

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ БІЛІМ ЖӘНЕ ҒЫЛЫМ МИНИСТРЛІГІ

Коммерциялық емес акционерлік қоғамы
АЛМАТЫ ЭНЕРГЕТИКА ЖӘНЕ БАЙЛАНЫС УНИВЕРСИТЕТІ

Өндірістік кәсіпорындарды электрмен жабдықтау кафедрасы

«Қорғауға жіберілді»

Кафедра меңгерушісі

доцент, т.ғ.к. Бакенов К.А.

(аты-жөні, ғылыми дәрежесі, атағы)

« _____ » 2014 ж.

(колы)

ДИПЛОМДЫҚ ЖОБА

Тақырыбы: "10/35/10 құрамы НОМВА бағытымен
қосалғы стансалық режимде қорғанысы"

5B071800 – Электр энергетикасы

мамандығы бойынша

Орындаған Муратбекова Анар Сериковна

(аты - жөні)

(тобы)

Жетекші [қолы]

(аты-жөні, ғылыми дәрежесі, атағы)

Кеңесшілер :

Экономикалық бөлім бойынша:

аға оқытушы Аучегенова С.К.

(ғылыми дәрежесі, атағы, аты-жөні)

(колы)

« 15 » 05 20 14 ж.

Өмір тіршілігі қауіпсіздігі бойынша:

Т.Т.К., АТФ Оқбер. Шүргашева Р.Р.

(ғылыми дәрежесі, атағы, аты-жөні)

(колы)

« 23 » 05 20 14 ж.

Есептеу техникасын қолдану бойынша :

Арастанов Н.Н.

(ғылыми дәрежесі, атағы, аты-жөні)

(колы)

« 04 » 05 20 14 ж.

(ғылыми дәрежесі, атағы, аты-жөні)

(колы)

« _____ » 20 _____ ж.

Мөлшер бақылаушы:

аға оқытушы Жақыпова Н.Н.

(ғылыми дәрежесі, атағы, аты-жөні)

(колы)

« 3 » 06 20 14 ж.

Пікір жазушы :

(ғылыми дәрежесі, атағы, аты-жөні)

(колы)

« _____ » 20 _____ ж.

Алматы 2014

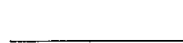
ДИПЛОМ ЖОБАСЫН ДАЙЫНДАУ

КЕСТЕСІ

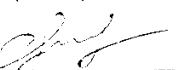
№ р/с	Тарау аттары, әзірленетін сұрақтардың тізімі	Жетекшіге ұсыну мерзімдері	Ескерту
1	НО/25/НО.В.доспаев стансалық векторлық деңгейін қасау және матрицалар мен матрицалық операторларға тағдау	4.04.14 25.05.14	
2	Бөксенов стансалық трансформатордың релісіні ұрықсыздары және АВВ фирмасы ның термискалармен қарапайым	4.04.14 - 25.05.14	
3	Көп қабатты, БҰ және КРМЖ- тармен есептеу және параметрлері	4.04.14 - 25.05.14	
4	Арнайы өкілдік фирмасы құрылыс, қарқынды ұрықсыз мен қарапайым ақпаратты ұрықсыз қарапайым ақпаратты ұрықсыз	4.04.14 - 25.05.14	
5	Жолаушы стансалық деңгейі, Бөксенов стансалық деңгейі техника - жолаушы стансалық қарапайым ақпаратты ұрықсыз	4.04.14 - 25.05.14	

Тапсырманың берілген уақыты «01» қазан 2014 ж.


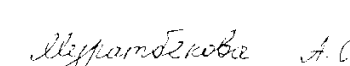
Кафедра меңгерушісі

 (Бакенов К.А.)
(КОЛЫ) (аты-жөні, ғылыми дәрежесі, атағы)

Жоба жетекшісі


(КОЛЫ) (аты-жөні, ғылыми дәрежесі, атағы)

Орындалатын тапсырманы қабылдаған студент

 
(КОЛЫ) (аты -жөні)

Аннотация

Дипломный проект выполнен на тему “Релейная защита подстанции 110/35/10 кВ 2х40 МВА и анализ работы токовой защиты нулевой последовательности при разных режимах эффективно заземленной нейтрали сети”. В работе произведен выбор принципиальной схемы подстанции, силового оборудования и коммутационной аппаратуры, произведен расчет уставки элементов релейной защиты подстанции.

В разделе безопасности жизнедеятельности были рассчитаны и проанализированный заземляющее устройство линий электропередач, расчет освещения находим с помощью коэффициента светового потока.

В экономической части дипломной работы рассчитана технико-экономическая целесообразность строительство подстанции.

Аңдатпа

Бұл дипломдық жобада “110/35/10 кВ 2х40 МВА қосалқы стансаның релелік қорғанысы және тиімді жерге қосылған желінің бейтараптамасының әртүрлі режимдердегі жұмысын талдау” тақырыбы бойынша орындалған. Осы жұмыста қосалқы стансаның принципиалдық сұлбасы, күштік қондырғылар және жалғаулық аппараттар таңдалынған, қосалқы стансаның элементтеріне релелік қорғаныс қойылымдары есептелінген.

Өмір тіршілік қауіпсіздігі бөлімінде электр жеткізу желілерін жерге қосу қондырғысының қорғанысын, жарық ағынының қолдану коэффициенті арқылы жарықтандыруды есептедім.

Дипломдық жобаның экономикалық бөлімінде қосалқы станса құрылысының техника-экономикалық тиімділігі есептелінді.

Annotation

The degree project is executed on the subject “Relay Protection of Substation of 110/35/10 kV 2x40 MVA and analysis of work of current defence of a zero sequence at the different modes of the effectively earthed neutral of network”. The choice of fundamental chart of substation, power equipment and switchgear is in-process produced, the calculation of setpoint of elements of relay defence of substation is produced.

In the division of safety of vital functions were expected and earthing device of lines of electricity transmissions, the calculation of illumination we find by means of coefficient of light stream.

In economic part of diploma work expediency is expected building of substation.

Мазмұны

Кіріспе	7
1 110/35/10 кВ қосалқы стансаның электрлік бөлігін жасау	8
1.1 ҚТ токтарын анықтау	8
1.2 Ажыратқыштарды таңдау	14
1.3 Жоғарғы кернеуге айырғышты таңдау	32
1.4 Тоқ трансформаторларын таңдау	33
2 Трансформатордың қорғаныстары	41
2.1 Қосалқы стансадағы трансформатор	41
2.2 Негізгі жағдайы	41
2.3 Трансформатордың дифференциалдық қорғанысын есептеу	47
2.4 АВВ фирмасы RET 670 типінің параметрі	48
2.5 Трансформатордың резервті қорғанысы	49
2.6 Трансформатордың газдық қорғанысы	54
3 Желі қорғанысы	61
3.1 Желінің қорғанысы	61
3.2 Дистанционды қорғаныс	61
3.3 Сатылы нөл реттік тоқ қорғанысын (НРТҚ) есептеу	70
4 Өміртіршілік қауіпсіздігі	79
4.1 Еңбек шарттарын талдау	79
4.2 Жарық ағынының қолдану коэффициенті арқылы жарықтандыруды есептеу	83
4.3 Қорғаныс жерге тұйықталуды есептеу	84
5 Экономикалық бөлім	88
5.1 Жалпы бөлім	88
5.2 Энергетикалық нысанның экономикалық көрсеткіштерін есептеу	89
5.3 Инвестициялық жоспар	90
Қорытынды	98
Қысқартулар тізімі	99
Қолданылған әдебиеттер тізімі	100
А қосымшасы	102
Б қосымшасы	113

Кіріспе

Бұл дипломдық жобада «110/35/10 кВ 2x40 МВА қосалқы стансаның релелік қорғанысы» қарастырылған. Электр стансасының жабдықтары мен құрылғыларын тандап және олардың тиімділігін, сенімділігін қарастыратын боламыз. Қосалқы стансаға негізгі электр жабдықтары таңдалып алынды. Олар: тоқ және кернеу трансформаторлары, асқын кернеулі шектеуіштер, ажыратқыштар, айырғыштар және Siemens, Mitsubishi Electric, ABB секілді фирмаларың жабдықтарын тандап алдым. Соған сәйкес релелік қорғаныс есептеулері жүргізілді.

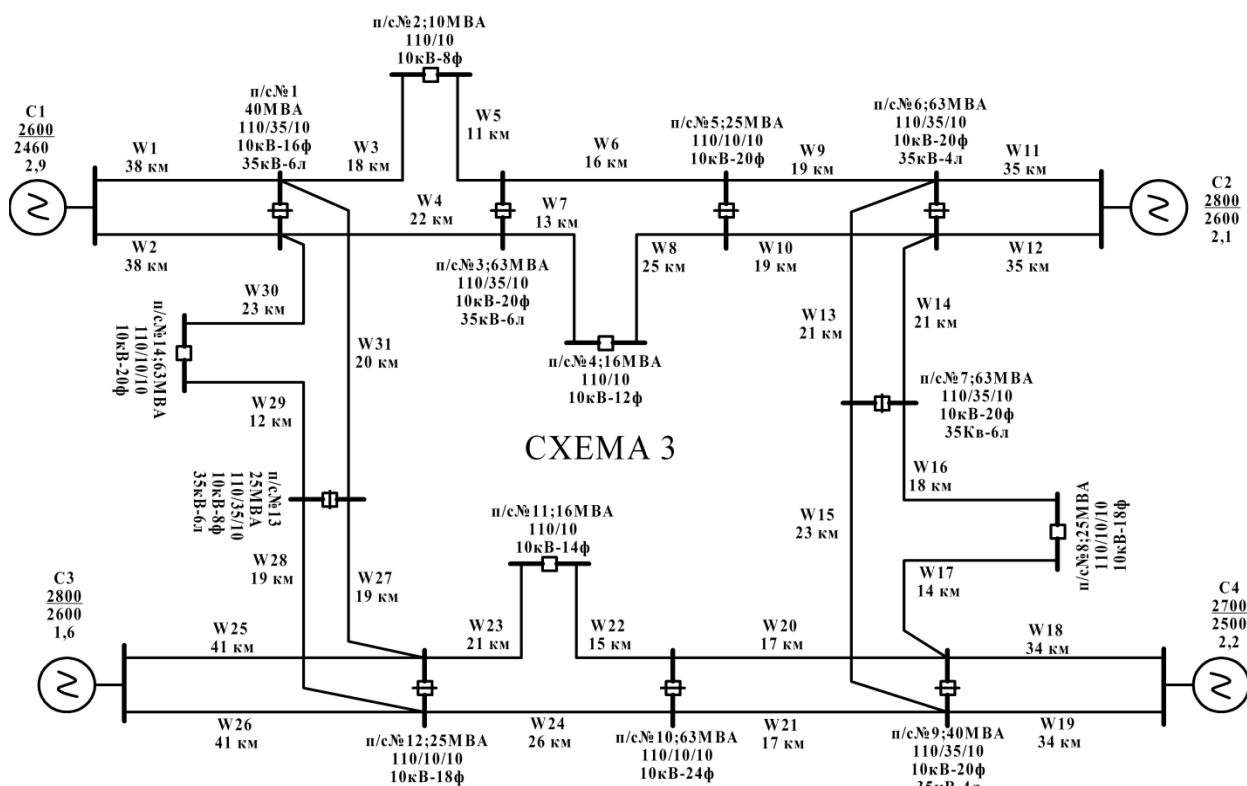
Еліміздің президенті Нұрсұлтан Әбішұлы Назарбаев Жоғары Еуразиялық экономикалық жиналысына қатысты. Мемлекет басшысы кездесудің экономика, энергетика салаларында туындаған мәселелерді бірге шешу маңызды екенін айтты. Бұл келісімнің қорытындысына сәйкес Ресей электр – энергетика жүйесіне ерекше режим қарастырылғандықтан, электр – энергетика саласында проблемалар бар. Соның керісінен электр энергиясын тұтынушылар мен тасымалдаушыларға емін-еркін қолдана алмай отыр. Қазақстан Республикасының электр энергетикасы секторын қайта құру негізінде электр энергетикасы нысандары түрлі меншік иелерінің қолында. Ірі электр стансалары шет елдік компанияларға тиесілі, кернеуі 220кВ және одан жоғары электр тораптарын басқару, т.б. мәселелерді шешу міндеттері Қазақстандық компания – KEGOC-қа жүктелді. Қазақстан Республикасы электр энергетикасы жұмысын жақсартуға мақсат қойып отыр.

Қандай бір электр жүйесін қарастыратын болсақ өзінің жұмыс істеуінде режимдерінде туындаған зақымдарды тоқтататын және қажетті ауыстыруларды жасайтын релелік қорғаныс пен автоматтандыру құрылғыларысыз мүмкін емес. Ол жүйеде болған апаттың өсуін тоқтатады. Релелік қорғаныс пен автоматтандыру жүйелері жеке элементтердің жұмыс істеуін үздіксіз бақылайды.

Релелік қорғаныс, апат болған жерді барынша азайтып, жүйенің зақымдалмаған бөлігін сақтап қалуды және зақымдалған жерді тез анықтап алу керек.

1.110/35/10 кВ қосалқы стансасының қысқа тұйықталу тоқтарын анықтау

1.1 Қысқа тұйықталу тоқтарын есептеу



Сурет 1.1 – Стансаның бас электрлік сұлбасы

Қарастырылып отырған станса №1 “110/35/10 кВ”; қуаты 2x40 МВА; 35кВ – бл; 10кВ – 16ф.

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:

Трансформатор орамдарының қ.т. кернеулері кестелерде (кесте 1.1 - 1.3) көрсетілген.

Үш орамды трансформатор (қосалқы станса №1): ТДТН - 40/110/35/10, $S_{ном}=40\text{ МВА}$; $U_{вн}=115\text{ кВ}$; $U_{сн}=38,5\text{ кВ}$; $U_{нн}=11\text{ кВ}$ $\Delta U_{\text{рег}} = \pm 16\%$

Параметрлері 1.12 кестеде көрсетілген. [Ә8, 295 б]

1.1 кесте – Трансформатор орамдарының қ.т. кернеуі

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

Үш орамды трансформатор (қосалқы станса №3) : ТДТН - 63/110/35/10, $S_{\text{НОМ}}=63$ МВА; $U_{\text{ВН}}=115$ кВ; $U_{\text{СН}}=38,5$ кВ; $U_{\text{НН}}=11$ кВ $\Delta U_{\text{рез}} = \pm 16\%$

1.2 кесте – Трансформатор орамдарының қ.т. кернеуі

ВН-НН			СН-НН			ВН-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 №13) : ТДТН - 25/110/35/10, $S_{\text{НОМ}}=25$ МВА; $U_{\text{ВН}}=115$ кВ; $U_{\text{СН}}=38,5$ кВ; $U_{\text{НН}}=11$ кВ $\Delta U_{\text{рез}} = \pm 16\%$

1.3 кесте – Трансформатор орамдарының қ.т. кернеуі

ВН-НН			СН-НН			ВН-СН		
мин	ор	макс	мин	ор	макс	мин	ор	макс
17,47	17,5	19,5	-	6,5	-	9,99	10,5	11,86

Трансформатор (қосалқы станса №5): ТРДН- 25/110/10/10, $S_{\text{НОМ}}=25$ МВА; $U_{\text{ВН}}=115$ кВ; $U_{\text{СН}}=11$ кВ; $U_{\text{НН}}=11$ кВ; $\Delta U_{\text{рез}} = \pm 16\%$; $U_{\text{КМИН}}=9,84\%$; $U_{\text{КМАКС}}=11,72\%$

Трансформатор (қосалқы станса №4): ТДН - 16/110/10/10, $S_{\text{НОМ}}=16$ МВА; $U_{\text{ВН}}=115$ кВ; $U_{\text{СН}}=11$ кВ; $U_{\text{НН}}=11$ кВ; $\Delta U_{\text{рез}} = \pm 16\%$; $U_{\text{КМИН}}=9,80\%$; $U_{\text{КМАКС}}=11,71\%$

Трансформатор (қосалқы станса №12): ТДН-25/110/10, $S_{\text{НОМ}}=25$ МВА; $U_{\text{ВН}}=115$ кВ; $U_{\text{НН}}=11$ кВ; $\Delta U_{\text{рез}} = \pm 16\%$; $U_{\text{КМИН}}=9,84\%$; $U_{\text{КМАКС}}=11,72\%$

Трансформатор (қосалқы станса №14): ТРДЦН- 63/110/10/10, $S_{\text{НОМ}}=63$ МВА; $U_{\text{ВН}}=115$ кВ; $U_{\text{СН}}=11$ кВ; $U_{\text{НН}}=11$ кВ; $\Delta U_{\text{рез}} = \pm 16\%$; $U_{\text{КМИН}}=10,84\%$; $U_{\text{КМАКС}}=11,90\%$

Желілердің кедергілері $X_{\text{Л}}$, Ом келесі формуламен анықталады:

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

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

L – желінің ұзындығы, км;

$U_{\text{б}}$ – базистік кернеу, кВ;

$U_{\text{орт}}$ – орташа кернеу, кВ.

Желі параметрлері мен кедергілері кесте 1.4 берілген.

1.4 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
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:

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

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

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

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 1.5 және 1.6 кестелерінде көрсетілген.

1.5 кесте – Максимал және минимал режимдегі үш орамды трансформаторлардың кедергісі

№ Қ С	Типі	Хвмакс	Хсмакс	Хнмакс	Хвмин	Хс мин	Хнмин
1	ТДТН- 40/110/35/10	50,998	0	12,779	28,59	0	12,432
3	ТДТН- 63/110/35/10	31,593	0	8,712	28,591	0	7,389
13	ТДТН- 63/110/35/10	82,947	0	21,001	72,632	0	19,785

1.6 кесте - Екі орамды трансформаторлар кедергілері

№ҚС	Типі	$X_{\text{ТМАКС}}$, Ом	$X_{\text{ТМИН}}$, Ом
4	ТДН–16000/110/10	96,79	81,003
5	ТРДН-25000/110/10/10	112,373	94,347
14	ТРДЦН-63000/110/10/10	45,277	41,244
12	ТДН–25000/110/10/10	112,373	94,347

Жүйе кедергілері X_c , Ом келесідей анықталады:

$$X_{\text{ж макс}} = \frac{U_{\text{орт}}^2}{S_{\text{кт макс}}}; \quad (1.8)$$

$$E_{\text{ж}} = \frac{U_{\text{б}}}{\sqrt{3}}; \quad (1.9)$$

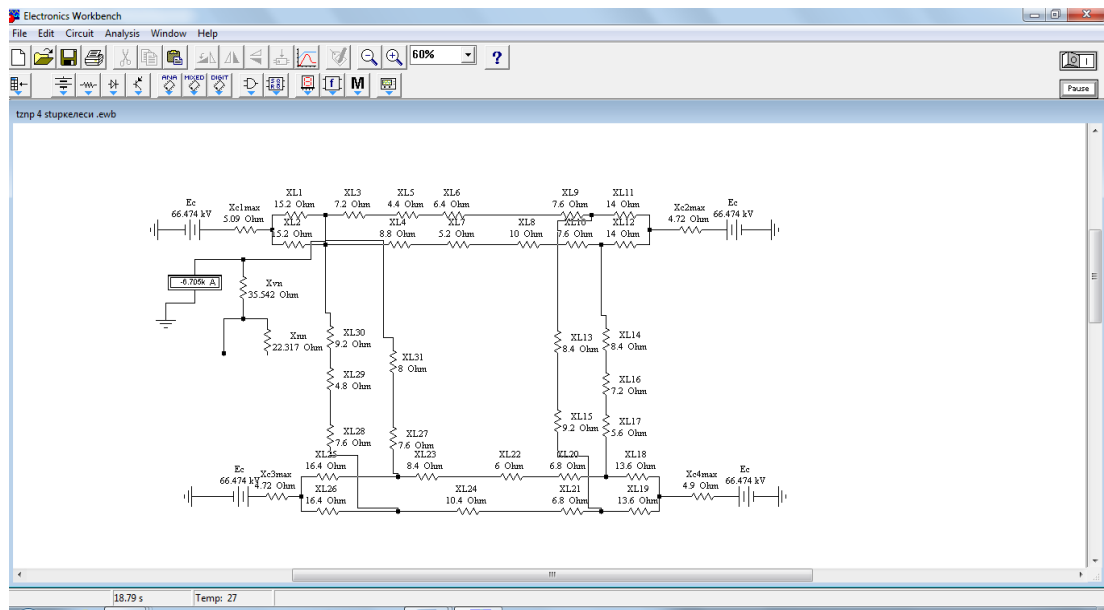
$$E_{\text{эж}} = \frac{E_{*(\text{НОМ})} U_{\text{б}}}{\sqrt{3}}. \quad (1.10)$$

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

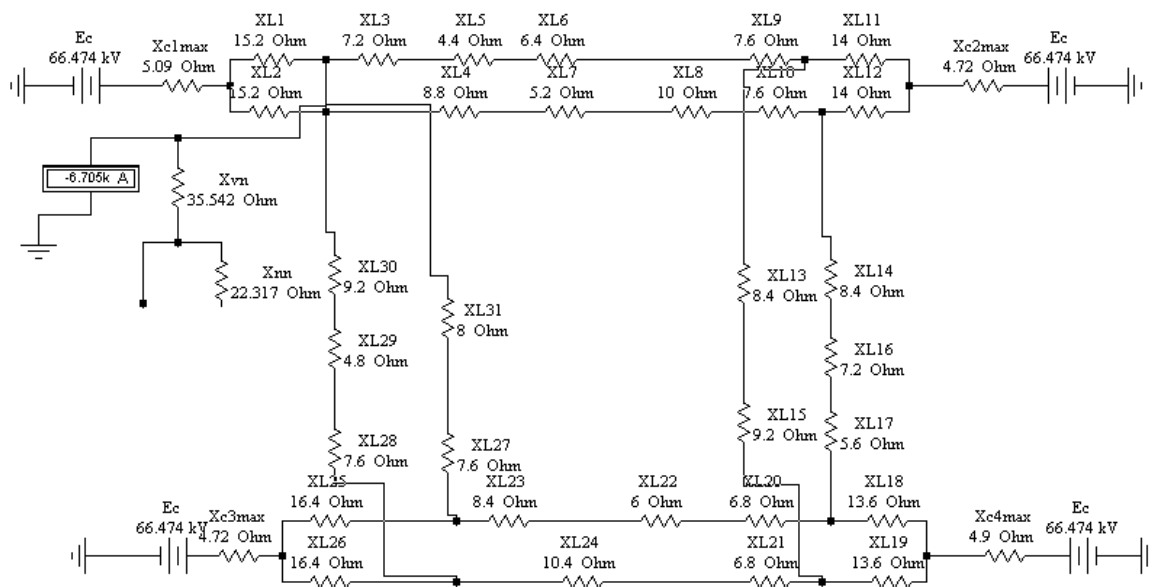
Жүйе №	$U_{\text{орт}} = U_{\text{б}}$, кВ	$S_{\text{кт макс}}$, МВА	$S_{\text{кт мин}}$, МВА	$E_{\text{ж}}$, кВ	$X_{\text{ж макс}}$, Ом	$X_{\text{ж мин}}$, Ом
1	115	2600	2460	66,474	5,09	5,37
2	115	2800	2600	66,474	4,72	5,09
3	115	2800	2600	66,474	4,72	5,09
4	115	2700	2500	66,474	4,9	5,29

ҚТ тоқтарын есептеу үшін " Electronics Workbench " бағдарламасын қолданамыз. Осы бағдарлама арқылы орынбасу сұлбасын құрастырып, тоқтарды анықтаймыз.

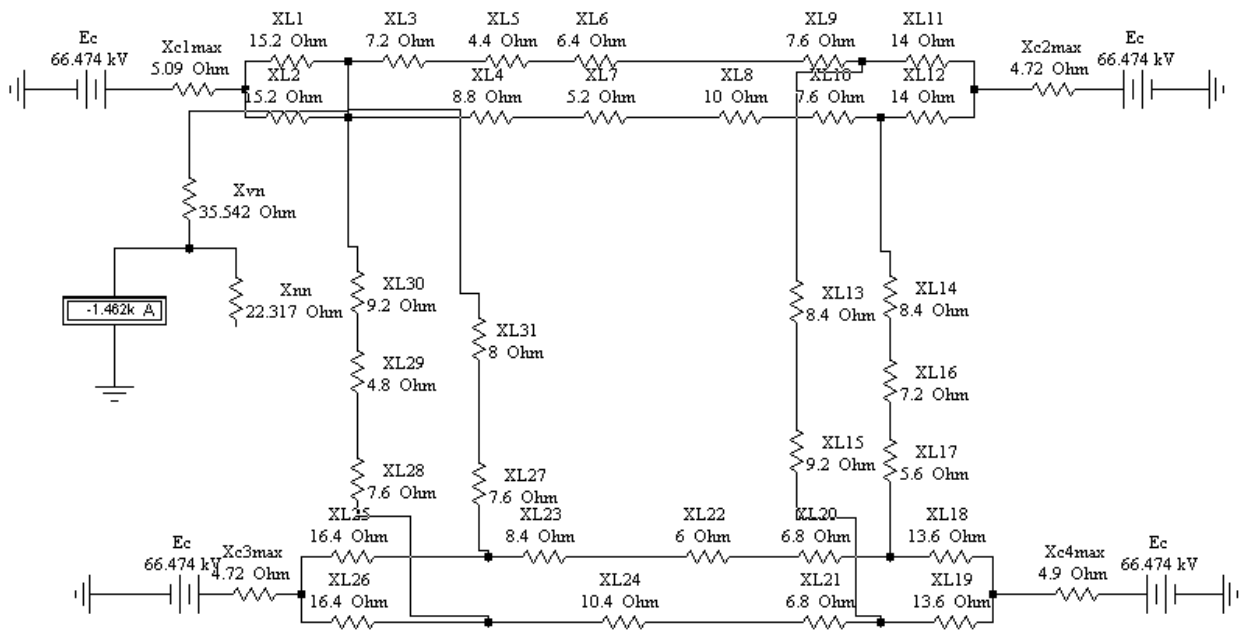
"Electronics Workbench" компьютерлік бағдарламасында энергожүйенің орынбасу сұлбасы жиналған (сурет 1.2). Электр сұлбаның орташа режиміндегі 110кВ-тағы ҚТ тоғы, 35кВ ҚТ-ғы және 10кВ ҚТ-ғы 1.3 -1.5 суреттерінде көрсетілген.



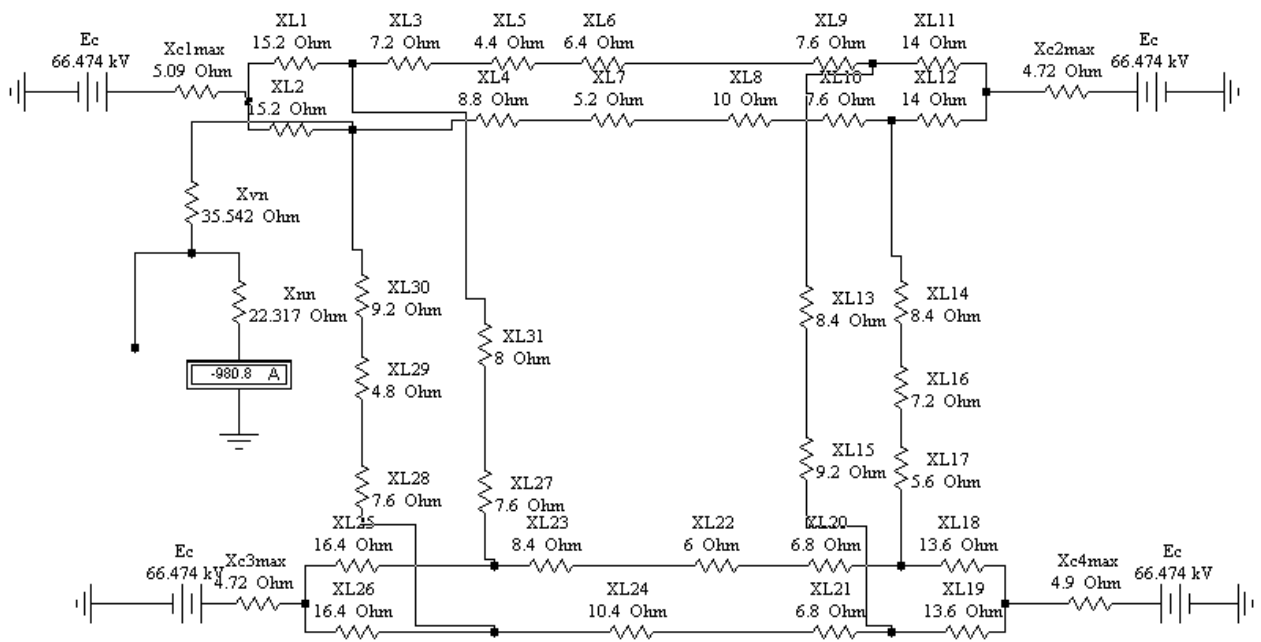
Сурет 1.2 – Electronics Workbench компьютерлік программасында энергожүйенің орынбасу сұлбасы



Сурет 1.3 – Электр сұлбаның орташа режиміндегі 110кВ-тағы ҚТ тоғы



Сурет 1.4 – Электр сұлбаның орташа режиміндегі 35кВ-тағы ҚТ тоғы



Сурет 1.5– Электр сұлбаның орташа режиміндегі 10кВ-тағы ҚТ тоғы

1.2 Ажыратқыштарды таңдау

1.2.1 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 аперидотты құраушы тоғының номинал мәні;

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

$i_{a.т}$ - ҚТ тоғының аперидотты 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:

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

$$t_{откл} = t_{P3} + t_{с.в.отк}. \quad (1.21)$$

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 $t_{откл} \leq t_{мер}$ (көп кездесетін жағдай), онда тексеру шарты:

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

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

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

B_{κ} – 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.

Таңдалып алынған ажыратқыштың параметрлері кестелерде (1.8 – 1.22) көрсетілген.

1.2.2 Трансформатордың ЖК (110 кВ) жағындағы ажыратқыштарды таңдау

Трансформатордың ЖК жағындағы ток I_p , А келесідей анықталады:

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

$$I_p = \frac{2 \cdot 40 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 420,388 \text{ А}.$$

Осы мәнге қарап үш фирманың ажыратқыштарын таңдауға болады. Олар: “Siemens” 3AP1 DT, “Mitsubishi Electric” 100-SFMT-40E, “ABB” 145PM.

Менің қосалқы стансама үш фирманың ажыратқыштарының ішінен “ABB” маркасының 145PM типті элегазды ажыратқыштарын таңдадым. Себебі “ABB” маркасының 145PM типті элегазды ажыратқыштары барлық шарттарды қанағаттандырады және осы қосалқы стансаға өте тиімді. Бұл фирма жоғары және төменгі кернеулі жабдықтарды шығаруда алдыңғы орындарға ие. 145PM типті элегазды ажыратқыштары басқаларына қарағанда өте жоғары эксплуатациялық сипаттамалары бар. “ABB” фирмасы, электр энергияны өндіретін және тарататын электр технологияларын және жабдықтарды өндіруде бірінші орындарға ие. . [Ә5, 2 б.] көрсетілген.

1.8 кесте – “АВВ” маркасының ажыратқышының параметрлері [Ә5]

Атауы	145PM
Номинал кернеу, кВ	145
Номинал ток, А	1200
Қ.т. кезіндегі номинал ажырату тоғы, кА	20
Номинал қосу тоғы, кА	100
Термиялық тұрақтылық тоғы, кА	40
Қ.т. номинал ұзақтығы, с	3
Өшіру уақыты, с	0,035
Апериодты құр. нормаланған бөлігі, %	20

Сөндірудің есептік уақыты $\tau = 0,01 + t_{c.в.откл} = 0,01 + 0,035 = 0,045c$.

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

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

мұндағы $k_{yд}=1,94$ – соқтық коэффициенті;

$I_{КЗ}= 6,705$ кА – ЖК жағындағы үшфазалы ҚТ тоғы.

$$i_{yд} = \sqrt{2} \cdot 1,94 \cdot 6,705 = 18,396кА;$$

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

мұндағы $T_a=0,06$ с – ауысым уақыты.

$$i_{aт.вн} = \sqrt{2} \cdot 6,705 \cdot e^{\frac{-0,067}{0,06}} = 4,478кА.$$

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

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

$$I_{откл.ном}=40 кА > I_{п.т.вн}=6,705 кА;$$

$$i_{a,ном} \geq i_{a,т}; \quad (1.29)$$

$$i_{a,ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_H \cdot I_{откл.ном}}{100}; \quad (1.30)$$

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

$t_{откл}=0,135$, $t_{тер}=3$ с болғандықтан, жылулық тұрақтылыққа тексеру мына шартпен орындалады: $T_a = 0,06$ с; $t_{откл} = 0,135$ с; $I_{кз} = 6,705$ кА; $I_{тер} = 40$ кА;

$$B_k = I_{кз}^2 [t_{откл} + T_a]; \quad (1.31)$$

$$B_k = 6,705^2 \cdot [0,135 + 0,06] = 8,767 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k; \quad (1.32)$$

$$40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > 8,767 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

1.9 кесте – “АВВ” маркасының 145PM типті элегазды ажыратқыштың параметрлері [Ә 5]

Ажыратқыштың параметрлері		Есептелген мәндері	
$U_{ном}$, кВ	145	$U_{уст.ном}$, кВ	110
$I_{ном}$, А	1200	$I_{раб.макс}$, А	420,388
$i_{дин}$, кА	100	$i_{уд}$, кА	18,396
$i_{a,ном}$, кА	11,28	$i_{a,т}$, кА	4,478
$I_{отк}$, кА	40	$I_{кз}$, кА	6,705
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$, $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$	4800	B , $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$	8,767

Ажыратқыш барлық шарттарды қанағаттандырады.

110 кВ шинадағы секциондық ажыратқышты таңдау.

Желімен ағатын ток:

$$I_p = \frac{S_{жс}}{\sqrt{3} \cdot U_H}; \quad (1.33)$$

$$I_p = \frac{40 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 210,194 \text{ А}.$$

Аппаттық режимдегі ток:

$$I_a = 2 \cdot I_p; \quad (1.34)$$

$$I_a = 2 \cdot 210,194 = 420,388 \text{ А}.$$

Осы мәнге қарап үш фирманың ажыратқыштарын тандауға болады. Олар: “Siemens” 3AP1 DT, “Mitsubishi Electric” 100-SFMT-40E, “ABB” 145PM.

Менің қосалқы стансама үш фирманың ажыратқыштарының ішінен “ABB” маркасының 145PM типті элегазды ажыратқыштарын тандадым. Себебі “ABB” маркасының 145PM типті элегазды ажыратқыштары барлық шарттарды қанағаттандырады және осы қосалқы стансаға өте тиімді. Бұл фирма жоғары және төменгі кернеулі жабдықтарды шығаруда алдыңғы орындарға ие. 145PM типті элегазды ажыратқыштары басқаларына қарағанда өте жоғары эксплуатациялық сипаттамалары бар. “ABB” фирмасы, электр энергияны өндіретін және тарататын электр технологияларын және жабдықтарды өндіруде бірінші орындарға ие.

1.10 кесте – “ABB” маркасының 145PM типті секциондық ажыратқыштың параметрлері [Ә 5]

Ажыратқыштың параметрлері		Есептелген мәндері	
$U_{\text{ном}}$, кВ	145	$U_{\text{уст.ном}}$, кВ	110
$I_{\text{ном}}$, А	1200	$I_{\text{ав}}$, А	420,388
$i_{\text{дин}}$, кА	100	$i_{\text{уд}}$, кА	18,396
$i_{\text{а.ном}}$, кА	11,28	$i_{\text{а.т}}$, кА	4,478
$I_{\text{отк}}$, кА	40	$I_{\text{кз}}$, кА	6,705
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$, кА ² · с	4800	B , кА ² · с	8,767

Ажыратқыш барлық шарттарды қанағаттандырады.

110 кВ шинадағы желіге ажыратқышты тандау.

Желімен ағатын тоқ:

$$I_p = \frac{S_{\text{жс}}}{\sqrt{3} \cdot U_H}; \quad (1.35)$$

$$I_p = \frac{40 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 210,194 \text{ А}.$$

Аппаттық режимдегі тоқ:

$$I_a = 2 \cdot I_p; \quad (1.36)$$

$$I_a = 2 \cdot 210,194 = 420,388 \text{ А}.$$

Осы мәнге қарап үш фирманың ажыратқыштарын тандауға болады. Олар: “Siemens” 3AP1 DT, “Mitsubishi Electric” 100-SFMT-40E, “ABB” 145PM.

Менің қосалқы стансама үш фирманың ажыратқыштарының ішінен “ABB” маркасының 145PM типті элегазды ажыратқыштарын тандадым.

Себебі “ABB” маркасының 145PM типті элегазды ажыратқыштары барлық шарттарды қанағаттандырады және осы қосалқы стансаға өте тиімді. Бұл фирма жоғары және төменгі кернеулі жабдықтарды шығаруда алдыңғы орындарға ие. 145PM типті элегазды ажыратқыштары басқаларына қарағанда өте жоғары эксплуатациялық сипаттамалары бар. “ABB” фирмасы, электр энергияны өндіретін және тарататын электр технологияларын және жабдықтарды өндіруде бірінші орындарға ие.

1.11 кесте – “ABB” маркасының 145PM типті ажыратқыштың параметрлері [Ә 5]

Ажыратқыштың параметрлері		Есептелген мәндері	
$U_{\text{НОМ}}$, кВ	145	$U_{\text{уст.НОМ}}$, кВ	110
$I_{\text{НОМ}}$, А	1200	$I_{\text{ав}}$, А	420,388
$i_{\text{дин}}$, кА	100	$i_{\text{уд}}$, кА	18,396
$i_{\text{а.НОМ}}$, кА	11,28	$i_{\text{а.т}}$, кА	4,478
$I_{\text{отк}}$, кА	40	$I_{\text{кз}}$, кА	6,705
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$, кА ² · с	4800	B , кА ² · с	8,767

Ажыратқыш барлық шарттарды қанағаттандырады.

110 кВ шинадағы айналып өту ажыратқышын таңдау.

Желімен ағатын ток:

$$I_P = \frac{S_{\text{жс}}}{\sqrt{3} \cdot U_H}; \quad (1.37)$$

$$I_P = \frac{40 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 210,194 \text{ А}.$$

Аппаттық режимдегі ток:

$$I_a = 2 \cdot I_P; \quad (1.38)$$

$$I_a = 2 \cdot 210,194 = 420,388 \text{ А}.$$

Осы мәнге қарап үш фирманың ажыратқыштарын таңдауға болады. Олар: “Siemens” 3AP1 DT, “Mitsubishi Electric” 100-SFMT-40E, “ABB” 145PM.

Менің қосалқы стансама үш фирманың ажыратқыштарының ішінен “ABB” маркасының 145PM типті элегазды ажыратқыштарын таңдадым. Себебі “ABB” маркасының 145PM типті элегазды ажыратқыштары барлық шарттарды қанағаттандырады және осы қосалқы стансаға өте тиімді. Бұл фирма жоғары және төменгі кернеулі жабдықтарды шығаруда алдыңғы

орындарға ие. “ABB” фирмасы, электр энергияны өндіретін және тарататын электр технологияларын және жабдықтарды өндіруде бірінші орындарға ие.

1.12 кесте – “ABB” маркасының 145PM типті айналып өту ажыратқыштың параметрлері [Ә 5]

Ажыратқыштың параметрлері		Есептелген мәндері	
$U_{\text{НОМ}}$, кВ	145	$U_{\text{уст.НОМ}}$, кВ	110
$I_{\text{НОМ}}$, А	1200	$I_{\text{ав}}$, А	420,388
$i_{\text{дин}}$, кА	100	$i_{\text{уд}}$, кА	18,396
$i_{\text{а.НОМ}}$, кА	11,28	$i_{\text{а.т}}$, кА	4,478
$I_{\text{отк}}$, кА	40	$I_{\text{кз}}$, кА	6,705
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$, кА ² · с	4800	B , кА ² · с	8,767

Ажыратқыш барлық шарттарды қанағаттандырады.

1.2.3 Трансформатордың ОК (35 кВ) жағындағы ажыратқыштарды таңдау

Трансформатордың ОК жағындағы ток:

$$I_P = \frac{S_{mp}}{\sqrt{3} \cdot U_H}; \quad (1.39)$$

$$I_P = \frac{40 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 35} = 660,61 \text{ A.}$$

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

Менің қосалқы стансама үш фирманың ажыратқыштарының ішінен “ABB” маркасының 145PM типті элегазды ажыратқыштарын таңдадым. Себебі “ABB” маркасының 145PM типті элегазды ажыратқыштары барлық шарттарды қанағаттандырады және осы қосалқы стансаға өте тиімді. Бұл фирма жоғары және төменгі кернеулі жабдықтарды шығаруда алдыңғы орындарға ие. 145PM типті элегазды ажыратқыштары басқаларына қарағанда өте жоғары эксплуатациялық сипаттамалары бар. “ABB” фирмасы, электр энергияны өндіретін және тарататын электр технологияларын және жабдықтарды өндіруде бірінші орындарға ие. [Ә 7, 5 б.]

1.13 кесте – “АВВ” фирмасының ажыратқышының параметрлері [Ә 7]

Атауы	72PM/I
Номинал кернеу, кВ	38
Номинал ток, А	3000
Қ.т. кезіндегі номинал ажырату тоғы, кА	40
Номинал қосу тоғы, кА	31,5
Термиялық тұрақтылық тоғы, кА	40
Қ.т. номинал ұзақтығы, с	3
Өшіру уақыты, с	0,05
Апериодты құр. нормаланған бөлігі, %	30

ҚТ-ң соқтық тоғы:

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot k_{y\delta} \cdot I_{K3}, \quad (1.40)$$

мұндағы $k_{y\delta}=1,94$ – соқтық коэффициенті; [Ә8, 149 б]
 $I_{K3}=1,462$ кА – ОК жағындағы үшфазалы ҚТ тоғы.

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 1,94 \cdot 1,462 = 4,011 \text{ кА}.$$

$\tau = 0,01 + t_{C.E.откл} = 0,06$ с, $t_{откл} = \tau$ кезіндегі ҚТ тоғының апериодты құраушысы: $I_{K3}=1,462$ кА; $T_a = 0,06$ с;

$$i_{a\tau.ch} = \sqrt{2} \cdot I_{K3} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}}; \quad (1.41)$$

$$i_{a\tau.ch} = \sqrt{2} \cdot 1,462 \cdot e^{\frac{-0,06}{0,06}} = 0,761 \text{ кА}.$$

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

$$I_{п.т.вн} = I_{п.0.вн}; \quad (1.42)$$

$$I_{откл.ном} = 25 \text{ кА} > I_{п.т.вн} = 1,462 \text{ кА};$$

$$i_{a,ном} \geq i_{a,\tau}; \quad (1.43)$$

$$i_{a, \text{НОМ}} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_H \cdot I_{\text{ОТК.НОМ}}}{100}; \quad (1.44)$$

$$i_{a, \text{НОМ}} = \frac{\sqrt{2} \cdot 30\% \cdot 40}{100} = 16,971 \text{ кА.}$$

$t_{\text{откл}}=0,06\text{с}$, $t_{\text{тер}}=3\text{ с}$ болғандықтан, жылулық тұрақтылыққа тексеру мына шартпен орындалады: $T_a = 0,07\text{ с}$; $t_{\text{откл}} = 0,06\text{ с}$; $I_{\text{КЗ}}=1,462\text{ кА}$; $I_{\text{тер}}=40\text{ кА}$;

$$B_{\kappa} = I_{\text{КЗ}}^2 [t_{\text{откл}} + T_a]; \quad (1.45)$$

$$B_{\kappa} = 1,462^2 \cdot [0,06 + 0,07] = 0,277 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > 0,277 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}. \quad (1.46)$$

1.14 кесте – “АВВ” фирмасының 72PM/I типті вакуумды ажыратқыштың параметрлері [Ә 7]

Ажыратқыштың параметрлері		Есептелген мәндері	
$U_{\text{НОМ}}$, кВ	38	$U_{\text{уст.НОМ}}$, кВ	35
$I_{\text{НОМ}}$, А	3000	$I_{\text{раб.мах}}$, А	660,61
$i_{\text{дин}}$, кА	31,5	$i_{\text{уд}}$, кА	4,011
$I_{\text{НОМ.отк}}$, кА	40	$I_{\text{к}}^{(3)}$, кА	1,462
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$, кА ² * с	4800	B , кА ² * с	0,277
$i_{a, \text{НОМ}}$, кА	16,971	$i_{a, t}$, кА	0,761

Ажыратқыш барлық шарттарды қанағаттандырады.

35 кВ шинадағы секциондық ажыратқышты таңдау.

Желімен ағатын ток:

$$I_P = \frac{S_{\text{ЖС}}}{\sqrt{3} \cdot U_H}; \quad (1.47)$$

$$I_P = \frac{40 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 35} = 660,61 \text{ А.}$$

Аппаттық режимдегі ток:

$$I_a = I_P; \quad (1.48)$$

$$I_a = 660,61 \text{ А.}$$

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

Осы фирмалардың ажыратқыштарының ішінен “ABB” маркасының “ABB” 72PM/I типті вакуумды ажыратқыштарын таңдадым. Себебі “ABB” маркасының “ABB” 72PM/I типті вакуумды ажыратқыштары барлық шарттарды қанағаттандырады. Бұл ажыратқыш басқаларына қарағанда ұзақ мерзімде жұмыс істей алады. Кез келген климатқа төзімді. Қаражат жағынада тиімді.

1.15 кесте – “ABB” фирмасының 72PM/I типті вакуумды ажыратқыш параметрлері [Ә 7]

Ажыратқыштың параметрлері		Есептелген мәндері	
$U_{\text{ном}}$, кВ	38	$U_{\text{уст.ном}}$, кВ	35
$I_{\text{ном}}$, А	3000	$I_{\text{раб.мах}}$, А	660,61
$i_{\text{дин}}$, кА	31,5	$i_{\text{уд}}$, кА	4,011
$I_{\text{ном.отк}}$, кА	40	$I_{\text{к}}^{(3)}$, кА	1,462
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$, кА ² ·с	4800	B , кА ² ·с	0,277
$i_{\text{а,ном}}$, кА	16,971	$i_{\text{а,т}}$, кА	0,761

Ажыратқыш барлық шарттарды қанағаттандырады.

35 кВ шинадағы желіге ажыратқышты таңдау.

№1 қосалқы станцияның 35 кВ жағына 6 желі, ал 10 кВ жағына 16 фидер жалғанған. Сол себепті желі қуаты келесідей анықталады:

$$S_{\text{ж}} = \frac{S_{\text{ТР}}}{(6+16)/2} = \frac{40}{11} = 3,636 \text{ МВА}. \quad (1.49)$$

Желімен ағатын ток:

$$I_{\text{р}} = \frac{S_{\text{ж}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}}; \quad (1.50)$$

$$I_{\text{р}} = \frac{3,636 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 35} = 60,049 \text{ А}.$$

Аппаттық режимдегі ток:

$$I_{\text{а}} = I_{\text{р}}; \quad (1.51)$$

$$I_{\text{а}} = 60,049 \text{ А}.$$

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

Осы фирмалардың ажыратқыштарының ішінен “ABB” маркасының “ABB” 72PM/I типті вакуумды ажыратқыштарын таңдадым. Себебі “ABB” маркасының “ABB” 72PM/I типті вакуумды ажыратқыштары барлық шарттарды қанағаттандырады. Бұл ажыратқыш басқаларына қарағанда ұзақ мерзімде жұмыс істей алады. Кез келген климатқа төзімді. Қаражат жағынада тиімді.

1.16 кесте – “ABB” фирмасының 72PM/I типті вакуумды ажыратқыш параметрлері [Ә 7]

Ажыратқыштың параметрлері		Есептелген мәндері	
$U_{\text{ном}}$, кВ	38	$U_{\text{уст.ном}}$, кВ	35
$I_{\text{ном}}$, А	3000	$I_{\text{раб.мах}}$, А	660,61
$i_{\text{дин}}$, кА	31,5	$i_{\text{уд}}$, кА	4,011
$I_{\text{ном.отк}}$, кА	40	$I_{\text{к}}^{(3)}$, кА	1,462
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$, кА ² * с	4800	B , кА ² * с	0,277
$i_{\text{а,ном}}$, кА	16,971	$i_{\text{а,т}}$, кА	0,761

Ажыратқыш барлық шарттарды қанағаттандырады.

35 кВ шинадағы айналып өту ажыратқышын таңдау.

Желімен ағатын ток:

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

$$I_P = \frac{40 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 35} = 660,61 \text{ А.}$$

Аппаттық режимдегі ток:

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

$$I_a = 660,61 \text{ А.}$$

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

Осы фирмалардың ажыратқыштарының ішінен “ABB” маркасының “ABB” 72PM/I типті вакуумды ажыратқыштарын таңдадым. Себебі “ABB” маркасының “ABB” 72PM/I типті вакуумды ажыратқыштары барлық шарттарды қанағаттандырады. Бұл ажыратқыш басқаларына қарағанда ұзақ

мерзімде жұмыс істей алады. Кез келген климатқа төзімді. Қаражат жағынада тиімді.

1.17 кесте – “ABB” фирмасының 72PM/I типті вакуумды ажыратқыш параметрлері [Ә 7]

Ажыратқыштың параметрлері		Есептелген мәндері	
$U_{\text{ном}}$, кВ	38	$U_{\text{уст.ном}}$, кВ	35
$I_{\text{ном}}$, А	3000	$I_{\text{раб.мах}}$, А	660,61
$i_{\text{дин}}$, кА	31,5	$i_{\text{уд}}$, кА	4,011
$I_{\text{ном.отк}}$, кА	40	$I_k^{(3)}$, кА	1,462
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$, кА ² *с	4800	B , кА ² ·с	0,277
$i_{\text{а,ном}}$, кА	16,971	$i_{\text{а,т}}$, кА	0,761

Ажыратқыш барлық шарттарды қанағаттандырады.

1.2.4 Трансформатордың ТК (10 кВ) жағындағы ажыратқыштарды таңдау

Трансформатордың ТК жағындағы ток:

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

$$I_P = \frac{40 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10} = 2312,139 \text{ A}.$$

Берілген мәнге қарап мына ажыратқыштарды таңдаса болады: “Siemens” ЗАН5 135-2, “ABB” 12VM1, “ABB” 12VM1.

Осы фирмалардың ажыратқыштарының ішінен “ABB” маркасының “ABB” 12VM1 типті вакуумды ажыратқыштарын таңдаймыз. “ABB” 12VM1 типті вакуумды ажыратқыштары жиі кездесетін коммутацияларға төзімді. Бірнеше коммутациядан кейін де оның техникалық сипаттамалары рұқсат етілген мәннен аспайды. “ABB” маркасының 12VM1 типті вакуумды ажыратқыштары барлық шарттарды қанағаттандырады. . [Ә 6, 5 б.]

1.18 кесте – “ABB” фирмасының ажыратқышының параметрлері [Ә 6]

Атауы	12VM1
Номинал кернеу, кВ	12
Номинал ток, А	4000
Қ.т. кезіндегі номинал ажырату тогы, кА	25
Номинал қосу тогы, кА	63

Термиялық тұрақтылық тоғы, кА	31,5
1.18 кесенің жалғасы	
1	2
Қ.т. номинал ұзақтығы, с	3
Өшіру уақыты, с	0,033
Апериодты құр. нормаланған бөлігі, %	30

ҚТ-ң соқтық тоғы:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial} \cdot I_{K3}, \quad (1.55)$$

мұндағы $k_{y\partial}=1,94$ – соқтық коэффициенті;

$I_{K3}=980,8$ кА – ТК жағындағы үшфазалы ҚТ тоғы.

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 1,94 \cdot 980,8 = 2682,88 \text{ A.}$$

$\tau = 0,01 + t_{C.E.откл} = 0,043$ с, $t_{откл} = \tau$, τ кезіндегі ҚТ тоғының апериодты құраушысы: $I_{K3}=980,8$ А; $T_a = 0,06$ с;

$$i_{a\tau.нн} = \sqrt{2} \cdot I_{K3} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}}; \quad (1.56)$$

$$i_{a\tau.нн} = \sqrt{2} \cdot 980,8 \cdot e^{\frac{-0,043}{0,06}} = 677,307 \text{ A.}$$

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

$$I_{п.т.вн} = I_{п.0.вн}; \quad (1.57)$$

$$I_{откл.ном} = 31,5 \text{ кА} > I_{п.т.вн} = 980,8 \text{ А};$$

$$i_{a,ном} \geq i_{a,\tau}; \quad (1.58)$$

$$i_{a,ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_H \cdot I_{откл.ном}}{100}; \quad (1.59)$$

$$i_{a,ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot 30\% \cdot 31,5}{100} = 13,36 \text{ кА.}$$

$t_{откл}=0,133$ с $t_{тер}=3$ с болғандықтан, жылулық тұрақтылыққа тексеру мына шартпен орындалады: $T_a = 0,06$ с; $t_{откл} = 0,133$ с; $I_{кз}=980,8$ А; $I_{тер}=64$ кА;

$$B_{\kappa} = I_{кз}^2 \cdot [t_{откл} + T_a]; \quad (1.60)$$

$$B_{\kappa} = 980,8^2 \cdot [0,133 + 0,06] = 185,659 \text{кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_{\kappa}; \quad (1.61)$$

$$64^2 \cdot 4 = 16380 \text{кА}^2 \cdot \text{с} > B_{\kappa} = 185,659 \text{кА}^2 \cdot \text{с} .$$

1.19 кесте – “ABB” фирмасының 12VM1 типті вакуумды ажыратқыш параметрлері [Ә 6]

Ажыратқыштың параметрлері		Есептелген мәндері	
$U_{ном}, \text{кВ}$	12	$U_{уст.ном}, \text{кВ}$	10
$I_{ном}, \text{А}$	4000	$I_{раб.мах}, \text{А}$	2312,139
$i_{дин}, \text{кА}$	64	$i_{уд}, \text{кА}$	2,683
$I_{ном.отк}, \text{кА}$	25	$I_{кз}, \text{А}$	980,8
$I_{тер}^2 * t_{тер}, \text{кА}^2$	16380	$B, \text{кА}^2 * \text{с}$	185,659
$i_{а,ном}, \text{кА}$	26,72	$i_{а,t}, \text{кА}$	0,677

Ажыратқыш барлық шарттарды қанағаттандырады.

10 кВ шинадағы секциондық ажыратқышты таңдау.

Желімен ағатын ток:

$$I_p = \frac{S_{жс}}{\sqrt{3} \cdot U_H}; \quad (1.62)$$

$$I_p = \frac{40 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10} = 2312,139 \text{А} .$$

Аппаттық режимдегі ток:

$$I_a = I_p; \quad (1.63)$$

$$I_a = 2312,139 \text{А} .$$

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

Осы фирмалардың ажыратқыштарының ішінен “ABB” маркасының “ABB” 12VM1 типті вакуумды ажыратқыштарын таңдаймыз. “ABB” 12VM1 типті вакуумды ажыратқыштары жиі кездесетін коммутацияларға төзімді. Бірнеше коммутациядан кейін де оның техникалық сипаттамалары рұқсат етілген мәннен аспайды. “ABB” маркасының 12VM1 типті вакуумды ажыратқыштары барлық шарттарды қанағаттандырады.

1.20 кесте – “ABB” фирмасының 12VM1 типті вакуумды ажыратқыштың параметрлері [Ә 6]

Ажыратқыштың параметрлері		Есептелген мәндері	
$U_{ном}, кВ$	12	$U_{уст.ном}, кВ$	10
$I_{ном}, А$	4000	$I_{раб.мах}, А$	2312,139
$i_{дин}, кА$	64	$i_{уд}, кА$	2,683
$I_{ном.отк}, кА$	25	$I_{кз}, А$	980,8
$I_{тер}^2 * t_{тер}, кА^2$	16380	$B, кА^2 * с$	185,659
$i_{а,ном}, кА$	26,72	$i_{а,t}, кА$	0,677

Ажыратқыш барлық шарттарды қанағаттандырады.

10 кВ шинадағы желіге ажыратқышты таңдау.

№1 қосалқы станцияның 35 кВ жағына 6 желі, ал 10 кВ жағына 16 фидер жалғанған. Сол себепті желі қуаты келесідей анықталады:

$$S_{ж} = \frac{S_{TP}}{(6 + 12) / 2} = \frac{40}{11} = 3,636 МВА. \quad (1.64)$$

Желімен ағатын ток:

$$I_p = \frac{S_{ж}}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{3,636 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10} = 210,173 А. \quad (1.65)$$

Аппаттық режимдегі ток:

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

$$I_a = 210,173 А.$$

Берілген мәнге қарап мына ажыратқыштарды таңдаса болады: “Siemens” 3АН5 135-2, “ABB” 12VM1, “ABB” 12VM1.

Осы фирмалардың ажыратқыштарының ішінен “ABB” маркасының “ABB” 12VM1 типті вакуумды ажыратқыштарын таңдаймыз. “ABB” 12VM1

типті вакуумды ажыратқыштары жиі кездесетін коммутацияларға төзімді. Бірнеше коммутациядан кейін де оның техникалық сипаттамалары рұқсат етілген мәннен аспайды. Ажыратқыштары барлық шарттарды қанағаттандырады.

1.21 кесте – “ABB” фирмасының 12VM1 типті вакуумды ажыратқыштың параметрлері [Ә 7]

Ажыратқыштың параметрлері		Есептелген мәндері	
$U_{\text{ном}}$, кВ	12	$U_{\text{уст.ном}}$, кВ	10
$I_{\text{ном}}$, А	4000	$I_{\text{раб.мах}}$, А	2312,139
$i_{\text{дин}}$, кА	64	$i_{\text{уд}}$, кА	2,683
$I_{\text{ном.отк}}$, кА	25	$I_{\text{кз}}$, А	980,8
$I_{\text{тер}}^2 * t_{\text{тер}}$, кА ²	16380	B , кА ² *с	185,659
$i_{\text{а,ном}}$, кА	26,72	$i_{\text{а,т}}$, кА	0,677

Ажыратқыш барлық шарттарды қанағаттандырады.

10 кВ шинадағы айналып өту ажыратқышын таңдау.

Желімен ағатын тоқ:

$$I_P = \frac{S_{\text{жс}}}{\sqrt{3} \cdot U_H}; \quad (1.67)$$

$$I_P = \frac{40 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10} = 2312,139 \text{ А}.$$

Аппаттық режимдегі тоқ:

$$I_a = I_P; \quad (1.68)$$

$$I_a = 2312,139 \text{ А}.$$

Берілген мәнге қарап мына ажыратқыштарды таңдаса болады: “Siemens” ЗАН5 135-2, “ABB” 12VM1, “ABB” 12VM1.

Осы фирмалардың ажыратқыштарының ішінен “ABB” маркасының “ABB” 12VM1 типті вакуумды ажыратқыштарын таңдаймыз. “ABB” 12VM1 типті вакуумды ажыратқыштары жиі кездесетін коммутацияларға төзімді. Бірнеше коммутациядан кейін де оның техникалық сипаттамалары рұқсат етілген мәннен аспайды. “ABB” маркасының 12VM1 типті вакуумды ажыратқыштары барлық шарттарды қанағаттандырады.

1.22 кесте – “ABB” фирмасының 12VM1 типті вакуумды ажыратқыштың параметрлері [Ә 7]

Ажыратқыштың параметрлері		Есептелген мәндері	
$U_{ном}, кВ$	12	$U_{уст.ном}, кВ$	10
$I_{ном}, А$	4000	$I_{раб.мах}, А$	2312,139
$i_{дин}, кА$	64	$i_{уд}, кА$	2,683
$I_{ном.отк}, кА$	25	$I_{кз}, А$	980,8
$I_{тер}^2 * t_{тер}, кА^2$	16380	$B, кА^2 * с$	185,659
$i_{а,ном}, кА$	26,72	$i_{а,t}, кА$	0,677

Ажыратқыш барлық шарттарды қанағаттандырады.

1.3 Жоғарғы кернеуге айырғышты таңдау

Айырғыштар мына шарттар бойынша таңдалады:

$$U_{ном} \geq U_{ном.сети}; \quad (1.69)$$

$$I_{ном} \geq I_{норм.расч}; \quad (1.70)$$

$$K_{II} \cdot I_{ном} \geq I_{продрасч} = I_{раб.ном}; \quad (1.71)$$

$$i_{дин} \geq i_{уд}; \quad (1.72)$$

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_{к} \text{ егер } t_{откл} \geq t_{тер}. \quad (1.73)$$

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.

Таңдалып алынған айырғыштардың параметрлері кестелерде (1.23 – 1.25) көрсетілген. [Ә10, 305 б.]

1.23 кесте – 110 кВ жоғарғы кернеуге РНДЗ-1-110/1000У1 типті [Ә 10]

Айырғыштың параметрлері		Есептелген мәндері	
$U_{ном}, кВ$	145	$U_{уст.ном}, кВ$	110
$I_{ном}, А$	1200	$I_{раб.мах}, А$	420,388
$i_{дин}, кА$	100	$i_{уд}, кА$	18,396

1.23 кесенің жалғасы

1	2	3	4
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	4800	$B, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	8,767

Айырғыш барлық шарттарды қанағаттандырады.

1.24 кесте – 35 кВ жоғарғы кернеуге РНДЗ-1-35-2000У1 типті [Ә 10]

Айырғыштың параметрлері		Есептелген мәндері	
$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$	35	$U_{\text{уст.ном}}, \text{кВ}$	35
$I_{\text{ном}}, \text{А}$	3000	$I_{\text{раб.мах}}, \text{А}$	660,61
$i_{\text{дин}}, \text{кА}$	31,5	$i_{\text{уд}}, \text{кА}$	4,011
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	4800	$B, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	0,277

Айырғыш барлық шарттарды қанағаттандырады.

1.25 кесте – 10 кВ төменгі кернеуге РОН-10/5000У2 типті [Ә 10]

Айырғыштың параметрлері		Есептелген мәндері	
$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$	10	$U_{\text{уст.ном}}, \text{кВ}$	10
$I_{\text{ном}}, \text{А}$	4000	$I_{\text{раб.нб}}, \text{кА}$	2312,139
$i_{\text{дин}}, \text{кА}$	64	$i_{\text{уд}}, \text{кА}$	2,683
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}, \text{кА}^2$	16380	$B, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	0,185

Айырғыш барлық шарттарды қанағаттандырады.

Асқын кернеуді шектеушілерді таңдау

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

Номиналдық кернеу бойынша:

Жоғарғы жағында ЗЕР2 192 – 2PL3

Ортанғы жағында ЗЕР4 Q96 – 2PL3

Төменгі жағында ЗЕК5 100 – QBA.

1.4 Ток трансформаторларын таңдау

Келесі шарттар бойынша ток трансформаторларын таңдаймыз:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети.ном}}; \quad (1.74)$$

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{норм.расч}}; \quad (1.75)$$

$$k_n \cdot I_{ном} \geq I_{продрасч} = I_{раб.нб}; \quad (1.76)$$

$$i_{дин} \geq i_{уд} \text{ немесе } \sqrt{2} \cdot I_{1ном} \cdot k_{дин} \geq i_{уд}; \quad (1.77)$$

$$I_{тер}^2 \cdot t_{откл} \geq B_k, \text{ немесе } (I_{1ном} \cdot k_{тер})^2 \cdot t_{тер} \geq B_k; \quad (1.78)$$

$$Z_{2ном} \geq Z_{2расч}, \quad (1.79)$$

мұндағы $k_{дин}$ және $k_{тер}$ – термиялық және динамикалық тұрақтылыққа сәйкес біркелкілік тогы;

$Z_{2ном}$ – ТТ-ның екіншілік тізбегіндегі номинал кедергісі, берілген дәлділік классына сәйкес жұмыспен қамтамасыз етеді, Ом;

$Z_{2расч}$ - екіншілік тізбектің есептік кедергісі, Ом.

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

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

$$S_2 \approx I_{2ном}^2 \cdot Z_2 \approx 25 \cdot Z_2 \leq S_{2ном}. \quad (1.80)$$

ТТ есептемелік жүктемесі $Z_{2расч}$ түйіспелер мен сымдардағы қуат шығынынан, өлшеуіш құралдардың жүктемелерінен құралады трансформатордың екіншілік тізбегіне тізбектей қосылған құрал орамдарының қосынды кедергісі $Z_{\sum приб}$, 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 $L_{Тр}$ ұзындығынан, қимасынан және ТТ-ң қосылу сұлбасына тәуелді

110 кВ Қ/Ст-ның екіншілік тізбегінде мыс кабель қолданылады ($\rho=0,028$ 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:

$$Z_{пров} \leq Z_{2ном} - Z_{\sum приб} - Z_{конт.}, \quad (1.81)$$

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

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

$$S = \frac{\rho \cdot L_{расч}}{r_{пров}}, \quad (1.82)$$

мұндағы ρ – сымның материалының меншікті кедергісі;

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

Таңдалған есептегіш құралдар кестелерде (1.26 -1.34) көрсетілген.
110 кВ жағында ТТ-н таңдау: [Ә 14, б.]

1.26 кесте – Есептегіш құралдар [Ә 14]

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 Меркурий	234 ART M	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:

$$R_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_{2ном}^2} = \frac{0,6}{25} = 0,024 ; \quad (1.83)$$

$$R_{пров} = R_{2ном} - R_{приб} - R_{конт.}; \quad (1.84)$$

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

Мысты өзекшесі бар біріктірілетін сымның ұзындығын $L_{тр} = 90$ метр деп қабылдап, екі фазаға ТТ орналасуын ескеріп, олардың қимасын анықтаймыз:

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

$$S = \frac{0,028 \cdot 90}{1,126} = 2,238 \text{ мм}^2 .$$

2,5 мм² қимасымен КРВГ маркалы бақылау кабелін таңдаймыз.

1.27 кесте – ТВ – 110/150/5 [Ә 3,321 б.]

ТТ параметрлері		Есептелген мәндері	
U _{НОМ} , кВ	145	U _{УСТ.НОМ} , кВ	110
I _{НОМ} , А	1200	I _{раб.маx} , А	420,388
I _{СКВ} , кА	62	i _{уд} , кА	18,396
I _{тер} ² · I _{тер} , кА ² · с	4800	B _к , кА ² · с	8,767

35 кВ жағында ТТ-н таңдау:

1.28 кесте – Есептегіш құралдар [Ә 10]

Құрал	Құрал түрі	Ток өлшегіш құралдардағы жүктеме, В*А, фаза бойынша		
		А	В	С
Амперметр көрсеткіші	Ә-665	0,5	0,5	0,5
Санағыш Меркурий	234 ART M	0,1	0,1	0,1
Барлығы		0,6	0,6	0,6

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

$$R_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2} ; \quad (1.86)$$

$$R_{приб} = 0,024 \text{ Ом} .$$

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

$$R_{2ном} = 1,2 \text{ Ом}; R_{конт} = 0,05 \text{ Ом};$$

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

$$R_{пров} = 1,126 \text{ Ом}.$$

Мыс өзекшесі бар біріктірілетін сымның ұзындығын $L_{мп} = 70 \text{ м}$ метр деп қабылдап, екі фазаға ТТ орналасуын ескеріп, олардың қимасын анықтаймыз (ТТ мен құралдың жалғануы - жұлдызша):

$$S = \frac{\rho \cdot L_{расч}}{R_{пров}} = 1,88 \text{ мм}^2. \quad (1.88)$$

Табылған қима бойынша $2,5 \text{ мм}^2$ қималы КРВГ маркалы бақылау кабелін таңдаймыз.

1.29 кесте – ТФЗМ-35Б-ІУ1 [Ә 3]

ТТ параметрлері		Есептелген мәндері	
$U_{ном}, \text{кВ}$	38	$U_{уст.ном}, \text{кВ}$	35
$I_{ном}, \text{А}$	3000	$I_{раб.мах}, \text{А}$	660,61
$I_{скв}, \text{кА}$	125	$i_{уд}, \text{кА}$	4,011
$I_{тер}^2 \cdot I_{тер}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	4800	$B_{к}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	0,277

10 кВ жағында ТТ-н таңдау:

1.30 кесте – Ток өлшегіш құралдардағы жүктеме [Ә 23]

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 Меркурий	234 ART M	2,1	2,1	2,1
Барлығы		2,6	2,6	2,6

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

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

$$R_{приб} = 0,104 \text{ Ом}.$$

0,5 класс дәлдігінде номиналды екіншілік жүктемесі 0,8 Ом құрайды. Түйіспелердің кедергісін 0,05 Ом деп қабылдап, онда сымның кедергісі:

$$R_{2ном} = 0,8 \text{ Ом}; R_{конт} = 0,05 \text{ Ом};$$

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

$$R_{пров} = 0,49 \text{ Ом} .$$

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):

$$S = \frac{\rho \cdot L_{расч.}}{R_{пров}} = 0,15 \text{ мм}^2 . \quad (1.91)$$

Табылған қима бойынша $2,5 \text{ мм}^2$ қималы МКР ВГ маркалы бақылау кабелін таңдаймыз.

1.31 кесте – ТВТ- 10 параметрлері [Ә 3]

ТТ параметрлері		Есептелген мәндері	
$U_{ном}, \text{кВ}$	12	$U_{уст.ном}, \text{кВ}$	10
$I_{ном}, \text{А}$	4000	$I_{раб.мах}, \text{А}$	2312,139
$I_{скв}, \text{кА}$	100	$i_{уд}, \text{кА}$	2,683
$I_{тер}^2 \cdot I_{тер}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	16380	$B_{к}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	0,185

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,

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

$S_{2расч}$ - екіншілік тізбегінде пайдаланылатын есептік толық қуат.

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

КТ типі оның тағайындамасымен таңдалынады. Егер КТ-нан есептік счетчиктер 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.

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

1.32 кесте – Есептегіш құралдар [Ә 14]

Құрал	Құрал түрі	Р _{общ.} Вт	Q _{с.} Вар
2V	Ц-301/1	3	-
Счетчик СЭТ	СЭТ-4ТМ.03.0	6·0,8	6·1,5
Барлығы		7,8	9

Есептік екіншілік жүктеме:

$$S_{2p} = \sqrt{P^2 + Q^2}, \quad (1.92)$$

$$S_{2p} = \sqrt{7,8^2 + 9^2} = 11,91 \text{ ВА}.$$

110 кВ шинада КТ таңдау:

НКФ-110-58 типті КТ таңдаймыз

КТ-на қосылатын құралдар.

- вольтметр тіркеуші;
- есептік счетчик.

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

35 кВ шинада КТ:

Счетчикті мен трансформатор кірісіне, секциондық және айналып өту жеріне орнатамын. Трансформатор ортаңғы жағына жалғанған желілер саны 2, сонын әрқайсысына счетчик орнатамын. Сонда ортаңғы жағына толық 5 счетчик орнатамын.

ЗНОМ-35 типті

1.33 кесте – Есептегіш құралдар [Ә 14]

Құрал	Құрал түрі	Р _{общ.} Вт	Q _{с.} Вар
Вольтметр	Ц-301/1	3	-
Счетчик СЭТ	СЭТ-4ТМ.03.0	5·0,8	5·1,5
Барлығы		7	7,5

Есептік екіншілік жүктеме:

$$S_{2p} = \sqrt{P^2 + Q^2}, \quad (1.93)$$

$$S_{2p} = \sqrt{7^2 + 7,5^2} = 10,259 \text{ ВА} .$$

НОМ-10-66 10 кВ типті КТ таңдаймыз.

10 кВ шинада КТ:

Счетчикті мен трансформатор кірісіне, секциондық және айналып өту жеріне орнатамын. Трансформатор жоғары төменгі жалғанған желілер саны 10, сонын әрқайсысына счетчик орнатамын. Сонда төменгі жағына толық 10 счетчик орнатамын.

1.34 кесте - Есептегіш құралдар [Ә 14]

Құрал	Құрал түрі	Р _{общ.} Вт	Q _{с.} Вар
Вольтметр	Ц-301/1	3	-
Счетчик СЭТ	СЭТ-4ТМ.09.0	10·0,8	10·1,5
Барлығы		11	15

Есептік екіншілік жүктеме:

$$S_{2p} = \sqrt{P^2 + Q^2} , \quad (1.94)$$

$$S_{2p} = \sqrt{11^2 + 15^2} = 18,6 \text{ ВА} .$$

НОМ-10-66 10 кВ шинада типті КТ таңдаймыз.

2 Трансформатордың қорғаныстары

2.1 Қосалқы стансадағы трансформатор

Менің қосалқы стансамда қуаты 40 МВА тең, үш орамды ТДТН 110/35/10 типті трансформаторының біріншіден дифференциалдық қорғанысын, сосын резервтік қорғанысын есептеу керек.

“ABB” фирмасының терминалдары арқылы трансформатордың қорғанысын қамтамасыз еттім. Терминалды трансформатордың қорғанысы ретінде RET 670 сандық дифференциалды қорғанысын алдым. RET 670 сандық дифференциалды қорғанысы кернеудің барлық деңгейлерінің трансформаторларындағы қысқа тұйықталулардан қорғайтын жылдам және селективті қорғаныс болып табылады.

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.

- 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 дистанционды және нөлдік бағытталған ток қорғанысын аламыз, бұлар сезімталдық шарты бойынша тиімді.

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;

RET 670 дифференциалды қорғаныстардың функциялау принциптары және негізгі сипаттамалары

RET670 терминалының дифференциалды қорғанысының алгоритмдары бірінші реттік ток мәнімен есептейді.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.

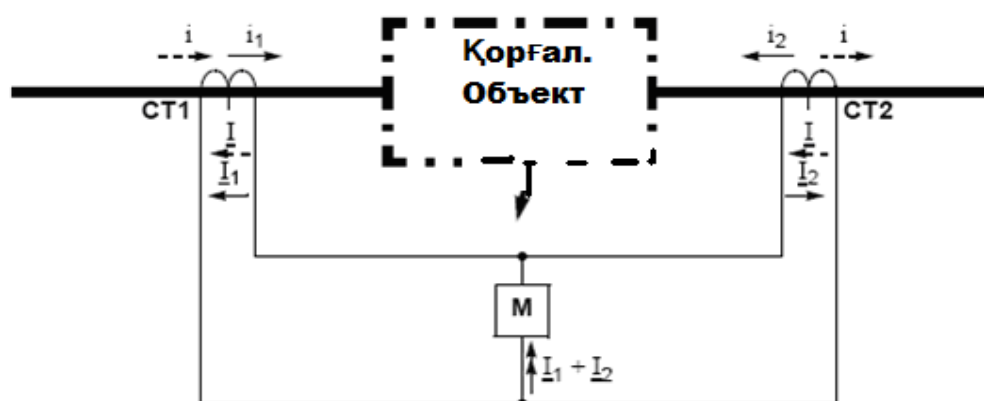
Бейтараптың жермен тұйықталу шарттары қолданушының талабы бойынша бейімделеді, олар есептеулер алгоритмінде автоматты түрде есепке алынады. Бейтарабы жерге тұйықталған трансформаторды қорғаған кезде бейтарап пен жер арасында ағатын тоқ өзгертіліп, жерге тұйықталудан қорғайтын жоғары жиілікті қорғаныста 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 фазааралық 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 блып 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.



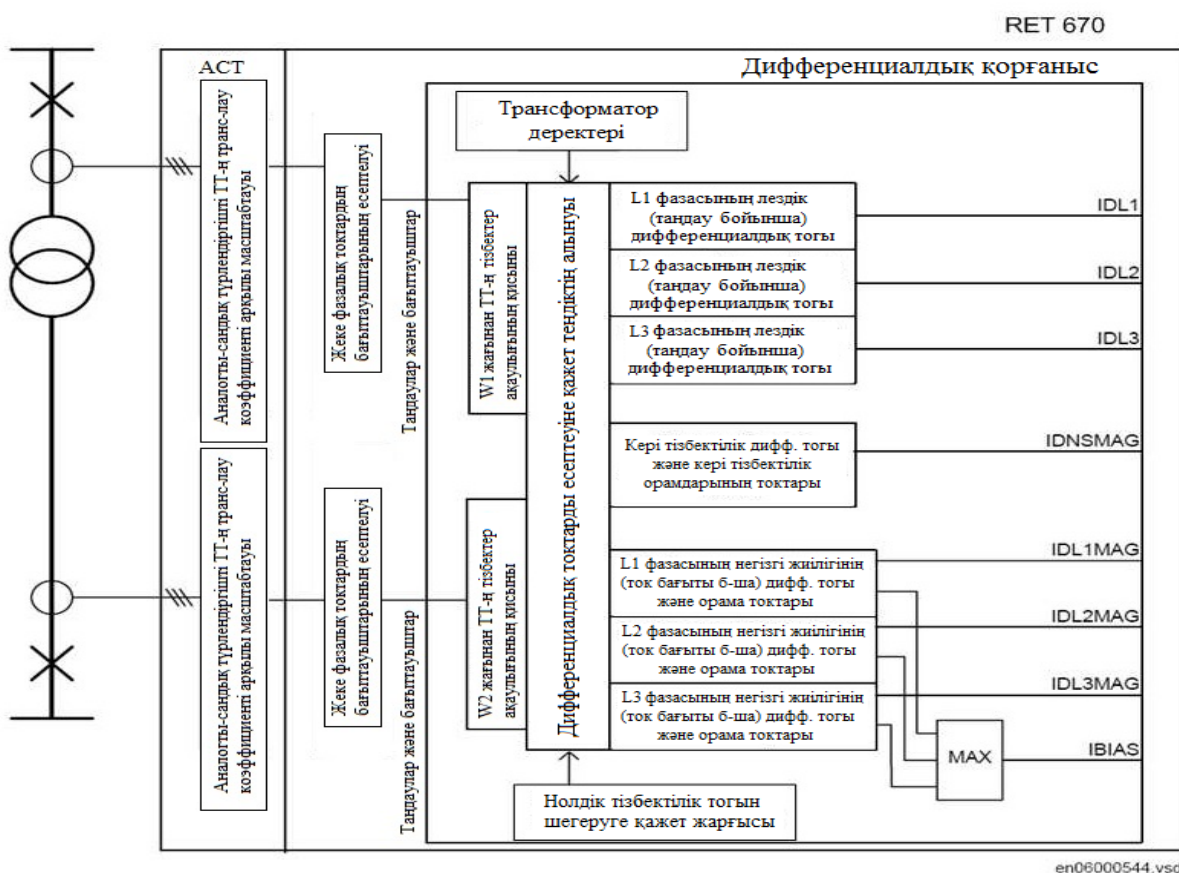
Сурет 2.1 – Екі жақты аймақ үшін дифференциалды қорғаныстың әрекетінің негізгі принципі

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 2.1-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. Тоқпен 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 токтары, 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.



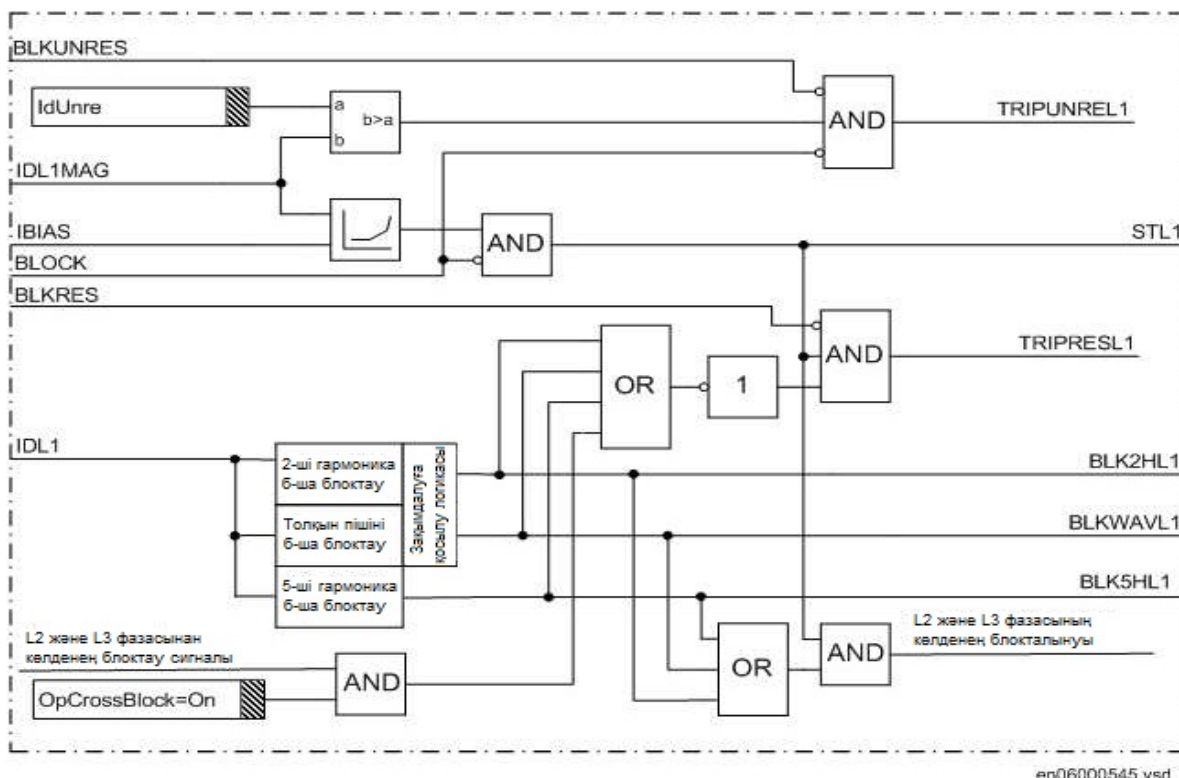
Сурет 2.2 – Трансформатордың дифференциалды қорғанысының өлшенген токтарын өңдеу

Гармоникті тежеу

Жүктелген трансформаторды және шунттайтын реакторларды кернеудегі шинаға қосқан кезде үлкен магниттелу тоғы пайда болуы мүмкін (тоқ секіруі). Бұл ток 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.



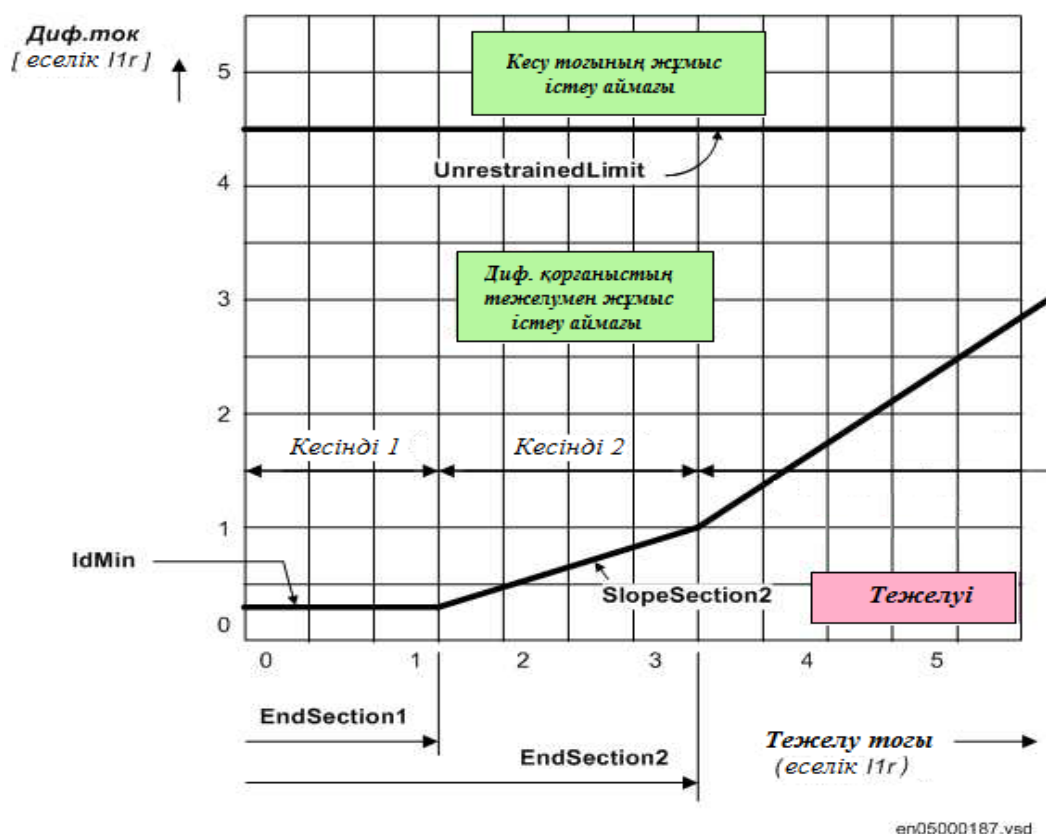
Сурет 2.3 – Трансформатордың L1 фазасының дифференциалды қорғанысының ықшамдалған логикалық сұлбасы

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 тогы 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.



Сурет 2.4 – Тежелу сипаттамасы

Тежеуішті ток 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 қорғанысын есептеу

Трансформатордың параметрлері ТДТН-40000/110/35/10.

$S=40000$ кВА;

$U_{\text{ном ВН}}=110$ кВ;

$U_{\text{ном СН}}=35$ кВ;

$U_{\text{ном НН}}=10$ кВ;

РПН: $\pm 8 \times 2\%$;

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

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

Құрылғының іске қосылу сипаттамасы үш бөліктен тұрады.

Бірінші бөліктің параметрлерін таңдау

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

мұндағы $k_n=0,2$.

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

$$I_{\text{НОМ}} = 40 / (\sqrt{3} \cdot 110) = 210,194 \text{ А};$$

$$I_{\text{CP}} \geq 0,2 \cdot 210,194 = 42,039 \text{ А}.$$

Шыққан мәнді жуықтаймыз ($I_{\text{d}} >$) = 70 А.

Екінші бөліктің параметрлерін таңдау

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

$$I_{\text{раб.макс.}} = 2 \cdot 210,194 = 420,388.$$

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

$$I_{\text{нб.расч1}}=1 \cdot 1 \cdot 0,05 \cdot 420,388 + 0,16 \cdot 420,388 = 88,28 \text{ А.}$$

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

$$I_{\text{торм.макс1}} = 0,5 \cdot (420,388 + 420,388) = 420,388 \text{ А.}$$

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

$$m1 = \frac{1,5 \cdot 88,28 - 70}{420,88 - 0,5 \cdot 70} = 0,162.$$

Жуықтап алатын болсақ $m1=0,2$.

Үшінші бөліктің параметрлерін таңдау

$$I_{\text{кз.макс}} = 2460 \text{ А.}$$

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

$$I_{\text{нб.расч.2}} = 1 \cdot 1 \cdot 0,1 \cdot 2460 + 0,16 \cdot 2460 = 639,6 \text{ А.}$$

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

$$I_{\text{торм.макс2}} = 0,5 \cdot (2460 + 2460) = 2460 \text{ А.}$$

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

$$m2 = \frac{1,5 \cdot 639,6 - 70 \cdot (1 - 0,5 \cdot 0,2) - 420,388 \cdot 0,2}{2460 - 420,388} = 0,398.$$

Жуықтап алатын болсақ $m2=0,4$.

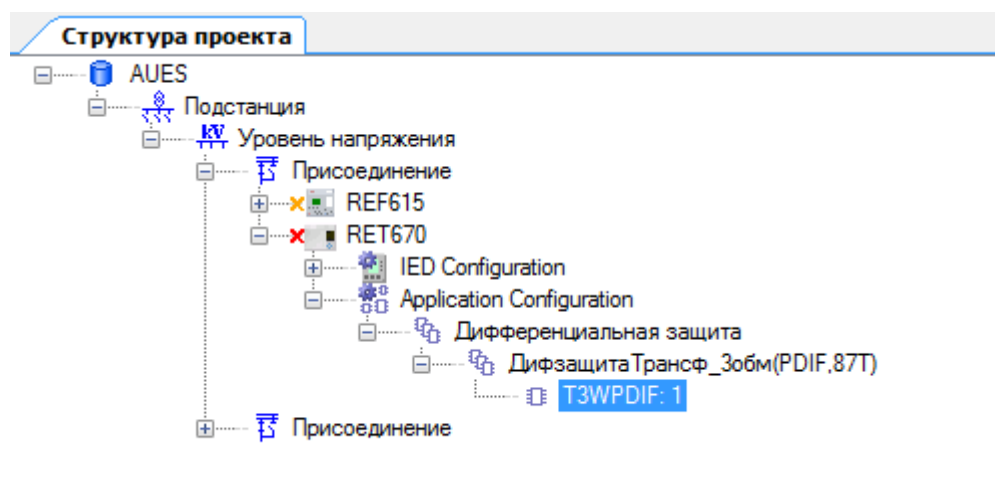
2.4 АВВ фирмасы RET 670 типінің параметрі

Параметрлену арнайы РСМ 600 программасы арқылы жүзеге асады. Параметрлеуден бұрын біз өзіміздің компьютерлік программamızда жобаның құрылымын жасап аламыз (сурет 2.5). Сол құрылымда бізге керегі RET670 терминалы, оның ішінде дифференциалдық қорғаныс бөлімінің үш орамды трансформаторының функциясын іске қосамыз. Оны іске қосу арқылы

параметрлерді енгізу терезесі ашылады. Сол параметрлеу терезесіне есептеген мәліметтерімізді енгіземіз.

RET670 терминалының дифференциалдық қорғаныс бөлігі параметрленеді.

RET670 терминалының дифференциалдық қорғанысын параметрлеу кезінде функциялары шетел тілінде болғандықтан, олардың кестедегі анықтамалары Қосымша А, кесте А 2.1.



Сурет 2.5 – Жоба құрамы

2.5 Трансформаторлардың резервті қорғанысы

2.5.1 REF 615 қорғанысы

REF615 құрылғысы АВВ компаниясының Relion атты сериялық өнімдерінің құрамына кіреді. 615 сериясының ерекше ететін сипаттамасы олардың шағын және алынмалы модульді болып келеді. Өнімнің толықтай қайта қаралған конструкциясы МЭК 61850 стандартының байланыс және басқа құрылғылармен арақатынасын автоматтандыру талаптарфна толықтай жауап бере алады. ИЭҚ ауалық желінің және тарату тораптарындағы кабелдік фидерлердің негізгі қорғанысын қамтамасыз етеді. Сонымен қоса резервтік қорғанысқа жауап береді.

Құрылғы бағытталған және бағытталмаған максималды тоқ қорғанысын және асқын жүктемеден қорғауды, бағытталған және бағытталмаған жерге тұйықталу қорғанысын қамтамасыз 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.

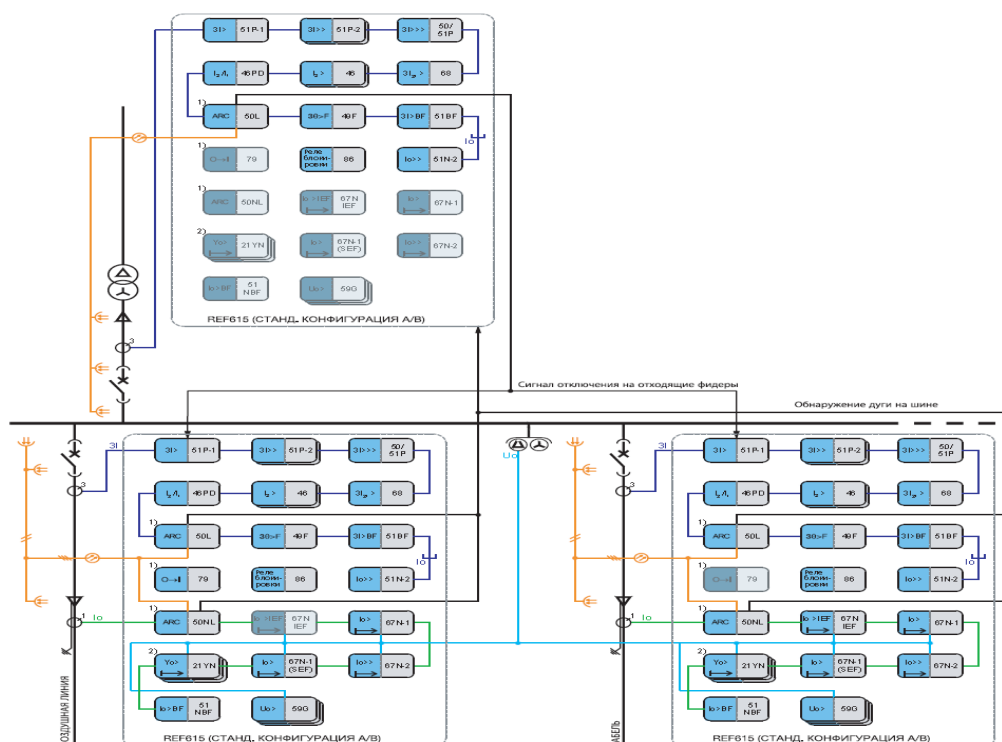
Стандартты конфигурацияда С мен D бағытталмаған жерге тұйықталу қорғанысын көрсетеді. Ол да А мен В сияқты қолданыстарға ие.

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 ток қорғанысын және бағытталмаған жерге тұйықталу қорғанысын көрсетеді.

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



Сурет 2.6 – REF615 қолдану мысалы

2.5.2 Максимал ток қорғанысыны (МТҚ)

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

$$I_{C3} = \frac{K_{отс} K_{C3}}{K_{ВОЗ}} I_{РАБ.МАКС} ; \quad (2.10)$$

мұндағы $I_{раб.макс}$ – трансформатордың максимал тоғы

$K_{C3} = 2,5$ – жалпылама жүктеменің өзіндік іске қосылу коэффициенті;

$K_{отс} = 1,1$ – цифрлық терминалдар үшін ;

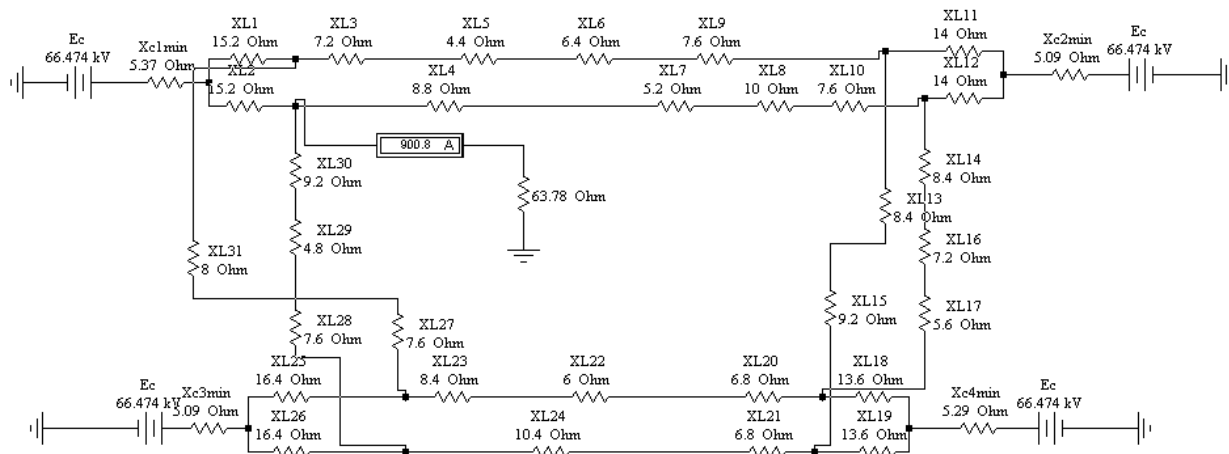
$K_{ВОЗ} = 0,95$ – реленің қайту коэффициенті (цифрлық терминалдар үшін).

Трансформатордағы максимал жұмыс тоғын келесідей табамыз:

$$I_{НОМ.ТP} = \frac{S_{НОМ.ТP}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ.ТP}} = \frac{40 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} = 210,194 \text{ A}; \quad (2.11)$$

$$I_{РАБ.МАКС} = I_{НОМ.ТP} = 331,05 = 210,194 \text{ A}; \quad (2.12)$$

$$I_{C3} = \frac{1,1 \cdot 2,5}{0,95} \cdot 210,194 = 608,456 \text{ A}. \quad (2.13)$$



Сурет 2.7-Минимал режимдегі Т1 трансформаторындағы ҚТ тоғы.

Реленің іске қосылу тоғы:

$$I_{CP} = \frac{I_{C3}}{K_T} K_{CX} = \frac{608,456}{80} \cdot 1 = 17,606 \text{ A}, \quad (2.14)$$

мұндағы K_T -тоқ трансформаторының трансформация коэффициенті 110кВ кернеудегі трансформатордың трансформация коэффициенті $K_T = 80$;

Сезімталдыққа тексеру:

Әдетте сезімталдық коэффициентін тексергенде екі фазалық ҚТ мәні алынады, екі фазалық ҚТ тоғын үш фазалық ҚТ мәнін 0,87ге көбейтіп табамыз.

$$K_q = \frac{0,87 \cdot I_{к.МНН}}{I_{C3}} = \frac{0,87 \cdot 980,8}{608,456} = 1,402 < 1,5. \quad (2.15)$$

Сезімталдық шарты орындалмаған соң максималды тоқ қорғаныс кернеу блакировкасы арқылы шығарамыз:

$$I_{C3} = \frac{K_H}{K_{BO3}} I_{ном.тпр} ; \quad (2.16)$$

$$K_H = 1,1;$$

$$K_{BO3} = 0,95;$$

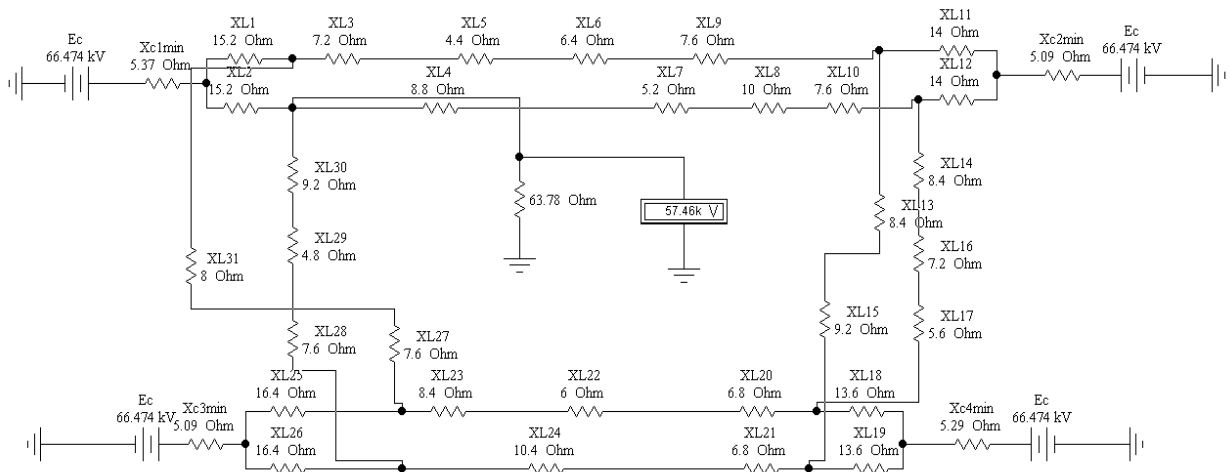
$$I_{C3} = \frac{1,1}{0,95} \cdot 210,194 = 243,383 \text{ A.}$$

Реленің іске қосылу тоғы:

$$I_{CP} = \frac{I_{C3}}{K_T} K_{CX} = \frac{243,383}{80} \cdot 1 = 3,042 \text{ A};$$

$$U_{c3} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{\phi3}^{(3)} \cdot K_H}{K_{BO3}} ; \quad (2.17)$$

$$K_{BO3} = 0,95;$$



Сурет 2.8 - Максимал режимдегі Т1 трансформаторындағы ҚТ тоғы.

$$U_{c3} = \frac{57,46 \cdot \sqrt{3} \cdot 0,95}{1,05} = 89,939 \text{ кВ};$$

Реленің іске қосылу кернеуі:

$$U_{CP} = \frac{U_{C3}}{K_T} K_{CX} = \frac{89939}{1100} \cdot 1 = 81,763 \text{ В}, \quad (2.18)$$

мұндағы

K_T -кернеу трансформаторының трансформация коэффициенті;
 110кВ кернеудегі трансформатордың трансформация коэффициенті, $K_T = 1100$;
 $K_{CX}=1$ -сұлба коэффициенті.

Сезімталдыққа тексеру:

$$K_q = \frac{0.87 \cdot I_{K, \text{МИН}}}{I_{C3}} = \frac{0.87 \cdot 980,8}{243,383} = 3,506 > 1,5 .$$

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

$$t_{\text{МТҚ}} = t_{\text{МТҚфидер}} + \Delta t = 1 + 0,3 = 1,3 \text{ с.}$$

Асқын жүктемеден қорғаныстың уақыт ұстанымы 2с, ол тек сигналға әсер етеді.

2.5.3 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:

$$I_{C3} = \frac{K_{\text{ОТС}}}{K_{\text{ВОЗ}}} I_{\text{НОМ.ТР}} = \frac{1,05}{0,95} \cdot 210,194 = 232,319 \text{ А}, \quad (2.19)$$

мұндағы $K_{\text{ОТС}}=1,05$ - цифрлық терминалдар үшін;
 $K_{\text{ВОЗ}}=0,95$ -реленің қайту коэффициенті(цифрлық терминалдар үшін).

Реленің іске қосылу тоғы:

$$I_{CP} = \frac{I_{C3}}{K_T} K_{CX} = \frac{232,319}{80} \cdot 1 = 2,904 \text{ А}, \quad (2.20)$$

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

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

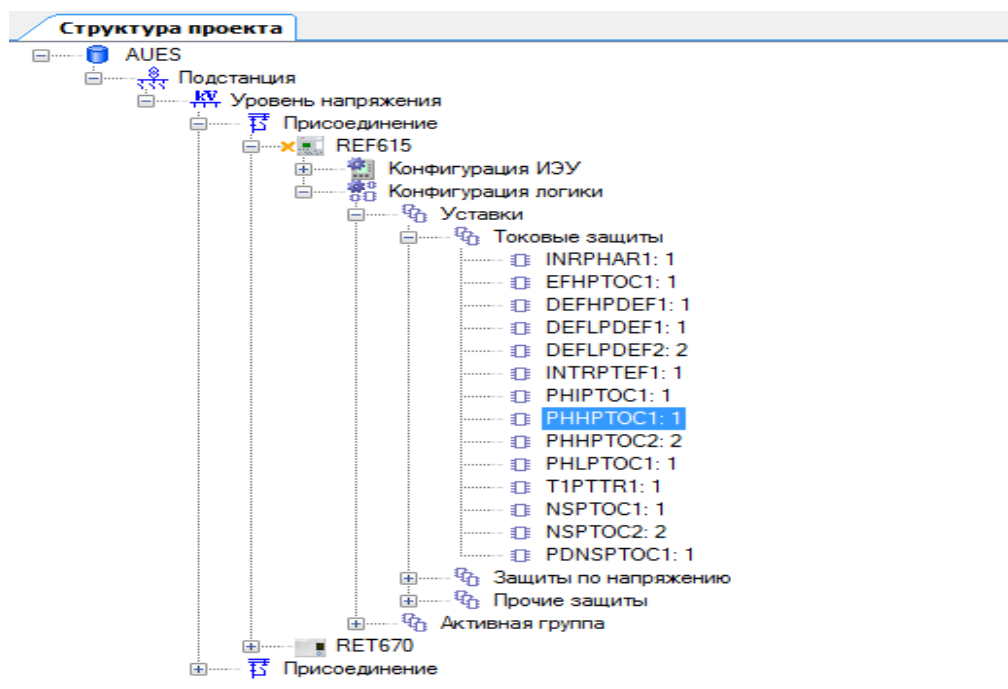
$$t_{аж} = t_{МТК} + \Delta t = 1,3 + 0,3 = 1,6с.$$

2.5.4 АВВ фирмасы REF 615 типінің параметрі

Параметрлену арнайы РСМ 600 программасы арқылы жүзеге асады. Жобаның құрылымына REF615 терминалын енгізгенде тапсырыс коды шығады. Бізге қажетті тапсырыс береміз. Осыдан кейін құрылымда бізге керегі REF615 терминалы, оның ішінде Current protection (тоқтық қорғаныс) бөлімінің РННРТОС1:1 функциясын іске қосамыз. Іске қосқан кезде арқылы параметрлерді енгізу терезесі ашылады. Параметрлеу терезесіне есептеген мәліметтерімізді енгіземіз. Осы программа арқылы REF615 терминалының тоқтық қорғаныс бөлігі параметрленеді.

REF615 терминалының тапсырыс кодын толтыру, жазулардың анықтамалары төменгі кестеде көрсетілген (кесте 2.2).

REF615 терминалының тоқтық қорғаныс параметрлеу кезінде функциялары шетел тілінде болғандықтан, олардың кестедегі анықтамалары Қосымша А, кесте А 2.2.



Сурет 2.9 – Жобаның құрамы

2.6 Трансформаторлардың газдық қорғанысы

Газдық қорғаныстың жұмыс істеу принципі және оның тағайындалуы

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

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

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

Іс жүзінде қолданылатын ережелер бойынша жоғарғы орамды 35 кВ кернеу, қуаты 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, тоқкесер немесе Іс аспай әсер ететін максималды тоқ қорғанысы) болмаса, онда газдық қорғаныспен жабдықтау қарастырылады.

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

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

Газдық қорғаныс май толтырылған ұлғайтқыш бакта орналастырылған трансформаторларда, автотрансформаторларда, реакторларда және басқа да электр аппараттарда қолданылады; ол трансформатордың бағының ішіндегі барлық зақымдануларға: газдардың бөлінуінің пайда болуы, май ағынының

үдеуі немесе газдың майлы қоспаларының бактан ұлғайтқышқа, сондай-ақ майдың деңгейінің төмендеуіне әсер етеді.

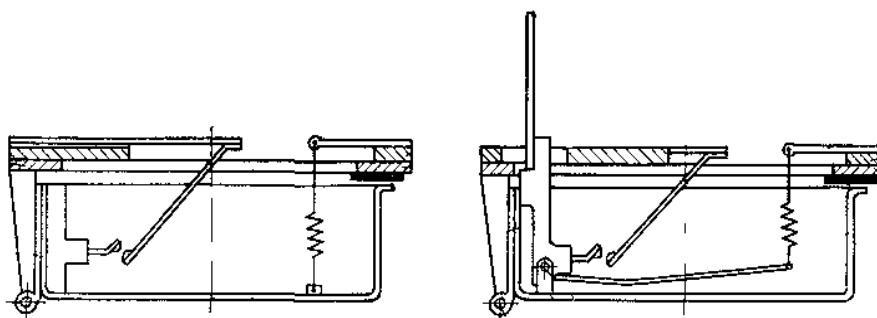
Трансформатордың кейбір қауіпті зақымдануларында газдық қорғаныс қана әрекет етеді. Сол уақытта трансформатордың “электрлік” қорғаныстары (дифференциалдық, максималды ток қорғанысы және т.б.) әсер етпейді. Трансформатордың мұндай зақымдануларына орамдардың орамалық тұйықталуы, болат магнит өткізгішіндегі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

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

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

Реледе бір-бірінен тәуелсіз жұмыс істейтін екі элемент бар (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.

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



а) белгі беруші элемент, ә) сөндіруші элемент

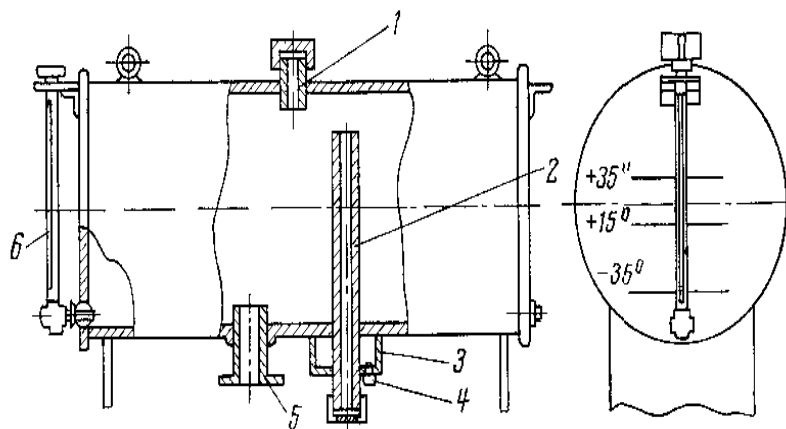
Сурет 2.10 – РГЧЗ-66 газдық релесінің элементтері

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 құрылғысы

Трансформатордың ішкі бөлігі трансформаторлық май толтырылған бакта орналасқан. Ол трансформатордың орамалары мен магнит өткізгіштері үшін салқындату жүйесінің қызметін атқарады, сонымен қатар орамалардың оқшаулау деңгейін көтереді. Ұлғайтқыштың көмегі арқылы бакты үнемі маймен толтыруды қамтамасыз етеді. Ұлғайтқыш трансформатордың “тыныс алуына” мүмкіндік жасайды. Бактағы май көлемінің ұлғаюы кезінде (жүктеме көбейді және қоршаған орта ауасының температурасы жоғарылады) оның ұлғайтқыштағы деңгейі көтеріледі, ал көлемі азайғанда май деңгейі төмендейді. Ұлғайтқыштағы ауаның маймен жанасуының шағын беті, майдың ылғалдану мен тотығу деңгейін төмендетеді, яғни ол да трансформатордың сенімді жұмыс істеуі үшін қажет. Ұлғайтқыш көлемі (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 2.11 – Трансформатордың ұлғайтқышы

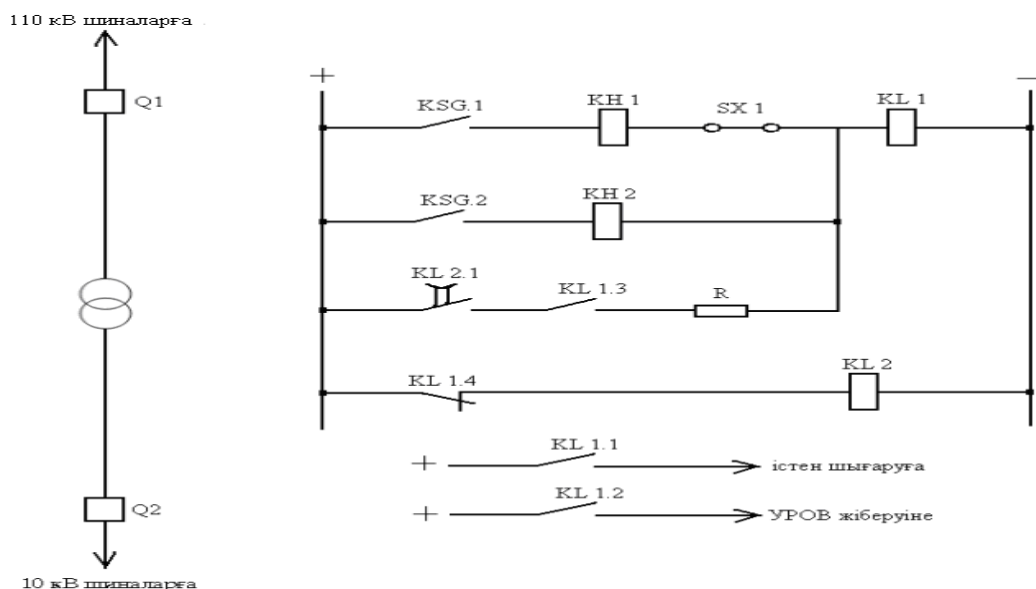
МЕМСТ 11677-65[14] бойынша пайдалануға берілген трансформаторларда шынының май көрсеткіші жанындағы ұлғайтқыштың торцтық бөлігіне бояумен анықтап, үш бақылау сызықтары белгіленеді. Олар майдың температурасымен сәйкес -45°C , $+15^{\circ}\text{C}$ және $+40^{\circ}\text{C}$ (ескі МЕМСТ 401-41[15] бойынша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

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

Газдық қорғаныстың принципіалды сұлбасы

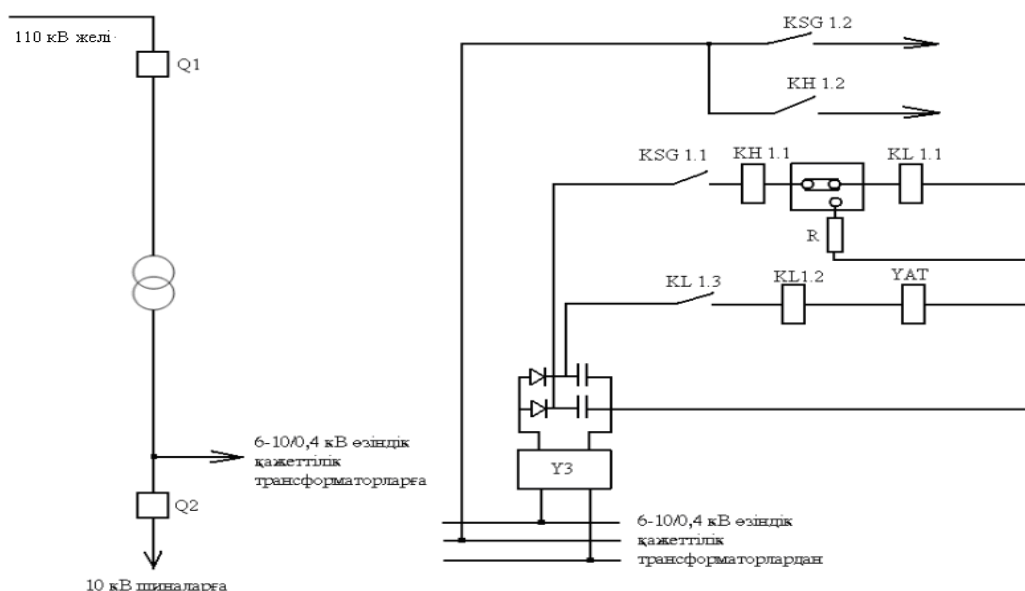
Трансформатордың газдық қорғанысының оперативті тұрақты тоқ көзінде орындалаған принципіалды сұлбасы 4.3.1-суретте келтірілген. Жоғарыда айтылғандай, газдық реленің РГ сөндіруші түйіспесі май ағының немесе газбен араласқан май қоспасының әсерінен дірілдеуі мүмкін. Сондықтан, ереже бойынша тізбектелген орамдары бар өзін өзі ұстап тұратын аралық реле РП қолданылады. Өзін өзі ұстап тұру В1 және В2 ажыратқыштарының өшірілуінен кейін автоматты түрде алынып тасталынады. Газдық қорғаныстың оперативті тоқ тізбектері өшіру әрекетімен байланысты трансформатордың қорек көзі жағынан В1 ажыратқышының сақтандырғышы арқылы беріледі. В1 және В2 ажыратқыштарының өшіру тізбектері аралық реле РП түйіспелеріне бөлінген және олар В1 ажыратқышының сақтандырғышы арқылы қоректенеді.



Сурет 2.12 – 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 ток көзінде орындалаған принципіалды сұлбасы 4.3.2-суретте келтірілген; оперативті ток көзі ретінде әдетте өлшеуіш кернеу трансформаторлары немесе қорек көзіне зарядтаушы құрылғы УЗ қосылған конденсатор батареялары қолданылады. Газдық қорғаныс қысқа тұйықтауыштың КЗ қосылуына әсер етеді, содан кейін бас учаскеде желі қорғанысы өшіріледі. Желінің қосылуы кезінде бірнеше тармақталған қосалқы стансалардың соңғылары бөліктеуіш көмегімен желілерге қосылады.



Сурет 2.13 – Трансформатордың газдық қорғанысының оперативті айнымалы тоқ көзінде 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. Сонымен газдық қорғаныстағы трансформатор бағының ішінде болатын барлық бүлінулердің іске қосылуын, жоғарғы сезімталдық, тез арада іске қосылу артықшылықтарына, оның тізбектерінің қарапайым орындалуын қосамыз. Бірақ газдық қорғаныстағы трансформатор бағының сыртында болатын бүлінулердің іске қосылмауы, ажыратқыштар арасындағы бүлінулердің жалғыз ғана қорғанысы болу мүмкіндігі емес екендігіне алып келеді. Іс жүзіндегі ережелер бойынша газдық қорғаныстың сөндіруші элементі трансформатордың өшірілуі кезінде қосылуы қажет.

3 Желі қорғанысы

3.1 Желінің қорғанысы

Менің берілген қосалқы стансамнан келесі № 3 қосалқы стансаға дейінгі желінің ұзындығы 22 км, нөмері 4, меншікті кедергісі 0,4 Ом/км. Резервті желі ретінде, нөмері 7 желі, ұзындығы 13 км. Желілердің дистанциондық, нөл реттік тоқтық қорғанысын есептеу керек.

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.

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.

3.2 Дистанциалық қорғаныс

3.2.1 REL 670 терминалының дистанциалық қорғанысының қолдану аймағы

Интеллектуалды электронды құрылғы (ИЭК) 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.

3.2.2 Дистанциалық қорғанысты еептеу

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 T11POL (бір фазалы ҚТ кезінде) немесе T1МЕНRPOL (көп фазалы ҚТ кезінде);

-екінші саты (резервті) $R(Z2)$ $X(Z2)$ $Z2$, уақыт бойынша ұстанымы бар T21POL (бір фазалы ҚТ кезінде) немесе T2МЕНRPOL (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 T1BМЕНRPOL (көп фазалы ҚТ кезінде).

Бірінші сатыны есептеу

Дистанциалық қорғаныстардың есептеулерінде толық кедергі Z алынады, бірақ бұл есептеуде толық кедергінің орнына реактивті кедергі X -ті колданамыз, 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 Л4 желісінің кедергісі алынады.

$$Z'_{Л4} = Z_{Л4} / (1 + \beta + \delta) = 0,85 \cdot Z_{Л4} = 0,85 \cdot 8,8 = 7,48 \text{ Ом.} \quad (3.1)$$

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) Л7 желісінің дистанциалық қорғаныстың бірінші сатысы;
- 2) 3-қосалқы стансасының трансформаторының релелік қорғанысы.

Бірінші шарт бойынша Л7 желісінің бірінші сатысын есептеу қажет:

$$Z'_{Л7} = Z_{Л7} / (1 + \beta + \delta) = 0,85 \cdot Z_{Л7} = 0,85 \cdot 5,2 = 4,42 \text{ Ом.} \quad (3.2)$$

Л4 желісінің екінші сатысы:

$$Z''_{Л4} = (Z_{Л4} + (1 - \alpha) \cdot Z'_{Л7} / K_{Т.6}) / (1 + \beta + \delta) = 0,85 \cdot Z_{Л4} + 0,66 \cdot Z_{Л7} / K_{Т.6}, \quad (3.3)$$

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

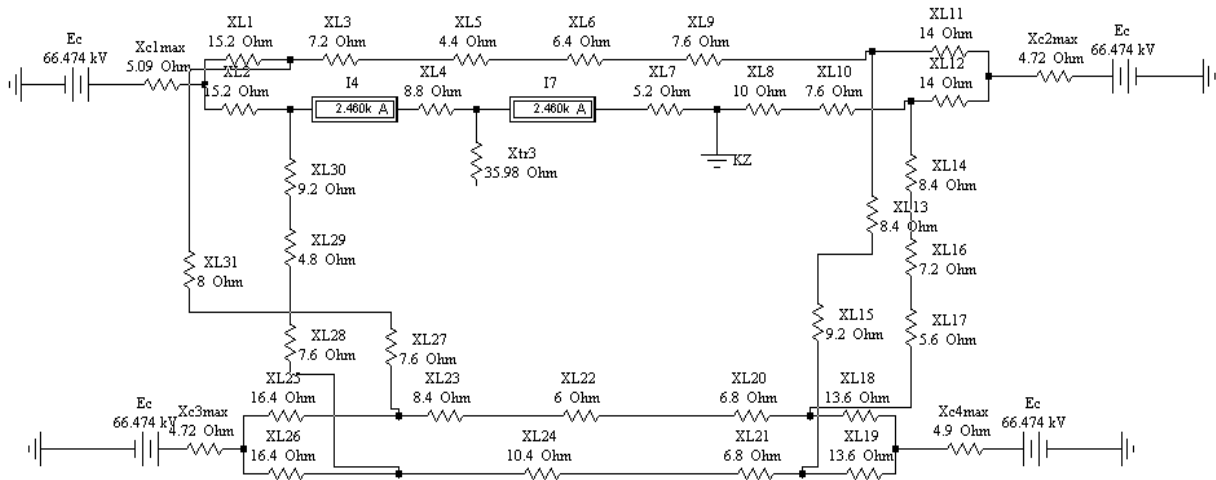
$K_{T,6}$ - токтаралу коэффициент;

$K_{T,6}$ токтаралу коэффициенті көршілес Л7 желісіндегі ҚТ кезіндегі мүмкін болатын қоректенуді ескереді.

$$K_{T,6} = I_9 / I_6 ; \quad (3.4)$$

Бұл жерде I_4 және I_7 - Л4 және Л7 желілерінің қорғаныс комплекттерінен өтетін ҚТ токтары, ҚТ Л7 желісінің соңында максималды режимде.

I_4 және I_7 токтарын табу үшін керекті сұлбаны симулятор программасында құрастырамыз, Л4 және Л7 желілерінің қорғаныс орындарына амперметрді орнатамыз.



Сурет 3.1 – Дистанциалық қорғаныста Л7 желісіндегі ҚТ

$$K_{T,6} = I_4 / I_7 = 2,460 / 2,460 = 1.$$

$$\begin{aligned} Z''_{Л4} &= (Z_{Л4} + (1 - \alpha) \cdot Z_{Л7}^I / K_{T,6}) / (1 + \beta + \delta) = 0,85 \cdot Z_{Л4} + 0,66 \cdot Z_{Л7} / K_{T,6} = \\ &= 0,85 \cdot 8,8 + 0,66 \cdot 5,2 / 1 = 11,912 \text{ Ом}. \end{aligned}$$

Екінші шарт бойынша Л4 желісінің қорғанысының екінші сатысы Т3 трансформаторының соңында 10кВ-тық шинадағы ҚТ-дан реттейміз:

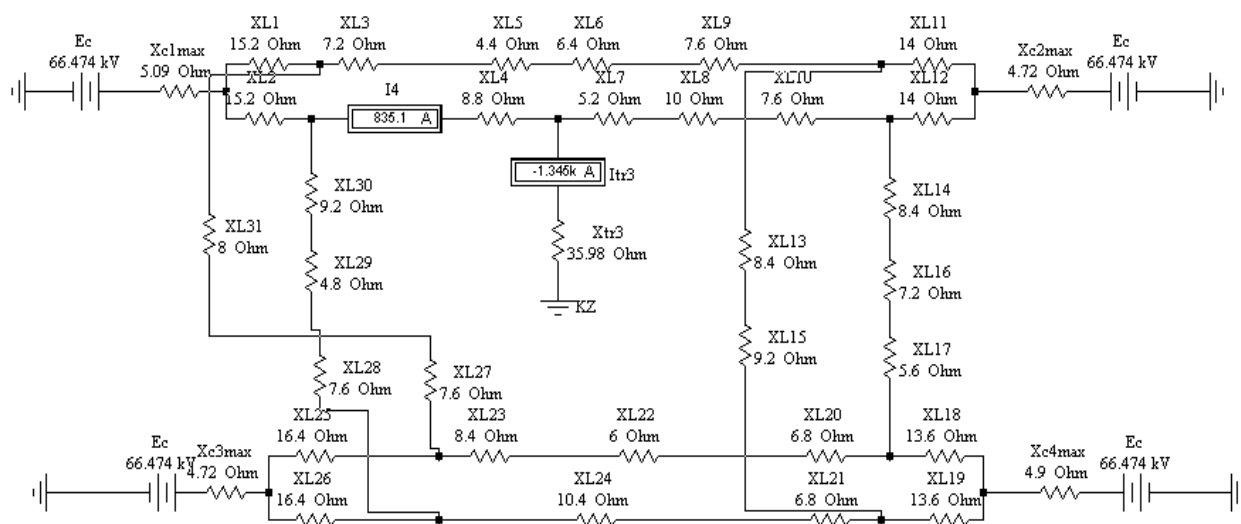
$$Z''_{Л4} = (Z_{Л4} + Z_{TP3}^I / K_{T,TP3}) / (1 + \beta + \delta) = 0,85 \cdot (Z_{Л4} + Z_{TP3} / K_{T,TP3}); \quad (3.5)$$

мұндағы $K_{T.TP3}$ токтаралу коэффициенті көршілес қосалқы стансадағы трансформаторының соңындағы ҚТ кезіндегі мүмкін болатын қоректенуді ескереді.

$$K_{T.TP3} = I_4 / I_{TP3}, \quad (3.6)$$

мұндағы I_4 және I_{TP3} - Л4 және TP3 трансформаторының қорғаныс комплекттерінен өтетін ҚТ токтары, ҚТ TP3 трансформаторының соңында максималды режимде.

I_4 және I_{TP3} токтарын табу үшін керекті сұлбаны симулятор программасында құрастырамыз, Л4 және TP3 трансформаторының қорғаныс орындарына амперметрді орнатамыз.



Сурет 3.2 – Дистанциалық қорғаныста Т3 трансформаторындағы ҚТ

$$K_{T.TP3} = I_4 / I_{TP3} = 0,62;$$

$$\begin{aligned} Z_{Л4}'' &= (Z_{Л4} + Z_{TP3}^I / K_{T.TP3}) / (1 + \beta + \delta) = 0,85 \cdot (Z_{Л4} + Z_{TP3} / K_{T.TP3}) = \\ &= 0,85 \cdot (8,8 + 35,98 / 0,62) = 56,807 \text{ Ом}. \end{aligned}$$

Екі шарттан ең кішісін таңдаймыз:

$$Z_{Л9}'' = 11,912 \text{ Ом}.$$

Л4 желісінің қорғанысының екінші сатысының сезімталдылық коэффициентін тексереміз:

$$K_{\text{ч}} = Z_{\text{Л4}}^{\text{II}} / Z_{\text{Л4}} = 11,912 / 8,8 = 1,353 > 1,25 . \quad (3.7)$$

Сезімталдылық шарты қанағаттандырылды.

Екінші сатының уақыт ұстанымын селективтілік сатысына тең деп қабылдаймыз, яғни $t_{\text{зЛ4}}^{\text{II}} = \Delta t$; $\Delta t = 0,5$ 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 $I_{\text{раб.макс}}$ және минималды кернеу $U_{\text{раб.мин.}} = (0,9 - 0,95) U_{\text{ном}}$.

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 ретгі іске қосу кедергісін келесідей анықтаймыз:

$$Z_{\text{Л4}}^{\text{III}} = \frac{U_{\text{раб.мин}}}{\sqrt{3} K_H K_3 K_B I_{\text{раб.макс}} \cos(\varphi_{\text{м.ч.}} - \varphi_{\text{раб}})} , \quad (3.8)$$

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

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

$$Z_{\text{Л4}}^{\text{III}} = \frac{0,9 \cdot 110 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 1,2 \cdot 1,5 \cdot 1,1 \cdot 420,388 \cdot \cos(75^\circ - 36,8^\circ)} = 87,484 \text{ Ом} .$$

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

$$K_{\text{ч}} = Z_{\text{Л4}}^{\text{III}} / Z_{\text{Л4}} = 87,484 / 8,8 = 9,94 > 1,25 . \quad (3.9)$$

Үшінші сатының мәні бірінші шарттың талаптарына сәйкес келеді.

Екінші шарт бойынша сезімталдылық коэффициенті Л7 желісінің соңындағы ҚТ арқылы есептеледі.

$$K_{\text{ч}} = Z_{\text{Л4}}^{\text{III}} / Z_{\text{защ.макс}} \geq 1,2 , \quad (3.10)$$

мұндағы $Z_{защ.мак.}$ - ең ұзын желі Л10 соңындағы ҚТ кезіндегі үшінші саты релесіне жалғанатын максималды мән;

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

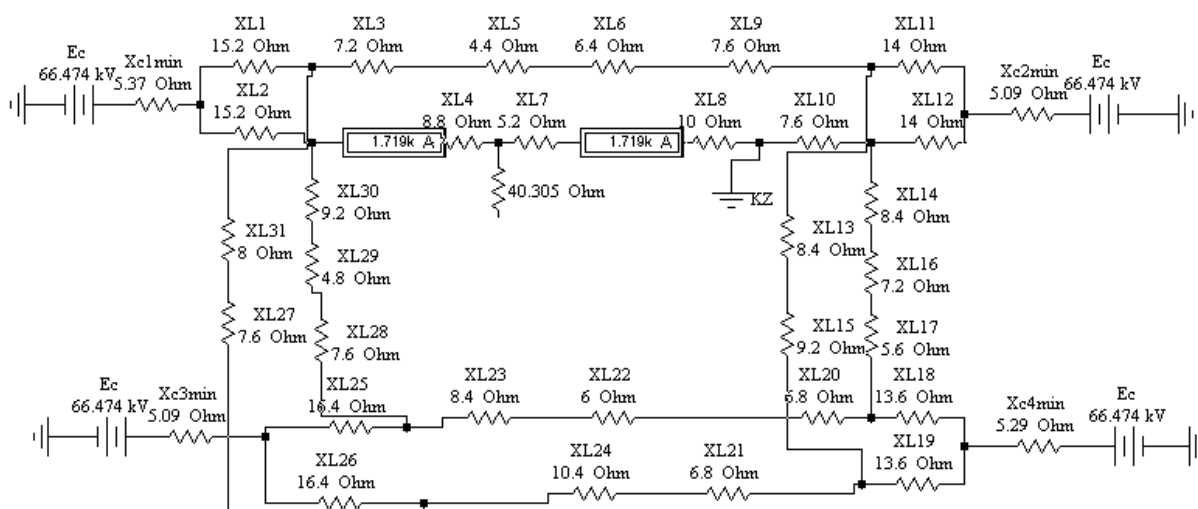
$$Z_{защ.мак.} = Z_{Л4} + Z_{Л7} / K_{Т.МІN} , \quad (3.11)$$

мұндағы $K_{Т.МІN}$ токтаралу коэффициенті көршілес желі Л7-дағы ҚТ кезіндегі мүмкін болатын қоректенуді ескереді.

$$K_{Т.МІN} = I_{4МІN} / I_{7МІN} , \quad (3.12)$$

мұндағы $I_{4МІN}$ және $I_{7МІN}$ - Л4 және Л7 желілері қорғаныс комплектінен ағып өтетін ҚТ тогы, энергожүйенің минималды режим кезіндегі ҚТ нүктесі Л6 желісінің соңында.

$I_{4МІN}$ және $I_{7МІN}$ токтарын табу үшін керекті сұлбаны симулятор программасында құрастырамыз, Л4 және Л7 желілерінің қорғаныс орындарына амперметрді орнатамыз.



Сурет 3.3 – Дистанциалық қорғаныста Л7 желісіндегі ҚТ

$$K_{Т.МІN} = I_{4МІN} / I_{7МІN} = 1,719 / 1,719 = 1 ;$$

$$Z_{защ.мак.} = Z_{Л4} + Z_{Л7} / K_{Т.МІN} = 8,8 + 5,2 / 1 = 14 \text{ Ом};$$

$$K_{ч} = Z_{Л4}^{III} / Z_{защ.мак.} = 87,484 / 14 = 6,249 \geq 1,2 .$$

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. Л4 төртінші сатысы келесі формула арқылы анықталады:

$$Z_{Л4}^{IV} = \frac{Z_{Л4}^I}{\kappa_H} = \frac{0,85 \cdot 9,2}{1,2} = 6,517 \text{ Ом}. \quad (3.13)$$

-Л10-тің үшінші сатысының уақыт ұстанымы $t_{Л10}^{III} = 0,8 \text{ с}$;

-Л7-тің үшінші сатысының уақыт ұстанымы $t_{Л7}^{III} = t_{Л5}^{III} + \Delta t = 0,8 + 0,5 = 1,3 \text{ с}$;

-Л4-тің үшінші сатысының уақыт ұстанымы $t_{Л4}^{III} = t_{Л7}^{III} + \Delta t = 1,3 + 0,5 = 1,8 \text{ с}$.

Реленің іске қосылу кедергісі келесі формуламен анықталады:

$$Z_{cp} = Z_{c3} \cdot n_T / n_H ; \quad (3.14)$$

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

Барлық сатылар үшін $n_T = 400/5 = 80$, $n_H = 110000/100 = 1100$ деп қабылдап Z_{cp} есептейміз.

$$z^I = 7,48 \cdot \frac{80}{1100} = 0,544 \text{ Ом};$$

$$z^{II} = 11,912 \cdot \frac{80}{1100} = 0,866 \text{ Ом};$$

$$z^{III} = 87,484 \cdot \frac{80}{1100} = 6,362 \text{ Ом};$$

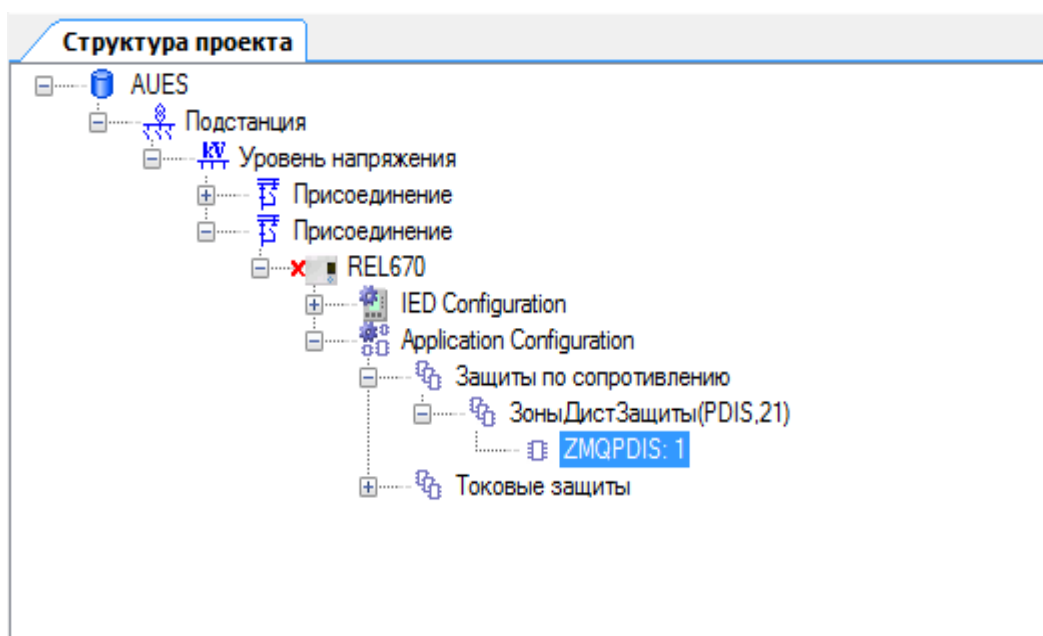
$$z^{IV} = 6,517 \cdot \frac{80}{1100} = 0,474 \text{ Ом}.$$

ДҚ-тың селективтілік картасы А1 форматтағы 2-ші сызда көрсетілген.

3.2.3 АBB фирмасы REL 670 типінің параметрленуі

Параметрлену арнайы РСМ 600 программасы арқылы жүзеге асады. Біріншіден өзіміздің компьютерлік бағдарламызда жобаның құрылымын жасаймыз. Осы құрылымда бізге керегі REL 670 терминалы, оның ішінде Защита по сопротивлению (кедергі бойынша қорғаныс) бөлімінің ZMQPDIS:1 функциясын іске қосамыз (сурет 3.4). Іске қосу арқылы бірнеше сатылы параметрлерді енгізу терезесі ашылады. Біздің жағдайымызда ол төрт сатыға тең болады. Параметрлеу терезесіне есептеген мәліметтерімізді енгіземіз. Осы жұмыстар арқылы REL670 терминалының дистанциондық қорғаныс бөлігі параметрленеді.

REL670 терминалының дистанциондық қорғаныс параметрлеу кезінде функциялары шет тілінде болғандықтан, олардың кестедегі анықтамалары Қосымша А, кесте А3.1.



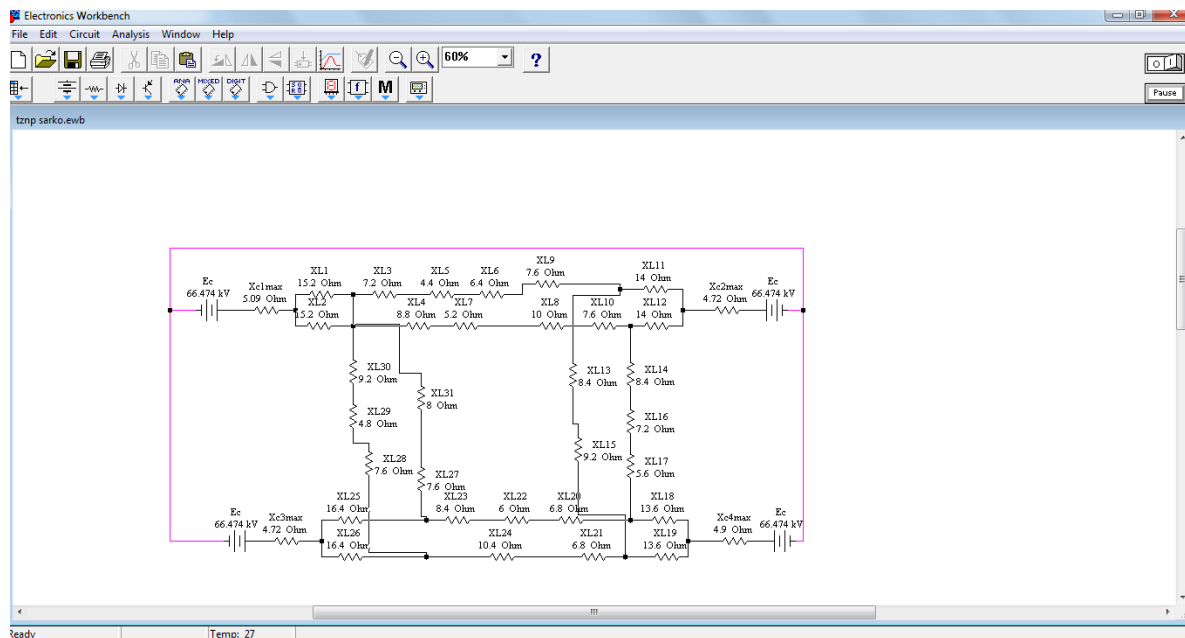
Сурет 3.4 – Жоба құрамы

3.3 Сатылы нөл реттік тоқ қорғанысын (НРТҚ) есептеу

НРТҚ $3I_0$ тоғы бойынша есептелінеді, ал нөл реттік тоқтарды есептеу үшін бір фазалы және екі фазалы жерге ҚТ комплексті сұлбаларын пайдалану керек. Комплекстік сұлбалар тура, кері және нөлдік реттіктердің орынбасу сұлбаларынан тұрады және “Electronics Workbench” бағдарламасының көмегімен тоқтарды анықтаймыз. ҚТ тоқтарын есептеу үшін тура ретті, кері ретті, нөл ретті орынбасу сұлбасын құрастырамыз, тоқтарды “Electronics Workbench” бағдарламасының көмегімен анықтаймыз.

“Electronics Workbench” бағдарламасы арқылы комплекстік сұлбалар тура, кері және нөлдік реттіліктердің орынбасу сұлбалары, тоқтардың алынған мәндері 3.5 суретте көрсетілген.

Максимал режимдегі тура ретті орынбасу сұлбасы, максимал режимдегі кері ретті орынбасу сұлбасы, максималды режимдегі нөл ретті орынбасу сұлбасы Қосымша А, суреттер А1, А2, А3 көрсетілген.



Сурет 3.5 - “Electronics Workbench” бағдарламасы

НРТҚ бірінші сатысын есептеу

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

$$I_{Л4}^I = K_H \cdot 3 \cdot I_0, \quad (3.15)$$

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:

$$I_{Л4}^I = K_H \cdot 3 \cdot I_0^{(1)}; \quad (3.16)$$

$$I_{Л4}^I = K_H \cdot 3 \cdot I_0^{(1.1)}. \quad (3.17)$$

Нөлдік тоқтарды анықтау үшін симмулятор-программасында тура модельдеу әдісін пайдаланамыз. Тура, кері және нөл реттіліктерден тұратын

комплексті сұлбаларды тұрғызу қажет. Амперметр нөл реттілік сұлбада қорғаныстың қойылатын жерінде орнатылады.

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:

$$X_{Л3-9} = X_{Л3} + X_{Л5} + X_{Л6} + X_{Л9} = 7,2 + 4,4 + 6,4 + 7,6 = 25,6 \text{ Ом}; \quad (3.18)$$

$$X_{Л13-15} = X_{Л13} + X_{Л15} = 8,4 + 9,2 = 17,6 \text{ Ом}; \quad (3.19)$$

$$X_{Л27-31} = X_{Л27} + X_{Л31} = 8 + 7,6 = 15,6 \text{ Ом}; \quad (3.20)$$

$$X_{Л14-17} = X_{Л14} + X_{Л16} + X_{Л17} = 8,4 + 7,2 + 5,6 = 21,2 \text{ Ом}; \quad (3.21)$$

$$X_{Л20-23} = X_{Л20} + X_{Л22} + X_{Л23} = 8,4 + 6 + 6,8 = 21,2 \text{ Ом}; \quad (3.22)$$

$$X_{Л21-24} = X_{Л21} + X_{Л24} = 6,8 + 10,4 = 17,2 \text{ Ом}. \quad (3.23)$$

4 желісінің соңындағы бір фазалы қысқа тұйықталу тоғының сұлбасы Қосымша Б, сурет Б4 көрсетілген.

4 желісінің соңындағы екі фазалы қысқа тұйықталу тоғының сұлбасы Қосымша Б, сурет Б5 көрсетілген.

Модельдеу нәтижелері:

$$I_0^{(1)} = 617,1 \text{ А};$$

$$I_0^{(1,1)} = -658,9 \text{ А}.$$

Егерде теріс сан шығатын болса оның модулі алынады.

Екі шарттан ең үлкен I_0 ток алынады және бұл мән үшін іске қосылу тогы есептелінеді

$$I_{Л4}^I = K_H \cdot 3 \cdot I_0 = 1,3 \cdot 3 \cdot 658,9 = 2569,71 \text{ А};$$

$$t_{Л4}^I = 0 \text{ с}.$$

Екінші сатыны есептеу

Екінші сатының іске қосылу тогын мына шарт бойынша анықтаймыз.

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

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

$$I_{Л4}'' = K_H \cdot 3 \cdot I_0, \quad (3.24)$$

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.

$I_{Л7}'$ тура $I_{Л4}'$ сияқты анықталады, программа-симулятордағы комплексті сұлбаны суреттерде көрсетеміз.

7 желісінің соңындағы бір фазалы қысқа тұйықталу тоғының сұлбасы Қосымша Б, сурет Б6 көрсетілген.

7 желісінің соңындағы екі фазалы қысқа тұйықталу тоғының сұлбасы Қосымша Б, сурет Б7 көрсетілген.

Модельдеу нәтижелері:



$$I_0^{(1)} = 731,1 \text{ A};$$

$$I_0^{(1.1)} = -770,6 \text{ A};$$

$$I_{Л7}' = K_H \cdot 3 \cdot I_0 = 1,2 \cdot 3 \cdot 770,6 = 3005,34 \text{ A}.$$

Бөлгендегі мәні $I_6' = 3005,6/3 = 1001,78 \text{ A}$.

Л7 желісінің қорғанысының бірінші сатысының соңында ҚТ кезіндегі Л4 желісінің қорғанысы орнатылған жеріндегі ағып өтетін $3I_0$ тоғын модельдеу арқылы анықтауға болады.

Ол үшін симмулятор-программасында комплексті сұлба салынады. Сонымен қатар Л7 желісінің кедергісінің орнындағы резистор  жеріне патенциометр  орнатамыз. Потенциометрдің ортаңғы нүктесі қозғалмалы ҚТ нүктесі ретінде пайдаланылады. Л7 желісінің басынан бастап бірінші сатының соңына дейін кедергіні ауыстырып отырамыз. Потенциометрдің кедергісін ауыстыру арқылы Л7 желісінің басында орнатылған амперметрдегі көрсеткіш қадағаланып отырады. Потенциометрдің ортаңғы нүктесі Л7 желісінің бірінші сатының соңына жеткенде амперметрдегі көрсеткіш $I_{Л7}'/3$ мәнін көрсету керек. Осыдан кейін барып Л4 желісінің басында орнатылған амперметрдегі көрсеткішті байқауға болады, бұл ізденілген ток I_0 болады. Ары қарай $I_{Л4}''$ есептелінеді.

7 желісінің соңындағы бір фазалы потенциометрлі қысқа тұйықталу тоғының сұлбасы Қосымша Б, сурет Б8.

7 желісінің соңындағы екі фазалы потенциометрлі қысқа тұйықталу тоғының сұлбасы Қосымша Б, сурет Б9.

Модельдеу нәтижелері:

$$I_0^{(1)} = 535,2 \text{ A};$$

$$I_0^{(1.1)} = -535,0 \text{ A};$$

$$I_{Л4}'' = K_H \cdot 3 \cdot I_0 = 1,2 \cdot 3 \cdot 532,2 = 1926,72 \text{ A}.$$

Екінші сатының сезімталдығын тексереміз.

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

Сезімталдық коэффициенті:

$$K_q = 3 \cdot I_0^{(1)} / I_{Л4}'' \geq 1,2. \quad (3.25)$$

$3 \cdot I_0^{(1)}$ -Л4 желісінің соңында ҚТ кезінде Л4 желісінің қорғаныс комплектінен өтетін ток.

4 желісінің соңындағы бір фазалы минималды режимдегі қысқа тұйықталу тоғының сұлбасы Қосымша Б, сурет Б10.

Бұл ток модельдеу арқылы комплекстік сұлбадан табылады.

Өлшеулер нәтижесі:

$$I_{0/Л4}^{(1)} = 630,3 \text{ A};$$

$$K_q = 3 \cdot I_0^{(1)} / I_{Л4}'' = 3 \cdot 630,3 / 1987,2 = 0,903 < 1,2.$$

Сезімталдық шарты қанағаттанбады.

$$t_{Л4}'' = \Delta t = 0,3 \text{ c}.$$

Үшінші сатыны есептеу

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

8 желісінің соңындағы бір фазалы қысқа тұйықталу тоғының сұлбасы Қосымша Б, сурет Б11 көрсетілген.

8 желісінің соңындағы екі фазалы қысқа тұйықталу тоғының сұлбасы Қосымша Б, сурет Б12 көрсетілген.

Модельдеу нәтижелері:

$$I_0^{(1)} = 690,7 \text{ A};$$

$$I_0^{(1,1)} = -647,6 \text{ A};$$

$$I_{Л8}^I = K_H \cdot 3 \cdot I_0 = 1,3 \cdot 3 \cdot 690,7 = 2693,73 \text{ A}. \quad (3.26)$$

Бөлгендегі мәні $I_8^I = 2693,73/3 = 897,91 \text{ A}$.

8 желісінің соңындағы бір фазалы потенциометрлі қысқа тұйықталу тоғының сұлбасы Қосымша Б, сурет Б13.

8 желісінің соңындағы екі фазалы потенциометрлі қысқа тұйықталу тоғының сұлбасы Қосымша Б, сурет Б14.

Модельдеу нәтижелері:

$$I_0^{(1)} = 536,2 \text{ A};$$

$$I_0^{(1,1)} = -536,2 \text{ A};$$

$$I_{Л7}^{II} = K_H \cdot 3 \cdot I_0 = 1,2 \cdot 3 \cdot 536,2 = 1930,32 \text{ A};$$

$$I_{Л7}^{II}/3 = 643,44 \text{ A}.$$

Бұл мән арқылы Л4 желісінен ағып өтетін токты табамыз:

Л7 желісінің соңындағы бір фазалы потенциометрлі қысқа тұйықталу тоғының сұлбасы Қосымша Б, сурет Б15.

Л7 желісінің соңындағы екі фазалы потенциометрлі қысқа тұйықталу тоғының сұлбасы Қосымша Б, сурет Б16.

Модельдеу нәтижелері:

$$I_0^{(1)} = 342,2 \text{ A};$$

$$I_0^{(1,1)} = -342,0 \text{ A};$$

$$I_{Л4}^{III} = K_H \cdot 3 \cdot I_0 = 1,2 \cdot 3 \cdot 342,2 = 1231,92 \text{ A}.$$

Сезімталдық коэффициенті:

$$K_q = 3 \cdot I_0^{(1)} / I_{Л4}^{III} = 3 \cdot 630,3 / 1231,92 = 1,535 > 1,2.$$

Сезімталдық шарты қанағатталды.

$$t_{Л4}^{III} = t_{Л4}^{II} + \Delta t = 0,6c.$$

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.

$$I_{НБ} = K_H \cdot K_{ОДН} \cdot \xi \cdot I_{К.МАКС.}^{(3)} \quad (3.27)$$

мұндағы $K_H = 1,25$ - реледегі қателікті және қажетті қорды ескеретін ретеу 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.

Т3 трансформатордың төменгі жағындағы үш фазалы қысқа тұйықталу тогының сұлбасы Қосымша Б, сурет Б17.

Л7 желісінің соңындағы минималды режимдегі үш фазалы қысқа тұйықталу тогының сұлбасы Қосымша Б, сурет Б18.

$$I_{НБ} = 1 \cdot 0,1 \cdot 1 \cdot 1190 = 119 \text{ А};$$

$$I_{Л4}^{IV} = K_H \cdot I_{НБ} = 1,25 \cdot 119 = 148,75 \text{ А}.$$

Сезімталдық коэффициентін анықтаймыз:

- негізгі қорғаныс желісі;
- резерв қорғаныс желісі.

Негізгі қорғаныс желісінің сезімталдық коэффициентін табамыз:

$$K_q^{IV} = \frac{3I_{0Л.МИН}^1}{I_{Л4}^{IV}}, \quad (3.28)$$

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

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

$$K_q^{IV} = \frac{3 \cdot 630,3}{148,75} = 12,712 > 1,5.$$

Сезімталдық шартты қанағаттандырады.

Резервті қорғаныс желісінің сезімталдық коэффициентін табамыз:

$$K_q^{IV} = \frac{3I_{0Л.МИН.РЕЗ}^1}{I_{Л4}^{IV}}, \quad (3.29)$$

мұндағы $I_{0Л.МИН.РЕЗ}$ – Қосымша А, сурет А18 көрсетілген үш фазалы қысқа тұйықталу тоғы.

$$K_q^{IV} = \frac{3 \cdot 410,2}{148,75} = 8,273 > 1,5.$$

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.

-Л10-дың резервті сатысының уақыт ұстанымы $t_{Л10}^P = 0,8$ с;

- Л8-нің резервті сатысының уақыт ұстанымы $t_{Л8}^P = t_{Л10}^P + \Delta t = 0,8 + 0,5 = 1,3$ с;

-Л7-ның резервті сатысының уақыт ұстанымы $t_{Л7}^P = t_{Л8}^P + \Delta t = 1,3 + 0,5 = 1,8$ с;

-Л4-тің төртінші сатысының уақыт ұстанымы $t_{Л4}^{IV} = t_{Л7}^P + \Delta t = 1,8 + 0,5 = 2,3$ с.

НРТҚ сатылары үшін реленің іске қосылу тоқтарын есептеу

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

$$i_{CP}^1 = I_{Л4}^1 / n_{ТА}, \quad (3.30)$$

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

$$i_{CP}^I = I_{Л4}^I / n_{TA} = 2569,71 / 80 = 32,12 \text{ А};$$

$$i_{CP}^{II} = I_{Л4}^{II} / n_{TA} = 1926,72 / 80 = 24,084 \text{ А};$$

$$i_{CP}^{III} = I_{Л4}^{III} / n_{TA} = 1231,92 / 80 = 15,399 \text{ А};$$

$$i_{CP}^{IV} = I_{Л4}^{IV} / n_{TA} = 148,75 / 80 = 1,859 \text{ А}.$$

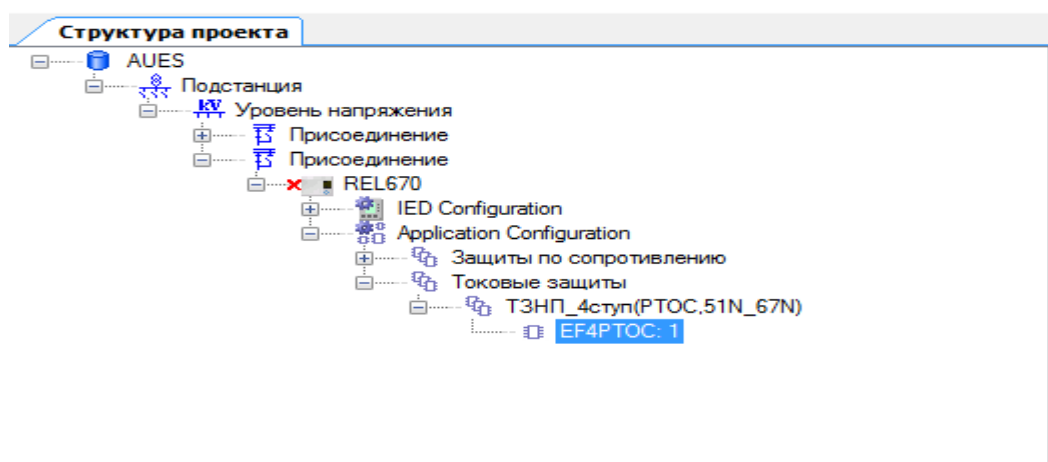
НРТҚ-ның селективтілік картасы А1 форматтағы 2-ші сызбада көрсетілген.

3.3.2 АВВ фирмасы REL 670 типінің параметрі

Параметрлену арнайы РСМ 600 программасы арқылы жүзеге асады. Біріншіден біз өзіміздің компьютерлік программamızда жобаның құрылымын жасап аламыз. Осы құрылымда бізге керегі REL670 типті терминалы, оның ішінде Токовые защиты (тоқтық қорғаныс) тармағының ТЗНП 4ступ(PTOC.51N_67N) (НРТҚ) бөлімінің EF4PTOC:1 функциясын іске қосамыз (сурет 3.6). Іске қосу арқылы бірнеше сатылы параметрлерді енгізу терезесі ашылады. Параметрлеу терезесіне есептеген мәліметтерімізді енгіземіз. Осылай біздің REL670 терминалының нөл реттік тоқ қорғанысы параметрленеді.

REL670 типті терминалының нөл реттік тоқ қорғанысын параметрлеу функциялары шет тілінде болғандықтан, олардың анықтамалары кестеде көрсетілген (кесте 3.6).

REL670 терминалының параметрлеу кезінде функциялары шет тілінде болғандықтан, олардың кестедегі анықтамалары Қосымша А, кесте А 3.2.



Сурет 3.6 – Проект құрамы

4 Тіршілік қауіпсіздігі

4.1 Еңбек шарттарын талдау

110/35/10, 40 МВА трансформаторлы қосалқы станциясының еңбек шарттарын талдау.

Бұл дипломдық жобадағы №1-қосалқы стансасы Республикамыздың оңтүстік бөлігінде, Алматы қаласында орналасқан. Қосалқы станса қаланың сырт жағында, яғни жергілікті тұрғындарға кедергі жасамайды және оған арнайы шарттар қойылады. Қосалқы стансада үш фазалық ТДЦН-40000/110/35/10 үш орамды трансформатор орнатылған. Өзіндік қажеттілікке қорек ететін 10/0,4 кВ-ты трансформатор бар.

Еңбек шарттары адамның жұмысқа деген қабілеттілігін және денсаулығын анықтайды. Еңбек шарттарының барлық шаралары - қауіпті және зиянды факторлардан қорғау. Қосалқы станцияда жұмыс жасаудың ең маңызды белгісі - еңбек шарттары. Қосалқы станцияда көптеген факторлар бар. Зиянды факторларға: жұмыс орнындағы электр қондырғылары, электр тогы, шу, табиғи сәуленің кемшілігі және т.б. факторларды жатқызуға болады.

Еңбек шарттарын талдау – еңбек өнімділігін арттыруға, адамның жұмыс істеу қабілетілігі жоғары болатындай қолайлы жағдайлар туғызуға бағытталған шаралар жүйесі. Еңбек шартын жақсарту экономикалық жағдайға да әсерін тигізіп жатыр.

Еңбек шартын талдау қосалқы стансадағы факторларын зерттеудің барлық кешенін болжайды. Әр әсер ету параметрін өлшеу әдісі сәйкес нормативті құжаттармен және әр түрлі әдістермен, мысалы практикаға пайдалы дәлдікпен дерексіз сандарда көрсетілген 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 3 қызметкер жұмыс істейді. Олар: қосалқы стансадағы басшы, аға электрмеханик, электромеханик және электромонтерлер.

Біздің қосалқы станса заманауи электр қондырғыларымен жабдықталғандықтан, ол көп адам санын қажет етпейді және ондағы жұмыс ауырлығы жеңіл болып саналады. Жұмысшылар сменмен 8 сағат жұмыс жасайтын болады.

Микроклимат

Микроклимат – шектеулі кеңістіктегі физикалық факторлардың (ауаның температурасы, ылғалдылығы, қозғалыс жылдамдығы, сәулелі жылу) кешені мен құралатын және организмнің жылулық алмасуына әсер етуші, қоршаған ортаның жылулық жағдайы.

Қосалқы станса еліміздің оңтүстігінде орналасқан. Жалпы ол жақтың климаты континенталды болып келеді. Бірақ кейбір уақыттарда климаты кенет өзгермелі континенталдылық байқалады. Ол жақта қысы қысқа әрі

шамалы жылы болып келеді. Кейде +10°C жылы болуы мүмкін. Ең қатты суық дегенде -27°C болуы мүмкін. Ал жазы ұзақ әрі ыстық болады. Кейде +38°C шамасына жетуі мүмкін. Ауа ылғалдылығы орта есеппен 45% ары-бергі жағы.

Мест 12 1. 2005 -88 «Жұмысшы аудан ауасы» «Жалпы санитарлы – гигиеналық талаптар», стандарты өндірістік ғимараттың микроклиматына келесі талаптарды орнатады. (4.1 – кесте)

Кесте 4.1 - Жұмысшы аудан ауасы

Параметр	Параметр шамасы	
	оптималды	мүмкін шекті
Ауа температурасы, °C	16-18	13-19
Ауаның қатысты ылғалдылығы, %	40-60	75 көп емес
Ауаның қозғалу жылдамдығы, м/с	көп емес	0,5 көп емес

4.2 Табиғи және жасанды жарықтандыру

Жұмыс орнының жарықтандырылуы – қаліпті түрде жұмыс істеу шарттарының ең маңызды факторларының бірі. Дұрыс жобаланып орындалған жарықтандыру жүйесі көп жұмыс істеу мүмкіншілігін қамтамасыз етеді, жұмыс істеушіге оң психологиялық әсер тигізеді, жұмыс өнімін арттырады. Өндірістік жарықтандыру мәселесінің маңыздылығын «адам-машина» жүйесіндегі оператор жұмысының 90 % көру арқылы орындалатынынан байқаймыз.

Біздің қосалқы стансаның жарықтану түрі аралас болады, яғни табиғи және жасанды жарықты пайдаланамыз. Себебі қосалқы стансамыздың 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.

Өрт және электр қауіпсіздігі

Қазіргі уақытта қандай болсын өнеркәсіпті электр энергияны қолданусыз жұмыс істеуінің өзін елестету қиын. Еліміздегі халық шаруашылығының қарқынды дамуы, өндіріске жаңа техника, автоматизация ендіру технологиялық процесс механизациясы электр энергиясын тұтынуға үлкен қажеттілік тудырады.

Оны кең көлемде адамдардың да электр қондырғысының

эксплуатациялық қауіпсіздік ережесінен кең көлемде танылуға қажеттілік тудырады, бұл ережелерді сақтамау өртке, адам өліміне, бұзылуға әкеледі.

Өрт қауіпсіздігі Қазақстан Республикасында белгіленген талаптарына сәйкес жасалынатын болады. Өртсөндіргіштер қызметкерлерге көрнекті және оңай жетімді жерде орналасуы тиіс. Және апаттық жағдайда тез арада бөлмеден шығу жолдары көрсетілген бөлме схамасы болуы керек.

Электр қауіпсіздігі дегеніміз – ол, электромагниттік өрістің, статикалық электрленудің, электрлік доға мен электр тоғының зиянды және қауіпті әсерінен адамдарды қорғауды қамтамасыз ететін ұйымдастырылған және техникалық жұмыстар мен шаралардың жүйесі.

Егер адамның екі нүктесі арасында потенциалдар айырмасы болса, онда адам денесі арқылы электр тоғы жүреді. Адам бір уақытта жанасқан екі нүктелік тоқ тізбегі арасындағы кернеу -жанасу кернеуі деп аталады.

Дене арқылы жүретін электр тоқ адамға жылулық, биологиялық және электролиттік әсер етеді.

Тоқтың жылулық әсері электр энергиясының жылуға айналуында сезіледі және ол терінің, тканның және қан тамырларының қызуын тудырады.

Тоқтың биологиялық әсері тоқтың бұлшық еттер арқылы жүруінде оның қысқаруын тудырады.

Тоқтың электролиттік әсері қан құрамының өзгеруіне алып келеді.

Электр тоғына түсіп қалғанда төмендегі зақымдалулар болуы мүмкін: күйіп қалу, терінің металдануы, электр белгілері, электроофтальмия, электр соққысы, механикалық зақымдалулар:

- электр күйігі электр тоғының жылулық әсерінде пайда болады. Электр доғасының әсері нәтижесінде пайда болатын күйік өте қауіпті болып табылады, өйткені оның температурасы $+3000-6000^{\circ}\text{C}$ аралығында болады;

- терінің металдануы электр тоғының әсерінен металдың майда бөлікшелері теріге сіңуі нәтижесінде болады. Соның нәтижесінде терінің электр өтімділігі жоғарылайды, яғни оның кедергісі күрт төмендейді.

Электр белгілері деп, тоқ жүретін бөліктермен тығыз байланыста болғанда, яғни оны қысып ұстағанда теріде сұр немесе ақшыл – сары түсті дақтың қалуын айтамыз.

Электроофтальмия дегенде электр доғасының ультрафиолеттік сәулесі әсерінен көздің сыртқы қабатының зақымдалуын түсінеміз.

Электр соққысы болғанда, адам организмі жалпы зақымданады, яғни нерв және жүрек тамырларының бұзылуы, бұлшық еттерінің тырысуы пайда болады.

Механикалық зақымдалулар (тканның бөлшектенуі, сынықтар) адам бұлшық еттерінің тырысуы және де электр тоғының әсерінен төбеден құлау нәтижесінде 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. Қосалқы станса жаңадан және де соңғы техникалармен қамтамасыз етілгендіктен трансформатор барлық талаптарға еркін жауап бере алады.

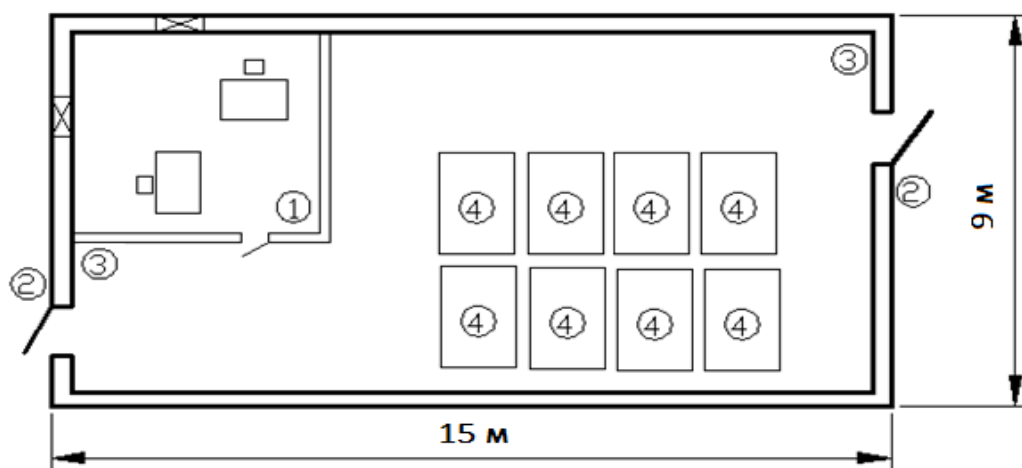
Шудың адам организміне әсері:

Шудың адам организміне ұзақ уақыт әсер етуі, бірнеше қолайсыз жағдайлардың пайда болуына әкеледі: көру, есту мүшелерінің жұмысы төмендеп қан қысымы көтеріледі.

Шумен күресудегі ең негізгі шаралары бұл – үш негізгі бағытта жүзеге асырылатын техникалық шаралар:

- шудың пайда болу себебін немесе оның көзінің шуын азайту шаралары;
- беру жолдарының шуын азайту;
- цехтағы жұмысшыларды қорғау.

Шуды азайтудың негізгі құралы бұл – шуды көп шығаратын технологиялық құбылыстарды аз шулы немесе мүлде шу шығармайтын құбылыстарға ауыстыру.



1-жұмыс орны; 2-есіктер; 3-өртсөндіргіштер; 4-ұяшықтар.

Сурет 4.1 Бөлме жоспары

Жарық ағынының қолдану коэффициенті арқылы жарықтандыруды есептеу

Осы әдіс үшін жарық ағыны:

$$\Phi = \frac{E \cdot S \cdot K \cdot Z}{N \cdot \eta}, \quad (4.1)$$

мұндағы E- минималды жарықтандыру;
 K_3 - қор коэффициенті; $K_3=1,5$; (Ә. 2, 1.10-кесте);
 S -жарық түсетін аудан, m^2 ; $S=A \cdot B=15 \cdot 9=135m^2$;
 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.

$$i = \frac{S}{h(A+B)}, \quad (4.2)$$

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

$$i = \frac{135}{3,5 \cdot (15+9)} = 2,9.$$

бұдан, $\eta=0,28$ тең (Кнорринг.табл.5-6. 131бет).

Бір шам үшін жарық ағыны:

$$\Phi_n = \frac{200 \cdot 135 \cdot 1,5 \cdot 1,1}{12 \cdot 0,28} = 13258,9 \text{ лм.}$$

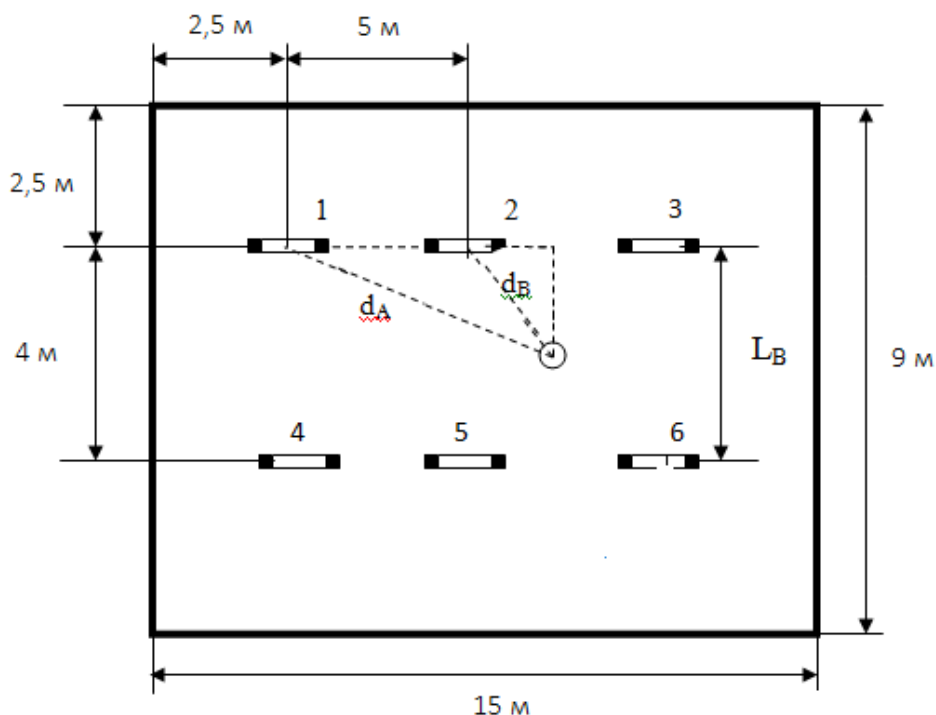
Шамның жарық ағынының ауытқуы $-10 \dots +20\%$ пайыз аралығында болуы керек. Сол себепті ауытқуды есептейміз:

$$\frac{\Phi - \Phi_{л}}{\Phi_{л}} \cdot 100\% = \frac{13259 - 14200}{14200} \cdot 100\% = -6,627\%. \quad (4.3)$$

$\Phi=13259$ лм болғандықтан оған жақын мәнді аламыз, ол $\Phi=14200$ лм. Сондықтан ППД-100 шамының орнына Philips фирмасының HPL COMFORT PRO типті ртутты лампасын қоямыз.

Жарық шамның санын анықтаймыз:

$$N = \frac{E \cdot S \cdot K_3 \cdot Z}{n \cdot F \cdot \eta} = \frac{200 \cdot 135 \cdot 1,5 \cdot 1,1}{2 \cdot 14200 \cdot 0,28} = 5,6 \approx 6 \text{ дана.} \quad (4.4)$$



Сурет – 4.2 Жарықтандыруды қайта құрғаннан кейінгі мәндер бойынша жарық шамдарын орналастыру сұлбасы.

Қорғаныс жерге тұйықталуды есептеу

Қорғаныс жерге тұйықталудың кедергісін есептеу бұрыштама болаттан жасалған вертикаль желілердің көмегімен жүргізіледі. Вертикаль электрод ұзындығы- L , бұрыштама ені - b . Жерге тұйықтағыш тереңдігі- t_0 . Олар өзара сызықтама болат арқылы жалғанады. Барлық өлшем бірліктер СИ жүйесіне келтірілген.

Максимал рұқсат етілген жерге тұйықтағыштың кедергі мәндері есептеуде берілген.

Бастапқы берілгендері: $L=3,5$ м; $b=0,06$ м; $a=3,5$ м; $b_p=0,05$ м; $\rho=100$ Ом·м; $R=10$ Ом; $t_0=0,75$ м.

Жерге тұйықтағыш бір электродтың ағын тоғына қарсы кедергісі жоғарыда айтылған шарттарға сай мына формуламен анықталады:

$$R_3 = \frac{\rho}{2 \cdot \pi \cdot L} \left(\ln\left(\frac{2 \cdot L}{d}\right) + \frac{1}{2} \ln\left(\frac{4 \cdot t + L}{4 \cdot t - L}\right) \right), \quad (4.5)$$

мұндағы: ρ - топырақтың меншікті кедергісі, Ом·м;

L – вертикаль электрод ұзындығы, м; $d = 0,95b$ - ені b бұрыштама үшін, м ;

t – жер бетінен жерге тұйықтағыш ортасына дейінгі ара қашықтық, м ; $t=t_0+L/2$, м.

$$t=2,5 \text{ м}; \quad d=0,057 \text{ м}; \quad R_3=23,537 \text{ Ом.}$$

Вертикаль электродтар саны мына формуламен анықталады:

$$n_B = \frac{R_3}{\eta_B \cdot R}, \quad (4.6)$$

мұндағы η_B - вертикаль түйықтағыштарды қолдану коэффициенті; a – түйықтағыштар арақашықтығы;

L – түйықтағыш ұзындығы.

$$a/L=1;$$

$$\eta_B=0,85;$$

$$n_B=2,769;$$

$$n_B=2.$$

Вертикаль түйықтағыштарды қолдану коэффициенті олардың санына тәуелді. Алдын- ала есептеу үшін $\eta_B = 0,85$, n_B кіші мәнге дейін жуықталады.

Вертикаль электродтарды қосатын горизонталь сызықтың ұзындығын есептеу (бір қатарға тізіліп орнатылған вертикаль электродтар):

$$L_{\Pi} = (n_B - 1); \quad (4.7)$$

$$L_{\Pi}=3,5 \text{ м.}$$

Горизонталь сызықтың ағын тоғына қарсы кедергісі мына формуламен анықталады:

$$R_{\Pi} = \frac{\rho}{2 \cdot \pi \cdot L_{\Pi}} \ln\left(\frac{L_{\Pi}^2}{0,5 \cdot b_{\Pi} \cdot t_0}\right); \quad (4.8)$$

$$R_{\Pi}=29,476 \text{ Ом,}$$

мұндағы: b_{Π} – сызық ені;

t_0 – топыраққа кіру тереңдігі.

Жерге түйықтағыштар жүйесінің ағын тоғына қарсы жалпы кедергісі мына формуламен анықталады:

$$R_0 = \frac{R_3 \cdot R_{II}}{R_3 \cdot \eta_{II} + R_{II} \cdot \eta_B \cdot n_B}; \quad (4.9)$$

$$R_0 = 16,797 \text{ Ом.}$$

Алынған R_0 нәтижені МЕСТ белгілеген R мәнімен салыстыру қажет. Егер ол МЕСТ белгілеген мәннен артық болмаса, онда есептеу дұрыс жүргізілген, ал олай болмаса есептеуді қайта жүргізу керек, вертикаль электродтар санын үлкейту және соған қатысты қолдану коэффициентін өзгерту арқылы. Есептеуді $R_0 < R$ теңсіздігі орындалғанға дейін қайталау керек. Осылай вертикаль электродтар саны мен қолдану коэффициентінің оптималды арақатынасын алуымыз керек.

R_0 мәні R мәнінен артық болған үшін, есептеуді қайталаймыз: $n_B=6; \eta_B=0,69; \eta_{II}=0,72;$

Вертикаль электродтарды қосатын горизонталь сызықтың ұзындығы:

$$L_{II} = (n_B - 1) \cdot a;$$

$$L_{II} = 17,5 \text{ м.}$$

Горизонталь сызықтың ағын тоғына қарсы кедергісі:

$$R_{II} = \frac{\rho}{2 \cdot \pi \cdot L_{II}} \ln\left(\frac{L_{II}^2}{0,5 \cdot b_{II} \cdot t_0}\right); \quad (4.10)$$

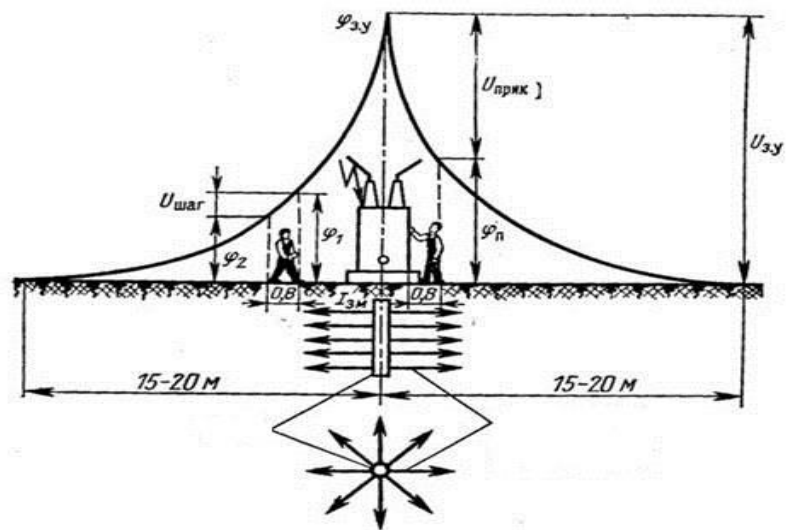
$$R_{II} = 8,823 \text{ Ом.}$$

Жалпы кедергі:

$$R_0 = 9,736 \text{ Ом.}$$

Енді R_0 кедергі мәні шартты қанағаттандырады. Есептеу дұрыс жүргізілген.

Қорыта келгенде: қорғаныс жерге тұйықталуды есептегенде 6 вертикаль электродтан аз болмау керек. Әйтпесе жалпы кедергі МЕСТ 2.1.030-81-R белгілеген кедергі мәнінен артық болып кетуі мүмкін.



Сурет 4.3 – Қорғаныс жерге тұйықтағыштың қосалқы станциядағы ток трансформаторына қосылуы.

5 Экономикалық бөлім

5.1 110/35/10 кВ «Қосалқы станса №1» салуды техника-экономикалық негіздеу

Жобаны жасаудың мақсаты

Бұл жобаның мақсаты “ Қосалқы станса № 1” 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 40 МВА екі трансформатор, ашық тарату құрылғылары, комплектілі тарату құрылғылары және ортақ қосалқы станса басқару ғимараты кіреді.

Нарықты талдау

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

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. «АЖК» тарифі (5,0 теңге/кВт·сағ);

Өндіріс жоспары

№1 қосалқы стансаның құрылыстық нормативтерге сәйкес 12 ай ішінде салынып бітеді.

Қосалқы стансаның жүктелу коэффициенті $K_3=0,7$, қуат коэффициенті $\cos\alpha=0,85$ 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 өзіндік мұқтаждықтарын өтеуге потенциалдық инвесторлардың көмегімен орындалады.

Кредитті проценті бойынша төлеу, жылдық табыстың 11% алынады. Процент бойынша кредитті, Қазақстанның Халық банкіне төленеді.

Экологиялық ақпарат

Қосалқы станса экологиялық жағдайы бойынша барлық санитарлық нормаға сай келеді.

5.2 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 салуға кететін капиталдық салымды анықтайық.

Қосалқы стансаға қажетті барлық қаржы салымдары бойынша есептеулер 5.1-кестеге енгізіледі.

5.1 кесте – Нысанға салынатын қаржы

ТҚ немесе жабдық	Жабдық саны	Бір жабдық құны, млн.теңге.	Жалпы құны, млн.теңге.
Ажыратқыш 110 кВ	12	12,5	150,0
Ажыратқыш 35 кВ	12	7,35	88,2
Ажыратқыш 10 кВ	22	5,5	121,0
Айырғыш 110 кВ	2	1,543	3,086
Айырғыш 35 кВ	2	1,2	2,4

5.1 кестенің жалғасы

1	2	3	4
Айырғыш 10 кВ	2	0,95	1,9
Трансформатордың РҚЖА	2	12,5	25,0
Желінің РҚЖА 110кВ	6	17,5	105,0
Желінің РҚЖА 35 кВ	6	17,5	105,0
Желінің РҚЖА 10 кВ	16	13,0	208,0
Трансформатор	2	195,25	390,5
КТҚ 10 кВ	1	12,0	12,0
Барлығы:	1212,086		

Электр энергиясын тасымалдау желілері бойынша барлық қажетті қаржы салымдарды есептеулер 5.2-ші кестеге енгізіледі.

5.2 кесте - Барлық қажетті қаржы салымдар

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	5,57	835,5
35 кВ	6	41	3,65	149,65
10 кВ	16	195	1,895	369,525
Барлығы:				1354,675

5.3 Инвестициялық жоспар

110/35/10 кВ 2x40 МВА № 1 қосалқы стансасының релелік қорғанысы және автоматты іске қосылу резерві қарастырылған. Бұл қосалқы станса 4 энергия жүйесінен қоректенеді. Ортаңғы кернеу жағынан жергілікті тұтынушыларға 6 желі шығып жатыр, төменгі кернеу жағынан 16 фидер шығып жатыр. Осы нұсқаға қажетті инвестицияны анықтаймыз. Инвестиция мөлшері желінің құны мен қосалқы стансаның жабдықтарының құнының қосындысынан табылады:

$$\Sigma K = K_0 + K_c + K_m + K_{пр}; \quad (5.1)$$

$$K_0 = 1212,085 + 1354,675 = 2566,75 \text{ млн.тг,}$$

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:

$$K = (2566,75 \cdot 100) / 73 = 3516,096 \text{ млн.тг.} \quad (5.2)$$

Құрылыс жұмыстарына кететін қаражат:

$$K_c = (3516,096 \cdot 14) / 100 = 492,253 \text{ млн.тг.} \quad (5.3)$$

Монтаждау және іске қосу, баптау жұмыстарына кететін қаражат:

$$K_m = (3516,096 \cdot 7) / 100 = 246,127 \text{ млн.тг.} \quad (5.4)$$

Басқа да шығындарға кететін қаражат:

$$K_{пр} = (3516,096 \cdot 6) / 100 = 210,966 \text{ млн.тг.} \quad (5.5)$$

Бұл мәнді (5.1) формулаға қойып есептесек:

$$\Sigma K = 2566,75 + 492,253 + 246,127 + 210,966 = 3516,096 \text{ млн.тг.} \quad (5.6)$$

Зауыттың қосалқы стансасында қуаты 40 МВА екі трансформатор орнатылған. Сонда толық қуатымыз $S = 80$ МВА болады. $\cos \varphi = 0,85$ деп аламыз. Сонда:

$$P = S \cdot \cos \varphi; \quad (5.7)$$

$$P = 80 \cdot 0,85 = 68 \text{ МВт,}$$

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:

$$W=P \cdot T_M; \quad (5.8)$$

$$W=68 \cdot 5000=340000 \text{ мың кВт} \cdot \text{сағ.}$$

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:

$$Z_{амп} = K_0 \cdot \frac{h_0}{100}, \quad (5.9)$$

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

K – негізгі қорлар құны, млн теңге;

h_0 – амортизациялық аударылымдар нормасы, %.

$$Z_{амп} = \frac{6 \cdot 2566,75}{100} = 154,005 \text{ млн. теңге}$$

Амортизациялық аударылымдар нормасын 6% деп қабылдаймыз.

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:

$$Z_{\text{дон}} = Z_{\text{амр}} \cdot \frac{49}{51} = \frac{154,005 \cdot 49}{51} = 147,966 \text{ млн теңге}$$

Сонда толық шығын келесідей болады:

$$Z_{\text{пол}} = Z_{\text{амр}} + Z_{\text{дон}}; \quad (5.12)$$

$$Z_{\text{пол}} = 154,005 + 147,966 = 301,971 \text{ млн теңге}$$

Осыдан өзіндік құнды табуға болады:

$$S = \frac{Z_{\text{пол}}}{W}; \quad (5.13)$$

$$S = \frac{301,971}{340} = 0,888 \frac{\text{теңге}}{\text{кВт} \cdot \text{сағ}}$$

Өзіндік құнға тағы 10% қосамыз, өйкені табыс ескерілуі керек. Ол келесідей анықталады:

$$S_{\text{ПС}} = S \cdot 1,1 = 0,888 \cdot 1,1 = 0,98 \frac{\text{теңге}}{\text{кВт} \cdot \text{сағ}} \quad (5.14)$$

Жылдық кірісті анықтаймыз. Қосалқы станса арқылы кірістік налогты 20% құрайды деп аламыз:

$$\sum \Pi_2 = W_{\text{год}} \cdot 0,1 \cdot S_{\text{ПС}} \cdot 0,8; \quad (5.15)$$

$$\sum \Pi_2 = 340 \cdot 0,1 \cdot 0,977 \cdot 0,8 = 26,574 \text{ млн. тт.}$$

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 (5,0 теңге/кВт·сағ);

- «М.А.С» ЖШС жеке тарифі (0, 98 теңге/кВт·сағ).

Сол кезде қосалқы стансаның электр энергиясының өзіндік құны 14,78 теңге/кВт·сағ құрайды. Электр энергияны тұтынушыларға 16,21 теңге/кВт·сағ бағасымен сатқан кезде, ЖШС 1,43 теңге/кВт·сағ көлемінде кіріс алады.

Кіріс салығын есептеген кездегі берілген түрдегі жылдық кіріс келесіні құрайды:

$$\sum \Pi_{\text{кп}} = W_{\text{год}} \cdot 1,43 \cdot 0,8 = 340 \cdot 1,43 \cdot 0,8 = 388,96 \text{ млн теңге.} \quad (5.16)$$

Өнеркәсіптің екі түрінен де алынған суммалық кірісі келесіні құрайды:

$$\sum \Pi = \sum \Pi_{\text{кп}} + \sum \Pi_{\text{г}} = 388,96 + 26,574 = 415,534 \text{ млн теңге.} \quad (5.17)$$

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.

$$PV = \sum_1^n \frac{CF_n}{(1+r)^n}, \quad (5.18)$$

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:

$$NPV = \sum_1^n \frac{CF_n}{(1+r)^n} - I_0, \quad (5.19)$$

мұндағы CF – жыл сайынғы ақшалай түсім;
 n – жобаны тарату жылдары;
 I₀ – толық қосынды инвестиция;
 r – банктің пайыздық қойымы.

Ақша ағымы келесі формуламен анықталады:

$$CF = \Pi_q + I_{ao}, \quad (5.20)$$

мұндағы Π_q - таза кіріс, млн.тенге;
 I_{ao} – амортизациялық аударымдар, млн.тенге.

$$CF = 415,534 + 154,005 = 569,539 \text{ млн.тенге};$$

$$PV = 569,539 \cdot 0,901 = 513,155 \text{ млн.тенге},$$

$$NPV = -2566,75 + 513,155 = -2053,595 \text{ млн.тенге}$$

5.3 кесте – Берілген нұсқа үшін NPV есебінің нәтижесі

Жылдар	CF, млн теңге	1/(1+i) ⁿ	NPV, млн теңге
0	0	1	-2566,75
1	513,155	0,901	-2053,595
2	513,155	0,812	-1636,913
3	513,155	0,731	-1261,797
4	513,155	0,659	-923,629
5	513,155	0,593	-619,328
6	513,155	0,535	-344,79
7	513,155	0,482	-97,449
8	513,155	0,434	125,26

Есептеулер бойынша біздің салған инвестиция 8 жылдан кейін бізге пайда алып келеді.

$$PV=513,155 \cdot (0,901+0,812+0,731+0,593+0,535+0,482+0,434)=2303,04 \text{ млн. теңге.}$$

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.

$$PI = \sum_{t=1}^n \frac{PV / (1+i)^t}{K_0} = \frac{2303,04 / 0,434}{2566,75} = 2,07. \quad (5.21)$$

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.

$$PP = \frac{\sum K}{CF}; \quad (5.22)$$

$$PP = \frac{2303,04}{513,155} = 4 \text{ жыл} .$$

Қорытынды

Дипломдық жобамда “110/35/10 кВ 2х40 МВА қосалқы стансаның релелік қорғанысының системасын жасау. Дипломдық жобада қысқа тұйықталу тоқтарын есептеп, алынған тоқтар бойынша негізгі электр құрылғыларын таңдап алдым. Қосалқы стансада орналасқан трансформатордың максималды ток қорғанысы (МТҚ), асқын жүктемеден қорғауды, дифференциалдық қорғанысына есептеулер жүргіздім. Максималды ток қорғанысына “ АBB ” фирмасының REF615 терминалын қойдым.

110 кВ кернеулі желілердің төрт сатылы дистанционды және Сатылы нөл реттік тоқ қорғанысын (НРТҚ) есептеулерін жүргіздім. НРТҚ сатылары үшін реленің іске қосылу тоқтарын есептедім. Желінің төрт сатылы дистанционды қорғанысына REL670 сандық микропроцессорлық құрылғысын таңдап қойдым. Жұмыс барысында трансформатор және желі қорғанысын есептей қоймай, оларды автоматтандыру кезінде қолданылатын терминалдармен (RET670, REL670, REF615) жұмыс жасауды, яғни есептелінген параметрлерді енгізуді толықтай үйрендім.

Дипломдық жобамның өмір тіршілік қауіпсіздігі бөлігінде қосалқы стансадағы жалпы мәліметтер жайлы байланысты ақпараттар бар. Сонымен қатар қосалқы стансадағы жерлендіру мен жарық ағынының қолдану коэффициенті арқылы жарықтандыруды есептедім.

Дипломдық жобамның экономикалық бөлімінде қаржылық экономикалық көрсеткіштер жобаны инвестициялаудың тиімділігін көрсетілген. Бұл жобамда келесі бағдарламаларды қолдандым:

Бұл жобамда келесі бағдарламаларды қолдандым:

1. ElectronicsWorkbench.
 - а) Қондырғы таңдау үшін қ. т. тоқтарын өлшеу үшін;
 - ә) Дифференциалды қорғаныстағы қ.т. тоқтарын өлшеу үшін;
 - б) Нөл реттік тоқ қорғанысын есептеу барысындағы қ.т. тоқтарын өлшеу үшін;
 - в) Автоматты қайта қосу (АҚК) логикасын симуляциялау үшін.
2. Терминалдарды параметрлеу үшін РСМ600 компьютерлік программасын қолдандым. Сонымен қатар терминалдар сол программаға енгізу үшін қосымша Update manager программасын пайдаландым.
3. Графикалық жұмыстарды орындау үшін AutoCad бағдарламаланы қолдандым.
4. Стансаның электрлік сұлбасын салу үшін Paint бағдарламаларын қолдандым.
5. Есептеу жұмыстарын жүргізгенде Excel бағдарламасын қолдандым.

Қысқартулар тізімі

Қысқарту	Толық атауы
ҚТ	Қысқа тұйықталу
ЖК	Жоғары кернеу
ОК	Орта кернеу
ТК	Төмен кернеу
ҚС	Қосалқы станса
ТТ	Ток трансформаторы
КТ	Кернеу трансформаторы
ЭҚҚЕ	Электр қондырғыларын құру ережелері
АҚҚ	Автоматты қайта қосу
НРТҚ	Нөлдік реттік ток қорғанысы
МТҚ	Максимал ток қорғанысы
РҚ	Релелік қорғаныс
ДҚ	Дистанционды қорғаныс
ДРЛ	Доға разрядты лампа
ФДТ	Фурье дискретті түрлендіру
ИЭҚ	Интеллектуалды электронды құрылғы
ДҮ	Дифференциалды үзіндінің

Әдебиеттер тізімі

1. Рожкова Л. Д., Козулин В. С. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техникумов. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.
2. Неклепаев Б. Н., Крючков И. П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. пособие для вузов. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
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. Интеллектуальное электронное устройство защиты трансформатора RET670. Техническое справочное руководство. ООО “АББ Силовые и Автоматизированные Системы”, 2011.
5. Бюллетень ABB Power T&D Company Inc. – Элегазовые выключатели типа «PM». Отделение силовых выключателей Гринсбург, Пенсильвания 15601. – 6 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. – Высоковольтные выключатели. Отделение силовых выключателей Гринсбург, Пенсильвания 15601. – 45 с.
8. Хожин Г.Х. Электр станциялары мен қосалқы станциялар (Оқулық) Алматы: «Ғылым» ғылыми орталығы, 2002.-312 б.
9. Чернобровов Н. В., Семенов В. А. Релейная защита энергетических систем: Учеб. пособие для техникумов. Часть-2. – М.: Энергоатомиздат, 1998. – 800 с.
10. 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.
11. Дюсебаев М.К., Хакімжанов Т.Е. Адам өмірінің қауіпсіздігінің негізі.Дәрістер конспектісі. – Алматы: АЭЖБИ, 2004.
12. Шабад М. А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей. – 3-е изд., перераб. и доп. – Л.: Энергоатомиздат. Ленингр. Отд-ние, 1985. – 296 с.
13. Дюсебаев М.К., Хакімжанов Т.Е. Адам өмірінің қауіпсіздігінің негізі.Дәрістер конспектісі. – Алматы: АЭЖБИ, 2002.
14. Постановление Правительства Республики Казахстан № 1126 от 15 октября 2002 года «Об утверждении Программы совершенствования тарифной политики субъектов естественных монополий на 2002-2004 годы».

15. Безопасность жизнедеятельности: Учебник для вузов/Белов С. В., Ильницкая А. В., Козьяков А.Ф. и др.; Под общ. ред. Белова С. В. – М.: Высш. Шк., 1999. – 488 с.

16. Постановление Правительства Республики Казахстан № 1126 от 15 октября 2002 года «Об утверждении Программы совершенствования тарифной политики субъектов естественных монополий на 2002-2004 годы».

17. www.rtc-electro-m.ru сайты

18. www.abb.com сайты

19. www.rzia.ru сайты

20. www.sozdik.kz сайты

21. www.rtc-electro-m.ru сайты

А қосымшасы

А 2.1 кесте– RET 670 T3WPDIF типінің параметрлері

Тағайындаманың аты	Тағайындама диапазоны		Тағайындаманы таңдау	Тағайындамаға түсініктеме
	min	max		
RatedVoltageW1	0,05	2000,00	110,00	Трансформатордың жоғары жағындағы номиналды кернеу, кВ
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	210	Трансформатордың жоғары жағындағы номиналды ток, А
RatedCurrentW2	1	99999	661	Трансформатордың ортаңғы жағындағы номиналды ток, А
RatedCurrentW3	1	99999	2312	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 тоқтың есептік кірісі/шығысы
ZSCurrSubtrW2	Выкл (өшіру)	Вкл (қосу)	Выкл (өшіру)	W2 жағы үшін нөл реттік тоқтың есептік кірісі/шығысы

А 2.1 кестенің жалғасы

1	2	3	4	5
ZSCurrSubtrW3	Выкл (өшіру)	Вкл (қосу)	Выкл (өшіру)	W3 жағы үшін нөл реттік тоқтың есептік кірісі/шығысы
TconfligForW1	Нет (жоқ)	Да (иа)	Да (иа)	W1 орамасы үшін ток трансформаторының 2 кірісі (Т-тәріздес конфигурация)
CT1RatingW1	1	99999	400	Ток 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 тоқтың деңгейі (W1 орамасындағы ном. тоқтың % бөлігі)

А 2.1 кестенің соңы

1	2	3	4	5
tAlarmDelay	0,00	60,00	10,00	Бүкіл 3 фазадағы дифференциалдық токтың өсуін көрсететін сигналдың уақыт ұстанымы, сек
IdMin	0,05	0,60	0,2	Дифференциалдық токтың минималды деңгейі (W1 орамасындағы номиналды токтың % 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

А 2.2 кесте – REF 615 РННРТОС1 типінің параметрлері

Тағайындаманың аты	Тағайындама диапазоны		Тағайындама ны таңдау	Тағайындамаға түсініктеме
	min	max		
Активизация	Выкл (өшіру)	Вкл (қосу)	Вкл (қосу)	Программаны қосу
Количество фаз	1	3	3	Фаза саны
Мин время срабат	20	60000	1200	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	27,1000	Программалау қисығы үшін А параметрі, орнатылған мән
Параметры кривой В	0,0000	0,7120	0,11	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	25,10	Программалау қисығы үшін D параметрі, орнатылған мән
Параметры кривой E	0,0	1,0	1,0	Программалау қисығы үшін E параметрі, орнатылған мән
Пусковое значение	0,10	40,00	3,12	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	1400	Қосылу үшін кететін уақыт ұстанымы, мс
Тип кривой срабат.	-	-	МЭК независимая	Уақыт ұстанымының қисығын таңдау типі
Тип кривой возврат	-	-	Мгновенная	Қайарудың қисығын таңдау типі

А 3.1 кесте – REL 670 ZMQPDIS:1 типінің параметрлері

ZMQPDIS:1 1-ші сатының параметрленуі				
Тағайындаманың аты	Тағайындама диапазоны		Тағайындаманы таңдау	Тағайындамаға түсініктеме
	min	max		
Operation	Вкл (өшіру)	Вкл (қосу)	Вкл (қосу)	Активизация
IBase	1	99999	210,194	Базистік ток (номиналды ток), А
UBase	0,05	2000,00	110,00	Базистік кернеу (номиналды кернеу), кВ
OperationDir	-	-	Прямое (тура)	Бағытталу режимі
X1	0,10	3000,00	7,48	Реактивті кедергі бойынша қамту аймағы (бірінші саты), Ом

R1	0,01	1000,00	0,00	Активті кедергі бойынша қамту аймағы (бірінші 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	0,00	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	210,194	Базистік ток (номиналды ток), А
UBase	0,05	2000,00	110,00	Базистік кернеу (номиналды кернеу), кВ

А 3.1 кестенің жалғасы

1	2	3	4	5
OperationDir	-	-	Обратное (кері)	Бағытталу режимі
X2	0,10	3000,00	11,912	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 (өшіру)	Вкл (қосу)	Вкл (қосу)	Активизация
IBase	1	99999	210,194	Базистік ток (номиналды ток), А
UBase	0,05	2000,00	110,00	Базистік кернеу (номиналды кернеу), кВ
OperationDir	-	-	Прямое (тура)	Бағытталу режимі
X3	0,10	3000,00	87,484	Реактивті кедергі бойынша қамту аймағы (үшінші саты), Ом
R3	0,01	1000,00	0,00	Активті кедергі б/ша қамту аймағы (үшінші саты), Ом (

А 3.1 кестенің соңы

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	1,5	Өшірудің уақыт ұстанымы, с
OperationPE	Выкл (өшіру)	Вкл (қосу)	Выкл (өшіру)	Фаза-жер контурының активизациясы

А 3.2 кесте – REL 670 EF4PТOC типінің параметрлері:

Барлық сатыларға ортақ			
Тағайындаманың аты	Тағайындама диапазоны		Тағайындамаға түсініктеме
	min	max	

Operation	Выкл (өшіру)	Вкл (қосу)	Вкл (қосу)	Активизация
IBase	1	99999	210,194	Базистік ток (номиналды ток), А
UBase	0,05	2000,00	110,00	Базистік кернеу (номиналды кернеу), А
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 тоқ 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	32,12	Нөл реттік ток бойынша қосылудың орнатылған мәні, %IB

А 3.2 кестенің жалғасы

	1	2	3	4	5
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	2569,71	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)
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	24,084	Нөл реттік ток 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	1926,72	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)

А 3.2 кестенің жалғасы

	1	2	3	4	5
tReset2		0,000	60,000	0,020	2-ші сатының қайту уақыт ұстанымы, с
EF4PTOC:1 3-ші сатының параметрлері					

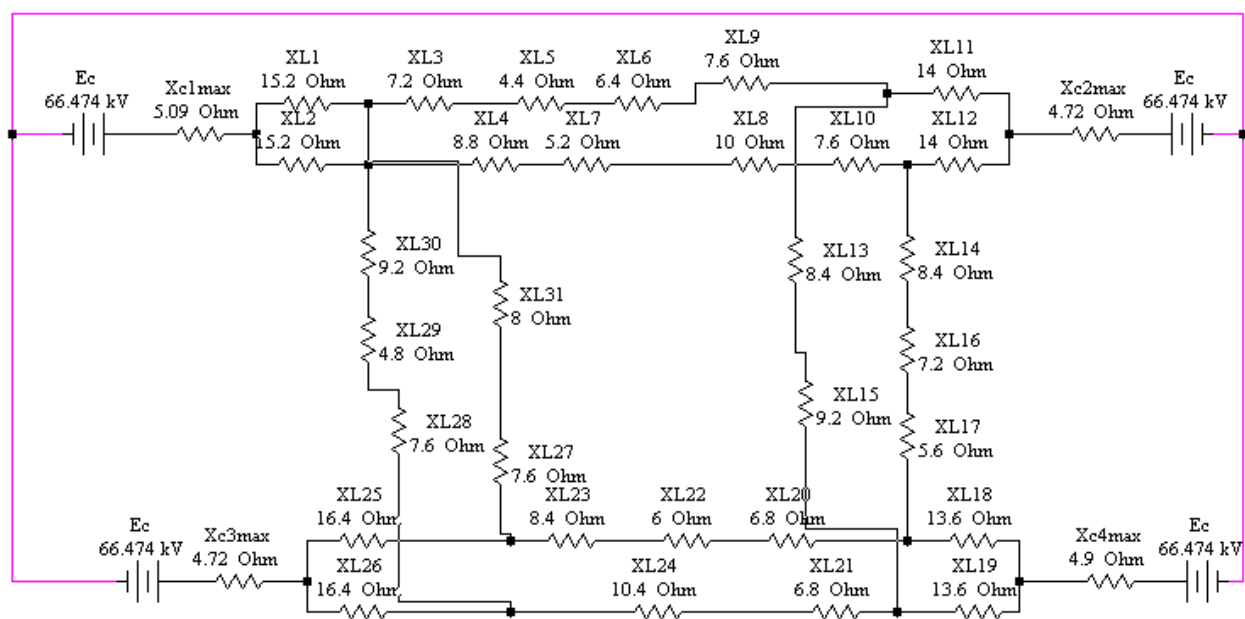
DirMode3	-	-	Прямое (тура)	3-ші сатының бағытталу режимі
Characterist3	-	-	ANSI независсимая	Тоқ-уақыттық сипаттаманың типі
IN3>	1	2500	15,399	Нөл реттік ток бойынша қосылудың орнатылған мәні, %IB
t3	0,000	60,000	0,600	3-ші сатының тәуелсіз уақыт ұстанымы, с
k3	0,05	999,00	0,05	Орнатылған мән
IMin3	1,00	10000,00	1231,92	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 қайту қисығының 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	1,859	Нөл реттік ток 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	148,75	4-ші сатының минималды тоғы, %IB

А 3.2 кестенің соңы

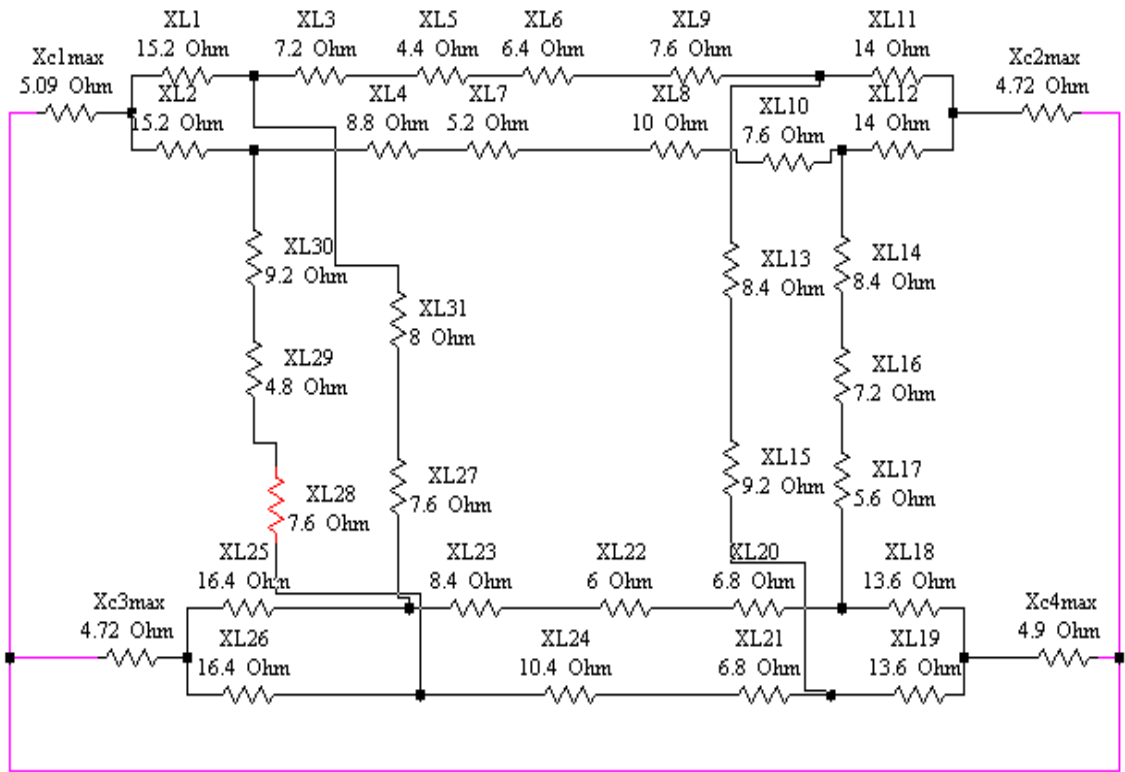
	1	2	3	4	5
t4Min		0,000	60,000	2,300	4-ші сатының инверстік сипаттамасының

				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

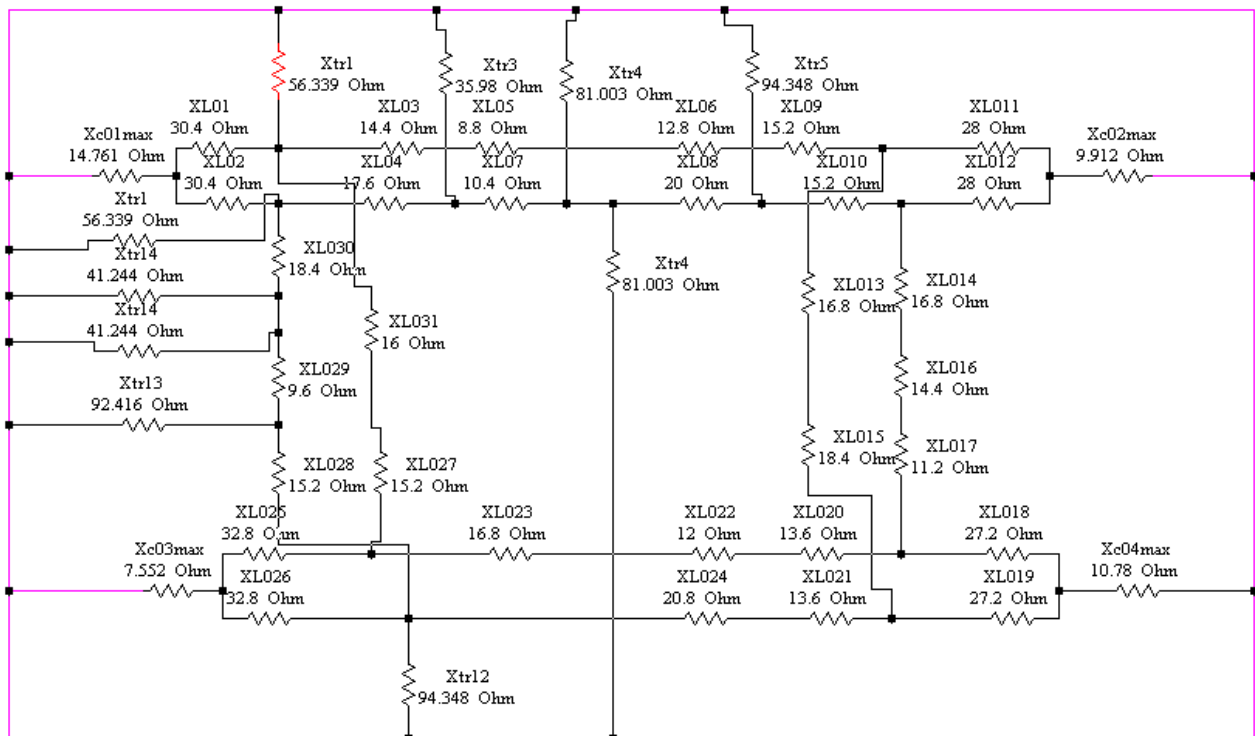
Б қосымшасы



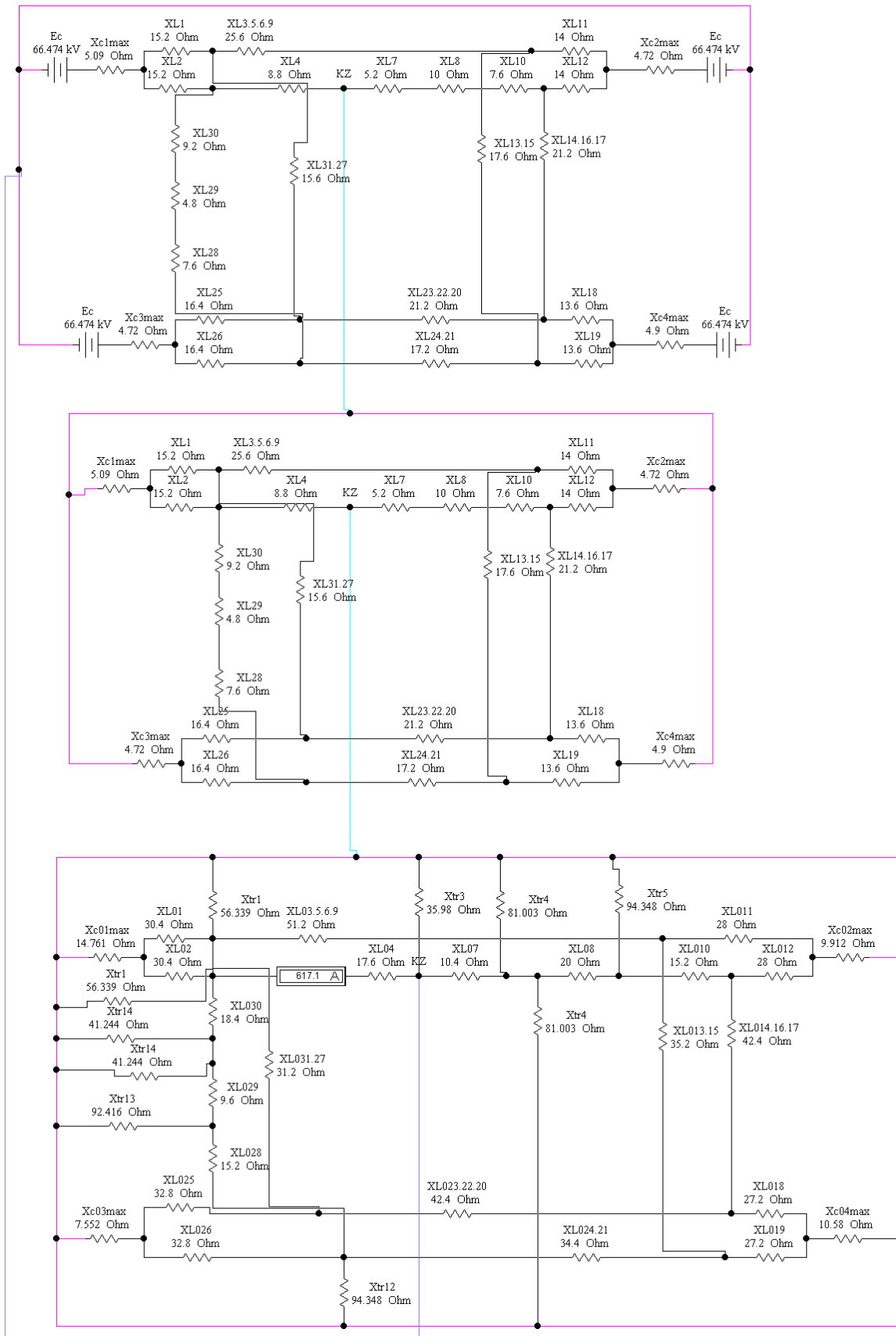
Сурет Б1 - Максимал режимдегі тура ретті орынбасу сұлбасы



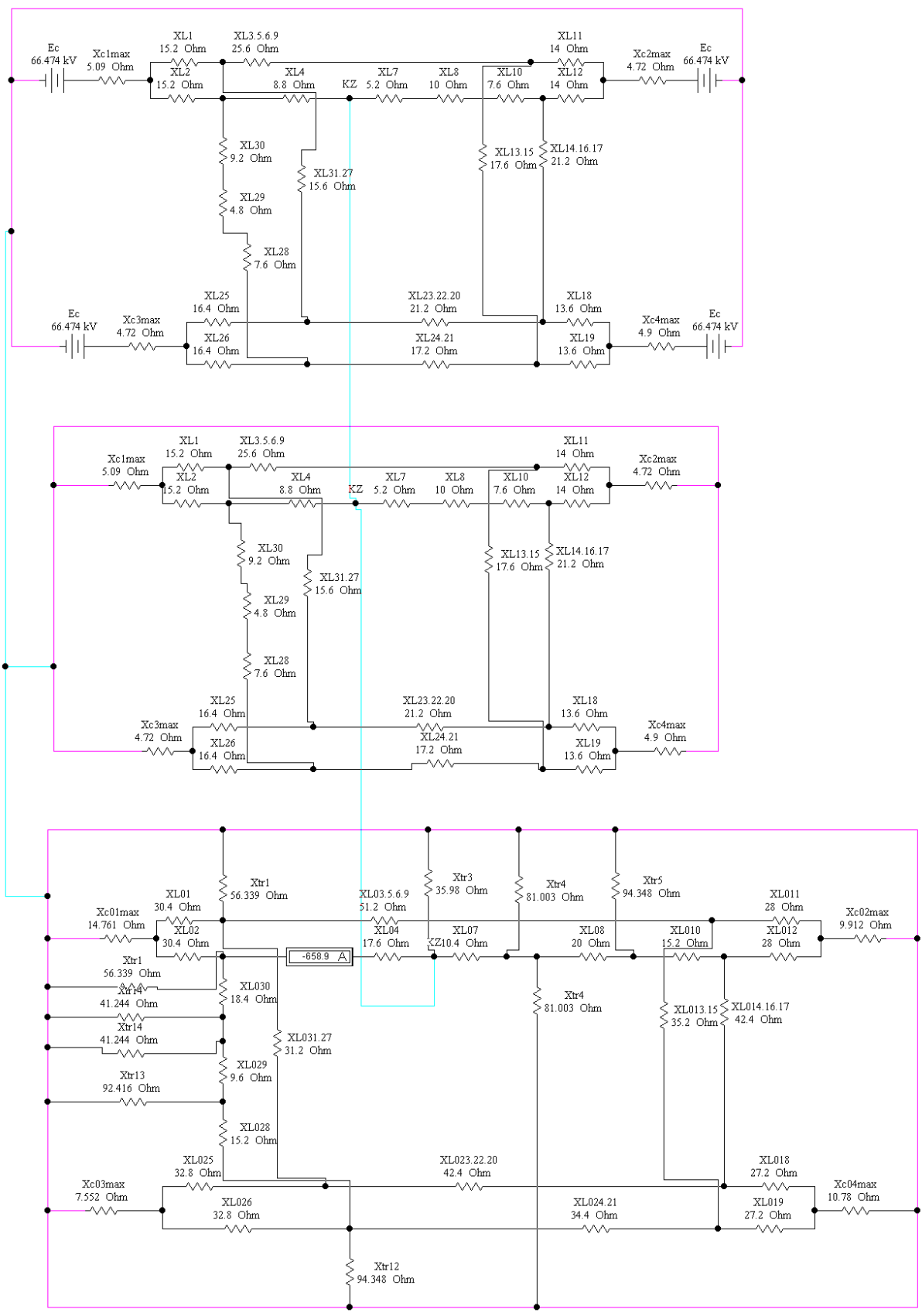
Сурет Б2 - Максимал режимдегі кері ретті орынбасу сұлбасы



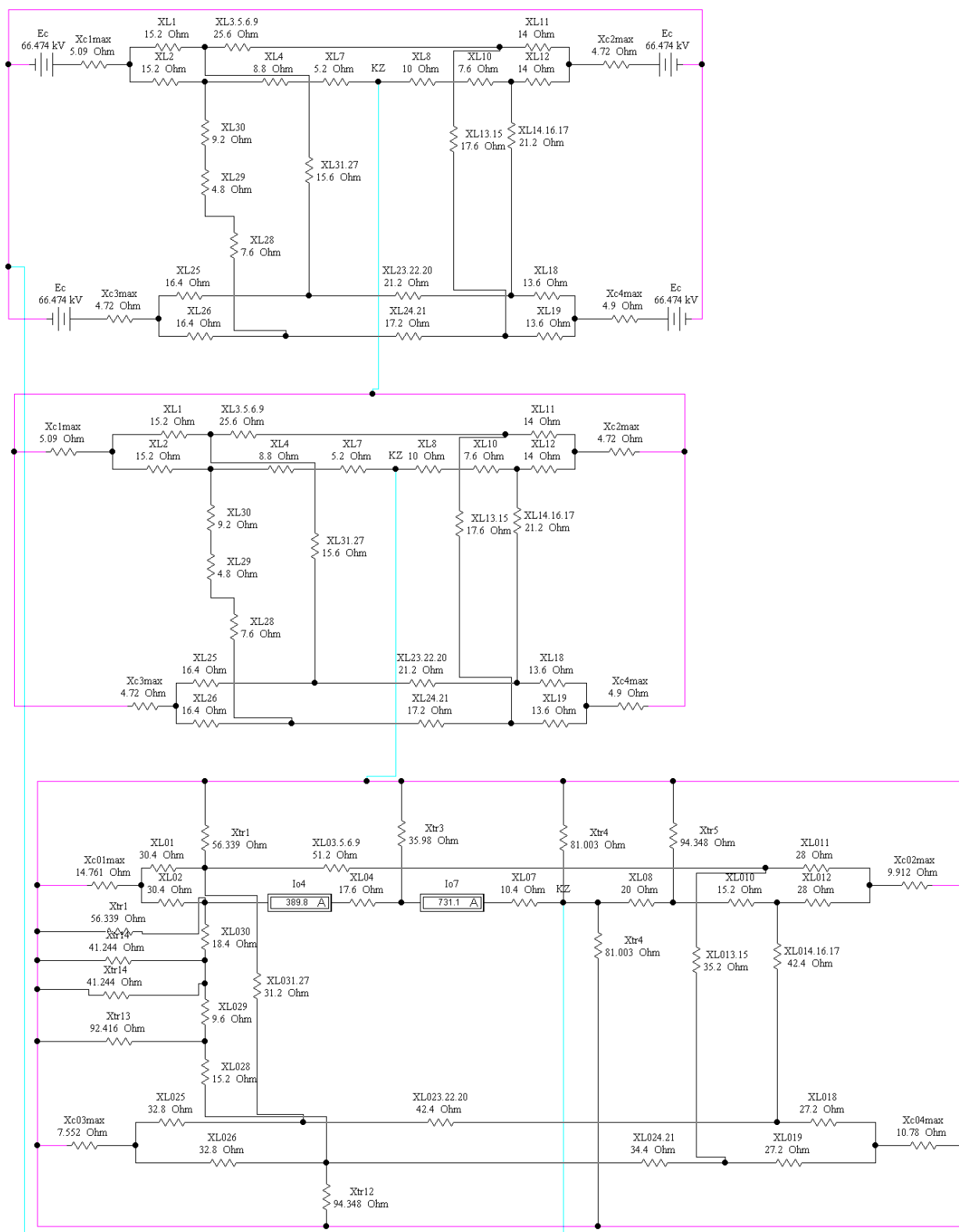
Сурет Б3 - Максималды режимдегі нөл ретті орынбасу сұлбасы



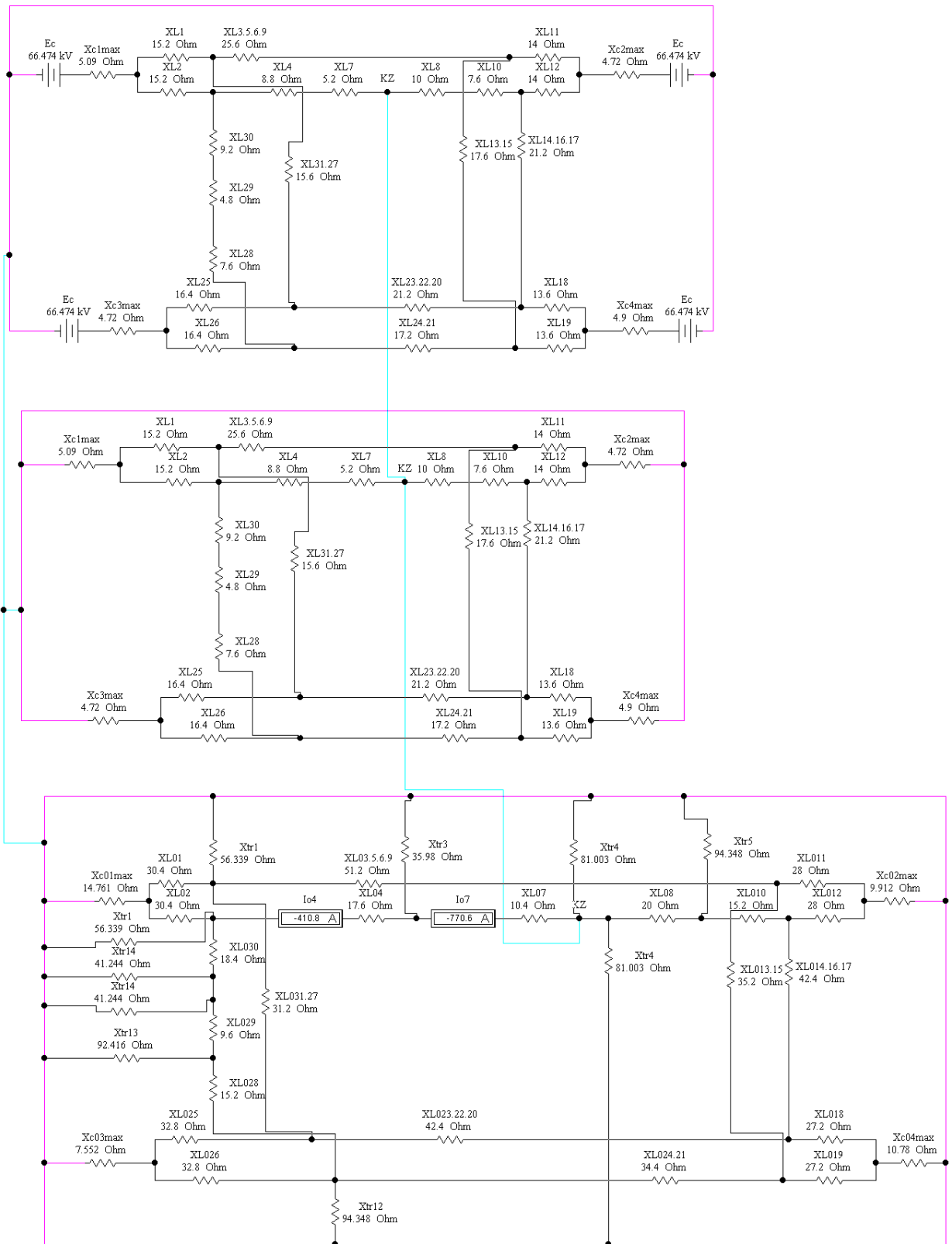
Сурет Б4 – 4 желісінің соңындағы нөл реттік бір фазалы ҚТ



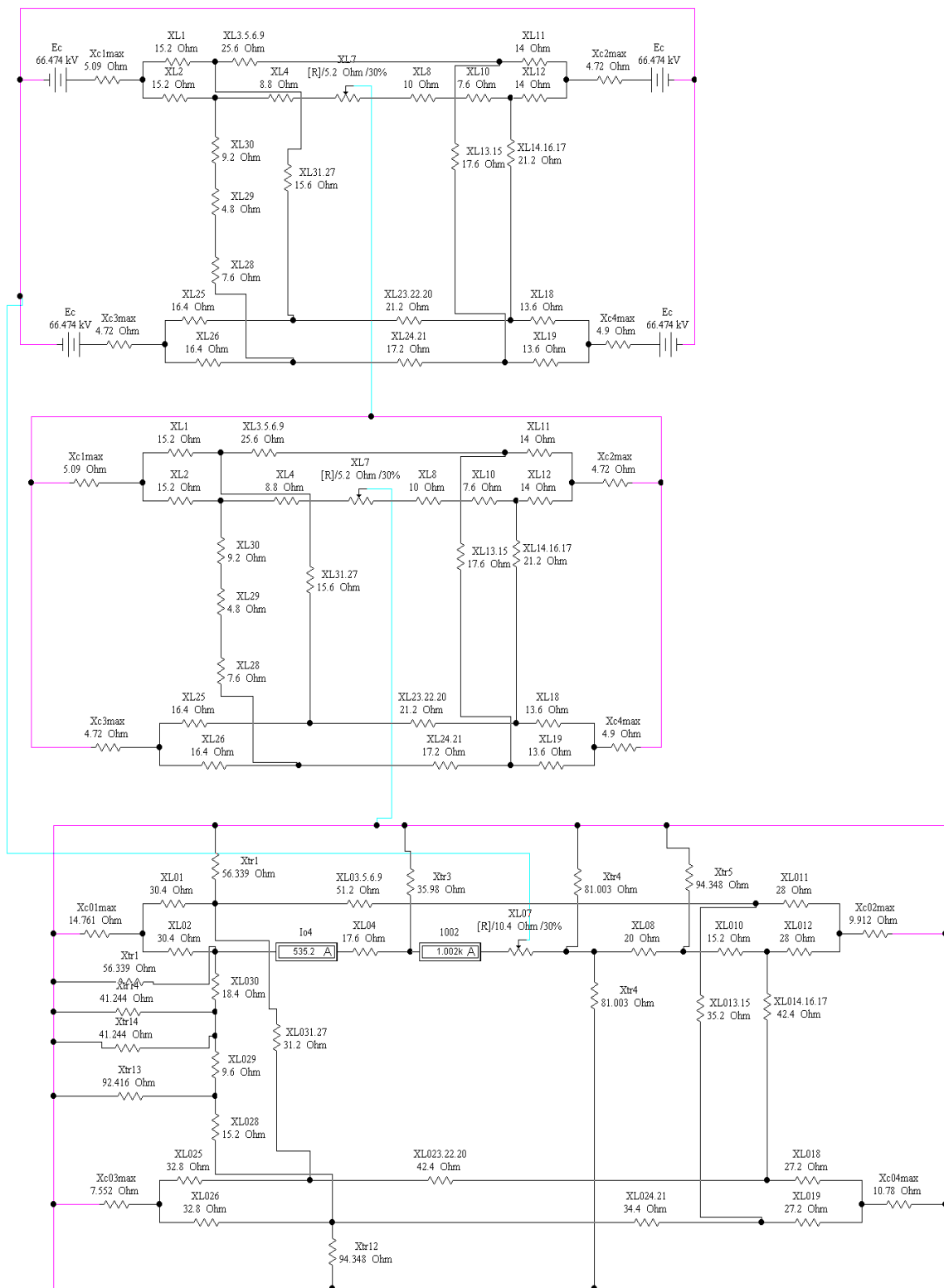
Сурет Б5– 4 желісінің соңындағы нөл реттік екі фазалы ҚТ



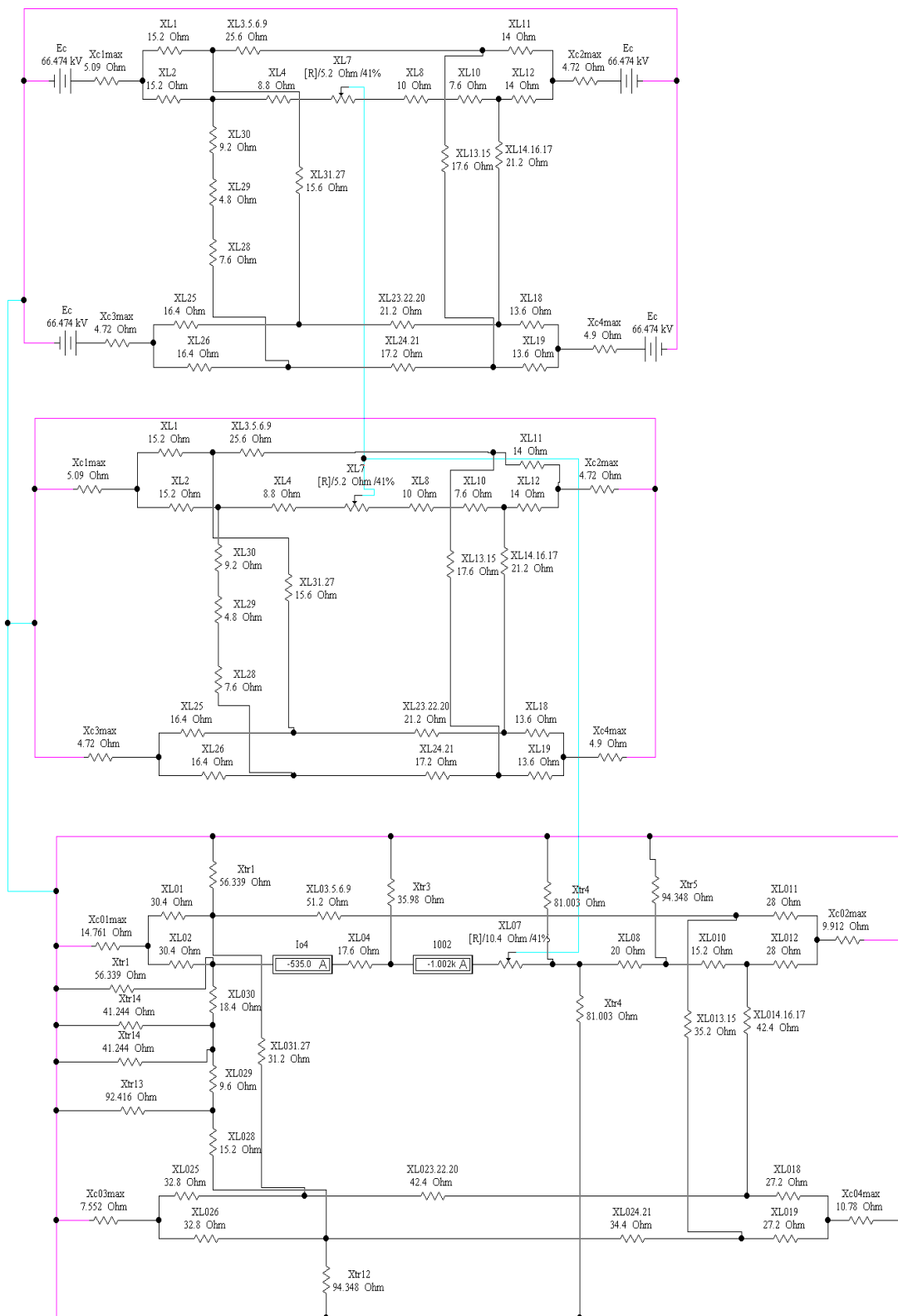
Сурет Б6 – 7 желісінің соңындағы нөл реттік бір фазалы ҚТ



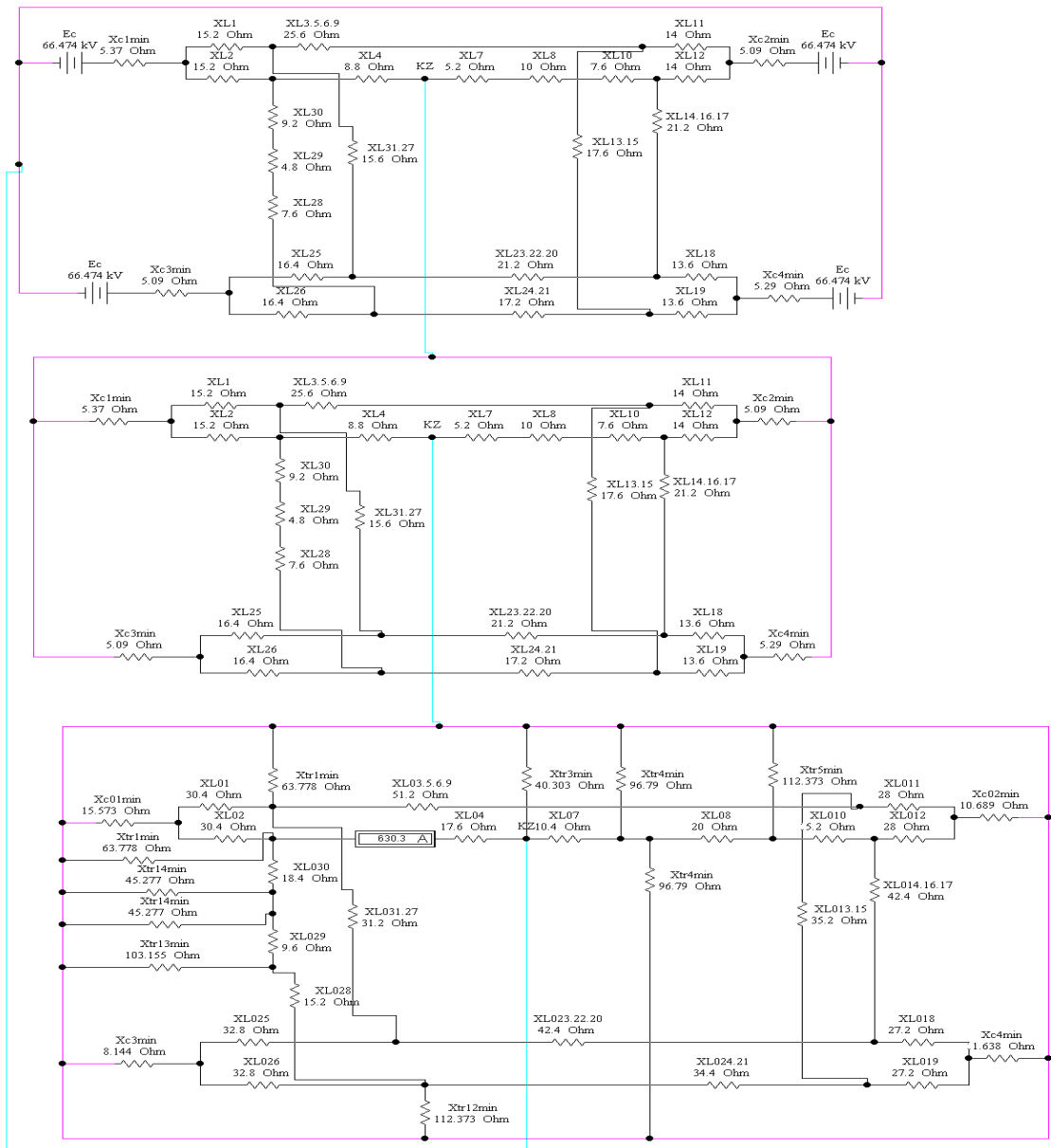
Сурет Б7 – 7 желісінің соңындағы нөл реттік екі фазалы ҚТ



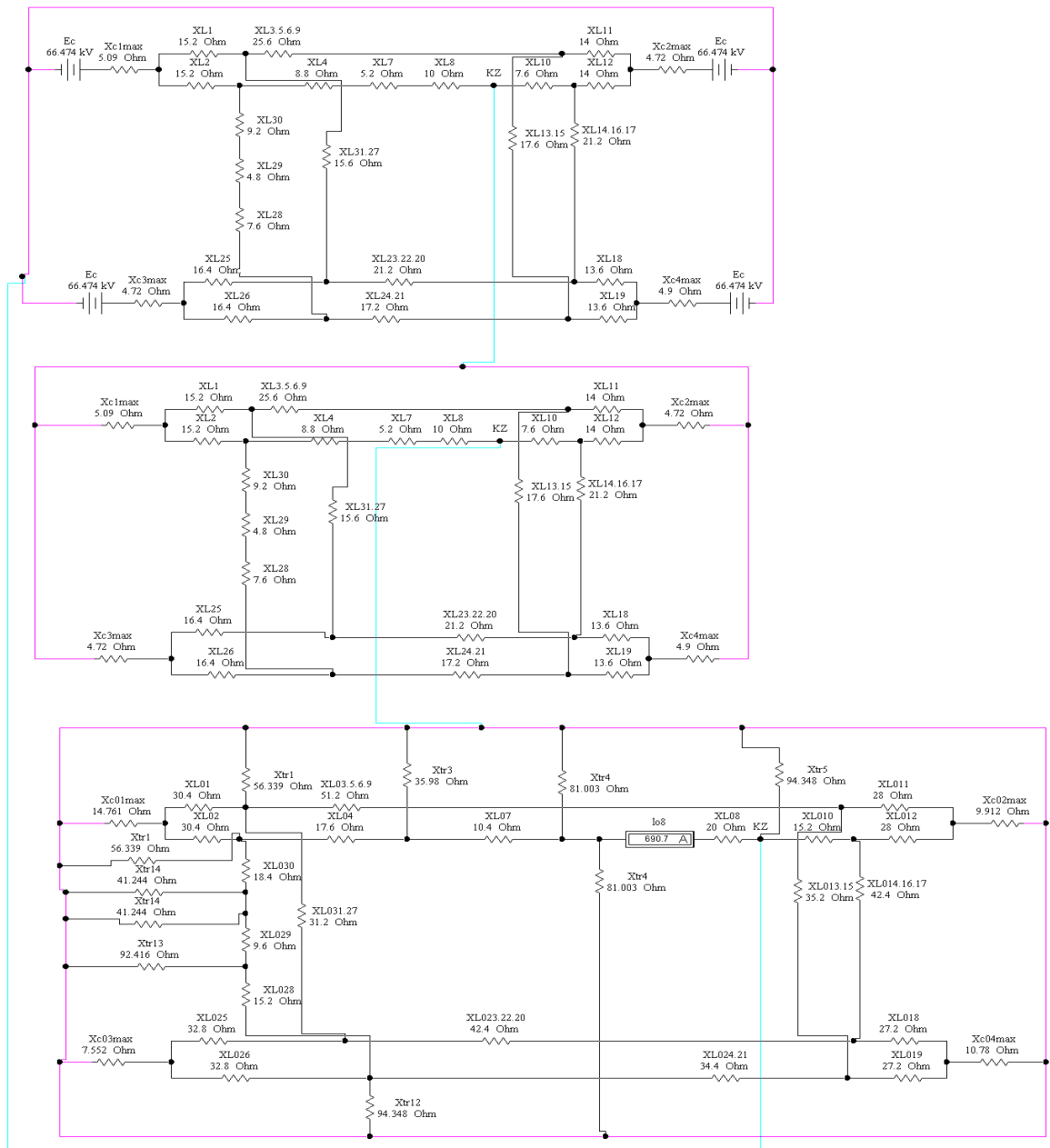
Сурет Б8 – 7 желісінің соңындағы бір фазалы потенциометрлі ҚТ



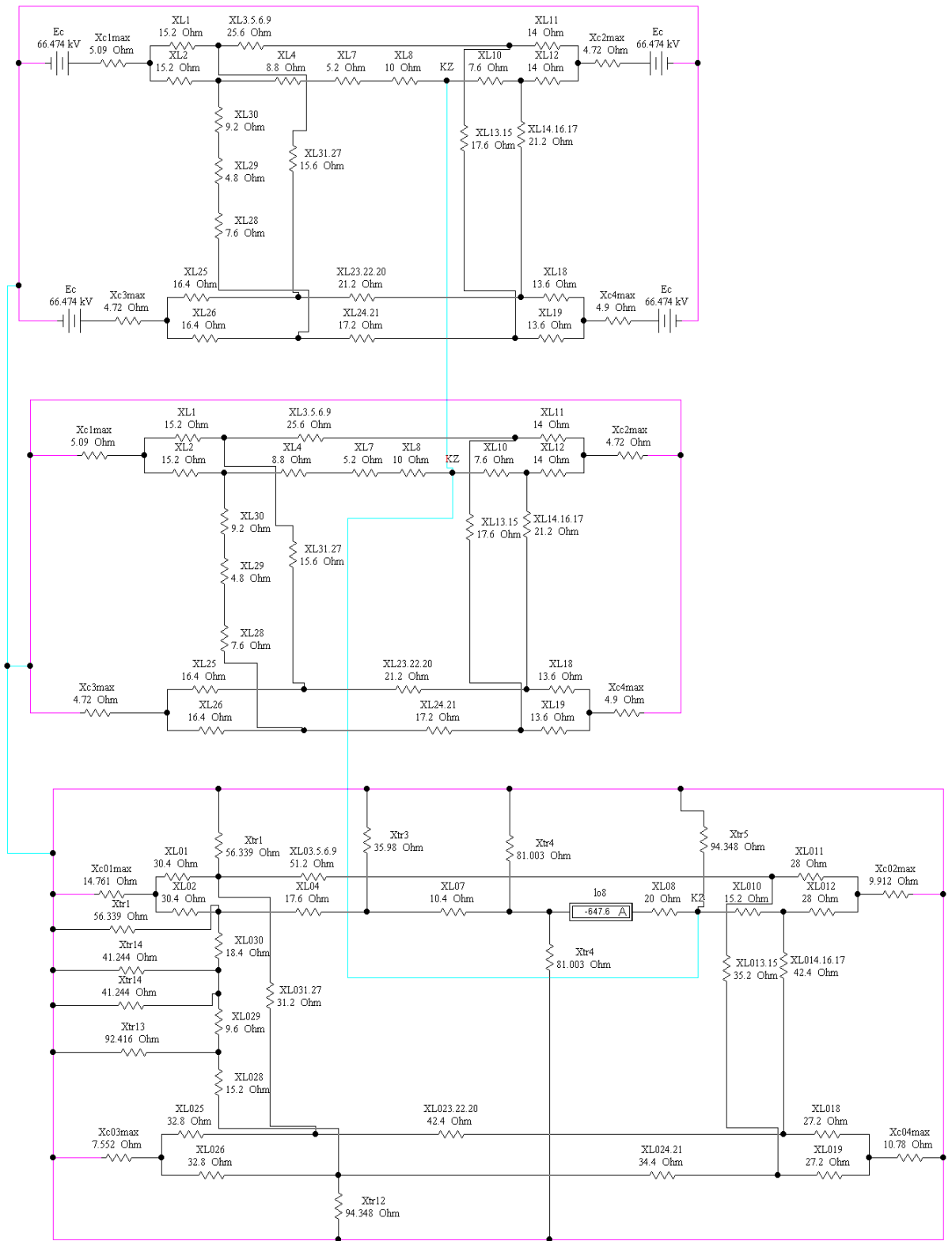
Сурет Б9 – 7 желісінің соңындағы екі фазалы потенциометрлі ҚТ



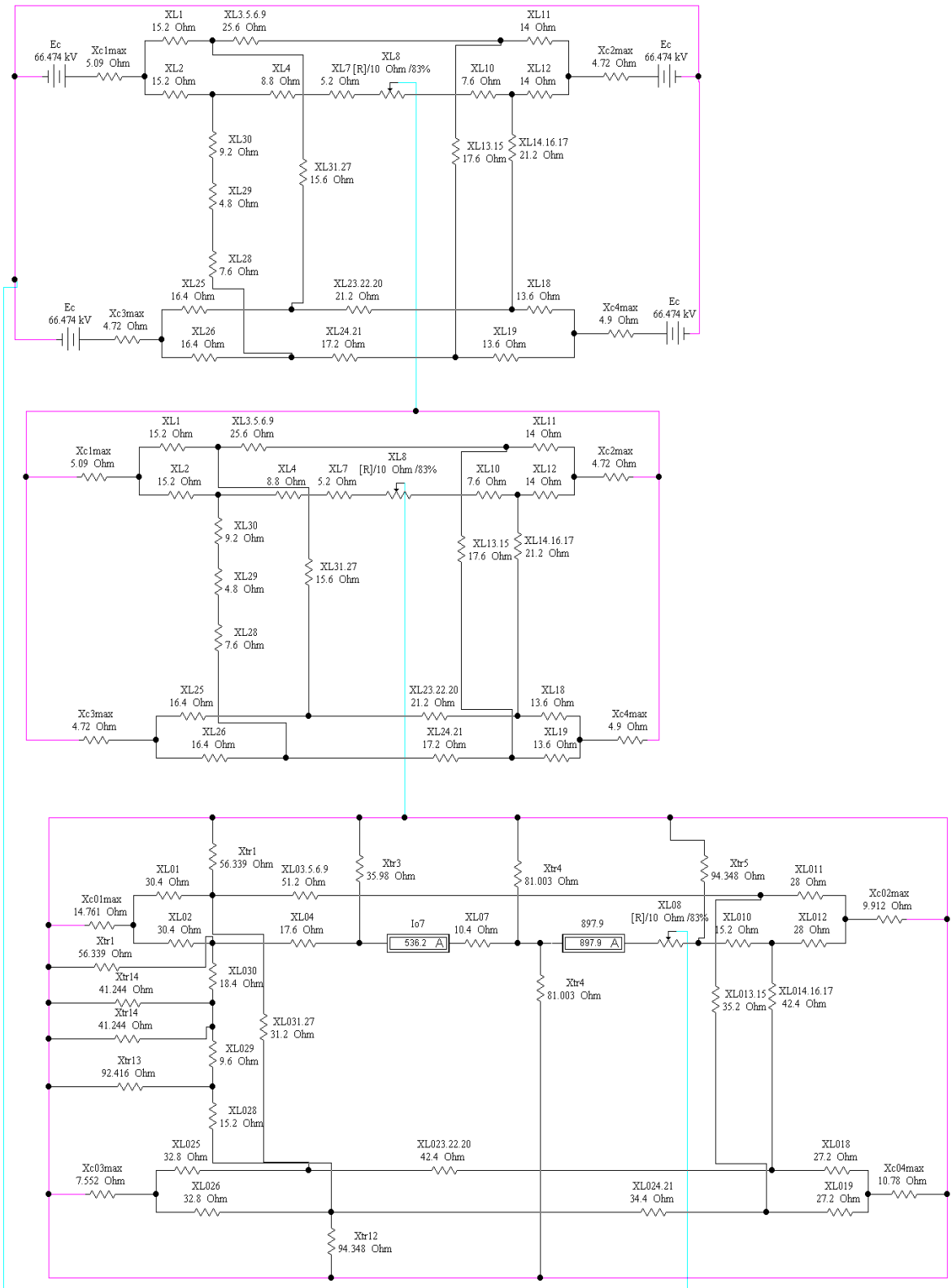
Сурет Б10 – 4 желісінің соғындағы бір фазалы минималды режимдегі ҚТ



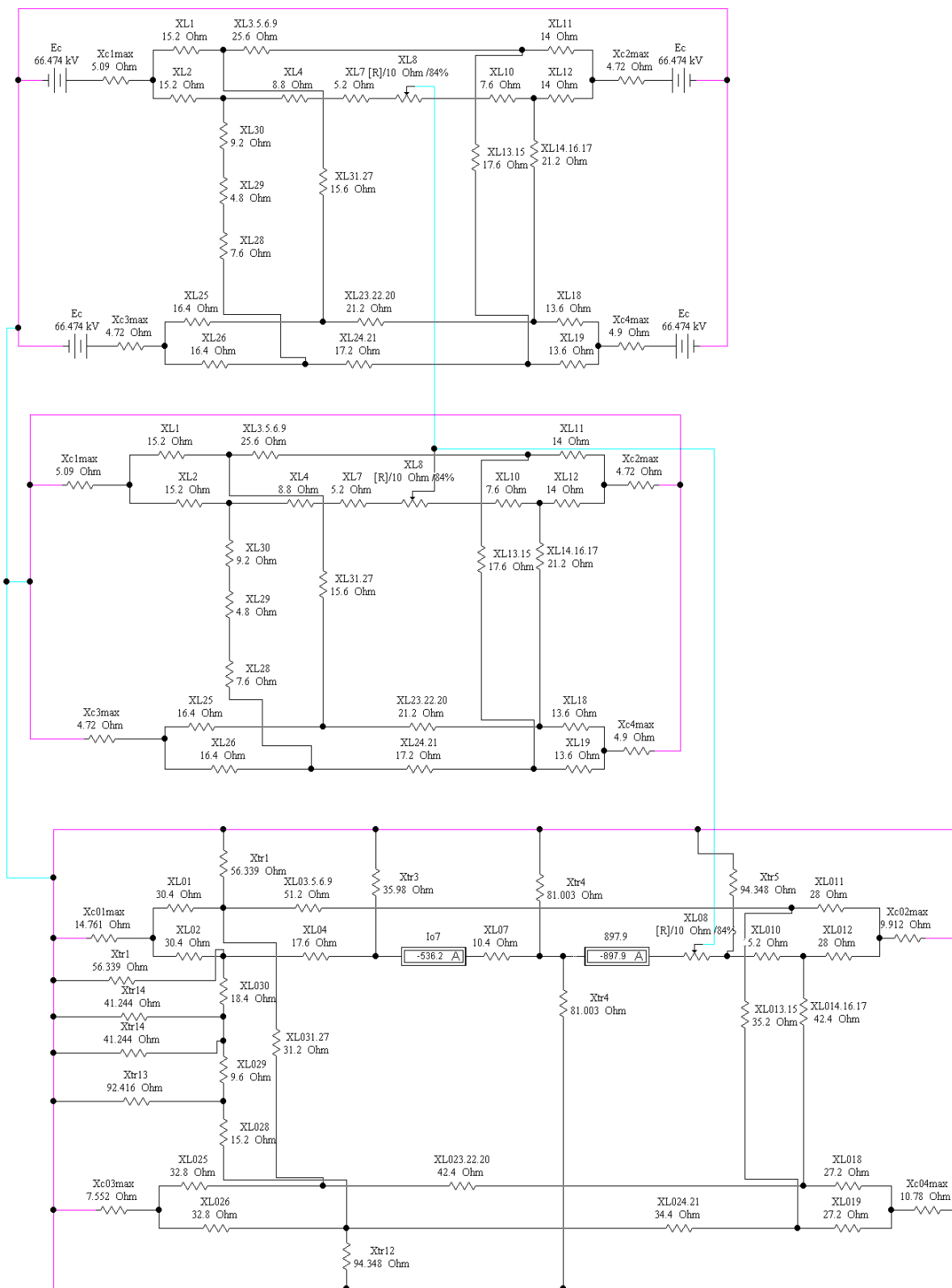
Сурет Б11 – Л8 желісінің соңындағы нөл реттік бір фазалы ҚТ



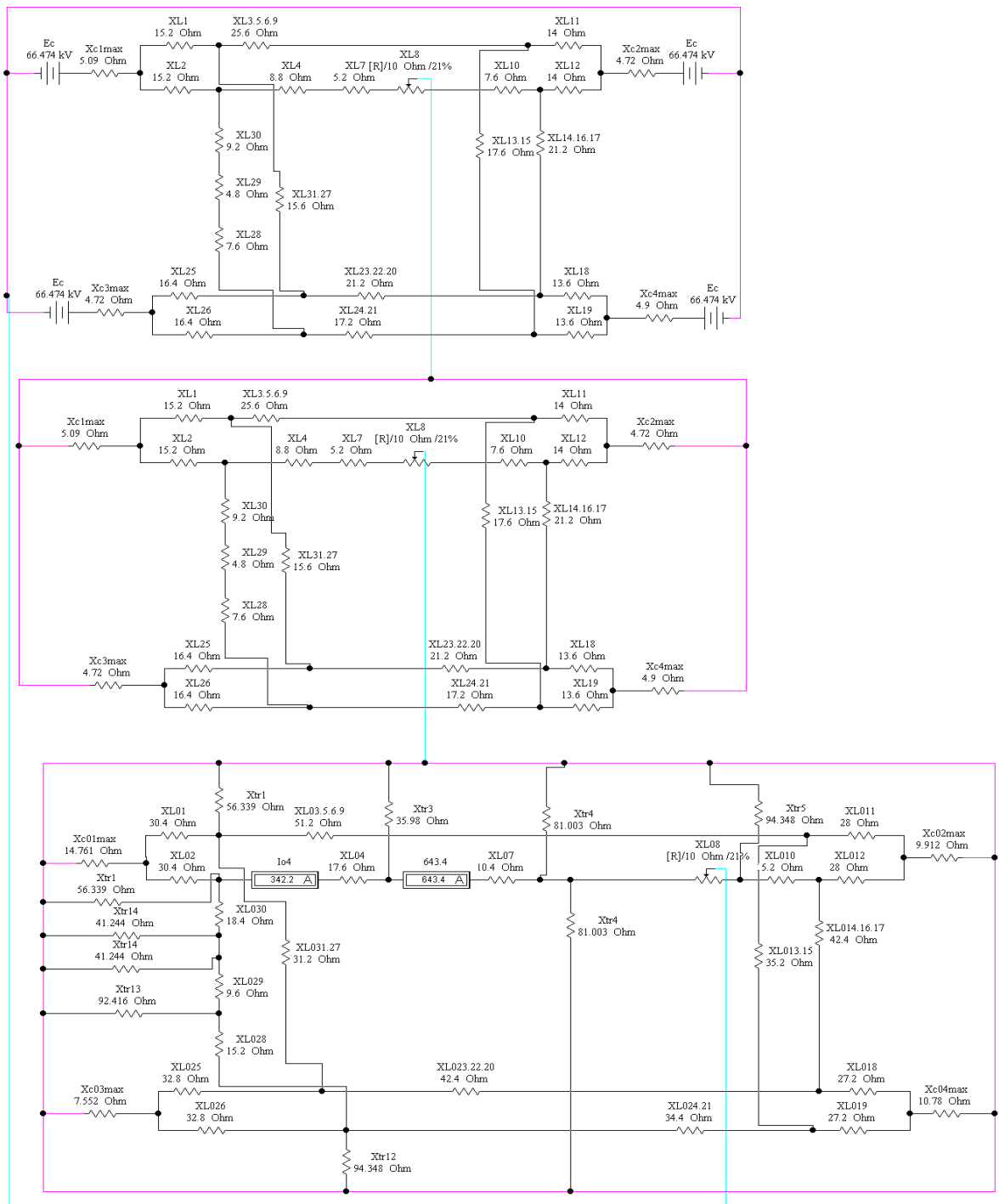
Сурет Б12 – Л8 желісінің соңындағы нөл реттік екі фазалы ҚТ



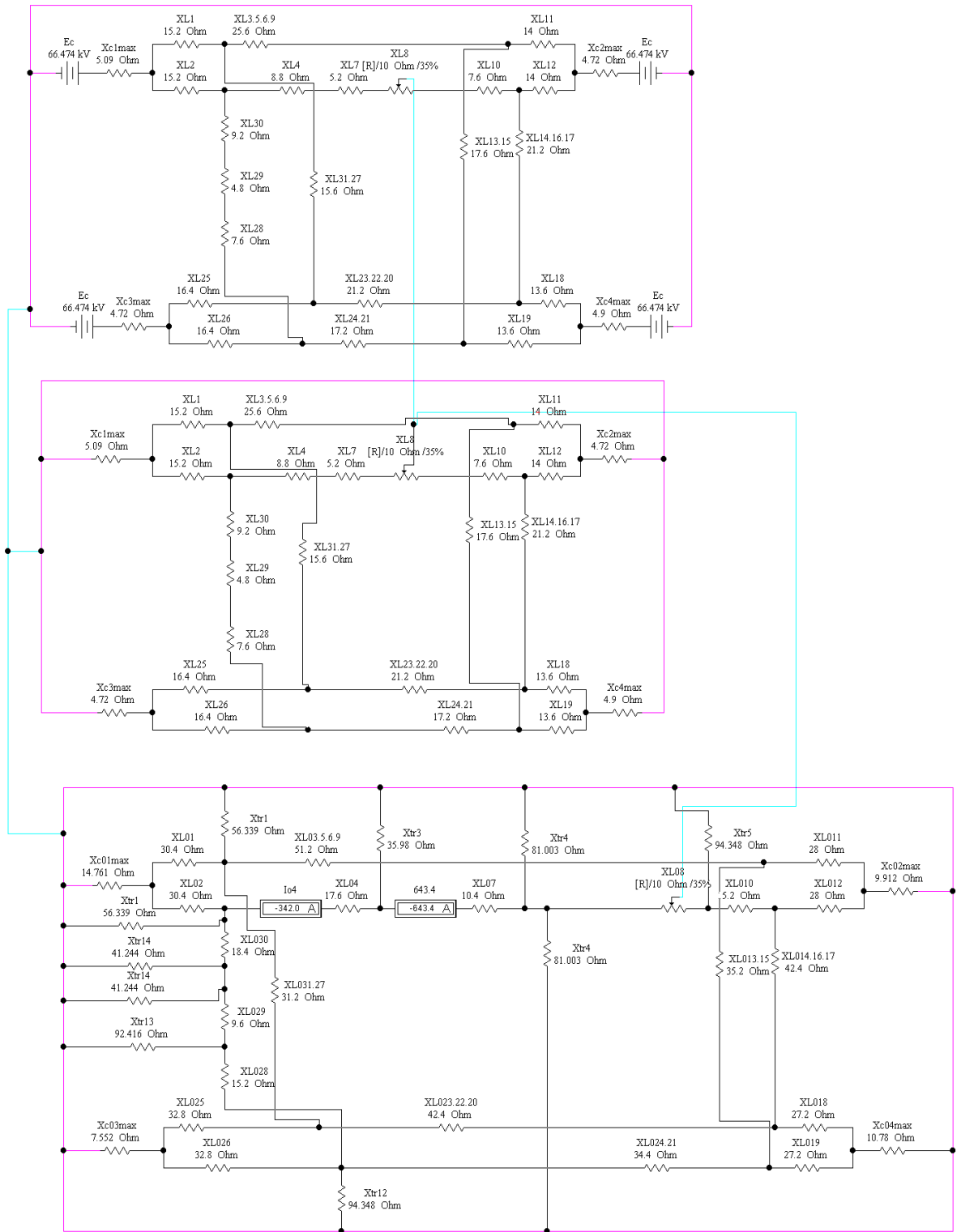
Сурет Б13 – 8 желісінің соңындағы бір фазалы потенциометрлі ҚТ



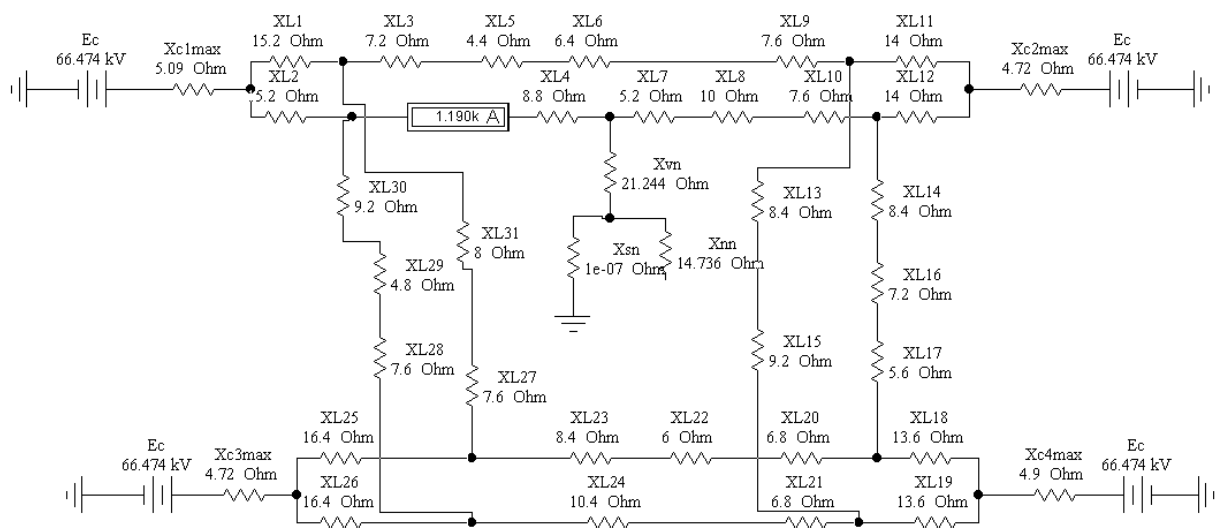
Сурет Б14 – 8 желісінің соңындағы екі фазалы потенциометрлі ҚТ



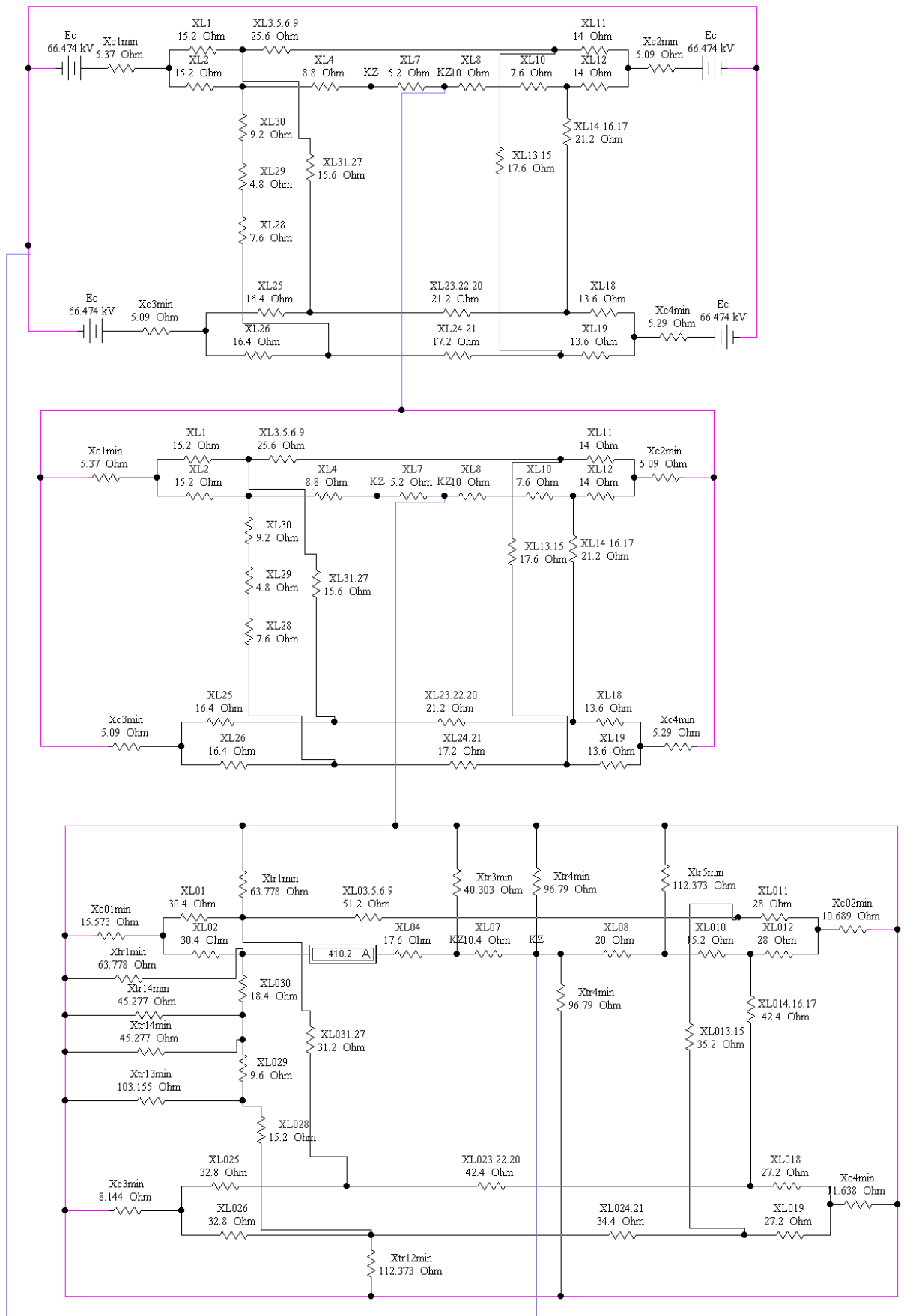
Сурет Б15– Л7 желісінің соңындағы бір фазалы потенциометрлі ҚТ



Сурет Б16– Л7 желісінің соңындағы екі фазалы потенциометрлі ҚТ



Сурет Б17 - Трансформатордың ТЗ төменгі жағындағы үш фазалы ҚТ



Сурет Б18– 7 желісінің соңындағы минималды режимдегі бір фазалы ҚТ