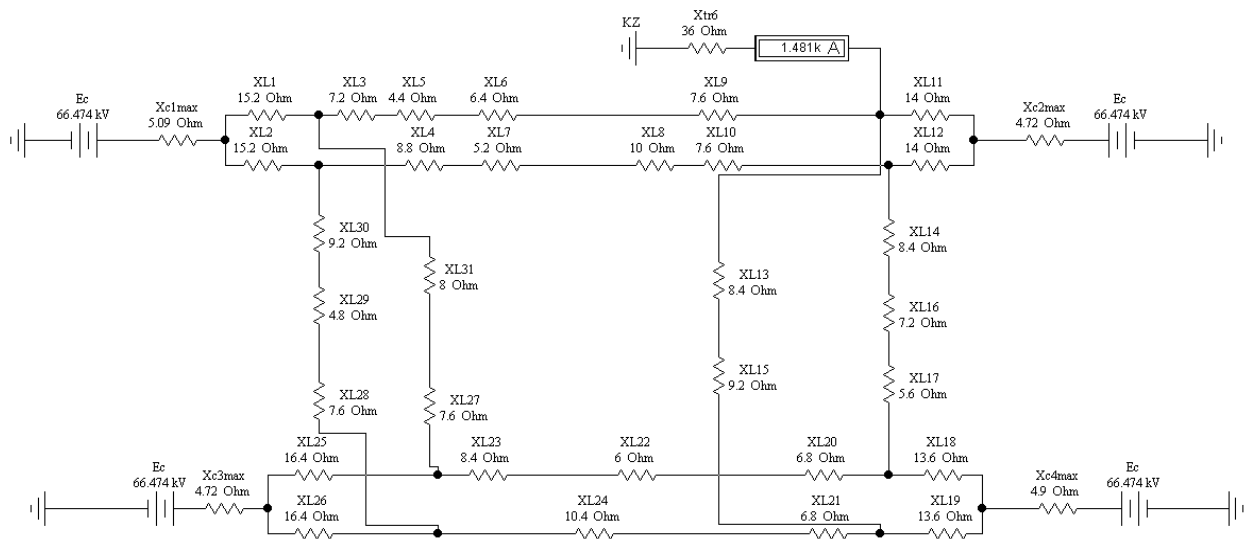
1	2	3	4	5
AngleRCA	-180	180	65	Реленің сипаттамалық бұрышы, deg (орнатылған мән)
polMethod	-	-	По напряжению	Поляризация типі (орнатылған мән)
IN>Dir	1	100	10	Бағытталуды анықтау үшін нөл реттік тоқтың минималды деңгейі, % (орнатылғын мән)
BlkParTransf	Выкл (өшіру)	Вкл (қосу)	Вкл (қосу)	Трансформаторлардың параллель жұмыс істеу кезінде қоғаныстық логиканың қосылуы
UseStartValue	IN>1	IN>4	IN>4	Трансформаторлардың параллель жұмыс істеу кезінде қоғаныстың ток бойынша орнатылған мәні
SOTF	Выкл (өшіру)	Вкл (қосу)	Выкл (өшіру)	SOTF логикасының жұмыс режимі
EF4PTOC:1 1-ші сатының параметрлері				
DirMode1	-	-	Прямое (тура)	1-ші сатының бағытталу режимі
Characterist1	-	-	ANSI независимая	Тоқ-уақыттық сипаттаманың типі
IN1>	1	2500	82,09	Нөл реттік ток бойынша қосылудың орнатылған мәні, %IB
t1	0,000	60,000	0,000	1-ші сатының тәуелсіз уақыт ұстанымы, с
k1	0,05	999,00	0,05	Орнатылған мән
IMin1	1,00	10000,00	6567,60	1-ші сатының минималды тоғы, %IB
t1Min	0,000	60,000	0,000	1-ші сатының инверстік сипаттамасының минималды қосылу уақыты, с
IN1Mult	1,0	10,0	2,0	Көбейту коэффициенті (орнатылған мән)

А4 кестенің жалғасы

1	2	3	4	5
RestTypeCrv1	-	-	Мгновенный	1-ші сатының қайту қисығының типі (орнатылған мағына)
tReset1	0,000	60,000	0,020	1-ші сатының қайту уақыт ұстанымы, с
EF4PTOC:1 2-ші сатының параметрлері				
DirMode2	-	-	Прямое (тура)	2-ші сатының бағытталу режимі
Characterist2	-	-	ANSI независимая	Тоқ-уақыттық сипаттаманың типі
IN2>	1	2500	57,42	Нөл реттік тоқ бойынша қосылудың орнатылған мәні, %IB
t2	0,000	60,000	0,300	2-ші сатының тәуелсіз уақыт ұстанымы, с
k2	0,05	999,00	0,05	Орнатылған мән
IMin2	1,00	10000,00	4593,60	2-ші сатының минималды тоғы, %IB
t2Min	0,000	60,000	0,300	2-ші сатының инверстік сипаттамасының минималды қосылу уақыты, с
IN2Mult	1,0	10,0	2,0	Көбейту коэффициенті (орнатылған мән)
RestTypeCrv2	-	-	Мгновенный	2-ші сатының қайту қисығының типі (орнатылған мағына)
tReset2	0,000	60,000	0,020	2-ші сатының қайту уақыт ұстанымы, с
EF4PTOC:1 3-ші сатының параметрлері				
DirMode3	-	-	Прямое (тура)	3-ші сатының бағытталу режимі
Characterist3	-	-	ANSI независимая	Тоқ-уақыттық сипаттаманың типі
IN3>	1	2500	52,55	Нөл реттік тоқ бойынша қосылудың орнатылған мәні, %IB
t3	0,000	60,000	0,600	3-ші сатының тәуелсіз уақыт ұстанымы, с

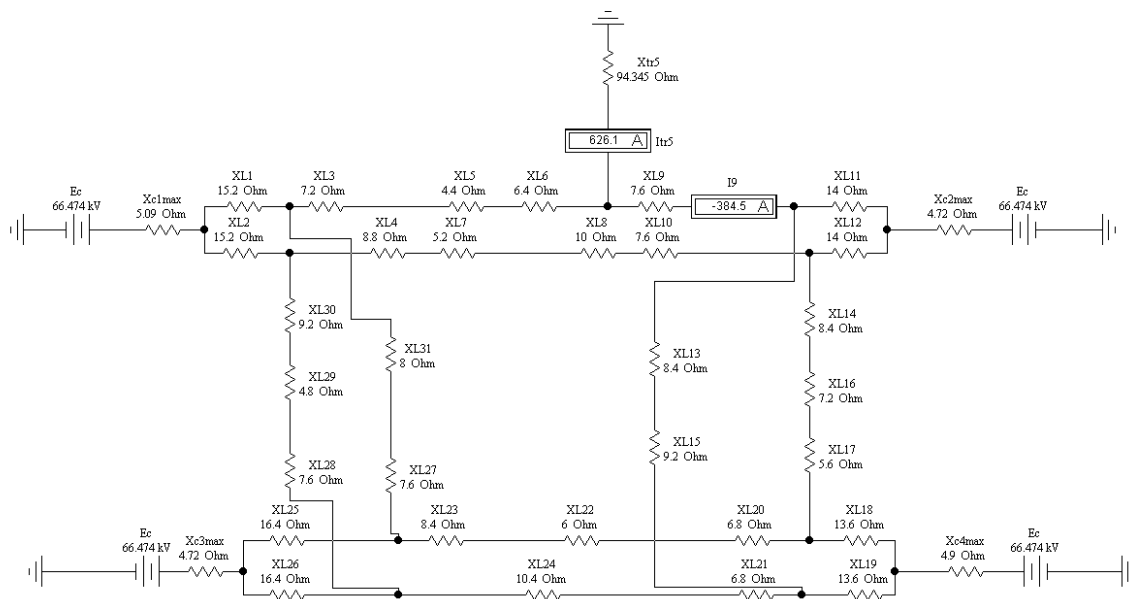
А4 кестенің соңы

1	2	3	4	5
k3	0,05	999,00	0,05	Орнатылған мән
IMin3	1,00	10000,00	4204,20	3-ші сатының минималды тоғы, %IB
t3Min	0,000	60,000	0,600	3-ші сатының инверстік сипаттамасының минималды қосылу уақыты, с
IN3Mult	1,0	10,0	2,0	Көбейту коэффициенті (орнатылған мән)
RestTypeCrv3	-	-	Мгновенный	3-ші сатының типі (орнатылған мағына)
tReset3	0,000	60,000	0,020	3-ші сатының қайту уақыт ұстанымы, с
EF4PTOC:1 4-ші сатының параметрлері				
DirMode4	-	-	Прямое (тура)	4-ші сатының бағытталу режимі
Characterist4	-	-	ANSI независсимая	Тоқ-уақыттық сипаттаманың типі
IN4>	0,1	2500	0,31	Нөл реттік тоқ бойынша қосылудың орнатылған мәні, %IB
t4	0,000	60,000	2,300	4-ші сатының тәуелсіз уақыт ұстанымы, с
k4	0,05	999,00	0,05	Орнатылған мән
IMin4	1,00	10000,00	25,34	4-ші сатының минималды тоғы, %IB
t4Min	0,000	60,000	2,300	4-ші сатының инверстік сипаттамасының минималды қосылу уақыты, с
IN4Mult	1,0	10,0	2,0	Көбейту коэффициенті (орнатылған мән)
RestTypeCrv4	-	-	Мгновенный	4-ші сатының қайту қисығының типі (орнатылған мағына)
tReset4	0,000	60,000	0,020	4-ші сатының қайту уақыт ұстанымы, с



Сурет А20 – Т6 трансформатордағы максималды ҚТ тоғы

Қосымша А жалғасы



Сурет А21 – Дистанциалық қорғаныста Т5 трансформаторындағы ҚТ