

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ БІЛІМ ЖӘНЕ ҒЫЛЫМ МИНИСТРЛІГІ

Коммерциялық емес акционерлік қоғамы
АЛМАТЫ ЭНЕРГЕТИКА ЖӘНЕ БАЙЛАНЫС УНИВЕРСИТЕТИ

Электрмен жабдықтау және энергияның жаңғыртылатын көздері кафедрасы

«Қорғауға жіберілді»

Кафедра меңгерушісі

т.ғ.к., доцент Тергемес К.Т.

(аты-жөні, ғылыми дәрежесі, атағы)

« » 2018 ж.

(колы)

ДИПЛОМДЫҚ ЖҰМЫС

Тақырыбы: №111 110/10/10 кВ 2.25 МВА
қосалқы стансасының релейлік қорғанысы

5B07800 - Электр энергетика мамандығы бойынша
Орындаған Мәкені Жан РЗАк-14-4
(студенттің аты - жөні) (тобы)

Жетекші ата оқытушы Арстанов Н.Н.
(аты-жөні, ғылыми дәрежесі, атағы)
[Қолы] « 28 » 05 2018 ж.
(колы)

Пікір жазушы : _____
(ғылыми дәрежесі, атағы, аты-жөні)
« » 2018 ж.
(колы)

Кеңесшілер :
Экономикалық бөлім бойынша :
ата оқытушы Тіулегенова С.К.
(ғылыми дәрежесі, атағы, аты-жөні)
[Қолы] « 24 » 05 2018 ж.
(колы)

Өмір тіршілігі қауіпсіздігі бойынша:
т.ғ.к., доцент Абиқенова А.А.
(ғылыми дәрежесі, атағы, аты-жөні)
[Қолы] « 22 » 05 2018 ж.
(колы)

Мөлшер бақылаушы: ата оқытушы Арстанов Н.Н.
(ғылыми дәрежесі, атағы, аты-жөні)
[Қолы] « 28 » 05 2018 ж.
(колы)

Алматы 2018 ж.

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ БІЛІМ ЖӘНЕ ҒЫЛЫМ МИНИСТРЛІГІ

Коммерциялық емес акционерлік қоғамы
АЛМАТЫ ЭНЕРГЕТИКА ЖӘНЕ БАЙЛАНЫС УНИВЕРСИТЕТІ

Электр энергетика және электртехника институты
5B071800 – Электр энергетикасы мамандығы
Электрмен жабдықтау және энергияның жаңғыртылатын көздері кафедрасы

жұмысты орындауға берілген

ТАПСЫРМА

Студент Жәніс Жан
(аты - жөні)

Жұмыс тақырыбы №111 110/10/10 кВ 2.25 МВА
қосалқа стансасының релейлік қорғаныс
ректордың «23» қазан 2017 ж. №155 бұйрығы бойынша бекітілген.

Аяқталған жұмысты тапсыру мерзімі: « 25 » мамыр 2018 ж.

Жұмысқа бастапқы деректер (талап етілетін жұмыс нәтижелерінің параметрлері және нысанның бастапқы деректері)

№1 сұлбаның №111 қосалқа стансаның қуаты
25 МВА кернеуі 110/10/10 кВ болатын екі
орапты трансформаторлы қосалқа станса
Берілген 110кВ кернеуде 4 аша электр беріс жемісі
және 10кВ кернеуге мынада 15 фидер сылтот
матар.

Диплом жұмысындағы әзірленуі тиіс сұрақтар тізімі немесе диплом жұмысының қысқаша мазмұны:

Берілген №111 қосалқа стансаның трансформатор
түрін, барлық кернеу класстарына коммутирле-
малық аппараттар таңдау, жемістерге, трансформаторларға және фидерлерге келісі же қосымша қор-
ғаныстар орнату, қосалқа стансаның экономика-
лық және өмір тіршілік қауіпсіздік баїлдеріне
есептеу түрідү.

диплом жұмысын дайындау

КЕСТЕСІ

№ р/с	Тарау аттары, әзірленетін сұрақтардың тізімі	Жетекшіге ұсыну мерзімдері	Ескерту
1	110/10/10 кВ қосалқы стансаның электрік бөлігінің жасауы	8.12	орындалған
2	Трансформатордағы реліс қорғаныс	14.02	орындалған
3	Желінің реліс қорғаныс	5.03	орындалған
4	Арқайып бөлімі	4.04	орындалған
5	Әлеуметтік қауіпсіздігі	01.03	орындалған
6	Экономикалық бөлімі	20.03	орындалған
7	А қосымшасы	5.03	орындалған
8	Б қосымшасы	4.04	орындалған

Тапсырманың берілген уақыты « 24 » 10 2017 ж.

Кафедра меңгерушісі


(қолы)

Турлес КТ
(аты-жөні, ғылыми дәрежесі, атағы)

Жұмыс жетекшісі


(қолы)

Арстанов А.А.
(аты-жөні, ғылыми дәрежесі, атағы)

Орындалатын тапсырманы қабылдаған студент


(қолы)

Жәңелі Ж.И.
(аты-жөні)

Аңдатпа

Бұл дипломдық жұмыста «110/10/10 кВ 2х25 МВА қосалқы стансаның релелік қорғанысы» қарастырылды. Осы жұмыста қосалқы стансаның принципиалдық сұлбасы, күштік қондырғылары және коммутациялық аппараттары таңдалынды, қосалқы стансаның элементтеріне релелік қорғаныс тағайындамалары есептелінді. Арнайы бөлімде Siprotec 7UT613 типті терминал арқылы 220 кВ жүйесіндегі шинаның дифференциалды қорғанысы зерттелді.

Өмір тіршілік қауіпсіздігі бөлімінде қоршаған ортаға қосалқы стансаның қондырғыларынан, соның ішінде трансформатор мен аккумулятордан шығатын зиянды есептеп шығарылды.

Экономикалық бөлімде қосалқы стансаның техника-экономикалық көрсеткіштері есептелінді.

Аннотация

В этой дипломной работе рассмотрена «Релейная защита подстанции 110/10/10 кВ 2х25 МВА». В работе произведен выбор принципиальной схемы подстанции, силового оборудования и коммутационной аппаратуры, произведен расчет уставки элементов релейной защиты подстанции. В специальной части была исследована дифференциальная защита шины 220 кВ через терминал Siprotec 7UT613.

В разделе безопасности жизнедеятельности был произведен расчет на выбросы отходов на окружающую среду от трансформаторов и аккумуляторов находящиеся в подстанции.

В экономической части рассчитаны технико-экономические показатели подстанции.

Annotation

The degree work is executed on the subject «Relay Protection of Substation of 110/10/10 KV 2x25 MVA». In the work the choice of the schematic diagram of substation, the power equipment and the switching equipment is made, settled an invoice a setting of elements of relay protection of substation. In the special part, the differential protection of the 220 kV busbar was investigated through the Siprotec 7UT613 terminal.

In the health safety section, a calculation was made of waste emissions to the environment from transformers and accumulators located in the substation.

In the economic part calculated technical and economic parameters of the substation.

Мазмұны

Кіріспе.....	7
1 110/10/10 кВ қосалқы стансасының электрлік бөлігін жасау.....	8
1.1 Бастапқы берілгендері.....	8
1.2 Жүйе элементтерінің кедергілерін анықтау.....	10
1.3 Қысқа тұйықталу тоқтары.....	13
1.4 Жабдықтар мен коммутациялық аппараттарды таңдау.....	14
2 Трансформатордың қорғанысы.....	38
2.1 Негізгі жағдайы.....	38
2.2 Трансформатордың дифференциалдық қорғанысын есептеу.....	39
2.3 Siemens фирмасының 7SJ613 типінің параметрленуі.....	42
3 Трансформаторлардың резервті қорғанысы.....	42
3.1 Максималды ток ұзіндісі (МТУ).....	42
3.2 Максимал ток қорғанысы (МТҚ).....	43
3.3 Асқын жүктемеден қорғау.....	46
3.4 Siemens фирмасының 7SJ621 типінің параметрленуі.....	46
4. Трансформаторлардың газдық қорғанысы.....	47
4.1 Жұмыс істеу принципі және оның тағайындалуы.....	47
4.2 BF 80/Q газдық реле ерекшеліктері.....	49
5 Желінің қорғанысы.....	50
5.1 110 кВ желідегі дистанциондық қорғаныс.....	51
5.2 Төрт сатылы нөл реттік ток қорғанысын (НРТҚ) есептеу.....	57
6 Арнайы бөлім.....	66
6.1 220 кВ шинаның дифференциалдық қорғанысын есептеу.....	66
6.2 Шинаның дифференциалдық қорғанысының параметрлеуі.....	72
7 Өміртіршілік қауіпсіздігі.....	72
7.1 Қосалқы стансаның жұмыс жағдайын талдау.....	72
7.2 Трансформатор мен аккумулятордан шығатын зиянды заттар есептеу.....	73
7.3 Өміртіршілік қауіпсіздігі бөлімі бойынша қорытынды.....	77
8 Экономикалық бөлім.....	78
8.1 Энергетикалық нысанның техника-экономикалық көрсеткіштерін есептеу.....	78
8.2 Инвестициялық жоспар.....	79

Қорытынды.....	84
Әдебиеттер тізімі.....	85
А қосымшасы.....	86
Б қосымшасы.....	115

Кіріспе

Бұл дипломдық жұмыста №111 110/10/10 кВ қосалқы стансаның релелік қорғанысының есептеулерін жүргізу тиіс. Жұмыс барсында қосалқы стансаның принципіалдық сұлбасы сызылып, қажетті күштік қондырғылары және коммутациялық аппараттары таңдалынды.

Дипломдық жұмыста трансформатор мен желінің басты және резервті қорғаныстарына есептеулер жүргізілді.

Бұл дипломдық жұмыс 8 бөлімнен тұрады. Қысқаша мәліметтер келесіде сипатталып айтылады.

"№111 110/10/10 кВ қосалқы стансасының электрлік бөлігін жасау" бөлімінде қосалқы стансаның бас электрлік сұлбасы көрсетілген. Сонымен қатар, осы бөлімінде трансформаторлардың, желілердің және энергожүйелерінің кедергілері, қысқа тұйықталу токтарын анықтау және қажетті электр аппараттарын, яғни, ажыратқыштар, айырғыштар, ток және кернеу трансформаторлары және т.б. таңдалынды.

"Трансформатордың қорғанысы" бөлімінде басты қорғанысы ретінде дифференциалдық қорғанысы орнатылды. Осы бөлімде Siemens фирмасының Siprotec 7SJ613 типті терминалына параметрлеу жүргізілді.

"Трансформатордың резервті қорғанысы" бөлімінде резервті қорғаныс ретінде максималды ток үзіндісі, максималды ток қорғанысы және асқын жүктемеден қорғау орнатылды және Siemens фирмасының Siprotec 7SJ621 типті терминалына параметрлеу жүргізілді.

"Трансформаторлардың газдық қорғанысы" бөлімінде трансформатордың газдық қорғанысының жұмыс істеу принципі және тағайындалуы қарастырылды.

"Желінің қорғанысы" бөлімінде дистанциондық қорғаныс және нол реттілік тоқ қорғанысы қарастырылды.

"Арнайы бөлімі" бөлімінде шинаның дифференциалдық қорғанысын Siemens фирмасының DIGSI программасына есептеулер жүргізілді.

"Өміртіршілік қауіпсіздігі" бөлімінде қоршаған ортаға трансформаторлар мен аккумулятордан шығатын зиянды заттар қарастырылып есептелінді.

"Экономикалық бөлімі" бөлімінде қосалқы стансаның техника-экономикалық көрсеткіштерін есептелінді.

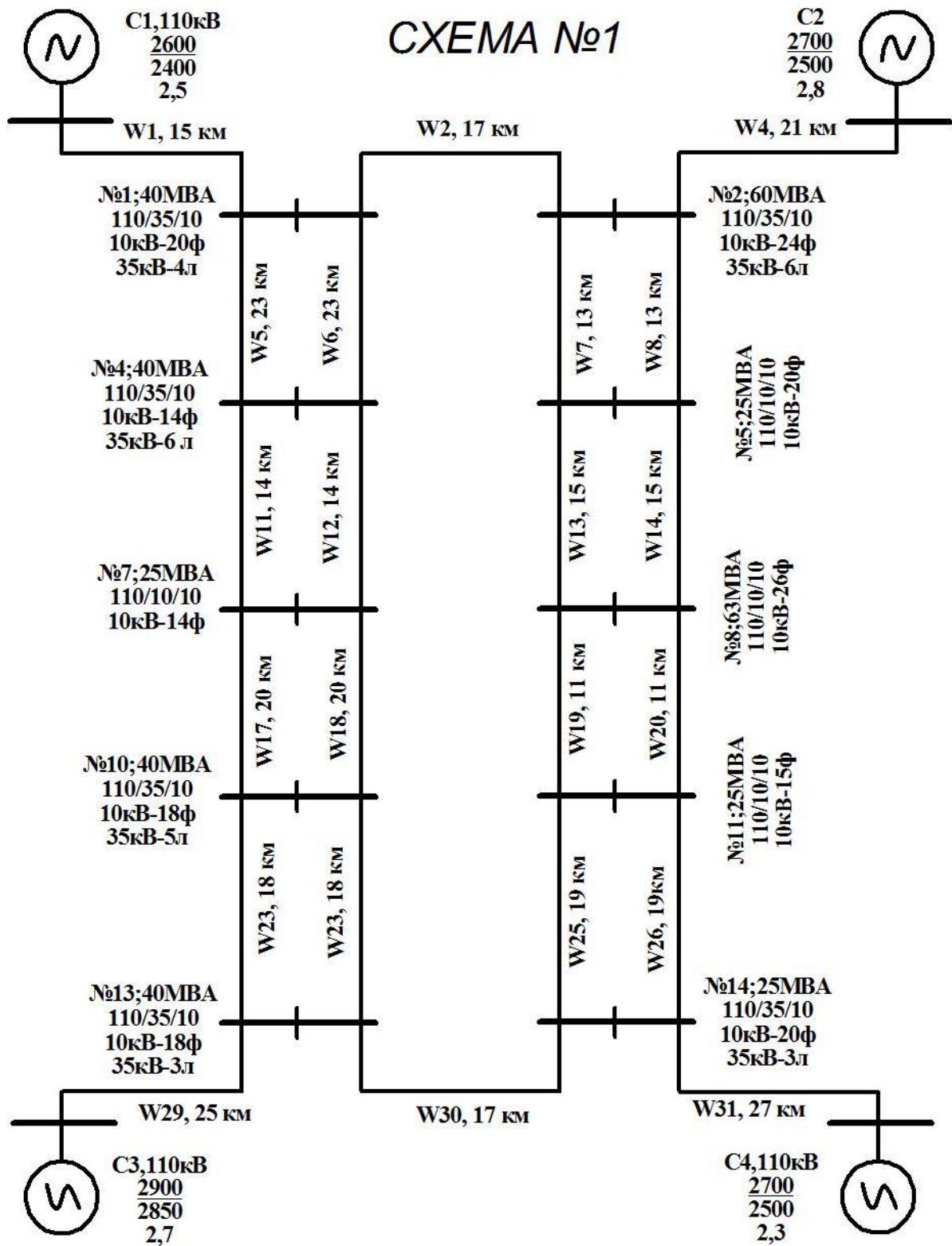
Бұл дипломдық жұмыста компьютерлік бағдарламалар қолданылды. Олар: Multisim 14.0 – қысқа тұйықталу токтарын есептеу және энерго жүйені модельдеу; AutoCAD, Paint – сұлбалар мен суреттермен жұмыс жасау; Microsoft Excel – арифметикалық есептеулер мен графиктермен жұмыс істеу.

А қосымшасында Multisim 14.0 және DIGSI программасынан алынған суреттер енгізілді.

Б қосымшасында арнайы бөліміндегі DIGSI программасының көмегімен алынған суреттер бейнеленген.

1 №111 110/10/10 кВ қосалқы стансасының электрлік бөлігін жасау

1.1 Бастапқы берілгендері (№1 сұлба, №11 қосалқы станса)



1.1 сурет – Стансаның бас электрлік сұлбасы

1.1.1 Қорек энергожүйесінің берілген мәліметтері:

С-1 қорек жүйесі:

$$S_{кз\ max} = 2600\ \text{МВА}; S_{кз\ min} = 2400\ \text{МВА}; U_{\phi} = 115\ \text{кВ}$$

С-2 қорек жүйесі:

$$S_{кз\ max} = 2700\ \text{МВА}; S_{кз\ min} = 2500\ \text{МВА}; U_{\phi} = 115\ \text{кВ}$$

С-3 қорек жүйесі:

$$S_{кз\ max} = 2900\ \text{МВА}; S_{кз\ min} = 2850\ \text{МВА}; U_{\phi} = 115\ \text{кВ}$$

С-4 қорек жүйесі:

$$S_{кз\ max} = 2700\ \text{МВА}; S_{кз\ min} = 2500\ \text{МВА}; U_{\phi} = 115\ \text{кВ}$$

1.1.2 Трансформаторлардың техникалық параметрлері:

Үш орамды трансформаторлар:

ТДТН - 25000/110/35/10 трансформатордың паспорттың мәліметтері:

1.1 кесте –Үш орамды трансформаторлардың параметрлері, [Ә2]

U _{ЖК} , 115кВ			U _{ОК} , 38,5 кВ			U _{ТК} , 10,5кВ		
U _{кЖК-ТК} , %			U _{кОК-ТК} , %			U _{кЖК-ОК} , %		
мин.	орт.	макс.	мин.	орт.	макс.	мин.	орт.	макс.
	17,5		-	7	-	9,52	10,5	11,56

ТДТН - 40000/110/35/10 трансформатордың паспорттың мәліметтері:

1.2 кесте –Үш орамды трансформаторлардың параметрлері, [Ә2]

U _{ЖК} , 115кВ			U _{ОК} , 38,5кВ			U _{ТК} , 10,5кВ		
U _{кЖК-ТК} , %			U _{кОК-ТК} , %			U _{кЖК-ОК} , %		
мин.	орт.	макс.	мин.	орт.	макс.	мин.	орт.	макс.
17,04	17,5	19,29	-	6,5	-	9,52	10,5	11,56

ТДТН - 63000/110/35/10 трансформатордың паспорттың мәліметтері:

1.3 кесте – Үш орамды трансформаторлардың параметрлері, [Ә2]

U _{ЖК} , 115кВ			U _{ОК} , 38,5кВ			U _{ТК} , 10,5кВ		
U _{кЖК-ТК} , %			U _{кОК-ТК} , %			U _{кЖК-ОК} , %		
мин.	орт.	макс.	мин.	орт.	макс.	мин.	орт.	макс.
15,12	18	20,88	-	7	-	8,82	10,5	12,18

Екі орамды тармақталған трансформаторлар:

ТРДН -25000/110/10/10 трансформатордың паспорттың мәліметтері:

1. 4 кесте – Екі орамды тармақталған трансформаторының параметрлері, [Ә2]

U _{ЖК} , 115кВ		U _{ТК} , 10,5кВ	
U _к , %			
мин.	орт.	макс.	
8,7	10,5	11,72	

ТРДН-63000/110/10/10 трансформатордың паспорттың мәліметтері:

1. 5 кесте – Екі орамды тармақталған трансформаторының параметрлері, [Ә2]

U _{ЖК} , 115кВ		U _{ТК} , 10,5кВ	
U _к , %			
мин.	орт.	макс.	
9,84	10,5	11,72	

1.2 Жүйедегі барлық элементтердің кедергі мәндерін есептеу

1.2.1 Желінің кедергісі төмендегі формуламен есептелінеді:

$$X_{Ж} = x_{менш} \cdot L \cdot \frac{U_6^2}{U_{орт}^2}, \quad (1.1)$$

мұнда $x_{менш}$ – желінің меншікті кедергі мәні, оның мәні 0,4 Ом/км;

L – желінің қашықтығы, км;

U_6 – базалық кернеу шамасы, кВ;

$U_{орт}$ – желінің орташа кернеуі, кВ, [Ә1].

1.6 кесте – Желілердің қашықтығы мен кедергісінің мәні

№ Желі	Желінің қашықтығы, км	$x_{менш}$, Ом/км	Желінің кедергі мәні, $X_{Ж}$, Ом
1	2	3	4
1	15	0,4	6
2,30	17	0,4	6,8
4	21	0,4	8,4
31	27	0,4	10,8
29	25	0,4	10
5,6	23	0,4	9,2
11,12	14	0,4	5,6

1.6 кестенің жалғасы

1	2	3	4
17,18	20	0,4	8
23,23	18	0,4	7,2
25,26	19	0,4	7,6
19,20	11	0,4	4,4
13,14	15	0,4	6
7,8	13	0,4	5,2

1.2.2 Екі орамды тармақталған трансформаторлардың кедергілерін төмендегі формуламен есептейміз, [Ә1]:

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

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

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

мұнда $U_{k\%}$ - трансформатордың орамасындағы қысқа тұйықталу кернеуінің проценттік шамасы, %.

Екі орамды тармақталған трансформаторлар кедергілерінің $X_{тр}$, Ом есептелген мәндері 1.7-ші кестелерге енгізілген.

1.7 кесте – Екі орамды тармақталған трансформаторлардың максимал және минимал режимдердегі кедергілері

ҚС №	Типі	$X_{Жмакс}$, Ом	$X_{Тмакс}$, Ом	$X_{Жмин}$, Ом	$X_{Тмин}$, Ом
7,11,5	ТРДН-25/110/10/10	108,498	7,750	80,54	5,753
8	ТРДН-63/110/10/10	43,055	3,075	36,148	2,582

1.2.3 Үш орамды трансформаторлардың кедергілерін $X_{тр}$, Ом есептеу үшін төмендегі формулалар қолданылады, [Ә1]:

$$X_{mp}^Ж = \frac{0,5 \cdot (U_{k\%}^{ЖО} + U_{k\%}^{ЖТ} - U_{k\%}^{ОТ})}{100} \cdot \frac{U_{орт}^2}{S_{ном\ mp}}; \quad (1.5)$$

$$X_{mp}^О = \frac{0,5 \cdot (U_{k\%}^{ЖО} + U_{k\%}^{ОТ} - U_{k\%}^{ЖТ})}{100} \cdot \frac{U_{орт}^2}{S_{ном\ mp}}; \quad (1.6)$$

$$X_{тр}^T = \frac{0,5 \cdot (U_{к\%}^{ЖТ} + U_{к\%}^{ОТ} - U_{к\%}^{ЖО}) \cdot U_{орт}^2}{100 \cdot S_{ном\ тр}} \quad (1.7)$$

Үш орамды трансформаторлар кедергілерінің $X_{тр}$, Ом есептелген мәндері 1.8-ші кестелерге еңгізілген.

1.8 кесте – Үш орамды трансформаторлардың максимал және минимал режимдердегі кедергілері, Ом

ҚС №	Типі	$X_{Жмакс}$, Ом	$X_{Омакс}$, Ом	$X_{Тмакс}$, Ом	$X_{Жмин}$, Ом	$X_{Омин}$, Ом	$X_{Тмин}$, Ом
14	ТДТН- 25/110/35/10	64,43	0	42,95	46,65	0	31,1
1,4,10, 13	ТДТН- 40/110/35/10	40,25	0	23,52	33,16	0	23,18
2	ТДТН- 63/110/35/10	26,17	0	17,65	18,9	0	12,78

1.2.4 Жүйелердің кедергі мәндері X_c , Ом төмендегідей өрнектермен есептеледі, [Ә1]:

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

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

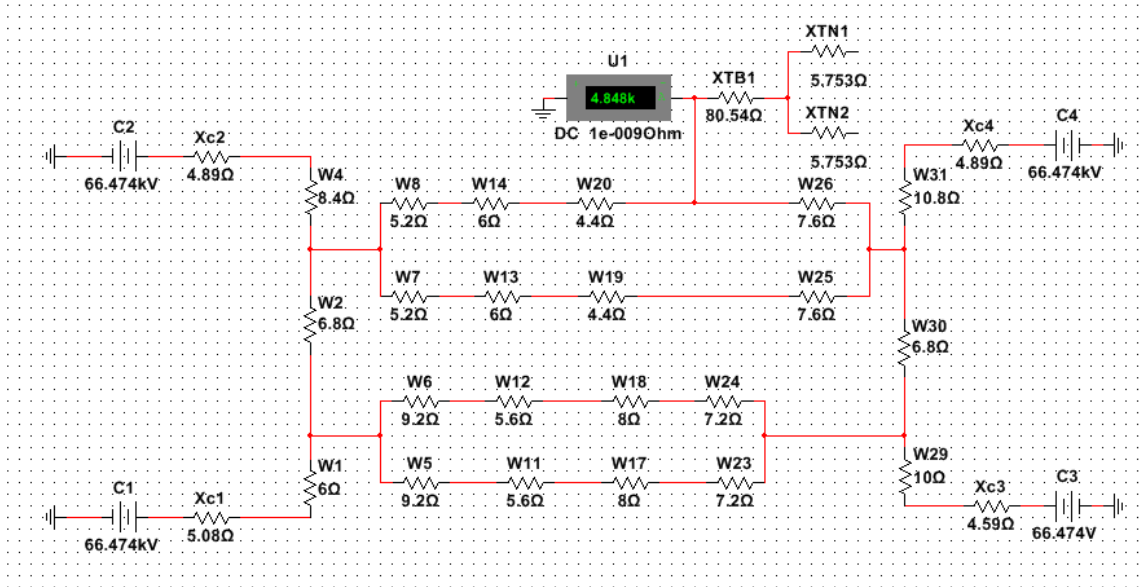
$$E_{гж} = \frac{E_{*(ном)} \cdot U_{б}}{\sqrt{3}}. \quad (1.10)$$

1.9 кесте – Жүйелердің максимал және минимал режимдердегі кедергілері мен фазалық кернеуліктері

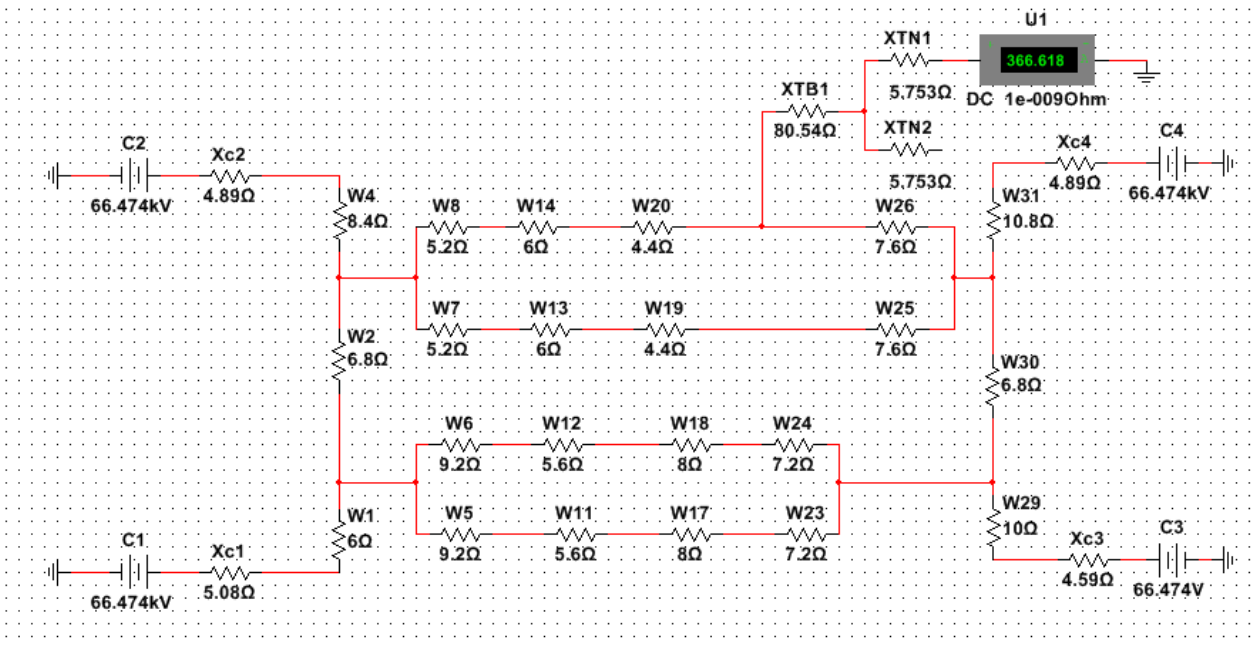
Жүйе №	$U_{орт}$, кВ	$U_{б}$, кВ	$S_{кт.макс}$, 10^6 ВА	$S_{кт.мин}$, 10^6 ВА	$E_{ж}$, кВ	$X_{ж.макс}$, Ом	$X_{ж.мин}$, Ом
1	115	115	2600	2400	66,474	5,087	5,510
2	115	115	2700	2500	66,474	4,898	5,290
3	115	115	2900	2850	66,474	4,560	4,640
4	115	115	2700	2500	66,474	4,898	5,290

1.3 Қысқы тұйықталу токтары

Қысқа тұйықталу токтарын есептеу үшін "Multisim 14.0" бағдарламасында орынбасу сұлбасын құрастыра отырып қысқа тұйықталу токтарын анықтаймыз.



1.2 сурет – Максималды режим кезіндегі 110 кВ қысқа тұйықталу



1.3 сурет – Максималды режим кезіндегі 10 кВ қысқа тұйықталу

Multisim 14.0 бағдарламаның көмегімен анықталған ҚТ токтарын трансформация коэффициенттерін ескеріп есептеу жүргіземіз, [Ә1]:

$$I_{КЗ}^{ЖК} = I_n^{ЖК} \cdot \frac{U_{\delta}}{U_{ор.ЖК}} = 4,848 \cdot \frac{115}{115} = 4,848 \text{ кА}, \quad (1.11)$$

$$I_{КЗ}^{ТК} = I_n^{ТК} \cdot \frac{U_{\delta}}{U_{ор.ТК}} = 366,618 \cdot \frac{115}{10,5} = 4,015 \text{ кА}. \quad (1.12)$$

1.4 Жабдықтар мен коммутациялық аппараттарды таңдауы

1.4.1 Ажыратқыштарды таңдау шарттары

$$U_{ном} \geq U_{сети.ном}, \quad (1.13)$$

$$I_{ном} \geq I_{ном.расч}, \quad (1.14)$$

$$k_n \cdot I_{ном} \geq I_{прод.расч} = I_{раб.нб}, \quad (1.15)$$

мұндағы $U_{ном}$ – ажыратқыштағы кернеудің номиналы;

$U_{сети.ном}$ – желідегі кернеудің номиналы;

$I_{ном}$ – ажыратқыштағы токтың номиналы;

$I_{ном.расч}$ – номинал режимдегі есептік тогы;

k_n – ажыратқыштың нормалаған жүктемедегі коэффициенті;

$I_{прод.расч}$ – ағымдық режимдегі есептік тогы.

Келесі де ажыратқыштың өшіру қабілеті төмендегі шарттар бойынша тексеріледі:

$$I_{вкл} \geq I_{П.О}, \quad (1.16)$$

$$i_{вкл} \geq i_{уд} = k_{уд} \cdot I_{П.О} \cdot \sqrt{2}, \quad (1.17)$$

мұндағы $I_{вкл}$ – ажыратқыштың номинал қосылу тогының периодты құраушысының алғашқы әсерлік мәні (номинал қосылу тогын қысқа тұйықталу тогының ең жоғарғы мәнінде ажыратқыштың сенімді өшіру қабілеті);

$i_{вкл}$ – номинал қосылу тогының ең үлкен мәні.

Содан соң өшірілудің симметриялық тоғы тексеріледі:

$$I_{откл.ном} \geq I_{П.т}, \quad (1.18)$$

мұнда $I_{откл.ном}$ – ажыратқыштың сөндіру тогының номиналы;

$I_{П.т}$ – қысқа тұйықталу тогының периодты құраушысы, (қысқа тұйықталу кезіндегі алғашқы ажыратқыш түйіспелерінің тарау тогы).

Қысқа тұйықталудың аперидотты құраушы тогының ажыратылуы мүмкін болу төмендегідей қатынастармен анықтай аламыз:

$$i_{а.ном} \geq i_{а.т}, \quad (1.19)$$

$$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot I_{откл.ном} \cdot \frac{\beta_{норм}}{100}, \quad (1.20)$$

мұндағы $i_{а.ном}$ – ажыратқыштың номинал аперидотты құраушы тогының мәні;

$\beta_{норм}$ – ажыратқыштың тогындағы аперидотты құраушының нормаланған кезіндегі пайыздық бөлігі;

$i_{а.т}$ – қысқа тұйықталу тогының аперидотты құраушысы.

Егер $I_{откл.ном} \geq I_{П.т}$, ал $i_{а.ном} < i_{а.т}$ болғандықтан, ол келесідегідей толық токтардың шартты мәндерін салыстыру тиіс:

$$\sqrt{2} \cdot I_{откл.ном} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{норм}}{100}\right) \geq \sqrt{2} \cdot I_{П.т} + i_{а.т}. \quad (1.21)$$

Сөндірудің есептік уақыты τ немесе $t_{откл}$ ажыратқыштағы өзіндік сөндіру уақыты $t_{с.в.откл}$ мен басты қорғаныстың 0,01-ге тең болатындай минимал әсер ету уақытының қосындысынан құралады:

$$\tau = t_{CB} + t_{3min}, \quad (1.22)$$

$$t_{откл} = t_{P3} + t_{с.в.отк}. \quad (1.23)$$

Ажыратқыштың электродинамикалық тұрақтылығы қысқа тұйықталудың шектік өтпе тогымен көрсетуге болады:

$$I_{пр.скв} \geq I_{П.0}, \quad (1.24)$$

$$i_{пр.скв} \geq i_{уд}, \quad (1.25)$$

мұнда $I_{пр.скв}$ – шектік өтпелі тогының периодты құраушысының алғашқы әсерлік мәні;

$i_{пр.скв}$ – шектік өтпелі тогының ең үлкен мәні.

Термиялық тұрақтылыққа тексеру төмендегі түрде болады. Егер $t_{откл} \leq t_{мер}$ (көп кездесетін жағдай), онда мына шарт бойынша тексеріледі:

$$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_{к}, \quad (1.26)$$

мұндағы $I_{мер}$ – ажыратқыштың номинал тогының термиялық тұрақтылығы;

$t_{мер}$ – тұрақталған тогының рұқсат етілген шектеулі термиялық тұрақтылығы уақыты;

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

Ажыратқыштың қайта орнына келу мәліметтері бойынша тексеру жүргізімейді, сол себепті энергетикалық жүйелердің көпшілігінде ажыратқыштың қайта орнына келу кернеуі сынақ шарттарына мен талаптарына сәйкес келеді. Қайта орнына келу кернеуінің жылдамдығын кВ/мкс, тексеру қажеттілігі туындайтын болғандықтан, ол тек ауалық ажыратқыштарда ғана жүзеге асырылады.

1.4.1.1 Трансформатордың жоғарғы кернеу (110 кВ) жағындағы ажыратқыштарды таңдау есебі

Трансформатордың жоғарғы кернеу жағындағы ток I_p , А төмендегідей анықтала алады:

$$I_p = \frac{2 \cdot S_{тр}}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \quad (1.27)$$

$$I_p = \frac{2 \cdot 25 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 262,4 \text{ А}.$$

Жоғарыдағы трансформатордың жоғарғы кернеу жағындағы токтың мәніне қарап үш фирманың ажыратқыштарын тандаймыз. Олар: "СНІТ" LW36-145, "Эльмаш (УЭТМ)" ВЭБ-УЭТМ-110, "ЗЭТО" ВГТ-110, [Ө14].

Жоғарыдағы элегазды ажыратқыштардың іштерінен "ЗЭТО" компаниясының ВГТ-110 типті ажыратқышын таңдаймыз. Өйткені осы ажыратқышының біздің қосалқы стансамызға өте пайдалы эксплуатациялық жағынан өте тиімді болып келеді, жетегі ешқандай жөндеуді қажет етпейді және экономикалық бағасы жағынан біздің қосалқы стансамыз тиімді болып саналады басқа ажыратқыштарға қарағанда. ВГТ-110 типті ажыратқышының тағы артықшылықтарының бірі, ажыратқыштың номиналдың мәні біздің есептік мәндерімізден 2 есе жоғары. Бұл айырмашылығын бізге болашақта қосалқы стансамызда қуат екі есе өсуі мүмкіншілігін, сол кезде бізге жаңа элегазды ажыратқышты таңдауымыз қажеттілігі тумайды.

1.10 кесте – "ЗЭТО" компаниясының ажыратқышысы мәліметері

Атауы	ВГТ-110
Номинал кернеу, кВ	110
Номинал ток, А	2000
Қ.т. кезіндегі номинал ажырату тогы, кА	40
Номинал қосу тогы, кА	100
Термиялық тұрақтылық тоғы, кА	40
Қ.т. номинал ұзақтығы, с	3
Өшіру уақыты, с	0,047
Апериодты құр. нормаланған бөлігі, %	45

$$\text{Сөндірудің есептік уақыты } \tau = 0,01 + t_{c.в.откл} = 0,01 + 0,047 = 0,057 \text{ с}$$

Қысқа тұйықталу соққы тогы $i_{y\partial}$, кА төмендегідей анықтауға болады:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial} \cdot I_{K3}, \quad (1.28)$$

мұнда $k_{y\partial} = 1,8$ – соққы коэффициенті;

$I_{K3} = 4,848$ кА – жоғарғы кернеу жағындағы 3 фазалы ҚТ тогы.

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 4,848 = 12,34 \text{ кА}.$$

$$i_{ат.вн} = \sqrt{2} \cdot I_{K3} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}}, \quad (1.29)$$

мұндағы $T_a = 0,05$ с – ауысым уақыты болып табылады.

$$i_{ат.вн} = \sqrt{2} \cdot 4,848 \cdot e^{\frac{-0,057}{0,05}} = 2,244 \text{ кА}.$$

$I_{отклном} > I_{кз.вн}$ болса, ажыратқыштың өшіру қабілетіне тексеруі ҚТ тогы бойынша жүзеге асыруға болады.

Сендірудің барлық тогы:

$$I_{п.т.вн} = I_{п.0.вн}, \quad (1.30)$$

$$I_{откл.ном} = 40 \text{ кА} > I_{п.т.вн} = 4,848 \text{ кА}, \quad (1.31)$$

$$i_{a,ном} \geq i_{a,\tau}, \quad (1.32)$$

$$i_{a,ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_H \cdot I_{откл.ном}}{100}, \quad (1.33)$$

$$i_{a,ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot 45 \cdot 40}{100} = 25,455 \text{ кА}.$$

$t_{откл} = 0,057$, $t_{тер} = 3$ с болса, онда жылулық тұрақтылыққа тексеруге төмендегі шарттармен орындала алады:

$$T_a = 0,05 \text{ с}; \quad t_{откл} = 0,057 \text{ с}; \quad I_{кз} = 4,848 \text{ кА}; \quad I_{тер} = 40 \text{ кА};$$

$$B_k = I_{кз}^2 [t_{откл} + T_a], \quad (1.34)$$

$$B_k = 4,848^2 \cdot [0,057 + 0,05] = 2,51 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k, \quad (1.35)$$

$$40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > 2,51 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

1.11 кесте – "ЗЭТО" компаниясының ВГТ-110 типті элегазды ажыратқыштың мәліметтері

Ажыратқыштың мәліметтері		Есептік мәндері	
$U_{ном}, \text{кВ}$	110	$U_{уст.ном}, \text{кВ}$	110
$I_{ном}, \text{А}$	2000	$I_{раб.макс}, \text{А}$	262,4
$i_{дин}, \text{кА}$	102	$i_{уд}, \text{кА}$	12,34
$i_{a,ном}, \text{кА}$	25,455	$i_{a,\tau}, \text{кА}$	2,244
$I_{отк}, \text{кА}$	40	$I_{кз}, \text{кА}$	4,848
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	4800	$B, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	2,51

Ажыратқыштың шарттарын қанағаттандыра алады.

Екі трансформатор үшін де осы ажыратқышты таңдай аламыз, себебі оның мәні бірінші трансформаторымен бірдей болып келеді.

110 кВ шинадағы секциондық ажыратқышты таңдау.

Қалыпты режим кезіндегі желінің тогы:

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

$$I_p = \frac{25 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 131,2 A.$$

Аппаттық режимдегі ток:

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

$$I_a = 2 \cdot 131,21 = 262,4 A.$$

Жоғарыдағы трансформатордың жоғарғы кернеу жағындағы токтың мәніне қарап үш фирманың ажыратқыштарын тандаймыз. Олар: "CHINT" LW36-145, "Эльмаш (УЭТМ)" ВЭБ-УЭТМ-110, "ЗЭТО" ВГТ-110, [Ә14].

Жоғарыдағы элегазды ажыратқыштардың іштерінен "ЗЭТО" компаниясының ВГТ-110 типті ажыратқышын таңдаймыз. Өйткені осы ажыратқышының біздің қосалқы стансамызға өте пайдалы эксплуатациялық жағынан өте тиімді болып келеді, жетегі ешқандай жөндеуді қажет етпейді және экономикалық бағасы жағынан біздің қосалқы стансамыз тиімді болып саналады басқа ажыратқыштарға қарағанда. ВГТ-110 типті ажыратқышының тағы артықшылықтарының бірі, ажыратқыштың номиналдың мәні біздің есептік мәндерімізден 2 есе жоғары. Бұл айырмашылығын бізге болашақта қосалқы стансамызда қуат екі есе өсуі мүмкіншілігін, сол кезде бізге жаңа элегазды ажыратқышты таңдауымыз қажеттілігі тумайды.

1.12 кесте – "ЗЭТО" компаниясының ВГТ-110 типті элегазды ажыратқыштың мәліметтері

Ажыратқыштың мәліметтері		Есептік мәндері	
$U_{ном}, кВ$	110	$U_{уст.ном}, кВ$	110
$I_{ном}, А$	2000	$I_{раб.макс}, А$	262,4
$i_{дин}, кА$	102	$i_{уд}, кА$	12,34
$i_{а,ном}, кА$	25,455	$i_{а,τ}, кА$	2,244
$I_{отк}, кА$	40	$I_{кз}, кА$	4,848
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер}, кА^2 \cdot с$	4800	$B, кА^2 \cdot с$	2,51

Ажыратқыштың шарттарын қанағаттандырады.

110 кВ шинадағы желіге ажыратқышты таңдау.

Қалыпты режим кезіндегі желінің тогы:

$$I_P = \frac{S_{\text{жс}}}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \quad (1.38)$$

$$I_P = \frac{25 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 131,2 \text{ A}.$$

Аппаттық режимдегі ток:

$$I_a = 2 \cdot I_P, \quad (1.39)$$

$$I_a = 2 \cdot 131,21 = 262,4 \text{ A}$$

Жоғарыдағы трансформатордың жоғарғы кернеу жағындағы токтың мәніне қарап үш фирманың ажыратқыштарын тандаймыз. Олар: "СНІТ" LW36-145, "Эльмаш (УЭТМ)" ВЭБ-УЭТМ-110, "ЗЭТО" ВГТ-110, [Ә14].

Жоғарыдағы элегазды ажыратқыштардың іштерінен "ЗЭТО" компаниясының ВГТ-110 типті ажыратқышын тандаймыз. Өйткені осы ажыратқышының біздің қосалқы стансамызға өте пайдалы эксплуатациялық жағынан өте тиімді болып келеді, жетегі ешқандай жөндеуді қажет етпейді және экономикалық бағасы жағынан біздің қосалқы стансамыз тиімді болып саналады басқа ажыратқыштарға қарағанда. ВГТ-110 типті ажыратқышының тағы артықшылықтарының бірі, ажыратқыштың номиналдың мәні біздің есептік мәндерімізден 2 есе жоғары. Бұл айырмашылығын бізге болашақта қосалқы стансамызда қуат екі есе өсуі мүмкіншілігін, сол кезде бізге жаңа элегазды ажыратқышты таңдауымыз қажеттілігі тумайды.

1.13 кесте – "ЗЭТО" компаниясының ВГТ-110 типті элегазды ажыратқыштың мәліметтері

Ажыратқыштың мәліметтері		Есептік мәндері	
$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$	110	$U_{\text{уст.ном}}, \text{кВ}$	110
$I_{\text{ном}}, \text{А}$	2000	$I_{\text{раб.макс}}, \text{А}$	262,4
$i_{\text{дин}}, \text{кА}$	102	$i_{\text{уд}}, \text{кА}$	12,34
$i_{\text{а,ном}}, \text{кА}$	25,455	$i_{\text{а,т}}, \text{кА}$	2,244
$I_{\text{отк}}, \text{кА}$	40	$I_{\text{кз}}, \text{кА}$	4,848
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	4800	$B, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	2,51

Ажыратқыштың шарттарын қанағаттандырады.

110 кВ шинадағы айналып өту ажыратқышын таңдау.

Қалыпты режим желісімен ағатын ток:

$$I_P = \frac{S_{жс}}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \quad (1.40)$$

$$I_P = \frac{25 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 131,2 A.$$

Аппаттық режимдегі ток:

$$I_a = 2 \cdot I_P, \quad (1.41)$$

$$I_a = 2 \cdot 131,21 = 262,4 A$$

Жоғарыдағы трансформатордың жоғарғы кернеу жағындағы токтың мәніне қарап үш фирманың ажыратқыштарын тандаймыз. Олар: "СНІТ" LW36-145, "Эльмаш (УЭТМ)" ВЭБ-УЭТМ-110, "ЗЭТО" ВГТ-110, [Ә14].

Жоғарыдағы элегазды ажыратқыштардың іштерінен "ЗЭТО" компаниясының ВГТ-110 типті ажыратқышын тандаймыз. Өйткені осы ажыратқышының біздің қосалқы стансамызға өте пайдалы эксплуатациялық жағынан өте тиімді болып келеді, жетегі ешқандай жөндеуді қажет етпейді және экономикалық бағасы жағынан біздің қосалқы стансамыз тиімді болып саналады басқа ажыратқыштарға қарағанда. ВГТ-110 типті ажыратқышының тағы артықшылықтарының бірі, ажыратқыштың номиналдың мәні біздің есептік мәндерімізден 2 есе жоғары. Бұл айырмашылығын бізге болашақта қосалқы стансамызда қуат екі есе өсуі мүмкіншілігін, сол кезде бізге жаңа элегазды ажыратқышты таңдауымыз қажеттілігі тумайды.

1.14 кесте – "ЗЭТО" компаниясының ВГТ-110 типті элегазды ажыратқыштың мәліметтері

Ажыратқыштың мәліметтері		Есептік мәндері	
$U_{ном}, кВ$	110	$U_{уст.ном}, кВ$	110
$I_{ном}, А$	2000	$I_{раб.макс}, А$	262,4
$i_{оин}, кА$	102	$i_{уд}, кА$	12,34
$i_{а,ном}, кА$	25,455	$i_{а,т}, кА$	2,244
$I_{отк}, кА$	40	$I_{кз}, кА$	4,848
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер}, кА^2 \cdot с$	4800	$B, кА^2 \cdot с$	2,51

Ажыратқыштың шарттарын қанағаттандырады.

1.4.1.2 Трансформатордың төменгі кернеу (10 кВ) жағындағы ажыратқыштарды таңдау

Трансформатордың ТК жағындағы ток:

$$I_p = \frac{S_{mp}}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \quad (1.42)$$

$$I_p = \frac{25 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1443,375 \text{ A}.$$

Трансформатордың төменгі кернеу жағындағы токтың мәніне қарап мына ажыратқыштарды таңдауға болады: "Hyundai heavy industries" HFV 2170, "Crompton Greaves" Calix, "НТЭАЗ Электрик" ВРС-10, [Ә13].

Осылар ажыратқыштардың арасынан біздің қосалқы стансамызға "НТЭАЗ Электрик" компаниясының ВРС-10 типті вакуумды ажыратқышын таңдауға болады. Өйткені осы ажыратқыштың өте көп кездесетін коммутацияларға шыдамды және ажыратқыштың жетегісі ешқандай жөндеуді қажет етпейді және біздің ҚС бағасы жағынан тиім және қол жетімді болып келеді. Бір немесе одан көп коммутациядан содан соң да өзін техникалық мінездемесі рұқсат етілген мәнінен аспайды. Тағы бір артықшылығының бірі вакуумдық ажыратқыштың камерасын тек 25000 коммутациядан соң ауыстыруға болады. Ал басқа ажыратқыштарда бұл көрсеткіш 15000-20000 мәніне ие.

1.15 кесте – "НТЭАЗ Электрик" компаниясының ажыратқышының мәліметтері

Атауы	ВРС-10
Номинал кернеу, кВ	10
Номинал ток, А	3150
Қ.т. кезіндегі номинал ажырату тогы, кА	40
Номинал қосу тогы, кА	140
Термиялық тұрақтылық тогы, кА	40
Қ.т. номинал ұзақтығы, с	3
Өшіру уақыты, с	0,05
Апериодты құр. нормаланған бөлігі, %	30

ҚТ-ң соқтық тоғы:

$$i_{y0} = \sqrt{2} \cdot k_{y0} \cdot I_{K3}, \quad (1.43)$$

мұндағы $k_{y0}=1,8$ – соққы коэффициентісі;

$I_{K3}=4,015$ кА – төменгі кернеу жағындағы 3 фазалы ҚТ тоғы.

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 4,015 = 10,22 \text{ кА}.$$

$\tau = 0,01 + t_{C.E.откл} = 0,06 \text{ с}$, $t_{откл} = \tau$, τ кезіндегі қысқа тұйықталу тогының апериодты құраушысы:

$$I_{КЗ} = 4,015 \text{ кА}; \quad T_a = 0,05 \text{ с};$$

$$i_{a\tau.нн} = \sqrt{2} \cdot I_{КЗ} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}}, \quad (1.44)$$

$$i_{a\tau.нн} = \sqrt{2} \cdot 4,015 \cdot e^{\frac{-0,06}{0,05}} = 1,496 \text{ кА}.$$

$I_{откл.ном} > I_{п.т.вв}$, $i_{a.ном} > i_{a.\tau.вн}$ болса, ажыратқышты өшіру қабілетіне тексеру қысқа тұйықталу толық тогы бойынша жүзеге асырылады. Өшірушінің толық тогы:

$$I_{п.т.вн} = I_{п.0.вн}, \quad (1.45)$$

$$I_{откл.ном} = 40 \text{ кА} > I_{п.т.вн} 4,015 \text{ кА}, \quad (1.46)$$

$$i_{a,ном} \geq i_{a,\tau}, \quad (1.47)$$

$$i_{a,ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_H \cdot I_{откл.ном}}{100}, \quad (1.48)$$

$$i_{a,ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot 30\% \cdot 40}{100} = 16,97 \text{ кА}.$$

$t_{откл} = 0,06 \text{ с}$, $t_{тер} = 3 \text{ с}$ болса, жылулық тұрақтылыққа тексеру үшін төмендегі шарт мен талаптарға сәйкес орындалады:

$$T_a = 0,05 \text{ с}; \quad t_{откл} = 0,06 \text{ с}; \quad I_{КЗ} = 4,015 \text{ кА}; \quad I_{тер} = 40 \text{ кА};$$

$$B_k = I_{КЗ}^2 \cdot [t_{откл} + T_a], \quad (1.49)$$

$$B_k = 4,015^2 \cdot [0,06 + 0,05] = 1,77 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k, \quad (1.50)$$

$$40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > B_k = 1,77 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

1.16 кесте – "НТЭАЗ Электрик" фирмасының ВРС-10 типті вакуумды ажыратқыш мәліметтері

Ажыратқыштың мәліметтері		Есептік мәндері	
$U_{ном}, кВ$	10	$U_{уст.ном}, кВ$	10
$I_{ном}, А$	3150	$I_{раб.макс}, А$	1443,375
$i_{дин}, кА$	102	$i_{уд}, кА$	10,22
$I_{отк}, кА$	40	$I_{кз}, кА$	4,015
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер}, кА^2 \cdot с$	4800	$B, кА^2 \cdot с$	1,77
$i_{а,ном}, кА$	16,97	$i_{а,τ}, кА$	1,496

Ажыратқыштың шарттарын қанағаттандырады.

10 кВ шинадағы секциондық ажыратқышты таңдау.

Қалыпты режим кезіндегі желімен өтетін ток:

$$I_p = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \quad (1.51)$$

$$I_p = \frac{25 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1443,375 А.$$

Аппаттық режимдегі ток:

$$I_a = I_p, \quad (1.52)$$

$$I_a = 1443,375 А.$$

Трансформатордың төменгі кернеу жағындағы токтың мәніне қарап мына ажыратқыштарды таңдауға болады: "Hyundai heavy industries" HFV 2170, "Crompton Greaves" Calix, "НТЭАЗ Электрик" ВРС-10, [Ө13].

Осылар ажыратқыштардың арасынан біздің қосалқы стансамызға "НТЭАЗ Электрик" компаниясының ВРС-10 типті вакуумды ажыратқышын таңдауға болады. Өйткені осы ажыратқыштың өте көп кездесетін коммутацияларға шыдамды және ажыратқыштың жетегісі ешқандай жөндеуді қажет етпейді және біздің ҚС бағасы жағынан тиім және қол жетімді болып келеді. Бір немесе одан көп коммутациядан содан соң да өзің техникалық мінездемесі рұқсат етілген мәнінен аспайды. Тағы бір артықшылығының бірі вакуумдық ажыратқыштың камерасын тек 25000 коммутациядан соң

ауыстыруға болады. Ал басқа ажыратқыштарда бұл көрсеткіш 15000-20000 мәніне ие.

1.17 кесте - "НТЭАЗ Электрик" фирмасының ажыратқышының мәліметтері

Ажыратқыштың мәліметтері		Есептік мәндері	
$U_{ном}, кВ$	10	$U_{уст.ном}, кВ$	10
$I_{ном}, А$	3150	$I_{раб.макс}, А$	1443,375
$i_{дин}, кА$	102	$i_{уд}, кА$	10,22
$I_{отк}, кА$	40	$I_{кз}, кА$	4,015
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер}, кА^2 \cdot с$	4800	$B, кА^2 \cdot с$	1,77
$i_{а,ном}, кА$	16,97	$i_{а,τ}, кА$	1,496

Ажыратқыштың шарттарын қанағаттандырады.

10 кВ шинадағы желіге ажыратқышты таңдау.

Біздің №111 қосалқы стансамыздың төменгі кернеу (10 кВ) жағына 15 фидер жалғанған. Сондықтан әр шинаға ажыратқыштар тандаймыз. Сол себепті желінің қуатын төмендегідей өрнекпен анықтай аламыз:

$$S_{ж} = \frac{S_{ТП}}{\frac{15}{2}} = \frac{25}{7,5} = 3,33 МВА. \quad (1.53)$$

Қалыпты режим кезіндегі желімен өтетін ток:

$$I_p = \frac{S_{ж}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{3,33 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10} = 192,45 А. \quad (1.54)$$

Аппаттық режимдегі ток:

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

$$I_a = 192,45 А.$$

Трансформатордың төменгі кернеу жағындағы токтың мәніне қарап мына ажыратқыштарды таңдауға болады: "Hyundai heavy industries" HFV 2170, "Crompton Greaves" Calix, "НТЭАЗ Электрик" ВРС-10, [Ә13].

Осылар ажыратқыштардың арасынан біздің қосалқы стансамызға "НТЭАЗ Электрик" компаниясының ВРС-10 типті вакуумды ажыратқышын таңдауға болады. Өйткені осы ажыратқыштың өте көп кездесетін коммутацияларға шыдамды және ажыратқыштың жетегісі ешқандай жөндеуді

қажет етпейді және біздің ҚС бағасы жағынан тиім және қол жетімді болып келеді. Бір немесе одан көп коммутациядан содан соң да өзің техникалық мінездемесі рұқсат етілген мәнінен аспайды. Тағы бір артықшылығының бірі вакуумдық ажыратқыштың камерасын тек 25000 коммутациядан соң ауыстыруға болады. Ал басқа ажыратқыштарда бұл көрсеткіш 15000-20000 мәніне ие.

1.18 кесте – "НТЭАЗ Электрик" фирмасының ажыратқышының мәліметтері

Ажыратқыштың мәліметтері		Есептік мәндері	
$U_{ном}, кВ$	10	$U_{уст.ном}, кВ$	10
$I_{ном}, А$	3150	$I_{раб.макс}, А$	192,45
$i_{оин}, кА$	102	$i_{γδ}, кА$	10,22
$I_{отк}, кА$	40	$I_{кз}, кА$	4,015
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер}, кА^2 \cdot с$	4800	$B, кА^2 \cdot с$	1,77
$i_{а,ном}, кА$	16,97	$i_{а,τ}, кА$	1,496

Ажыратқыштың шарттарын қанағаттандырады.

10 кВ шинадағы айналып өту ажыратқышын таңдау.

Қалыпты режим кезіндегі желіден өтетін ток:

$$I_p = \frac{S_{жс}}{\sqrt{3} \cdot U_n}, \quad (1.56)$$

$$I_p = \frac{25 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1443,375 А.$$

Аппаттық режимдегі ток:

$$I_a = I_p, \quad (1.57)$$

$$I_a = 1443,375 А.$$

Трансформатордың төменгі кернеу жағындағы токтың мәніне қарап мына ажыратқыштарды таңдауға болады: "Hyundai heavy industries" HFV 2170, "Crompton Greaves" Calix, "НТЭАЗ Электрик" ВРС-10, [Ә13].

Осылар ажыратқыштардың арасынан біздің қосалқы стансамызға "НТЭАЗ Электрик" компаниясының ВРС-10 типті вакуумды ажыратқышын таңдауға болады. Өйткені осы ажыратқыштың өте көп кездесетін

коммутацияларға шыдамды және ажыратқыштың жетегісі ешқандай жөндеуді қажет етпейді және біздің ҚС бағасы жағынан тиім және қол жетімді болып келеді. Бір немесе одан көп коммутациядан содан соң да өзін техникалық мінездемесі рұқсат етілген мәнінен аспайды. Тағы бір артықшылығының бірі вакуумдық ажыратқыштың камерасын тек 25000 коммутациядан соң ауыстыруға болады. Ал басқа ажыратқыштарда бұл көрсеткіш 15000-20000 мәніне ие.

1.19 кесте – "НТЭАЗ Электрик" фирмасының ажыратқышының мәліметтері

Ажыратқыштың мәліметтері		Есептік мәндері	
$U_{ном}, кВ$	10	$U_{уст.ном}, кВ$	10
$I_{ном}, А$	3150	$I_{раб.макс}, А$	1443,375
$i_{дин}, кА$	102	$i_{уд}, кА$	10,22
$I_{отк}, кА$	40	$I_{кз}, кА$	4,015
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер}, кА^2 \cdot с$	4800	$B, кА^2 \cdot с$	1,77
$i_{а,ном}, кА$	16,97	$i_{а,τ}, кА$	1,496

Ажыратқышты шарттарын қанағаттандырады.

1.4.2 Жоғарғы кернеуге айырғышты таңдау

Айырғыштар төменгі шарттар бойынша таңдай аламыз:

$$U_{ном} \geq U_{ном.сети}, \quad (1.58)$$

$$I_{ном} \geq I_{норм.расч}, \quad (1.59)$$

$$K_{II} \cdot I_{ном} \geq I_{продрасч} = I_{раб.ном}, \quad (1.60)$$

$$i_{дин} \geq i_{уд}, \quad (1.61)$$

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k \text{ егер } t_{откл} \geq t_{тер}. \quad (1.62)$$

Жоғарғы кернеулі деңгейіне мына айырғышты таңдаймыз:

— 110 кВ кернеуге GW-126 типті (Yongde Electric) ажыратқышы;

Айырғыштардың паспорттық мәліметтерін 1.20-ші кестеде көрсетілген, [Ө13].

1.20 кесте – 110 кВ жоғарғы кернеуге GW-126 типті айырғыш

Айырғыштың мәліметтері		Есептік мәндері	
$U_{ном}, кВ$	126	$U_{уст.ном}, кВ$	110
$I_{ном}, А$	1600	$I_{раб.макс}, А$	262,74
$i_{дин}, кА$	102	$i_{уд}, кА$	12,34
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер}, кА^2 \cdot с$	4800	$B, кА^2 \cdot с$	2,51

Айырғыш барлық шарттарды қанағаттандырады.

1.4.3 Асқын кернеуді шектеушілерді таңдау

Қосалқы станциясымыз ОПН орнатамыз. Трансформаторлардың сыртқы және ішкі асқын кернеулерден қорғауға ОПН қоямыз.

Кернеудің номиналды мәні бойынша төменгі ОПН-дарды таңдаймыз:
 Жоғарғы кернеу (110 кВ) жағында ОПН-II-110/70 УХЛ1,
 Төменгі кернеу (10 кВ) жағында ОПН-II-10 УХЛ1.

1.4.4 Ток трансформаторларын таңдау

Ток трансформаторлар төменгі ережелер мен шарттар бойынша таңдаймыз:

$$U_{ном} \geq U_{сети.ном}, \quad (1.63)$$

$$I_{ном} \geq I_{норм.расч}, \quad (1.64)$$

$$k_n \cdot I_{ном} \geq I_{прод.расч} = I_{раб.нб}, \quad (1.65)$$

$$i_{дин} \geq i_{уд} \text{ немесе } \sqrt{2} \cdot I_{1ном} \cdot k_{дин} \geq i_{уд}, \quad (1.66)$$

$$I_{мер}^2 \cdot t_{откл} \geq B_k, \text{ немесе } (I_{1ном} \cdot k_{мер})^2 \cdot t_{мер} \geq B_k, \quad (1.67)$$

$$Z_{2ном} \geq Z_{2расч}, \quad (1.68)$$

мұнда $k_{дин}$ және $k_{мер}$ – термиялық және динамикалық тұрақтылыққа сәйкес бір ізділік тогы;

$Z_{2ном}$ – II реттілік номинал кедергісі, Ом;

$Z_{2расч}$ - II реттілік есептік кедергісі, Ом.

Ток трансформаторының дәлдік классы бойынша сәйкес таңдауға болады. Егер ток трансформаторына электр энергиясының есептемелік санағыштарын орнататын болсақ, онда санағыштың дәлдік классы 0,5-тен кем

болмауы керек. Дәлдік классы алынған мән бойынша ток трансформаторнан екінші реттілік жүктеменің номиналды тогы $I_{2ном} = 5A$ аспауы тиіс.

$$S_2 \approx I_{2ном}^2 \cdot Z_2 \approx 25 \cdot Z_2 \leq S_{2ном}. \quad (1.69)$$

Ток трансформатор есептемелік жүктемесі кедергісі $Z_{2расч}$ түйіспелері мен сымдардағы қуат шығынынан болатын және өлшеуіш қондырғыларынан және жүктемелерінен құралатын трансформатордың екінші реттілік тізбектей қосылған қондырғыларының орамдарын қосынды кедергісі $\sum Z_{приб.}$ есептеуіміз қажет. Өлшеуіш қондырғыларының 3 сызықты қосылу сұлбасын құрастыру кезінде қондырғыларының жалғану сұлбасын ескеру қажетбіз.

Екінші реттік сымның кедергісін өлшеуіш қондырғыларына баратын сымның $L_{тр}$ ұзындығынан, қимасынан және ток трансформаторының қосылу сұлбасына тәуелді болды.

110 кВ екінші реттікке мыс кабель қолданыламыз ($\rho=0,0123\text{Ом}\cdot\text{мм}^2/\text{м}$). Сымның қимасын өлшеу дәлдік класстың талаптары мен ережеріне сәйкес таңдай аламыз.

Ток трансформаторының дәлдік классының жұмысын қамтамасыз ету мақсатында рұқсат етілген жүктеме шарттары мен ережелеріне қарап сымның кедергісі келесідей өрнекпен есептеуге болады:

$$Z_{пров.} \leq Z_{2ном} - \sum Z_{приб.} - Z_{конт.}, \quad (1.70)$$

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

$Z_{пров} \approx r_{пров}$ теңсіздігін тексерсек, онда сымның рұқсат етілген қимасы төмендегі өрнектен кем болмауы тиіс, мм^2 .

$$S = \frac{\rho \cdot L_{расч}}{r_{пров}}, \quad (1.71)$$

мұндағы ρ – сымның меншікті кедергісі;

$L_{расч}$ – ток трансформаторның қосылу сұлбасына тәуелді сымның есептік ұзындығы, м.

110 кВ жағында ТТ-н таңдау:

Біз Мартица атты электронды санағыш таңдаймыз. Өйткені осы санағыш бағасы мен дәлдік классы бойынша біздің талаптарымызға сай келеді. Санағыштың техникалық мәліметтері 1.21-ші кестеде берілген, [Ә16].

1.21 кесте – Есептегіш құралдарының мәліметтері

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 Матрица	NP-73E.3-9-1	1	1	1
Барлығы		1,5	1,5	1,5

0,5 класс дәлдігінде номиналды екінші реттік жүктемесінің кедергісі 1,2Ом болып табылады. Түйіспелердің кедергісін 0,05 Ом деп қабыдайды. Сымның кедергісін төмендегідей анықтаймыз:

$$R_{\text{приб.}} = \frac{S_{\text{приб.}}}{I_{2\text{ном}}^2} = \frac{1,5}{25} = 0,06, \quad (1.72)$$

$$R_{\text{пров.}} = R_{2\text{ном}} - R_{\text{приб.}} - R_{\text{конт.}}, \quad (1.73)$$

$$R_{\text{пров.}} = 1,2 - 0,06 - 0,05 = 1,09 \text{ Ом.}$$

Мыс монолитты өзекшесі бар сымның ұзындығын $L_{\text{тр}} = 90$ метр деп қабылдаймыз. Үш фазаға ток трансформаторларын орналастыра отырып, олардың қимасын төменгідей табамыз:

$$S = \frac{\rho \cdot L_{\text{расч}}}{R_{\text{пров}}}, \quad (1.74)$$

$$S = \frac{0,0123 \cdot 90}{1,09} = 1,015 \text{ мм}^2.$$

Жоғарыда көрсетілген мәнге карап, біз қимасы 1,5 мм² ВВГнг типті бақылау кабелін таңдай аламыз. Өйткені есептеген қимамыздан қимасы үлкен кабель таңдауымыз қажет.

Жоғарыдағы көрсетілген мәндерге карап шарттарды қанағаттандыратын "ЗЭТО" компаниясының ТОГФ 110/400/5 элегазды оқшауламалысы бар ток трансформаторын таңдай аламыз. Осы ток трансформаторды таңдауымыз, өйткені осы ток трансформаторы бағасы мен сапалы жағынан өте жоғары болып табылады. Жоғарыда айтылған, барлық шарттар мен ережелерді қанағаттандыра алады. Ток трансформаторының техникалық мәліметтері 1.22-шы кестеде көрсетілген.

1.22 кесте – ЗЭТО ТОГФ 110/400/5, [Ә15]

ТТ мәліметтері		Есептік мәндері	
$U_{ном}, кВ$	110	$U_{уст.ном}, кВ$	110
$I_{ном}, А$	400	$I_{раб.макс}, А$	262,74
$i_{дин}, кА$	40	$i_{уд}, кА$	12,34
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер}, кА^2 \cdot с$	4800	$B, кА^2 \cdot с$	2,51

10 кВ жағында ТТ-н таңдау:

Біз Мартица атты электронды санағыш таңдаймыз. Өйткені осы санағыш бағасы мен дәлдік классы бойынша біздің талаптарымызға сай келеді. Санағыштың техникалық мәліметтері 1.23-ші кестеде берілген, [Ә16].

1.23 кесте – Ток өлшегіш құралдардағы жүктемесі

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 Матрица	NP-73E.3-9-1	1	1	1
Барлығы		1,5	1,5	1,5

Әр фазаға қосылған құрылғылардың жалпы кедергісі:

$$S_{приб} = 1,5ВА,$$

$$I_2 = 5А,$$

$$S_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2}, \quad (1.75)$$

$$R_{приб} = 0,06 Ом.$$

0,5 дәлдік классында номиналды екінші реттік жүктемесі бар 1,2 Ом құраса, түйіспесінің кедергісін 0,05 Ом деп қабылдаймыз. Сонда сымның кедергісі келесідегідей анықтаймыз:

$$R_{2ном} = 1,2Ом,$$

$$R_{конт} = 0,05Ом,$$

$$R_{\text{пров}} = R_{2\text{ном}} - R_{\text{приб}} - R_{\text{конт}}, \quad (1.76)$$

$$R_{\text{пров}} = 1,09 \text{ Ом}.$$

Мыс монолитты өзекшесі бар сымның ұзындығын $L_{\text{тр}} = 60$ метр деп қаламыз. Үш фазаға ток трансформаторларын орналасуын ескере отырып, олардың қимасын төмендегідей табамыз:

$$S = \frac{\rho \cdot L_{\text{расч.}}}{R_{\text{пров.}}} \quad (1.77)$$

$$S = \frac{0,0123 \cdot 60}{1,09} = 0,677 \text{ мм}^2$$

Табылған мәнге карап 1,5 мм² қималы ВВГнг маркалы бақылау кабелін таңдаймыз.

Жоғарыдағы көрсетілген мәндерге карап шарттарды қанағаттандыратын "Свердловский завод трансформаторов тока" фирмасының ТШЛ 4000/5 элегазды оқшауламалысы бар ток трансформаторын таңдаймыз. Осы таңдап отырған ток трансформаторымыз жоғарыда айтылған барлық шарттар мен ережелерін қанағаттандырады. ТТ парметрлері 1.24-шы кестеде көрсетілген.

1.24 кесте – ТШЛ 4000/5 "Свердловский завод трансформаторов тока" мәліметтері, [Ә13]:

ТТ мәліметтерң		Есептік мәндері	
$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$	10	$U_{\text{уст.ном}}, \text{кВ}$	10
$I_{\text{ном}}, \text{А}$	4000	$I_{\text{раб.макс}}, \text{А}$	1443,375
$i_{\text{дин}}, \text{кА}$	40	$i_{\text{уд}}, \text{кА}$	10,22
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	4800	$B, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	1.77

1.4.5 Кернеулік трансформаторларды (КТ) таңдау

Келесі шарттар бойынша таңдалады:

$$1. U_{1\text{ном}} \geq U_{\text{сети.ном}}; \quad (1.78)$$

$$2. S_{\text{ном}} \geq S_{2\text{расч.}}; \quad (1.79)$$

3. дәлдік класы бойынша;

4. құрылымы және қосылу сұлбасы бойынша,

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

Кернеу трансформаторының тізбегіндегі сымның қимасы механикалық беріктік және рұқсат етілетін кернеу шығынынан анықтаймыз. Осындай монолитты мыс сымның қимасын механикалық беріктік шарттары бойынша $2,5 \text{ мм}^2$ аспауы тиіс.

Кернеу трансформатор типі оның тағайындамасымен таңдалынады. Төменгі кернеу (10 кВ) кернеу трансформаторынан есептік санағыштар қорек көзін алатын болса, онда 3 фазалық НТМИ типті кернеу трансформаторын қолдану тиімді болып келеді. Өйткені бұл трансформатордың бағасы және сапалы жағынан қол жетімді. Ал жоғарғы кернеу (110 кВ) жағындағы және одан жоғары кернеулерге НКФ типті каскадты кернеу трансформаторын қолданады.

Санағыш пен трансформатор кірісіне, секциондық және айналып өту жеріне қоямвз. Трансформатор жоғары жағына жалғанған желілер саны 4, солардың әрқайсына санағыштарды орнатамын. Сонда жоғары жағына толық 8 санағыш орнатық.

Біз Мартица атты электронды санағыш таңдаймыз. Өйткені осы санағыш бағасы мен дәлдік классы бойынша біздің шарттар мен талаптарымызға сай келеді. Санағыштың техникалық көрсеткіштері 1.25-ші кестеде берілген, [Ә16].

1.25 кесте – Есептегіш құралдар

Құрал	Құрал түрі	$P_{общ.}$ Вт	Q_{Σ} вар
2V	Ц-301/1	3	-
Санағыш Матрица	NP-73E.3-9-1	8·2	8·9,79
Барлығы		19	78,32

Есептік екінші реттік жүктеме:

$$S_{2p} = \sqrt{P^2 + Q^2}, \quad (1.80)$$

$$S_{2p} = \sqrt{19^2 + 78,32^2} = 80,59 \text{ ВА}.$$

110 кВ шинадағы кернеу трансформаторын таңдау:

НКФ-110-57 типті кернеу трансформаторын таңдаймыз.

Кернеу трансформаторына қосылатын қондырғылар:

- вольтметр тіркеуші;
- есептік санағышы.

10 кВ шинадағы кернеу трансформаторын таңдау:

Санағыш пен трансформатор кірісіне, айналып өту шинасына орнатамыз. Трансформатор төменгі кернеу (10 кВ) жағындағы жалғанған фидерлер саны 15, солардың әрқайсысына санағыш орнатамыз. Сонда төменгі кернеу жағына толық 10 санағыш орнатамын. Санағыш ретінде "Матрица" фирмасының NP-73E.3-9-1 типті санағышын таңдадық. Құрылғының мәліметтері 1.26-ші кестеде енгізілген, [Ә16].

1.26 кесте - Есептегіш құралдар

Құрал	Құрал түрі	$P_{\text{общ.}}$ Вт	Q_{Σ} вар
Вольтметр	Ц-301/1	3	-
Санағыш Матрица	NP-73E.3-9-1	10·2	10·9,79
Барлығы		23	97,9

Есептік екінші реттік жүктеме:

$$S_{2p} = \sqrt{P^2 + Q^2} , \quad (1.81)$$

$$S_{2p} = \sqrt{23^2 + 97,9^2} = 100,56 \text{ ВА} .$$

10 кВ шинасына НТМИ-10 типті кернеу трансформаторын таңдайдық, [Ә13].

1.4.6 Сақтандырғышты таңдау

Сақтандырғыш таңдау төмендегі параметрлер бойынша жүргізіледі. Номиналды кернеу бойынша:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст.ном}} . \quad (1.82)$$

Номиналды ток бойынша:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{норм}} ; \quad (1.83)$$

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{макс}} .$$

Сақтандырғыш тексеру келесі параметрлер бойынша жүргіземіз. Өшіру қабілетіне бойынша:

$$I_{\text{отк.ном}} \geq I_{\text{пл.0}} . \quad (1.84)$$

1.4.6.1 110 кВ шинадағы кернеу трансформаторына сақтандырғыш тандау

Қалыпты режим кезіндегі есептік токты анықтаймыз:

$$I_{\text{раб}} = \frac{0,7 \cdot S_{\text{НОМТН}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср}}}, \quad (1.85)$$

$$I_{\text{раб.макс}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср}}}, \quad (1.86)$$

$$I_{\text{раб}} = \frac{0,7 \cdot 2000}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 10^3} = 0,007 \text{ А},$$

$$I_{\text{раб.макс}} = \frac{1,4 \cdot 2000}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 10^3} = 0,014 \text{ А}.$$

Жоғарыда есептеген мәндерді 1.27-ші кестеге енгіземіз.

1.27 кесте - 110 кВ сақтандырғыштың мәндері, [Ә13]

Есептік мәндер	Сақтандырғыштың мәндері
	ПВТ-110-50-2,5 У1
$U_{\text{уст.ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{макс}} = 0,014 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 10 \text{ А}$
$I_{\text{П0}} = 4,848 \text{ кА}$	$I_{\text{отк.ном}} = 40 \text{ кА}$

ПВТ -110-50-2,5 У1 типті 110 кВ сақтандырғышты таңдаймыз. Себебі бұл сақтандырғыштың номинал мәндері біз есептеген мәндерімізбен сәйкес келеді.

1.4.6.2 10 кВ шинадағы кернеу трансформаторына сақтандырғыш тандау

Қалыпты режим кезіндегі есептік токты есептейміз:

$$I_{\text{раб}} = \frac{0,7 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10^3} = 0,038 \text{ А},$$

$$I_{\text{раб.макс}} = \frac{1,4 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10^3} = 0,076 \text{ А}.$$

Осы есептеген есептік токтары және сақтандырғыштың каталогтағы мәндерін 1.28 кестеге енгіземіз.

1.28 кесте - 10 кВ сақтандырғыштың мәндері, [Ә13]

Есептік мәндер	Сақтандырғыштың мәндері
	ПКТ-101
$U_{уст.ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{макс} = 0,076 \text{ А}$	$I_{ном} = 8 \text{ А}$
$I_{п0} = 4,015 \text{ кА}$	$I_{отк.ном} = 31,5 \text{ кА}$

10 кВ кернеу трансформаторына ПКТ-101 типті сақтандырғышын орнатамыз.

1.4.7 Шиналарды таңдау

Шиналардың қимасын таңдау ток бойынша жүреді. Сол кезде тек қалыпты жағдай кезінде ғана емес, тағы да апаттан сон режимдерді де ескеретін болсақ, жөндеу уақытындағы режим және шиналар секциялары ішіндегі токтардың бірқалып емес таралу мүмкіндігін қарастыруға болады..

Таңдау талабы мен шарты:

$$I_{\max} \leq I_{\text{доп}}, \quad (1.87)$$

мұнда $I_{\text{доп}}$ – ($\theta_{0,ном}=25^{\circ}\text{C}$) кестелерде қабылданғаннан бөлмелік температураларын ескеретін болсақ, таңдалынып отырған қималы шинадағы рұқсат етілетін ток.

$$I_{\text{доп}} = I_{\text{доп.ном}} \cdot \sqrt{\frac{\theta_{\text{доп}} - \theta_0}{\theta_{\text{доп}} - \theta_{0,ном}}}, \quad (1.88)$$

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

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

мұнда $I_{\text{доп.ном}}$ – бөлменің температурасы $\theta_{0,ном}=25^{\circ}\text{C}$ болатындықтан рұқсат етілетін ток;

θ_0 – бөлменің нақты температурасы;

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

1.4.7.1 110 кВ кернеудегі шинаны таңдау.

Ұзақтық режим кезіндегі есептелген тогын төмендегі өрнектер бойынша есептеп анықтаймыз:

$$I_{.ном.тр} = \frac{S_{н.тр}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (1.89)$$

$$I_{.ном.тр} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 131,2 \text{ A.}$$

$$I_{max} = 1,35 \cdot I_{.ном.тр}, \quad (1.90)$$

$$I_{max} = 1,35 \cdot 131,2 = 177,14 \text{ A.}$$

АС - 120/19 маркалы алюминий болат өзекшелі кабельді шина ретінде таңдаймыз: $I_{доп}=390 \text{ A}$, [Ә13].

1.4.7.2 10 кВ кернеудегі шинаны таңдау

Ұзақтық режим кезіндегі есептік тогын анықтаймыз:

$$I_{.ном.тр} = \frac{S_{н.тр}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (1.91)$$

$$I_{.ном.тр} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1443,375 \text{ A.}$$

$$I_{max} = 1,35 \cdot I_{.ном.тр}, \quad (1.92)$$

$$I_{max} = 1,35 \cdot 1443,375 = 1948,56 \text{ A.}$$

ШМТ маркалы үш жолақты мыс шинасын таңдаймыз $12 \times 100 \text{ мм}^2$, $I_{доп}=2680 \text{ A}$, [Ә12]

2 Қосалқы станциядағы трансформатордың релелік қорғанысы

2.1 Негізгі жағдайы

ПУЭ талаптары және ережелеріне сәйкес барлық РҚ қондырғылармен жабдықталағы керек. РҚ қондырғылар ажыратқыштың көмегімен зақымдалған бөлігін ажыратуы тиіс, яғни зақымдалған энергетикалық жүйе элементінен автоматты және селективті түрде ажыратылады. Егер (бейтарабы тұйықталмаған тораптарға жерге тұйықталуы) зақымдануы электрлік жүйелердің жұмысы бүлінбесе, сонда РҚ-сы тек қана сигналға жіберілуі рұқсатын береді.

Энергетикалық жүйедегі элементтің қауіпті, яғни қалыптысыз жағдайда жұмыс істеу режиміне оның РҚ-сы сигнал ретінде немесе істе басқа элементтің бүлінуге алып келмейтіндей сөндіруге жағдай жасау.

ПУЭ-ға сәйкес жоғары кернеулі трансформаторлардың және автотрансформаторлардың релелік қорғанысын келесідей зақымданулары мен қалыптысыз жұмыс істеуінен көсетілуі тиіс:

- трансформатордың шықпасы мен орамдарындағы көпфазды ҚТ;
- бейтарабы жерге тұйықталған жүйелерге қосулы шықпалары мен орамдарындағы 1 фазалы жерге ҚТ;
- орамаларының бір-бірімен қысқа тұйықталу;
- сыртқы жағдайын болған ҚТ туындаған орамдағы тоқтар;
- жүктемеден туындайтын орамаларындағы тоқтар;
- майдың деңгейі төмендеуі;
- магниттік өткізгіштіктің «өртенуі».

Жоғарыдағы шарттарды ескеретін бола отыра және соған сәйкестіндіре қарастырылып отырған ҚС-ның трансформаторына келесідей қорғаныстарын орнатамыз.

Негізгі қорғанысы ретінде:

- Трансформатордың дифференциалдық қорғанысы. Бұл қорғаныстың трансформаторлардағы орамдары мен шықпалардағы барлық түрдегі қысқа тұйықталудан қорғайды;

- Газдық қорғанысы. Осы қорғаныстың түрі трансформатордың бағының ішіндегі майдың төмендеуіне немесе трансформатордың орамаларында қысқа тұйықталудан, яғни газдың бөліну нәтижесінде болатын зақымданулардан қорғайды;

Қосымша қорғанысы ретінде:

- трансформатордың жоғар және төменгі кернеулік орамдарындағы асқын жүктемеден қорғайтын бір фазалы максималдылық тоқ қорғанысы;

- жоғар және ортағы кернеуліктегі жерге қысқа тұйықталу тогынан қорғайтын екі сатылы нөлді реттілік тоу қорғанысы;

- сырт жағдайында қысқа тұйықталулардан тогынан қорғайтын бағыталған кері ретті ток қорғанысы және 3 фазалы қысқа тұйықталудан қорғайтын кернеу түсуінен қорғайтын МТҚ, [Ә5].

2.2 Трансформатордың дифференциалдық қорғанысын есептеу

2.2.1 Қолданылуы

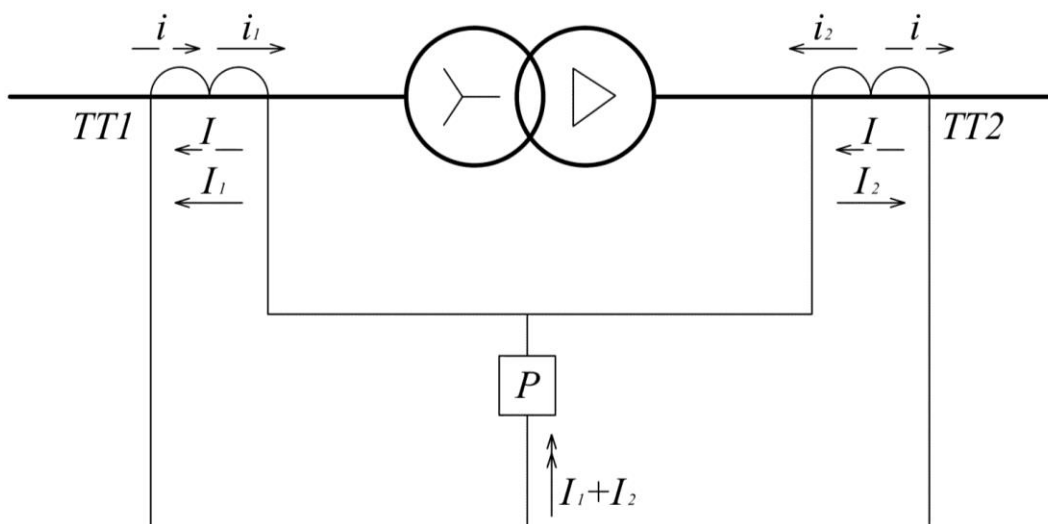
Трансформатордың дифференциалды қорғанысын Siemens компаниясының SIPROTEC 7UT613 типті сандық терминалын орнатамыз. SIPROTEC 7UT613 типті сандық терминалын дифференциалды қорғанысына барлық кернеу жағдайындағы екі орамды және үш орамды трансформаторлар қысқа тұйықталуларынан қорғайтын, жылдақ жағынан және селективті жағынан тез әрекет ететін қорғаныстың бір түрі болып табылады. Сандық терминал трансформаторлардың қорғанысы күштік трансформаторлардың жоғар және төменгі кернеулік жағында орналасқан ток трансформаторларының шығысына қосылуы тиіс. Фазалардың ығысуы және трансформаторларындағы орамаларының қосылуынан пайда болатындай токтардың өзара қосылу қондырғыларында есептелген алгоритмдіктердің көмегімен өңдеуге болады, [Әб].

Нейтралы жерге тұйықталу шарттары мен ережелері қолданушының талаптары бойынша бейімделеді, талаптарды айта кететін болсақ, олардың есептеулерге алгоритмінде автоматтық түрінде есептеуге алады. Нейтралы жерге тұйықталған трансформаторларды қорғаған кезінде нейтралы мен жер арасында ағалып отырған ток өзгертіліп, жерге тұйықталудан қорғай алатын жоғары жиілікті қорғаныста қолданыла алуға болады. Қосымша ток бойынша жоғары сезімталдықты кіріс орнатылады. Мысалыға келтіретін болсақ, трансформатор бөлігінен аздаған токтарды жоғары кедергілер мәніндегі бүлінетін кезіндегі жағдайлардың өзінде де анықтауы үшін пайдалануға болады.

2.2.2 Дифференциалды қорғаныстың негізгі жағдайлары

Дифференциалды қорғанысы трансформатордың орамада және шықпасында қорғайтын қорғаныс түрі. Дифференциалды қорғаныс 6300 кВА және одан да көп трансформаторлар үшін орнатылады. Ал параллель жұмыс істейтін 4000 кВА қуаттағы трансформаторларға орнатуға болады. Басқа трансформаторға МТҮ қорғай алмаса, онда уақыт ұстанымын 1 сек аспайтын МТҚ қорғанысын орнатамыз, [Ә5].

Бұл бөлімде трансформатордың тәуелсіз дифференциалды қорғанысының жалпы жұмыс әдісі сипатталады. Яғни бірқалыпты жұмыс кезінде трансформатор кірісі мен шығысы жағында бірдей токтар ақпайды. қорғалынатын объектінің екі жартылары бойынша бірдей ток ағады. Ал егер трансформация коэффициенттері бірдей болса, онда трансформатордың шеттерінде орналасқан ТТ-ың екіншілік орамдары ТТ1 және ТТ2 екіншілік тұйықталған тізбекке біріктірілуі мүмкін, бұл тізбекпен екіншілік ток ағады. Электр бойынша баланс нүктесінде қосылуы өлшеуіш элементі бірқалыпты жұмыс кезінде реле ток шамамен нөл көрсетеді.



2.1 сурет - Екі жақты аймақ үшін дифференциалды қорғаныстың әрекетінің негізгі принципі

ТТ-мен шектелген аумақта бүлінуден пайда болған жағдайда i_1+i_2 бүліну тоқтарына пропорционал I_1+I_2 тогы пайда болады, Р өлшеуіш элементі арқылы ағатын ток деп есептейді. Нәтижесінде 2.1 суретінде көрсетілген қарапайым тізбектің қорғанысы жұмыс істейді.

Егер дифференциалды қорғаныс жүйесі екіжақты трансформатор қорғанысы үшін пайдаланылса, онда тежелу шамасы $|I_1-I_2|$ тоқтарының айырмасынан немесе $|I_1+I_2|$ тоқтарының арифметикалық қосындысына тең. Соңғы әдіс 7UT613 типті сандық терминал дифференциалдық қорғанысы кезінде барлық қорғалынатын объектілер үшін пайдаланылады.

2.2.3 Трансформатордың дифференциалдық қорғанысының есептелуі

ТРДН-25000/110/10/10кВ типті трансформатордың параметрлері:

$S=25000$ кВА; $U_{ном\ ВН}=100$ кВ; $U_{ном\ НН}=10$ кВ; РПН: $\pm 9 \times 1,78\%$.

Ормаларының байланыс тобы: $Y_n/\Delta-\Delta-11-11$, [Ө2].

Ток трансформаторының, терминалдың, трансформатор кернеуін реттегіштің кателіктерінен туындаған кездегі трансформатордың қалыпты жұмысы кезінде реленің балансыз тоқтарынан реттеуге арналған I DIFF шамасын дифференциалдық қорғанысының негізгі функциясының минималды режңмдегі тоқты анықтаймыз, [Ө11]:

$$I-DIFF \geq K_{отс} \cdot I_{нб.торм.нач.} \quad (2.1)$$

Тежеушінің басындағы балансыз тогы:

$$I_{нб.торм.нач.} = (K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta f_{выр} + K_{ток} \cdot \Delta U_{рег}) \cdot I_{ном.ТР}, \quad (2.2)$$

$$I_{\text{нб.торм.нач}} = (1 \cdot 0,05 + 0,05 + 1 \cdot 0,16) \cdot 131,2 = 34,112 \text{ А,}$$

$$I\text{-DIFF} > = 1,5 \cdot 34,112 = 51,168 \text{ А} = 0,39 \text{ с.б.}$$

Трансформатордың дифференциалдық қорғанысы SLOPE1 тежеуші коэффициентін анықтаймыз (тежеуші өрнегінің бастапқы аймағында көлбеуін анықтауы)

Өнімді өндірушілердің ұсынына қарай базалық нүкте – BASEPOINT1 = 0 (тежеуші сипаттамасы координат басынан өтетін болғандықтан аламыз).

Сонда SLOPE1 есептеуші жолының төмендегідей өрнекпен өрнектеледі:

$$\text{SLOPE1} = \frac{0,375 + 1,5 \cdot K_{\text{ТОК}} \cdot \Delta U_{\text{рег}}}{1,85 - K_{\text{ТОК}} \cdot \Delta U_{\text{рег}}}, \quad (2.3)$$

$$\text{SLOPE1} = \frac{0,375 + 1,5 \cdot 1 \cdot 0,16}{1,85 - 1 \cdot 0,16} = 0,36$$

$$I_{\text{торм.нач}} = I\text{-DIFF} > / \text{SLOPE1}. \quad (2.4)$$

Базалық нүкте:

$$\text{BASE POINT1} = 0$$

Тежеуіш сипаттамасының қосымша көлбеу аймағының параметрлері

Екінші көлбеулік аймағының параметрлары сыртқы қысқа тұйықталу кезіндегі жоғары токтарды кетіруге арналған. Өнімді өндірушінің ұсынытары бойынша есептеусіз алуына да болады.

Екінші көлбеулік аймағынын (немесе SLOPE2) тежеу көрсеткішінің шамасына минималды шама алу болады:

$$I_{\text{торм.нач.}(2)} = 5 \text{ с.б.}$$

Екінші көлбеулік аймағында көрсеткішісінің бастапқы тежеуіш тогының шамасы:

$$\text{SLOPE2} = 0,5 \text{ с.б.}$$

Екіншілің базалық нүктені анықтау төмендегідей өрнектерімен көрсетіледі:

$$\text{BASE POINT2} = I_{\text{торм.нач.}(2)} - I_{\text{дифф}} / \text{SLOPE2}, \quad (2.5)$$

$$I_{\text{дифф}} = \text{SLOPE1} \cdot I_{\text{торм.нач.}(2)} - \text{BASE POINT1}, \quad (2.6)$$

$$I_{\text{дифф}} = 0,36 \cdot 656 = 236,16,$$

$$\text{BASE POINT2} = 656 - \frac{236,16}{65,6} = 652,4 \text{ A} = 4,97 \text{ с.б.}$$

Тағы да сондай сияқты қосымша шектік мәнінен I-DIFF>> - Дифференциалды үзінді ұғымын енгіземіз.

$$I\text{-DIFF}\gg = \kappa_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб,расч.}}, \quad (2.7)$$

$$I\text{-DIFF}\gg = 1,3 \cdot (0,25 + 1 \cdot 0,16) \cdot 4848 = 2583,984 \text{ A}.$$

2.3 Siemens фирмасының 7SJ613 типінің параметрленуі

Параметрлену арнайы DIGSI бағдарламасы көмегімен жүргізіледі. Жобаның параметрленуі А қосымша енгізілген.

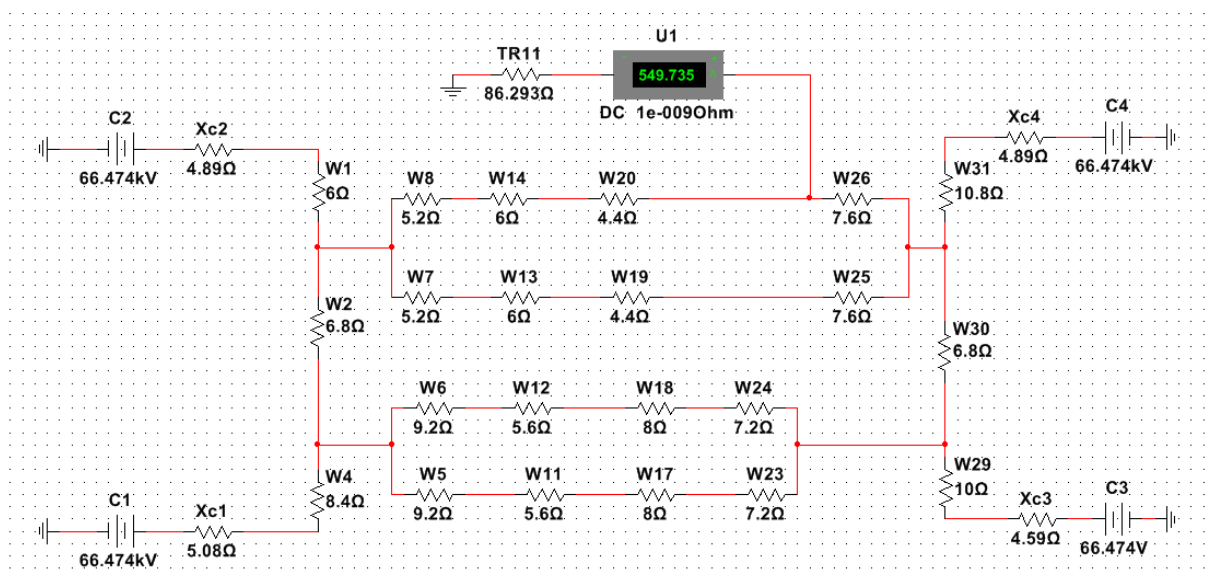
3 Трансформаторлардың резервті қорғанысы

3.1 Максималдылық тогының үзіндісі (МТҮ)

Қорғаныстың іске қосылу тогы:

$$I_{\text{сз}} = \kappa_{\text{отс}} \cdot I_{\text{кмакс}}^3, \quad (3.1)$$

мұнда $\kappa_{\text{отс}} = 1,1 - 1,3$ - ҚТ токтарын есептелуінің қателіктерін, бірінші реттік және екінші реттік токтардағы апериодикалық құраушыларының реттеуші коэффициент болып табылады.



3. 1 сурет - Максималды режимдегі Т11 трансформатордағы қысқа тұйықталу тогының сұлбасы

$$I_{C3} = 1,1 \cdot 549,735 = 604,7 \text{ A.}$$

Қорғаныс релесінің іске қосылу тогы:

$$I_{CP} = \frac{I_{C3}}{K_T} K_{CX} = \frac{604,7}{80} \cdot 1 = 7,56 \text{ A,} \quad (3.2)$$

мұндағы K_T – ТТ-ның трансформация коэффициенті, $K_T = 80$;
 $K_{CX} = 1$ – сұлбалық коэффициент.

Максималды токтық үзіндісінің сезімталдығын сынап көрмейміз.

Максималды токтық үзіндісінің (МТҮ) уақыт ұстаным бойынша нөл деп аламыз: $t_{MTY} = 0$ с.

3.2 Максималды токтық қорғанысы (МТҚ)

Бұл қорғанысты қосымша қорғанысы ретінде максималды ток қорғанысы трансформаторлардың жоғар кернеулік жағына қойылып, қысқа тұйықталу болғанда жағдайда уақыт ұстанымы іске қосылуы болып келеді. МТҚ іске қосылу тогы:

$$I_{C3} = \frac{K_{OTC} K_{C3}}{K_{BO3}} I_{РАБ.МАКС}, \quad (3.3)$$

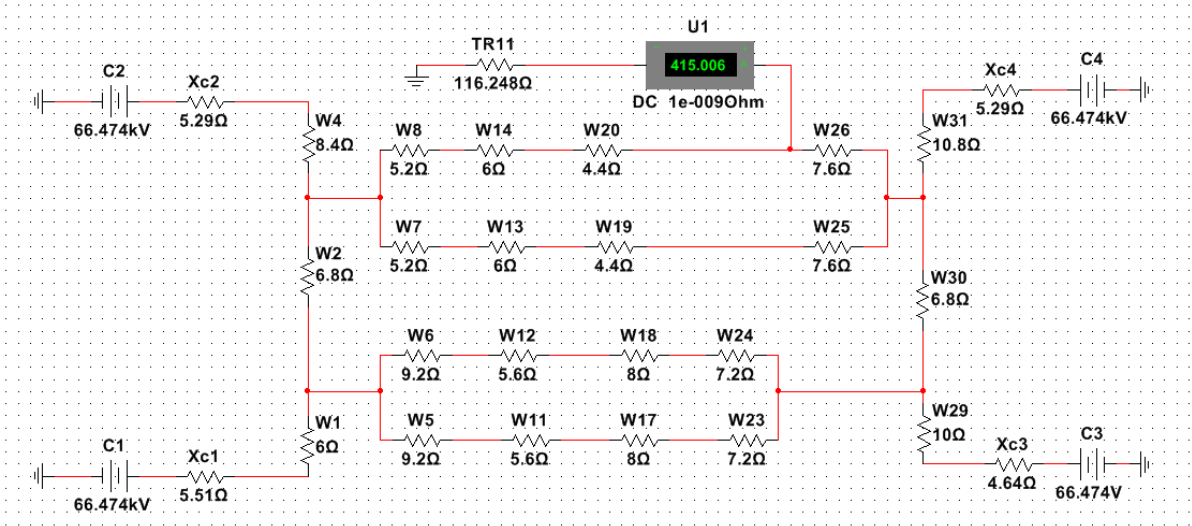
мұнда $I_{РАБ.МАКС}$ – трансформатордың жұмыстық максимал тогы;
 $K_{C3} = 2,5$ – жалпы жүктеменің кезіндегі өздік іске қосылуы коэффициенті;
 $K_{OTC} = 1,1$ – сандық терминалдар үшін реттеу коэффициенті;
 $K_{BO3} = 0,95$ – реленің қайту орнына келу коэффициенті.

Трансформатордың максималдылық жұмыс тогы төмендегідей табамыз:

$$I_{НОМ.ТР} = \frac{S_{НОМ.ТР}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ.ТР}} = \frac{25 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} = 131,2 \text{ A,} \quad (3.4)$$

$$I_{РАБ.МАКС} = I_{НОМ.ТР} = 131,2 = 131,2 \text{ A,} \quad (3.5)$$

$$I_{C3} = \frac{1,1 \cdot 2,5}{0,95} \cdot 131,2 = 379,79 \text{ A.}$$



3.2 сурет – Минималды режимдегі Т11 трансформаторындағы ҚТ тоғы

Реленің іске қосылу тоғы:

$$I_{CP} = \frac{I_{C3}}{K_T} K_{CX} = \frac{379,79}{80} \cdot 1 = 4,75 A, \quad (3.6)$$

мұнда K_T -ток трансформаторының трансформациялау коэффициенті,
 $K_T = 80$;
 $K_{CX} = 1$ -сұлбалық коэффициенті.

Сезімталдық бойынша тексеруінде, көбіне әдетте сезімталды коэффициенті бойынша тексеруге 2 фазалық ҚТ тоғының мәні алуға болады, 2 фазалық ҚТ тоғын алу үшін 3 фазалық ҚТ тоғының мәнін 0,87-ге көбейтсек болады:

$$K_{\psi} = \frac{0,87 \cdot I_{K..МИН}}{I_{C3}} = \frac{0,87 \cdot 415,006}{379,79} = 0,95 < 1,5.$$

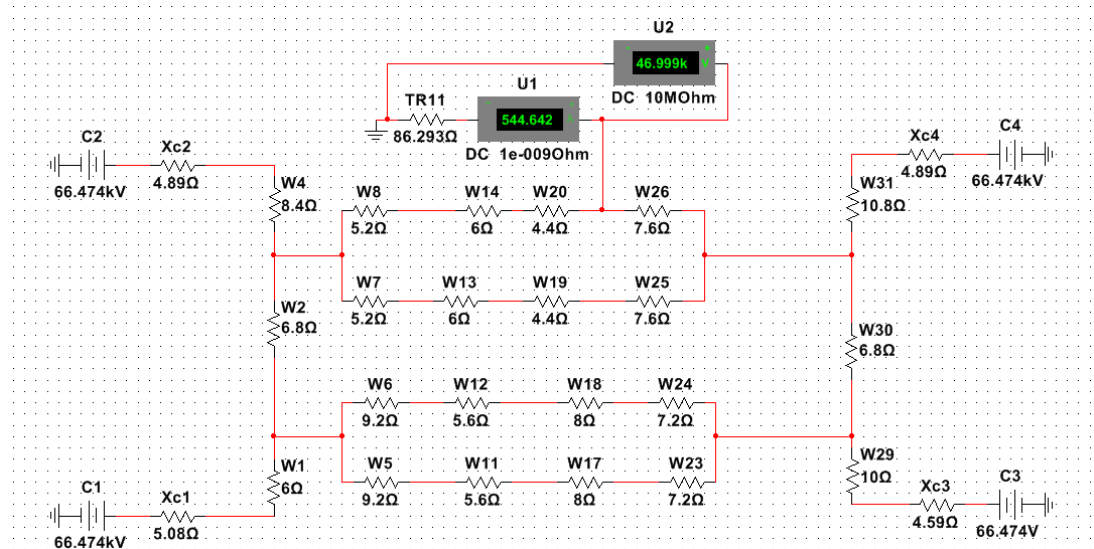
Сезімталдық бойынша шарты орындалмай қалды. Сол үшін кернеу бойынша бұғатталу бойынша сезімталдық шарты мен талаптарына тексереміз.

$$I_{C3} = \frac{K_{ОТС}}{K_{ВОЗ}} I_{РАБ.МАКС}, \quad (3.7)$$

$$I_{C3} = \frac{1,2}{0,95} \cdot 131,2 = 165,73,$$

$$K_q = \frac{0,87 \cdot I_{K..МИН}}{I_{C3}} = \frac{0,87 \cdot 415,006}{165,72} = 2.18 > 1.5.$$

Ток бойынша сезімталдық шарты орындалады.



3.3 сурет – Максимал режимдегі кернеу бойынша Т11 трансформаторындағы ҚТ тоғының сұлбасы

$$U_{C3} = \frac{U_{МИН}}{K_{ОТС} \cdot K_B}, \quad (3.8)$$

мұндағы $U_{МИН}$ – трансформатордың минимал кернеуі, $0,9 \cdot U_{НОМ}$;
 $K_B = 1,2$ – жалпы жүктеме іске қосылу коэффициенті.

$$U_{C3} = \frac{0,9 \cdot 110}{1,2 \cdot 1,05} = 78,57 \text{ кВ}.$$

$$K_q = \frac{K_{коз} \cdot U_{C3}}{U_{3.макс}}, \quad (3.9)$$

мұнда $U_{3 \text{ макс}} = 46,999$ кВ – Т11 трансформаторы апаттық режим кернеуі.

$$K_q = \frac{1,2 \cdot 78,57}{46,999} = 2 > 1,5.$$

10кВ кернеулік фидерлерге максималдылық тоқтық қорғанысына уақыт ұстаны бойынша қойылған, трансформатордың максималдылық тоқтық қорғанысының уақыт ұстанымы 10 кВ фидерлердегі максималды тоқтық қорғанысының уақыт ұстанымы бойынша реттейге тура келеді.

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

3.3 Асқын жүктемеден қорғау

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

$$I_{\text{СЗ}} = \frac{K_{\text{отс}}}{K_{\text{воз}}} I_{\text{НОМ.ТР}} = \frac{1,05}{0,95} \cdot 131,2 = 145,027 \text{ А,} \quad (3.10)$$

мұнда $K_{\text{отс}} = 1,1$ - цифрлық терминалдар үшін;
 $K_{\text{воз}} = 0,95$ - реленің қайту коэффициенті.

Реленің іске қосылу тоғы:

$$I_{\text{СР}} = \frac{I_{\text{СЗ}}}{K_T} K_{\text{СХ}} = \frac{145,027}{80} \cdot 1 = 1,8 \text{ А,} \quad (3.11)$$

мұндағы K_T - ток трансформаторының трансформация коэффициенті
 110кВ кернеудегі трансформатордың трансформация коэффициенті, $K_T = 80$;
 $K_{\text{СХ}} = 1$ - сұлба коэффициенті.

Әдетте асқын жүктемеден қорғайтындықтан уақыт ұстанымы басқа қорғаныстардан үлкен болады. Бұл қорғаныс сигнал ретінде қолданылады.

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

3.4 Siemens фирмасының 7SJ621 типінің параметрленуі

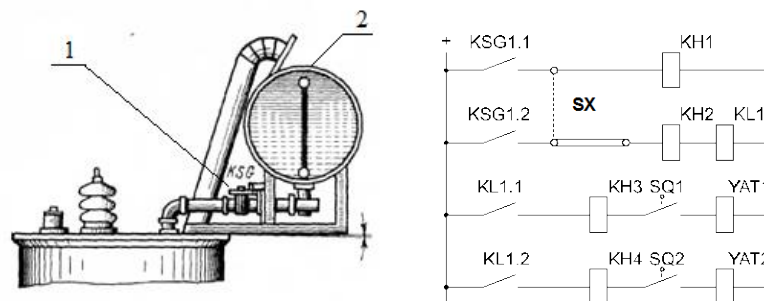
Параметрлену арнайы DIGSI бағдарламасы көмегімен жүргізіледі. Жобаның параметрленуі А қосымшасында енгізілген.

4 Трансформатордың газдық қорғанысы

4.1 Жұмыс істеу принципі және оның тағайындалуы

Іс жүзінде қолданылас кезіндегі ережелер мен талаптарда көрсетілген жоғар орамы 35 кВ кернеуі, ал қуаты 6300 кВА және одан да көп сыртқа тұратын майға толы трансформаторлардың газ бойынша қорғаныстарымен жабдықталуы тиіс. Егерде қуаты кіші трансформаторлар панажайда орналасқан болса, газдық қорғаныс орнатылу қажеті. Ал егер 1000-4000 кВА қуаты бойынша трансформаторларда тез жұмыс істеу үшін келесідей қорғаныстар (дифференциалды, ток үзіндісі немесе $t=1с$ аспай әсер ететін максималдық ток қорғанысы арқылы) болмаса, сонда газбен қорғалатын қорғаныспен жабдықтау қарастырылуы қажет болып табылады.

Газбен қорғалатын қорғанысы трансформатордың ішкі зақымдалуларынан өте сезімтал қорғанысы ретінде танылған. Кожух ішінде пайда болатын, трансформатордың зақымдалуы бөлшектерінің қызуы және электрлік доғамен қатар жүреді. Ол майдың және оқшауланған материалдардың бұзылуына және ұшқын газдардың түзілуіне алып келеді. Майдан жеңіл болғандықтан газ трансформатордың жоғары бөлігі (2.3.1.1 суретке қара) және атмосферамен қатыста болатын 2 кеңейткішке көтеріледі. Қатты зақымдалу кезінде газдың интенсивті түзілуі байланысты, кеңейген газ күшті қысым жасайды. Соның әсерінен трансформатордағы май қозғалысқа түсіп кеңейткішке қарай жылжи бастайды. Айта кеткенін болсақ, трансформаторда пайда болған газдар және майдың кеңейткішке қарай жылжуын трансформатордың зақымдалды деген сөз. Жоғарыдағы белгілер газдың пайда болуы мен майдың қозғалуына әсер ететін арнайы қорғанысты орындауда қолдануы тиіс. Осындай қорғанысқа газдық реле 1 орнатамыз, ол өз кезегінде трансформаторда зақымдалу болған кезде кеңейткішке қарай жылжитын газ бен май ағыны өтетіндей жасалған трансформатор мен кеңейткішті қосып тұратын трубада орналасуы тиіс. Трубада кеңейткіштегі майдың зақымдалған трансформатор кеңейткіш бағына түсуіне кедергі болағандықтан, газдық қорғаныс іске қосылғанда автоматты түрде жабатын жапқыш қарастыруы тиіс. Осы қорғаныстың тағы бір ерекшелігі бактағы өртті шектеу үшін қолдануға да болады.



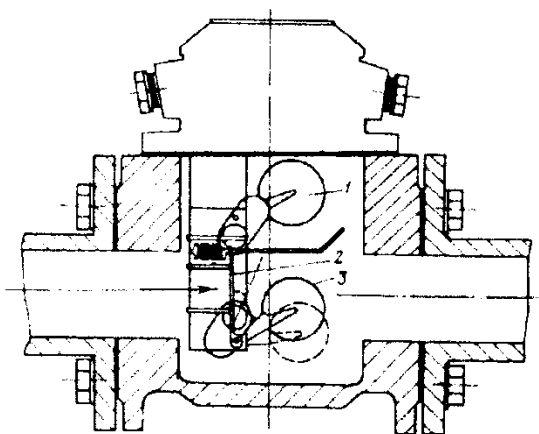
4.1 сурет - Трансформаторда газдық релені орналастыруы мен оперативті сұлбасы: 1- газдықреле, 2- кеңейткіш бак

Кішкене зақымдалуда газдың түзілуі жай жүреді, және ол азғантай көпіршіктеніп кеңейткішке көтеріле бастайды. Реледен өтіп газ көпіршіктері оның жоғары жағын толтырып майды итеріп шығарады. Май деңгейінің төмендеуіне қарай жоғары контакт төмендейді және бірнеше уақыттан кейін тұйықталуы тиіс.

Егер трансформатордың қатты зақымдалуы болса, онда тез арада түзілген газдың қысымымен, май төменгі қалтқыны итеріп қозғалады. Соның әсерінен қалтқы бірден өзінің контактілерін тұйықтап ажыратуға белгі береді. Ажыратқышпен басқару сұлбаларында ажыратқыш сигналдарды ұстап тұру қарастырылған, газдық реленің контактілерінің қысқа уақытта тұйықталуы кезінде де ажыратқыш сенімді түрде ажыратылады. Кішкене зақымдалуда ажыратудың орнына сигналының беруі тиіс өзі кезекші қызметкерлерге жүктемені басқа қорек көзіне қосып және содан соң басқа трансформаторды ажыратуына мүмкіндік береді.

Газдық қорғаныс трансформатордағы май деңгейінің төмен түсуіне де әсер етеді. Бұл кезде бірінші кезекте сигналды контакт іске қосылады. Содан соң май деңгейі ары қарай тағы да төмендеп жатса ажыратқыш контакт іске қосылып трансформаторды өшіруі тиіс.

Трансформатор орналасқан газдық реленің герметикалық жабық тұрқы болады. 4.2 – суретте осындай реленің қарапайым құрылысы көрсетілген. Сезігіш релесінің блогы негізгі 3 бөлшектен тұрады: біріншісі сигналға 1 және істен шығаруға 2, 3 (1 және 3 бөлшектері – қалтқылар, 2 – қысымды пластина), осылардың әрқайсы белгілі шарттар мен ережелер орындалған жағдайда әрекет ете алады.



4.2 сурет – Газдық релесі

Қалыпты режим кезінде жұмыс істейтін реленің тұрқы майға толы және бөлшектерін басқаратын контактары ажыратылған қалыппында орналасуы тиіс. Трансформатор кеңейткіш бағында аз-маз көлемін газ пайда болатын болса, онда газ май құбыры арқылы кеңейткішке өтіп, реле тұрқының жоғарғы бөлігінде жинала бастайды, мұнда сигналды элемент ретінде 1 орналасқан.

Реледе белгілі бір көлемде газ жиналатын болса, майдың деңгейі төмендей түсе бастайды, сигналдық бөлігінің қалтқысы 1 ауырлық күші бойынша төмен түсетін және сигналдық контактісі тұйықталуы, соған сәйкес басқа да себептер әсері бойынша реледегі майдың деңгейі төмендесе реленің сигналды элементі іске қосылу тиіс.

Егер ары қарай май деңгейінің төмендеуі байқалатын болса, реле өзінің деңгейінен жартысынан көбірек босатылады, содан соң істен шығарушы элементтің қалтқысы 3, сондай-ақ ауырлық күшінің нәтижесін төменге түседі және істен шығарушы контакт тұйықталуы керек.

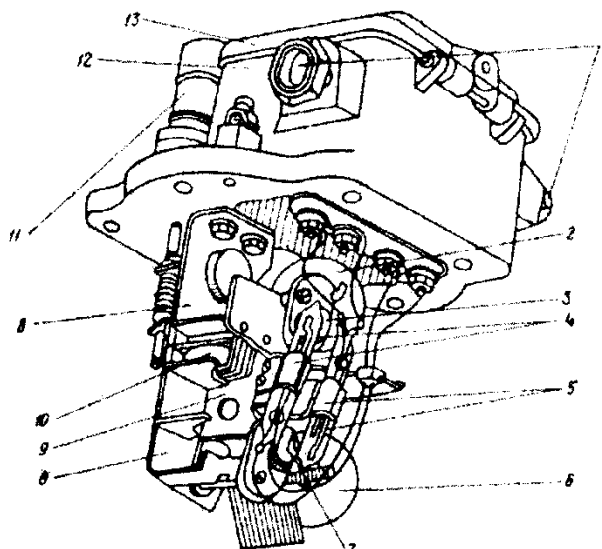
4.2 BF 80/Q газдық релесінің ерекшеліктері

BF 80/Q газдық релесі Германия мемлекетінде шығарылады (4.3 – сурет). Тұрқы және әрекет етуші реле блогы бекітілетін жапқыштан тұрады. BF 80/Q релесінде шаршы тәріздес диаметрі 80 мм шентемір өтпеліді саңылауы бар. Жапқышта реле түрі және мәліметтері көрсетілгендей тақтайша бекітілген. Жапқышта және тұрқыда кеңіткіш жаққа бағыт көрсеткіш нұсқарлар көрсетілген. Болаттық жинағышы қапсырманың 8 екі бұрамасы арқылы реленің жапқышына бекітіуі тиіс. Осы қапсырмаға сигналды және істен шығарушы элементтер, тұрақты магнит 10 және реленің басқа бөліктері бекітіп тұр.



4.3 сурет - BF-80/Q типті газдық релесі

Сигналды бөлігі ретінде жинағыш қапсырмаға 8 бекітілеген ұстағышы бар шар сияқты қалтқыдан 2 тұрады. Қалтқы сигналды контакттарды 4 басқару мақсатында қызмет етуші жұмыр магнитпен 3 қатал байланысқан. Реленің сигналды және істен шығарушы контакттарының 4 және 5 қызметі ретінде магнит арқылы басқарылатын геркондар қолданылады, жұмыр магниттік шыны сауыттың шетіне жақындағанда контакттары тұйықталады. Реле ішіндегі майдың деңгейі азайған жағдайда сигналды элемент қалтқысы 2 төмендейді және реле ішіндегі газ көлемі 250-300 см³ болғанда басқарушы магнит 3 сигналды контакттарды 4 тұйықтайды.



4.4 сурет – BF 80/Q газдық релесінің әрекет етуші блогы

Реленің іс әрекет ету жылдамдығын өзгерту пластина 9 және магнит 10 арасындағы арақашықтықты магнит орнын өзгерту арқылы таңдалады. Магниттің 3 жағдай бойынша жылдамдықты іс әрекет етуі бойынша тағайындамалары сәйкестендіре келеді: 0,65 м/с, 1,0 м/с и 1,5 м/с. Майдың ағыны бойынша жылдамдығының 1,25 тағындамасының кезінде ажыратқыш бөліктерінің іске қосылушы уақыты 0,15 с құрайды; майдың ағыны бойынша жылдамдығының 1,5 тағындамасы кезінде – 0,1 с аспауы тиіс. Сигналды және істен шығарушы реленің контактары бойынша шықпаларның қорабында 12 орналасқан. Осы қораптың қайырмалы жапқышының 13 ішкі жағында шықпалар таңбалануы бейнеленген.

5 Желінің қорғанысы

110 кВ тораптағы желілерді қорғаған кезде төмендегілерді ескеру қажет:
 — 110 кВ тораптар бойынша желілерге жерге тұйықталулар мен көпфазалы тұйықталудан алдын алу үшін РҚ орнатылуы керек;

— Асинхрондылық жүріс және тербеліс жағдайында орнатқан РҚ істеп кетпеуі қажет. 110 кВ желісі үшін қорғанысты ұйымдастырғанда, негізгі қорғаныстары энергетикалық жүйенің тұрақтылық кезіндегі жұмысты істеп тұру тиіс. Тұрақтылықты есептеу кезінде, тұрақтылықтан басқа да қатаң талаптар мен ережелер болмаған жағдайында, 3 фазалы ҚТ кезінде қосалқы стансаның қалдық кернеуінің $0,6-0,7U_{ном}$ -ден төмен етіп алынуы тиіс және қорғанысының уақыты ($t=0$) ұстанымсыз өшірілуі керек;

— Жоғары кернеулі желілерге арналған релелік қорғаныс орнатқан кезде сезімталдық шартын қанағаттандыруы тиіс, дистанциялық және нөл реттілік ток қорғаныстарын пайдаланамыз.

5.1 110 кВ желідегі дистанциондық қорғаныс

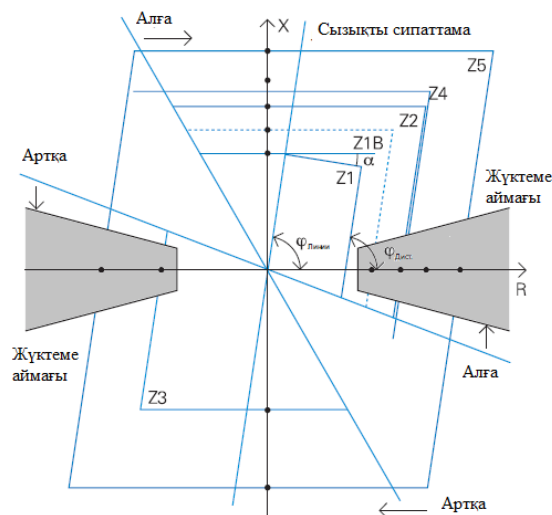
Дистанциондық қорғанысы құрылғының басты функциясы болып саналады. Өлшемдердің жоғары деңгейлі дәлдігімен, тораптағы неше түрлі жағдайларына икемді бейімделуі көрсетілген және басқада қосымша функцияналды мүмкіндіктері көп болып табылады.

Көп бұрышты іске қосылу көрсеткішісі бар дистанциондық қорғаныс.

Функция анықтамасы жұмыстық көпбұрыш.

Әр дистанциондық зонаға сәйкесінше зона көрсеткішін көрсететін жұмыстық бойынша көпбұрышын анықтай алады. Зақымдалған контурға барлығы 5 тәуелсіз зонасы және де қосымша бір күйдегі келтірілген зонасы болады. Осы жағдайда бірінші зонаның көпбұрышы (“алға” бағытталған зона ретінде) сұр түспен ерекшеленген. Үшіншісі зона “артка” бағытталған зона ретінде келтірілген.

Көпбұрыш жалпы жағдайда R және X осьтері бар параллелограммымен, сондай сияқты φ иілу бұрышынан беріледі.



5.1 сурет – Дистанциялық қорғаныстағы көпбұрыш тәрізді жұмыс істеу сипаттамасы

Дистанциондық қорғанысының тағы бір басты ерекшелігі, ол тек қорғаныс орнатылған жердегі кернеуінің тогына қатынасына әрекет ете алады. Осы қорғаныс релесінің шықпасындағы кедергісі деген атауға ие бола алады. Релені дұрыс жалғаған кезде, осы қорғаныстан ҚТ жерге дейінгі ара қашықтығына тәуелді деп санаймыз. Осыны толықтай қорытындылай келе, дистанциялық қорғаныс кедергі релесінің негізінде жұмыс атқарады.

Осы дипломдық жұмысымызда, №111 қосалқы стансаға келетін желілерді қорғау үшін Siemens фирмасының 7SA611 типті терминалдарды пайдаландым. Параметрленуді жүзеге асыру үшін Siemens фирмасының DIGSI программасын қолданамыз.

5.1.1 Бірінші сатыны есептеу

Дистанциялық қорғаныстардың есептеулерінде толық кедергісін Z деп алынады, бірақ осы есептеуде толық кедергінің орнына реактивті кедергісін X -ті қолданамыз, себебі кернеуі 1000В асатын желілерде активті кедергі реактивті кедергіден өте аз болып келеді.

№111 ҚС қорғау мақсатында, дистанциялық қорғаныстың бірінші сатысы Л20 желісінің кедергісін есептейміз:

$$Z_{Л20}^I = Z_{Л20} / (1 + \beta + \delta) = 0,85 \cdot Z_{Л20} = 0,85 \cdot 4,4 = 3,74 \text{ Ом.} \quad (5.1)$$

мұнда $\beta = 0,05$ -КТ-лары мен кедергі релелерінің қателіктерін ескеретін коэффициент;
 $\delta = 0,1$ - электрлік шамалардың бірінші реттік есептік қателіктерінің ескеретін коэффициент.

Бірінші саты уақыт ұстанымынсыз ($t=0$) іске қосылады.

5.1.2 Екінші сатыны есептеу

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

- 1) Л14 желісіне дистанциялық қорғаныстың бірінші сатысын;
- 2) №108 ҚС-ның трансформаторының РҚ.

Бірінші шартына сәйкес Л14 желісінің бірінші сатысын есептеуі қажет:

$$Z_{Л14}^I = Z_{Л14} / (1 + \beta + \delta) = 0,85 \cdot Z_{Л14} = 0,85 \cdot 6 = 5,1 \text{ Ом.} \quad (5.2)$$

Л20 желісінің екіншілік сатысы:

$$Z_{Л20}^{II} = (Z_{Л20} + (1 - \alpha) \cdot Z_{Л14}^I / K_{Т.1}) / (1 + \beta + \delta) = 0,85 \cdot Z_{Л20} + 0,66 \cdot Z_{Л14}^I / K_{Т.1}, \quad (5.3)$$

мұнда $\alpha = 0,1$ - ТТ-ның қателігін ескеретін коэффициент;

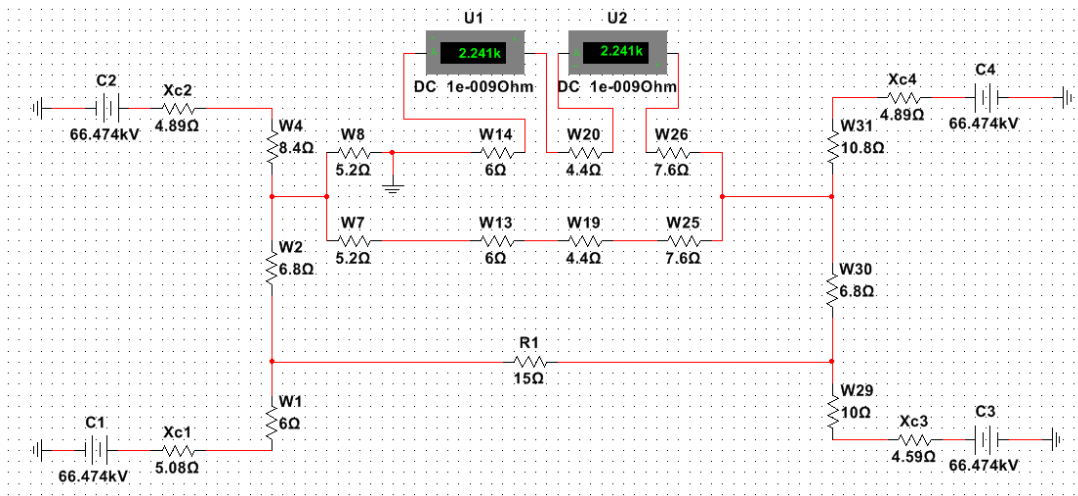
$K_{Т.1}$ - токты таралу коэффициент.

$K_{Т.1}$ токты таралу коэффициенті көршілес Л14 желісіндегі ҚТ кезіндегі мүмкін болатын қоректенуді ескереді.

$$K_{Т.1} = I_{20} / I_{14}. \quad (5.4)$$

Осы жерде I_{20} және I_{14} - Л20 және Л14 желілерінің қорғанысының комплекттерінен өтетін ҚТ токтары, ҚТ Л14 желісінің соңында максималды режимде орнатамыз.

I_{20} және I_{14} токтарын табу үшін керекті сұлбаны Multisim 14.0 программасында құрастырамыз, Л20 және Л14 желілерінің қорғаныс орындарына амперметрді орнатып, сол мәндерді аламыз.



5.2 сурет – Дистационды қорғаныста Л14 желісіндегі ҚТ

$$K_{T,1} = I_{20}/I_{14} = 2241/2241 = 1,$$

$$Z''_{Л20} = (Z_{Л20} + (1-\alpha) \cdot Z'_{Л14}/K_{T,1}) / (1 + \beta + \delta) = 0,85 \cdot Z_{Л20} + 0,66 \cdot Z_{Л14}/K_{T1} = 0,85 \cdot 4,4 + 0,66 \cdot 5,1/1 = 7,106 \text{ Ом}.$$

Екінші шартына сәйкес Л20 желісін қорғанысының екінші сатысы Т8 трансформаторының соңында 10кВ-тық шинадағы ҚТ-дан реттейміз:

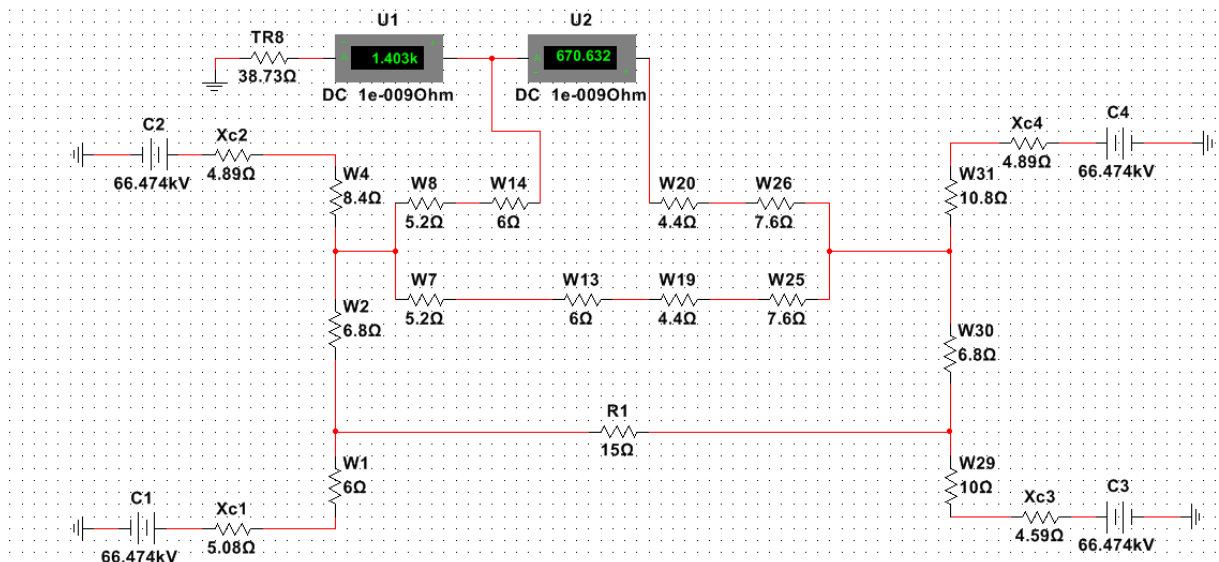
$$Z''_{Л20} = (Z_{Л20} + Z_{TP5}/K_{T,TP5}) / (1 + \beta + \delta) = 0,85 \cdot (Z_{Л20} + Z_{TP8}/K_{T,TP8}), \quad (5.5)$$

мұнда $K_{T,TP8}$ тоқты таралу коэффициенті көршілес қосалқы стансадағы трансформаторының соңындағы ҚТ кезіндегі мүмкін болатын қоректенуді ескереді.

$$K_{T,TP8} = I_{Л20}/I_{TP8}, \quad (5.6)$$

мұндағы $I_{Л20}$ және I_{TP8} - Л20 және TP8 трансформаторының қорғаныс комплекттерінен өтетін ҚТ токтары, ҚТ TP8 трансформаторының соңында максималды режимде.

$I_{Л20}$ және I_{TP8} токтарын табу үшін керекті сұлбаны Multisim 14 программасында құрастырамыз, Л20 және TP8 трансформаторының қорғаныс орындарына амперметрді орнатамыз.



5.3 сурет – Дистанционды қорғанысында TP8 трансформаторындағы ҚТ

$$K_{T,TP1} = I_7 / I_{TP5} = 670,632/1403 = 0,478,$$

$$Z_{Л20}'' = (Z_{Л20} + Z_{TP8} / K_{T,TP8}) / (1 + \beta + \delta) = 0,85 \cdot (Z_{Л20} + Z_{TP8} / K_{T,TP8}) = \\ = 0,85 \cdot (4,4 + 37,44/0,478) = 84,237 \text{ Ом}$$

Жоғарыдағы екі шарттан ең кішісін кедергіні таңдаймыз:

$$Z_{Л20}'' = 7,106 \text{ Ом.}$$

Л20 желісінің қорғанысының екінші сатысының сезімталдылыққа коэффициентін тексереміз:

$$K_{\psi} = Z_{Л20}'' / Z_{Л20} = 8,075/4,4 = 1,83 > 1,5$$

РҚ сезімталдылығының шартын қанағаттандырады.

Екінші сатының уақыт ұстанымын селективтілік сатысына тең деп қабылдаймыз, яғни $t_{Л20}'' = \Delta t$, $\Delta t = 0,3$ сек.

5.1.3 Үшінші сатыны есептеу

Дистанциондық қорғаныстың үшінші сатысында іске асыратын қосқыш релелеріндегі жүктеменің жұмыс режиміндегі минимал кедергіден орнатылуы керек, яғни эксплуатация кезіндегі мүмкін бола алатын шарттардағы максимал жұмыс тогы $I_{\text{раб.макс.}}$ және минимал кернеу $U_{\text{раб.мин.}} = (0,9 - 0,95) U_{\text{ном.}}$

$$Z_{Л20}^{III} = \frac{U_{раб. \min}}{\sqrt{3} K_H K_3 K_6 I_{раб. \max} \cos(\phi_{м.ч.} - \phi_{раб.})}, \quad (5.7)$$

мұнда $\phi_{м.ч.} = 75^0$ – максимал сезуші бұрышы;

$\phi_{раб.} = 32^0$ – максимал жұмыстық бұрышы;

$k_3 = 1,5$ – тежелуші қозғалтқыштардағы өзіндік іске қосылушы коэффициенті;

$k_H = 1,2$ – сенімді коэффициенті;

$k_B = 1,05-1,1$ – қайтымды коэффициенті.

$$Z_{Л20}^{III} = \frac{0,9 \cdot 110 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 1,2 \cdot 1,5 \cdot 1,1 \cdot 262,74 \cdot \cos(77^0 - 32^0)} = 170,92 \text{ Ом.}$$

Үшінші сатысы сезімталдыққа коэффициентін тексеру.

Дистанциондық қорғаныстың III сатысын төмендегі екі шарт бойынша есептейміз:

1) Қорғалатын желісінің соңында қысқа тұйықтау жасау,

2) Резервті қорғаныс зонаның соңына қысқа тұйықтау, әсіресе III саты көршілес жатқан ең ұзын желінің соңындағы қысқа тұйықталуды сенімді болуы тиіс.

РҚ сезімталдық коэффициентін бірінші шартты бойынша:

$$K_{\psi} = Z_{Л20}^{III} / Z_{Л20} = 170,92 / 4,4 = 38,85 > 1,25. \quad (5.8)$$

Үшінші сатысының мәні бойынша бірінші шарттың талаптары бойынша сәйкес келеді.

Екінші шарты бойынша сезімталдылығы коэффициент Л20 желісінің соңындағы қысқа тұйықталу арқылы есептейміз:

$$K_{\psi} = Z_{Л20}^{III} / Z_{защ. \max} \geq 1,2, \quad (5.9)$$

мұндағы $Z_{защ. \max}$ - ең ұзын желісі Л14 соңындағы ҚТ кезіндегі III саты релесіне жалғанатын максимал мәні;

$Z_{защ. \max}$ энергетикалық жүйенің минимал режимінде токтың таралу коэффициенті ескеріп есептеу қажет.

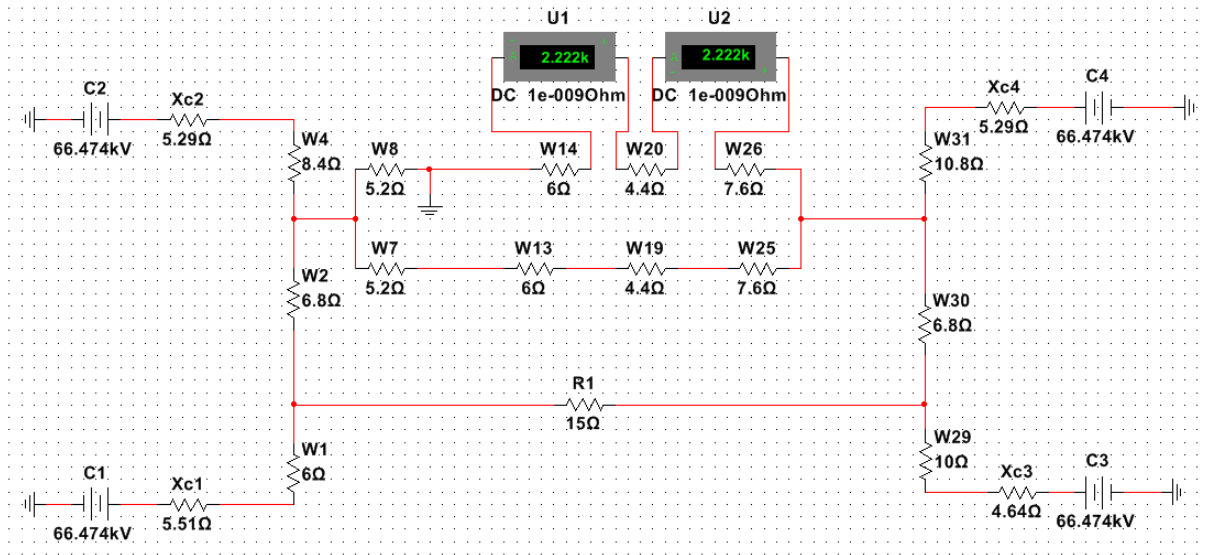
$$Z_{защ. \max} = Z_{Л20} + Z_{Л20} / K_{T. \min}, \quad (5.10)$$

мұнда $K_{T.MIN}$ токтың таралу коэффициентті көршілес жатқан желі Л20-дағы ҚТ кезіндегі мүмкін болатын қоректенуді ескереді.

$$K_{T.MIN} = I_{20MIN} / I_{14MIN} , \quad (5.11)$$

мұндағы I_{20MIN} және I_{14MIN} - Л20 және Л14 желілері қорғаныс комплектісінен өтіп жатқан қысқа тұйықталу тогы, энергетикалық жүйенің минимал режим кезіндегі қысқа тұйықталу нүктесі Л14 желісінің соңында;

I_{20MIN} және I_{14MIN} токтарды табу үшін қажетті сұлбаны Multisim бағдарламасымен құрастырамыз, Л20 және Л14 желісінің қорғанысын орындарына амперметрді қоямыз.



5.4 сурет – – Дистационациялық қорғанысында Л14 желісіндегі қысқа тұйықталуы

$$K_{T.MIN} = I_{20MIN} / I_{L14MIN} = 2222 / 2222 = 1 ,$$

$$Z_{защ.макс.} = Z_{Л20} + Z_{Л14} / K_{T.MIN} = 4,4 + 6/1 = 10,4 \text{ Ом},$$

$$K_{\chi} = Z_{Л20}^{III} / Z_{защ.макс.} = 170,92 / 10,4 = 16,43 > 1,2 .$$

Үшінші сатысындағы кедергісінің мәні екінші шарт мен талаптары бойынша сезімталдылық шартын қанағаттандырды.

Үшінші сатының уақыт бойынша ұстанымы қарсы-сатылы принципі бойынша көршілес жатқан желінің үшінші сатысының уақыт бойынша ұстанымынан жоғары болатын етіп алынады.

5.1.4 Төртінші сатыны есептеу

Төртінші сатысын есептеу үшін негізгі қорғалып жатқан желінің артындағы ең кіші желіні пайдаланамыз. Біздің жағдайымызда Л20 желінің төртінші сатысы төмендегідей өрнек бойынша анықталады:

$$Z_{aem}^{IV} = \frac{Z_{aem}^I}{K_H} = \frac{3,74}{1,2} = 3,116 \text{ Ом}, \quad (5.12)$$

Л14-тің үшінші сатысының уақыт ұстанымы $t_{Л14}^{III} = 0,8 \text{ с}$, ал Л20-тің үшінші сатысының уақыт ұстанымы $t_{Л20}^{III} = t_{Л14}^{III} + \Delta t = 0,8 + 0,3 = 1,1 \text{ с}$.

5.1.5 Реленің іске қосылу кедергісі төмендегі формуламен анықталады

$$Z_{cp} = Z_{cz} \cdot n_T / n_H. \quad (5.13)$$

Z_{cp} мәнісіне қарай отырып каталогтығының мәндері бойынша реленің қойылымы бойынша таңдалынады.

Барлық дистанциондық сатылар үшін трансформация коэффициентті $n_T = 400/5 = 80$, $n_H = 110000/100 = 1100$ деп қабылдай отырып, Z_{cp} есептейміз:

$$z^I = 3,74 \cdot \frac{80}{1100} = 0,272 \text{ Ом},$$

$$z^{II} = 7,106 \cdot \frac{80}{1100} = 0,517 \text{ Ом},$$

$$z^{III} = 170,92 \cdot \frac{80}{1100} = 12,43 \text{ Ом},$$

$$z^{IV} = 3,116 \cdot \frac{80}{1100} = 0,226 \text{ Ом}.$$

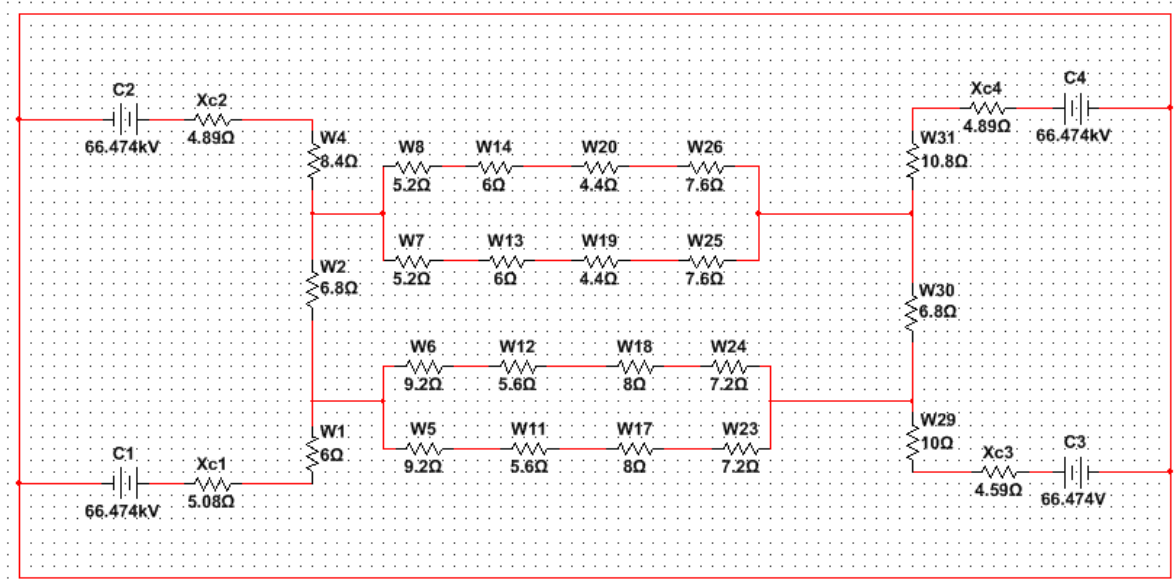
5.1.6 Siemens фирмасының 7SJ611 типінің параметрленуі

Параметрлену арнайы DIGSI бағдарламасының көмегімен жүргізіледі. Жобаның параметрленуі А қосымшасында көрсетілген.

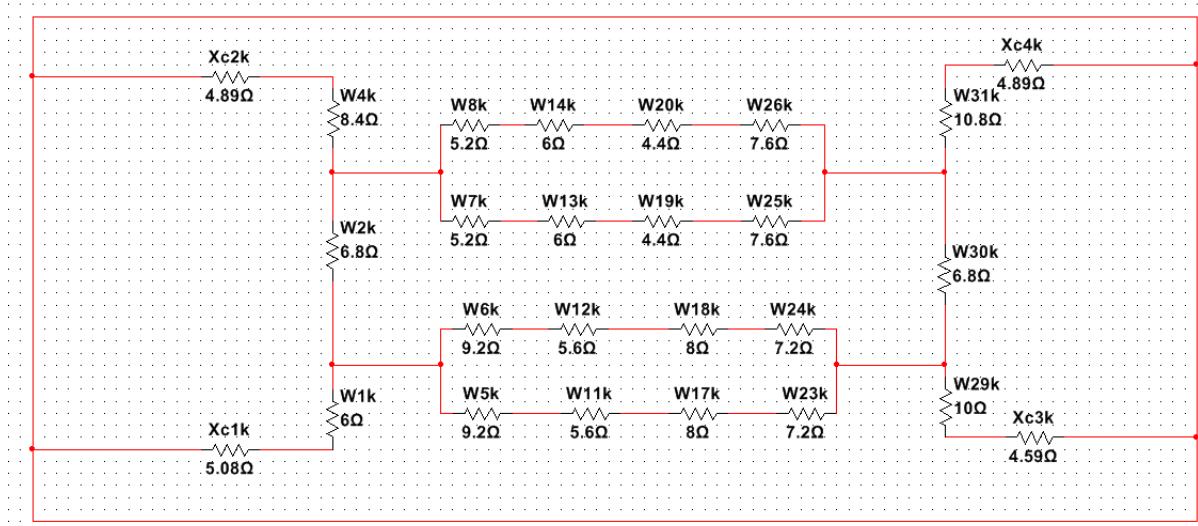
Дистанциялық қорғаныстың селективтілік картасы А1 форматтағы 5-ші сызбада көрсетілген.

5.2 Төрт сатылы нөл реттік ток қорғанысын (НРТҚ) есептеу

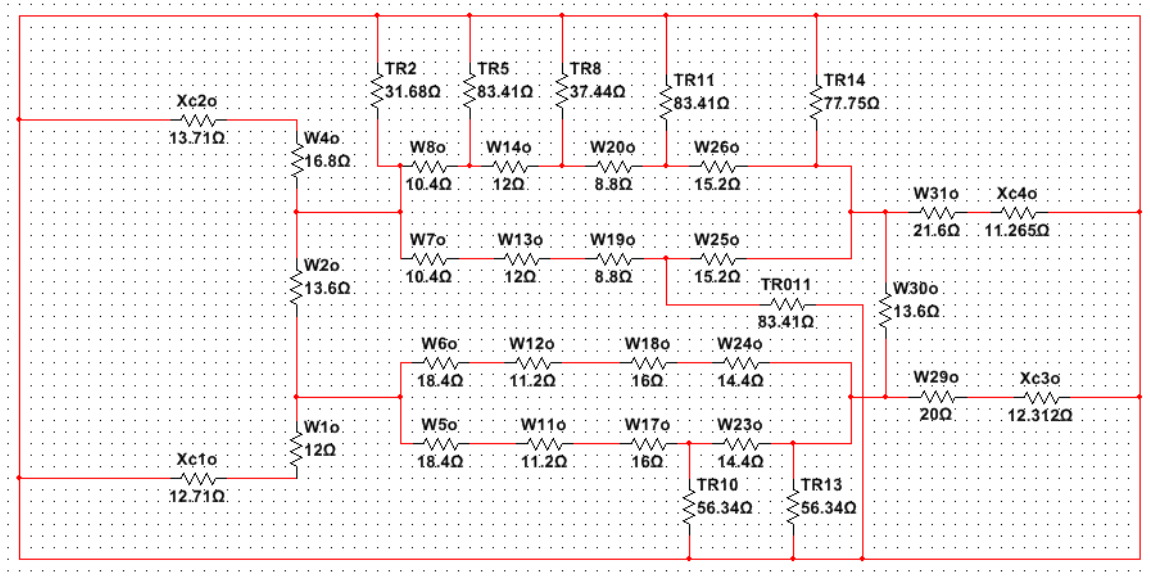
Нөл реттік ток қорғанысын $3I_0$ ток бойынша есептейміз, ал нөл реттік токтарын есептеп алу үшін 1 фазалы және 2 фазалы жерге ҚТ комплекстік сұлбалардағы пайдалануы тиіс. Комплекстік сұлбасы деп тура, кері және нөл реттіктердің орынбасулы сұлбаларын айтамыз. "Multisim 14.0" бағдарламасының арқылы комплекстік сұлба сызып, токтарды анықтаймыз.



5.5 сурет - Максимал режимдегі тура ретті орынбасу сұлбасы



5.6 сурет - Максимал режимдегі кері ретті орынбасу сұлбасы



5.7 сурет - Максималды режимдегі нөлдік ретті орынбасу сұлбасы

5.2.1 НРТҚ бірінші сатысын есептеу

Уақыт бойынша ұстанымы $t=0$ әрекет ететін бірінші сатысы төмендегі ҚС-ның шинасында энергетикалық жүйенің максимал режимінде ҚТ болған кезде қорғаныс орнатылатын жерден өтетін ток $3 \cdot I_0$ шартына сәйкес таңдалады.

$$I_{Л20}^I = K_H \cdot 3 \cdot I_0, \quad (5.14)$$

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

Жерге қысқа тұйықтаудың екі түрі: 1 фазалы жерге қысқа тұйықталуы және 2 фазалы жерге ҚТ-ы, яғни екі шарттың орын аламыз:

$$I_{Л20}^I = K_H \cdot 3 \cdot I_0^{(1)}, \quad (5.15)$$

$$I_{Л20}^I = K_H \cdot 3 \cdot I_0^{(1.1)}. \quad (5.16)$$

Нөлдік токтар бойынша анықтау үшін Multisim 14.0 программасында тура модельдеу әдісін пайдаланыла отырып, тура, кері және нөл реттік комплексті сұлбаларын салындық.

Комплексті сұлбаларды салуғанда төмендегілерге көңіл бөлу тиіс:

- реттіктердің орынбасу сұлбалардағы бас нүктесі ретінде энергетикалық жүйелерді біріктіретін неутралы болып табылады, ал нөл реттікте трансформаторлардың кедергілері қосылады;
- сұлбаның соңғы нүктесі болып ҚТ нүктесі болады.

Л20 желісінің соңындағы бір фазалы жерге ҚТ тогының сұлбасы А қосымша, А1 сурет келтірілген.

Л20 желісінің соңындағы екі фазалы жерге ҚТ тогының сұлбасы А қосымша, А2 сурет келтірілген.

Модельдеу нәтижелері:

$$I_{0Л20}^{(1)} = -633,125 \text{ А},$$

$$I_{0Л20}^{(1,1)} = 622,451 \text{ А}.$$

Егерде теріс сан шығатын болса, оның модулін алынады. Жоғарыда шыққан екі мәннен ең үлкен I_0 ток алынады және бұл токты іске қосылу тогы ретінде есептейміз:

$$I_{Л20}^I = K_H \cdot 3I_0 = 1,3 \cdot 3 \cdot 633,125 = 2469,187 \text{ А},$$

$$I_{Л20}^{II} = 2469,187 \text{ А},$$

$$t_{Л20}^I = 0 \text{ с}.$$

5.2.2 Екінші сатыны есептеу

Екінші сатыны келесі қорғаныстың I сатысының іске қосылушы тогына қарап келтіреміз.

Қорғаныс орнатып жатқан желіден кейін орналасқан желінің ҚТ болған жағдайда қорғаныстан өтетін 3 еселенген нөл реттік токтан аламыз:

$$I_{Л20}^{II} = K_H \cdot 3 \cdot I_0, \quad (5.17)$$

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

Л20 желіні үшке бөлгендегі мәнімен сәйкестендіріп, Л14 желісінің мәнін аламыз. Ол үшін Л14 желінің қысқа тұйықталу токтары есептейміз.

$I_{Л20}^I$ тура $I_{Л14}^I$ сияқты анықталаймыз, Multisim 14.0 программасы арқылы комплексті сұлбасын суреттерде көрсетеміз.

Л14 желісінің соңындағы бір фазалы жерге ҚТ тогының сұлбасы А қосымша, А3 сурет.

Л14 желісінің соңындағы екі фазалы жерге ҚТ тогының сұлбасы А қосымша, А4 сурет.

Модельдеу нәтижелері:

$$I_{0Л14}^{(1)} = -710,264 \text{ А},$$

$$I_{0Л14}^{(1,1)} = 667,198 \text{ А}.$$



Жоғарыда шыққан екі мәннен ең үлкен I_0 ток алынады және бұл токты іске қосылу тогы ретінде есептейміз:

$$I_{L14}^I = 1,3 \cdot 3 \cdot 710,264 = 2770,03 \text{ A.}$$

Бөлгендегі мәні

$$\frac{I_{L14}^I}{3} = \frac{2770,03}{3} = 923,34 \text{ A.}$$

Л14 желісіндегі қорғанысының бірінші сатысының соңында қысқа тұйықталу кезіндегі Л20 желісінің қорғанысын орнатылған жеріндегі өтіп жатқан $3I_0$ тогын модельдеу бойынша анықтаймыз.

Ол Multisim 14.0 программасы арқылы комплексті сұлбаларын саламыз. Осыдан кейін, Л14 желісінің кедергісінің орнындағы резистор  жеріне [R] 1 k Ohm /50% потенциометр  қоямыз. Потенциометрдің үшінші нүктесі қозғалмалы қысқа тұйықталу нүктесі ретінде алуға болады. Л14 желісінің басынан бастап бірінші сатының соңына дейін кедергіні ауыстырып отырамыз. Потенциометрдегі кедергісін ауыстыру арқылы Л14 желісінің басында орнатылған амперметрлердегі көрсеткіш қадағалай отырып, потенциометрдің үшінші нүктесі Л14 желісінің бірінші сатының соңына жеткенде амперметрдегі көрсеткіш $I_{L14}^I/3$ мәнін көрсету тиіс. Осыдан кейін барып Л20 желісінің басында орнатылған амперметрдегі көрсеткішті байқай отырып, осы іздеп отырған ток I_0 болады. Ары қарай I_{L20}^{II} ретінде есептейміз.

Л14 желісінің соңындағы бір фазалы жерге потенциометрлі ҚТ тогының сұлбасы А Қосымша, А5 сурет.

Л14 желісінің соңындағы екі фазалы жерге потенциометрлі ҚТ тогының сұлбасы А Қосымша, А6 сурет.

Модельдеу нәтижелері:

$$I_{0 \text{ Л20}}^{(1)} = -439,69 \text{ A,}$$

$$I_{0 \text{ Л20}}^{(1,1)} = 443,068 \text{ A.}$$

Жоғарыда шыққан екі мәннен ең үлкен I_0 ток алынады және бұл токты іске қосылу тогы ретінде есептейміз:

$$I_{L20}^{II} = K_H \cdot 3I_0 = 1,2 \cdot 3 \cdot 443,068 = 1595,05 \text{ A,}$$

$$I_{L20}^{II} = 1595,05 \text{ A.}$$

5.2.3 Екінші сатының сезімталдығын тексереміз.

НРТҚ екінші сатысының сезімталдығын энергетикалық жүйенің минимал режимінде қорғалатын желінің соңына екі фазалы жерге ҚТ арқылы тексереміз.

Сезімталдық коэффициенті

$$K_{\text{ч}} = \frac{3 \cdot I_0^{(1)}}{I_{\text{Л20}}''} \geq 1,2 \quad (5.18)$$

$3 \cdot I_0^{(1)}$ - Л20 желісінің соңында ҚТ кезінде Л20 желісінің қорғаныс комплектінен өтетін ток.

Л20 желісінің соңындағы бір фазалы жерге минималды режимдегі ҚТ тоғының сұлбасы А қосымша, А7 сурет.

Бұл ток модельдеу арқылы комплекстік сұлбадан табылады. Өлшеулер нәтижесі $I_{0/\text{Л20}}^{(1)} = 625,527 \text{ A}$,

$$K_{\text{ч}} = 3I_0^{(1)} / I_{\text{Л20}}'' = 625,527 \cdot 3 / 1595,05 = 1,18 < 1,2.$$

.Сезімталдық шарты қанағаттанбады.

$$t_{\text{Л20}}'' = \Delta t = 0,3 \text{ c}.$$

5.2.4 Үшінші сатыны есептеу

Үшінші сатысы тура екінші ұқсас есептелінеді, бірақ үшінші сатыны көршілес жатқан желісінің екінші сатысынан реттей отырамыз. Ол көршілес жатқан желінің екінші сатысын есептей отырамыз. Бізде келесі жатқан желіміз Л8 желісі.

Л8 желісінің соңындағы бір фазалы жерге ҚТ тоғының сұлбасы А қосымша, А8 сурет.

Л8 желісінің соңындағы екі фазалы жерге ҚТ тоғының сұлбасы А қосымша, А9 сурет.

Модельдеу нәтижелері:

$$I_{0/\text{Л8}}^{(1)} = -644,05 \text{ A},$$

$$I_{0/\text{Л8}}^{(1,1)} = 595,626 \text{ A},$$

$$I_{\text{Л8}}^I = 1,3 \cdot 3 \cdot 644,05 = 2511,8 \text{ A}.$$

Бөлгендегі мәні:

$$\frac{I_{Л8}^I}{3} = \frac{2511,8}{3} = 837,267 A.$$

Л8 желісінің соңындағы бір фазалы жерге потенциометрлі қысқа тұйықталу тоғының сұлбасы А қосымша, А10 сурет.

Л8 желісінің соңындағы екі фазалы жерге потенциометрлі қысқа тұйықталу тоғының сұлбасы А қосымша, А11 сурет.

Модельдеу нәтижелері:

$$I_{0,Л8}^{(1)} = -615,286 A,$$

$$I_{0,Л8}^{(1,1)} = 617,216 A,$$

$$I_{Л8}^{II} = K_H \cdot 3 \cdot I_0 = 1,2 \cdot 3 \cdot 617,216 = 2221,98 A,$$

$$I_{Л8}^{II} = \frac{2221,98}{3} = 740,66 A.$$

Бұл мән арқылы Л20 желісінен ағып өтетін токты табамыз:

Л14 желісінің соңындағы бір фазалы жерге потенциометрлі қысқа тұйықталу тоғының сұлбасы А қосымша, сурет А12.

Л14 желісінің соңындағы екі фазалы жерге потенциометрлі қысқа тұйықталу тоғының сұлбасы А қосымша, сурет А13.

Модельдеу нәтижелері:

$$I_{0,Л14}^{(1)} = -337,99 A,$$

$$I_{0,Л14}^{(1,1)} = 344,527 A,$$

$$I_{Л20}^{III} = K_H \cdot 3 \cdot I_0 = 1,2 \cdot 3 \cdot 344,527 = 1240,3 A.$$

Сезімталдық коэффициенті:

$$K_{CE3} = \frac{3 \cdot I_0^{(1)}}{I_{Л20}^{III}} = \frac{3 \cdot 625,527}{1240,3} = 1,51 > 1,2.$$

Сезімталдық шарты қанағатталды.

$$t_{Л20}^{III} = t_{Л20}^{II} + \Delta t = 0,6 c.$$

5.2.5 Төртінші сатыны есептеу

Төртінші сатының іске қосылу тогын I_{C3}^{IV} сыртқы үш фазалы ҚТ кезіндегі ток трансформаторлардың нөлдік сымындағы балансталмаған тогынан орнатуымыз керек. Бұл анықтама әдетте трансформатордың төменгі жағындағы ҚТ кезінде небаланс тогынан орнатуға сәйкес келеді.

$$I_{HB} = K_H \cdot K_{ODH} \cdot \xi \cdot I_{K.MAKC}^{(3)}, \quad (5.19)$$

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

$K_{ODH} = 1$ —ток трансформаторының бір типтік коэффициенті;

$I_{рас} = I^{(3)}_{к.макс}$ — үш фазалық ҚТ-ның есептік тогы, ол деп отырған желінің екі соңына қосылатын қосалқы станцияның трансформаторларынан кейінгі үшфазалы токты;

$\xi = 0,1$ —ток трансформаторының қателігі.

Трансформатордың Т8 төменгі жағындағы үш фазалы ҚТ тогын анықтау сұлбасы А қосымша, А14 сурет.

$$I_{HB} = 1 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot 257,103 = 12,85 \text{ A},$$

$$I_{Л20}^{IV} = K_H \cdot I_{HB} = 1,25 \cdot 12,85 = 16,07 \text{ A}.$$

Сезімталдық коэффициентін анықтаймыз:

1. негізгі қорғаныс ретіндегі желісі;
2. резерв қорғаныс ретіндегі желісі.

Негізгі қорғаныс ретіндегі желісінің сезімталдық коэффициентін есептейміз:

$$K_{CE3}^{IV} = \frac{3I_{0Л.МИН}^1}{I_{Л20}^{IV}}, \quad (5.20)$$

мұндағы $I_{Л20}^{IV}$ — резерв ретінде соңында бір фазалық ҚТ кезіндегі қорғаныс комплектінен ағатын ток.

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

$$K_{CE3}^{IV} = \frac{3 \cdot 625,527}{16,07} = 116,77 > 1,5.$$

Жоғарыдағы мән бойынша сезімталдық шартты қанағаттандырады.

Резервті қорғаныс желісінің сезімталдық коэффициентін табамыз:

$$K_{CE3}^{IV} = \frac{3I_{0Л.МИН.РЕЗ}^1}{I_{Л20}^{IV}}, \quad (5.21)$$

мұнда $I_{0Л.МИН.РЕЗ}$ – бір фазалы жерге ҚТ тоғы А қосымшасының А.15 суретінде көрсетілген.

$$K_{CE3}^{IV} = \frac{3 \cdot 703,003}{16,07} = 131,24 > 1,5.$$

Жоғарыда есептелінген мән бойынша сезімталдық шартты қанағаттандырады.

Төртінші сатысының уақыт бойынша ұстанымын карсы-сатылы принцип бойынша (МТҚ ұқсас) көршілес жатқан желінің үшінші сатысының уақыт бойынша ұстанымынан жоғарырақ алынады. Егерде көршілес жатқан желілер саны көп болса, олардың арасындағы үшінші сатысы ең жоғары іске қосылу уақытқа иесін аламыз.

Л4-дың резервті сатысының уақыт бойынша ұстанымы:

$$t_{Л2}^P = 0,8 \text{ с.}$$

Л8-нің резервті сатысының уақыт бойынша ұстанымы:

$$t_{Л8}^P = t_{Л2}^P + \Delta t = 0,8 + 0,5 = 1,3 \text{ с.}$$

Л14-ның резервті сатысының уақыт бойынша ұстанымы:

$$t_{Л14}^P = t_{Л8}^P + \Delta t = 1,3 + 0,5 = 1,8 \text{ с.}$$

Л20-тің төртінші сатысының уақыт бойынша ұстанымы:

$$t_{Л20}^{IV} = t_{Л14}^P + \Delta t = 1,8 + 0,5 = 2,3 \text{ с.}$$

5.2.6 НРТҚ сатысылары үшін реленің іске қосылу токтарын есептеу

НРТҚ желіге ток трансформаторларынан құрастырылғанда $3I_0$ фильтр бойынша қосылады. Сол себепті НРТҚ сатысыларының іске қосылу токтары екінші реттік токтарда берілуі қажет.

$$i_{CP}^1 = I_{Л20}^1 / n_{TA} \quad (5.22)$$

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

$$i_{CP}^I = I_{Л20}^I / n_{TA} = 2469,187/80 = 30,86 \text{ А},$$

$$i_{CP}^{II} = I_{Л20}^{II} / n_{TA} = 1595,05/80 = 19,94 \text{ А},$$

$$i_{CP}^{III} = I_{Л20}^{III} / n_{TA} = 1240,3/80 = 15,5 \text{ А},$$

$$i_{CP}^{IV} = I_{Л20}^{IV} / n_{TA} = 16,07/80 = 0,2 \text{ А}.$$

5.2.7 Siemens фирмасының 7SJ611 типінің параметрленуі

Параметрлену арнайы DIGSI бағдарламасының көмегімен жүргізіледі. Жобаның параметрленуі А қосымшасында көрсетілген.

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

6 Арнайы бөлімі

6.1 220 кВ шинаның дифференциалдық қорғанысын есептеу.

Шиналардың дифференциалды қорғанысын 7UT6 базасында жасалған Siemens фирмасының сандық терминалымен жасаймыз, [ӘБ].

Бұл қорғаныстың жұмыс жасау мақсаты фазаның, амплитуданың мәндерін салыстыруы арқылы жасалады.

Алынатын өлшемдер Кирхгофф заңымен салыстырылады. Ол заңда айтылғандай түйінге кірген, шыққан токтың соммалық қосындысы 0 болады. Сол қорғалып отырған аймақтың кірген тогы "+" және шыққан тогы "-".

Шинаның дифференциалдық қорғанысы кезінде қарастырылып отырған шиналардағы қосылатын жоғарғы кернеулі барлық құрылғы ескеріледі.

Шинаның номиналды тогына номиналды жұмыс істеу тогын қолданамыз. Себебі ТТ-ы әртүрлі және де әртүрлі фирманікі. Алынған ток негізгі болады. Қорғанысты есептегенде салыстырмалы негізгі ток қатынасы арқылы өрнектеледі. Көбінде ТТ – ның бірінші ретті номиналды токтың максималды мәні алынады.

7UT6 терминалының параметрлерінде ТТ - ның номиналды мәндері 0,125 – 8 салыстырмалы бірлікте болғандығы көрсетілген. Сол себепті келістіру коэффициентінің мәні төмендегідей өрнектеледі:

$$F_{Adap} = \frac{I_{НОМ.30}}{I_{НОМ. ТТ}}, \quad (6.1)$$

мұндағы $I_{\text{НОМ.ЗО}} = 1253,66 \text{ А}$ – қорғалатын нысанның номинал тогы;
 $I_{\text{НОМ.ТТ}} = 2000 \text{ А}$ – Ток трансформаторының I ретті номинал тогы,

$$F_{\text{Adap}} = \frac{1253,66}{2000} = 0,62$$

Шинаның дифференциалды қорғанысына 7УТ6 қондығысы үшін төмендегідей шарттар қаралуы тиіс:

$$1/8 \leq F_{\text{Adap}} \leq 8. \quad (6.2)$$

$$\frac{1}{8} \leq 0,5 \leq 8$$

Қорғанысты шарт қанағаттандырады.

Бірақ негізгі жобалағанда $(0,1-8) \pm 10 \%$ салыстырмалы бірлікте есептеген жөн.

Төмендегі шартта II ретті тізбек үзілгендегі жұмыс тогы таңдалған:

$$I_{\text{сз min}} = K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{max дл.доп.}} \quad (6.3)$$

мұндағы $K_{\text{отс}} = 1,2$ – реттестіру коэффициенттері үшін;
 $I_{\text{max дл.доп.}} = 1350 \text{ А}$ – қалыпты жүктемедегі максимал шина тогі;

$$I_{\text{сз min}} = 1,2 \cdot 1350 = 1620 \text{ А}$$

Қорғалатын нысан тогына бөлу арқылы I-DIFF > қондырғысының ең кіші жұмыс тогы есептеледі:

$$I - \text{DIFF} \geq \frac{I_{\text{сз min.}}}{I_{\text{НОМ.ЗО}}} \quad (6.4)$$

$$I - \text{DIFF} \geq \frac{1620}{1253,66} = 1,29$$

Шинаның ТТ – ның I реттік номинал тоғын ШДҚ – ның сезімталдық функциясын өсіруге қолданамыз. Яғни $I_{\text{max дл.доп.}}$ орынына таңдаймыз.

Бұл қорғанысқа тежелу қолданғандықтан сыртта болатын ҚТ – дан реттелу керек емес.

I ретті токтарды пайдалана отырып келесідей өрнекпен $K_{\text{ТОРМ}}$ табамыз:

$$K_{\text{торм}} = \frac{K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}} - I_{\text{сз min.}}}{\sum I_{\text{торм.расч}} - I_{\text{торм.нач}}}, \quad (6.5)$$

мұндағы $K_{\text{отс}}$ – реттелу коэффициенті;

$I_{\text{нб.расч}}$ – I ретгіесептелген максималды баланс емес ток;

$I_{\text{сз min.}}$ – қорғаныс үшін минималды іске қосылатын ток;

$\sum I_{\text{торм.расч}}$ – тежелудің есептік тогы;

$I_{\text{торм.нач}}$ – тежелудің бастапқы тогы.

Балан емес ток пен тежеу тогын төмендегідей есептейміз:

$$I_{\text{нб.расч}} = (K_{\text{одн}} \cdot K_{\text{пер}} \cdot \varepsilon + \Delta f_{\text{выр}}) \cdot I_{\text{max ВН}}, \quad (6.6)$$

$$\sum I_{\text{торм.расч}} = (2 - \varepsilon + \Delta f_{\text{выр}}) \cdot I_{\text{max ВН}}, \quad (6.7)$$

мұндағы $K_{\text{пер}} = 1,5 - 2$ – Сыртта ҚТ болғандағы арту коэффициенті;

$K_{\text{одн}} = 1$ - ток трансформаторларының бірдейлігінің коэффициенті;

$\varepsilon \leq 1$ - ТТ салыстырмалы қателігі;

$\Delta f_{\text{выр}} = 0,05$ – аралық ток трансформаторының тоқтық қателігі;

$I_{\text{max ВН}}$ – шинадағы ең үлкен ток.

$$I_{\text{нб.расч}} = (1 \cdot 1,5 \cdot 0,45 + 0,05) \cdot 1253,66 = 908,9 \text{ А},$$

$$\sum I_{\text{торм.расч}} = (2 - 0,45 + 0,05) \cdot 1253,66 = 2005,85 \text{ А}.$$

Егер тежеу параметрлері координатаның басынан өтсем $K_{\text{торм}}$ төмендегідей есептеледі:

$$K_{\text{торм}} = \frac{K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}}}{\sum I_{\text{торм.расч}}} = \frac{1,2 \cdot 908,9}{2005,85} = 0,54$$

Тежеу тогын тапсақ, іске қосу тогының барлық мәндерін анықтаймыз:

$$I_{\text{торм.нач}} = \frac{I_{\text{сз min.}}}{K_{\text{торм}}}. \quad (6.8)$$

$$I_{\text{торм.нач}} = \frac{1620}{0,54} = 3000 \text{ А}$$

мұндағы $K_{\text{торм}}$ – коэффициентіне үлкен мән алынады.

Ток трансформаторының өрескел қателігін тексере алмасақ $K_{\text{торм}} \geq 0,5$ салыстырмалы бірлікте алу өндірушімен рұқсат етілген.

Шинаның дифференциалды қорғанысы үшін SLOPE1 тежелу бұрышына ұқсас $K_{\text{торм}} = 0,25-0,95$ салыстырмалы бірлікте SLOPE2 – ні қондырғын жөн.

Егер өтпелі ток үлкен болса шинаның дифференциалды қорғанысына тағы динамикалы тежеу қарастырылады. Ал бастапқыға қзге мәнді орнатамыз. Қысқы тұйықталу аумағына кірсе ток трансформаторының қателік мәні үлкен болады.

I-ADD ON STAB арқылы динамикалы тежеу енгізіліп, келесідей табылады:

$$I_{\text{сз.доп}} = \frac{2 \cdot I_{\text{нагр.мах шин.}}}{0,85 \cdot I_{\text{ном.зо.}}} , \quad (6.9)$$

мұнда $I_{\text{нагр.мах шин.}}$ - жүктеме ең үлкен болғандағы шинадағы ток.

$$I_{\text{сз.доп}} = \frac{2 \cdot 1350}{0,85 \cdot 1253,66} = 2,53$$

Бұрылу бұрышы SLOPE1 сипаттамасындай өзгертілмейді.

T ADD ON – STAB арқылы динамикалы тежеу ұзақтығын қосамыз.

Динамикалы тежелу қажеттілікке қарай жеке фазаға немесе барлық фазаға бірдей уақытпен сондіру мүмкіндігімен орнатылады.

Кез келген фазада дифференциалдық ток болады. Егерде оның мәні ұзақ уақыт аралығында сақталып, рұқсат етілген мәннен асса II ретті ток тізбегі бұзылады. Ондай жағдай болдырмау үшін қорғаныс бұзылғын фазаны блоктап, болған операциялар мен зақымданулар тіркеледі.

Ток трансформаторларының қателіктері немесе қорғалатын нысанның ҚТ айыру үшін дифференциалдық қорғаныс мәні $I - \text{DIFF} >$ отнатылған дифференциалдық токтан $I - \text{DIFF} > \text{MON}$ артық болады.

$$I_{\text{сз.контр}} \leq I_{\text{min.нагр}} , \quad (6.10)$$

мұндағы $I_{\text{min.нагр}}$ – шинадағы жүктеменің минимал тоғы.

Баланс емес тогынан іске қосылу тогы артық болуы қажет:

$$I_{\text{сз.контр}} > 0,05 \cdot I_{\text{нагр.мах}} \cdot K_{\text{отс}} , \quad (6.11)$$

мұндағы $K_{отс} = 1,2$ – реттелу коэффициенті;
 $I_{нагр.max}$ – шинаның жүктеме тогының ең үлкен мәні.

$$I_{сз.контр} > 0,05 \cdot 1,2 \cdot 1350 = 81 \text{ А}$$

Қорғалатын нысанның номиналды ток мәніне іске қосу тогы есептеледі:

$$I - DIFF > MON = I_{сз.контр} / I_{ном.зо} \cdot \quad (6.12)$$

$$I - DIFF > MON = \frac{81}{501,46} = 0,06$$

Қорғалатын нысанға байланысты уақыт ұстанымы $t_{сз.контр} = 1 - 10$ с. құрайды. Сондықтан зақымдалу кезінде дифференциалды токтың T $I - DIFF > MON$ уақыты блоктаудың жұмыс жасамауын қадағалайды.

Шинаның дифференциалдық қорғанысының тағы бір артықшылығы ток тізбегін тексеріп ондағы процестерді анализдеу. Ол дегеніміз барлық фидерлердегі токтардың мәнін салыстыру. Сөндіру белгілі ток мәнінен артқанда жүзеге асады

$I > CURR. GRUARD$ бақылайтын ток шинаның дифференциалды қорғанысының сезімталдығын қанағаттандыру мақсатында шина тогынан кем болады:

$$I_{сз.доп} \leq \frac{I_{сз.min}}{n \cdot K_{ч}}, \quad (6.13)$$

мұндағы n – негізгі қоректендіретін шиналар саны;
 $K_{ч}=1,1$ – сезімталдылық коэффициенті.

$$I_{сз.доп} \leq \frac{1620}{3 \cdot 1,1} = 490,9 \text{ А.}$$

Номиналды шина тогына қосылу тогы тең болып келеді.

Сезімталдылық мүшесінің тогы минималды режимдер үшін төмендегідей есептеледі:

$$I_{сз.чо} = \frac{I_{кз.min}}{K_{ч}} \quad (6.14)$$

мұнда $I_{кз.min}$ - пеериодикалық соммарлы минималды режим үшін қысқа тұйықталу тогы;
 $K_{ч} = 1,5$ – сезімталдылық коэффициенті.

$$I_{сз.чО} = \frac{18804,9}{1,5} =$$

12536,9 А.

Шинаның дифференциалдық қорғанысының сезімталдылық коэффициенті төмендегідей есептеледі:

Егерде $I_{кз.min} \leq I_{горм. нач}$

$$K_{ч.} = \frac{I_{кз.min}}{I_{сз.min}} \geq 2, \quad (6.15)$$

мұнда $I_{кз.min}$ - пееиодикалық соммарлы минималды режим үшін қысқа түйықталу тогы;

$I_{сз.min}$ – тежелу болмағандағы қорғаныстың ең кіші қосылу тогы.

Егерде құлау сипаттамаларының қосылуы $I_{кз.min} > I_{горм. нач}$ координаттар басында болса:

$$K_{ч.} = \frac{1}{K_{горм.}} \leq 2. \quad (6.16)$$

Егер шинаны тексеретін болсақ ең кіші мән $K_{ч.} \geq 1,5$ алынады. Бірақ бізге:

$$K_{ч.} = \frac{1}{0,54} \leq 2$$

демек, шатр қанағаттанды.

220 кВ шиналаына дифференциалдық қорғанысы екі әртүрлі шкафтардан тұрады. Олар: негізгі және резервті қорғаныс ретінде шкафтар боылып бөлінеді. ШДҚ-220 кВ ТТ-ларымен шектелген аймақта бірфазалық және фазааралық ҚТ-дан қорғалады. ШДҚ-220 кВ шиналардағы қорғау үшін Siemens компаниясының Siprotec 7UT613 типті терминалы арқылы жасалынды. Терминалдың ANSI коды 87В шина дифференциалдық қорғанысы үшін арналған код болып табылады. ШДҚ-ның уақыт бойынша ұстанымы нөлге тең:

- шиналар үшін қоректі үш фазаларындағы 220 кВ ажыратқыштары өшіреді;
- шиналар үшін АПВ іске қосады;
- шиналарда 220 кВ ажыратқыштарын УРОВ іске қосады.

Осы қорғанысқа орнатылған терминалдың тағы бір артықшылығы басқару жағынан қарапайымдылығы болып келеді. Сол кезде сандық терминалының экранында түйіспелерсінің көмегімен оперативтік қызметкер онай іске қоса отырып, істен шығара алады және де тест режимін қосу мүмкіндігі бар. Тек ең маңызлардың бірі терминалдың экранында LED светодиодтарға көңіл аударуы болады. Осы терминалдың экранында шығатын

белгілер «RUN» - жұмыс режимі, «ERROR» - зақымдалу, «TEST» - тест режимі.

6.2 Шинаның дифференциалдық қорғанысының параметрлеуі

Шинаның дифференциалдық қорғанысының параметрлеуін Siemens фирмасының 7UT613 типті терминалы арқылы параметрленуін Б қосымшасында бейнеленген.

7 Өміртіршілік қауіпсіздігі

Дипломдың жұмыстың тақырыбы №111 110/10/10 кВ Қосалқы стансаның релелік қорғанысын орнату болып табылады. Қосалқы стансада ТРДН -25000/110/10/10 типті екі трансформатор орналасқан.

7.1 Қосалқы стансаның жұмыс жағдайын талдау

Қосалқы станция қоршаған ортаға тигізетін әсері: электромагниттік өріс, радиокедергі, трансформаторлар шу көздері және жер асты қабірларына майдың ағуы.

Қосалқы станция құрылыс ауданында өндіріс қалдықтарымен ластау (кабельдердің қалдық-тары, темірбетон плиталарының қалдықтары және т.б.)

Электр магниттік өрістің биологиялық нысанға әсері оның электр магниттік энергия көлеміне және сол нысанның орналасу орнына байланысты. Электр магниттік өрісті екі өрістің құраушысыдан тұрады деп қарастыруға болады:

- электрлік өріс;
- электр магниттік өріс.

Өндірістік жиілікте электрлік және магнит өрістері бір-бірімен байланыссыз, сондықтан оларды бөлек қарастыруға болады.

110 кВ жұмыс істеп тұрған қондырғылар да электр магниттік өріс кернеулігі өндірістік жиілікте сымның бетінде пайда болады. Сондықтан, электр магниттік өрістің организмге кері әсері – электрлік өрістің әсерінен байланысты деп қарастыруға болады.

Электрлік қондырғыларды атмосфералық асқын кернеулерден қорғау комплекстік мінездеме беретін болсақ, бұған кіретін басты мәселелер: электр қондырғылардың найзағайдың тіке соқысынан, жоғары импульсті кернеудің тууының әсерінен оқшаулағыштың сынып кетуі болып табылады.

Найзағайдың тіке соқысынан қорғайтын құрылғы жайтартқыш болып табылады. Жайтартқыш электр қондырғыларынан жоғары орналасқан және жерге қосылған өткізгішті айтаймыз.

Өшірілген желідегі қауіпсіз жұмыс жүргізу үшін басқа да оған қатысты әуе электр беріліс желісі сөндірілген және желі жерге тұйықталған болу тиіс. Сондықтан, сөндірілген желіде жұмыс істеу үшін жерге қосып қана қоймай қосалқы станцияның кезекші жалпы ережелеріне сәйкес жөндеу бригадасы

жұмыс істеу учаскісінде бір немесе бірнеше қосымша жерлендірілу тиіс. Олардың бір-бірінен арақашықтығы 2 м-ден кем болмайтындай етіп жерлендіруі тиіс.

Кернеу астында жұмыс істегенде, адам денесінен тоқ өткізгіш арасындағы потенциал жоқ болған кезде қауіпсіз жағдай болуы керек. Сондықтан, адам жерден де, тоқ өткізгіштерден де оқшаулану керек.

Одан басқа аса жоғары кернеулі әуе электр беріліс желісі қоршаған ортада электр магниттік өрісін, ал жерде – кезбе тоқтарын тудырады. Электр магниттік өрісі жағымсыз тоқтар мен байланыс желілерінде, радио-телекоммуникацияда, жерлендіру құрылғыларында, көлік құралдарында, құбырларда және т. б. кернеулерді индукциялайды. Адамның әуе электр беріліс желісі мен қосалқы станциясының қасында ұзақ уақыт болуы денсаулығына кері әсерін тигізеді.

Қосалқы станса аумағында тағы да трансформаторлар және аккумуляторлармен жабдықталған. Осы қондырғылардан атмосфераны ластайтын зиянды заттар шығарады. Мысалы, трансформатордың майынан ароматты қосылыста, бензол және толуол, ал аккумуляторды қуаттағанда күкірт қышқылы және натрий гидроксиді бөлініп шығады. Осы зиянды заттардың атмосфераға таралу аумағын есептеу үшін санитарлы-қорғаныс аймағы қажет. Кәсіпорынның шекарасында және одан тыс жерлердегі объектілердің зиянды әсерінен (химиялық, биологиялық, физикалық) және қоғамдық денсаулық сақтаудың жеткілікті деңгейін қамтамасыз ететін арнайы пайдалану режимі бар аумақты санитарлық-қорғаныс аймағы деп атаймыз. Санитарлы-қорғаныс аймағы гигиеналық ережелер мен талаптарға сәйкес белгіленеді. Санитарлы-қорғаныс аймағының шекарасына байланысты белгіленеді: объектілердің шекараларына, жер учаскелерінің шекараларына, көпқабатты тұрғын үйлердің терезелеріне байланысты.

Санитарлы-қорғаныс аймағы көгалдандыру бойынша қойылатын ережелер мен талаптар:

1. Барлық аумақтың 60% Санитарлы-қорғаныс аймағының ауданы 100м кем болмаса;
2. Барлық аумақтың 50% - Санитарлы-қорғаныс аймағының ауданы 101м-ден 500м дейін;
3. Барлық аумақтың 40% - Санитарлы-қорғаныс аймағының ауданы 501м-ден 1000м-ге дейін немесе одан көп;

Қолданыстағы кәсіпорындар үшін санитарлық-қорғау аймағындағы тұрғын үйлер, зауыттар, балабақшалар, мектептер, жоғары оқу орындары, демалыс орындары және т.б. Санитарлы-қорғаныс аймағын есептеу міндеттеледі. Қазіргі кезде, әлемде адам көбейіп жатқанынан, қатты тұрмыстық қалдықтар да көбейіп жатыр. Кәсіпорындарда жылына 100 кг-нан 1500 кг-ға дейін қалдықтар шығарылады.

7.2 Трансформатор мен аккумулятордан шығатын зиянды заттар есептеу

Өміртіршілік қауіпсіздік бөлімінде біз қосалқы стансамыздан атмосфераға жылына шығатын зиянды заттарды, соның ішінде трансформаторлар мен аккумуляторлық батареясынан шығатын зиянды заттарды есептейміз.

7.2.1 Трансформатордан шығатын зиянды заттар есептеу

№111 110/10/10 кВ қосалқы стансада трансформаторлар мен басқада қондырғылардан тұрады. Трансформатор кернеуді немесе тоқты түрлендіру үшін қолдынады. Трансформатор бірнеше түрлері бар. Мысалы, күштік, өлшеуіш трансформаторлар болып бөлінеді. Ал күштік трансформаторлар екіге бөліп қарастырамыз : құрғақ және майлы трансформатор. Майлы күштік трансформаторларға майды оқшаулама және суыту үшін қолданылады.

Трансформатордың майынан атмосфераға зиянды заттарды шығады, ол мынандай формулалармен есептейміз. Олар төменгі формулалармен анықталады.

Ең көп шығарындылар:

$$M = P_{38} \cdot m \cdot K_t^{\max} \cdot K_t^{\min} \cdot K_B \cdot V_{\text{сағ}}^{\max} \cdot 0,163 \cdot 10^{-4}, \text{ г/с} \quad (7.1)$$

Жылдық шығарындылар:

$$G = \frac{0.294 \cdot [(P_{38} \cdot m \cdot K_t^{\max} \cdot K_t^{\min})^{\text{жыл}} + (P_{38} \cdot m \cdot K_t^{\min})^{\text{кыс}}] \cdot K_p^{\text{ср}} \cdot K_{\text{об}} \cdot B}{10^7 \cdot \rho_{\text{ж}}}, \text{ т/жыл} \quad (7.2)$$

мұндағы P_{38} – майдың немесе бензиннің 38°C қысымы;

m - молекулярлық масса;

$K_p^{\text{ср}}$, K_t^{\min} , K_t^{\max} , K_B - тәжірибелік коэффициенті;

$V_{\text{сағ}}^{\max}$ – бу-ауа қоспасының максималды көлемі, $\text{м}^3/\text{сағ}$;

$K_{\text{об}}$ - айналым коэффициенті;

$\rho_{\text{ж}}$ – сұйықтың тығыздығы, $\text{т}/\text{м}^3$

B - жылына резервуарға құйылып жатқан сұйықтың саны $\text{т}/\text{жыл}$.

Ең көп шығарындылар і бойынша:

$$M_i = M \cdot C_i \cdot 10^{-2}, \quad (7.3)$$

Жылдық шығарындылар і бойынша:

$$G_i = G \cdot C_i \cdot 10^{-2}, \quad (7.4)$$

мұндағы C_i – і-шінің концентрациясы, % масс.

Бастапқы берілгендер:

7.1 кесте - Бастапқы мәліметтер

Өнім	P ₃₈ , мм.рт.ст		t _{кк} , °C		t _ж , °C		V ^{max} _{сағ} , м ³ /сағ	B, т/жы л	ρ _ж , т/м ³
	жаз	қыс	жаз	қыс	max	min			
Транс. майы	425	525	40	35	30	+5	250	1460	0.73

7.2 кесте - Бастапқы әліметтер

m		K _t ^{max}	K _t ^{min}	K _p ^{cp}	K _b	M, г/с	G, т/жыл
Жаз	Қыс						
63,1	61.5	0.74	0.35	0.60	1.0	21.8344	865.3175

7.3 кесте - Бастапқы мәліметтер

V _p , м ³	N _p , шт.	Группаның саны
5000	4	22

$$n=1460000:(0.73 \cdot 5000 \cdot 4)= 100, \text{ ал } K_{об}=1.35.$$

Трансформатордың майынан атмосфераға ең көп шығатын зиянды заттарды есептейміз:

$$M=0,163 \cdot 425 \cdot 63,1 \cdot 0,74 \cdot 0,60 \cdot 1 \cdot 250 \cdot 10^{-4}=48,5209 \cdot 10^{-4}=0,004852 \approx 0,00485 \text{ г/с.}$$

Трансформатордың майынан атмосфераға жылдық шығатын зиянды заттарды есептейміз:

$$G = \frac{0.294 \cdot [(425 \cdot 63,1 \cdot 0,74 \cdot 1) + (525 \cdot 61,5 \cdot 0,35)] \cdot 0,6 \cdot 1,35 \cdot 1460000}{10^7 \cdot 0,73} = 0,1483 \frac{\text{т}}{\text{жыл}}$$

Яғни, осы мәліметтерге қарап қорытындылай келе біздің қосалқы стансамызды трансформаторымыздан G=0,1483 т/жыл зиянды заттар шығарылып отырады.

7.2.2 Аккумуляторлық батареядан шығатын зиянды заттар есептеу

Қосалқы стансамызда аккумуляторлық батареямен жұмыс істегенде, ауаға зиянды газдар шығады. Олар сутегі, оттегі және аэрозолды күкірт қышқылы болып табылады. Шығарылатын газдардың мөлшері батареяларды қуаттау процесіне (аккумулятордың қуатының төмендеуі және батареяның температурасы, қуаттау уақыты) және басқа да көптеген факторларға байланысты.

Аккумуляторлық батареяны қуаттаған кездегі соңында газдардың ең жоғары эмиссиясы байқалады. Негізгі ластағыш - сутегі мен оттегімен бірге шығарылатын күкірт қышқылы аэрозоли болып табылады.

Аккумуляторлық батарея аймағындағы барлық зиянды шығатын заттарды есеп жүргізіледі. Қорғасын-қышқылды аккумуляторлар үшін 1кг/А·сағ болатын күкірт қышқылы аэрозолиның нақты шығарылымы арқылы жүзеге асырылады.

Аккумуляторлық батарея аймағынан жалпы зиянды заттардың шығарылымы мынадай формула бойынша есептеледі:

$$M_i = 0,9 \cdot q \cdot (Q_1 \cdot a_1 + Q_2 \cdot a_2 + \dots + Q_n \cdot a_n) \cdot 10^{-6}, \text{ кг/жыл} \quad (7.5)$$

мұндағы q - күкірт қышқылының және натрий гидроксиді меншікті бөлінуі 1мг/А·сағ;

Q_{1-n} - аккумуляторлық батареялардың номиналды сыйымдылығы, А·сағ;

n - жылына батареяларды қуаттаған саны.

7.4 кесте - Зиянды меншікті бөлінуі

Меншікті бөлінуі	Күкірт қышқылы (H ₂ SO ₄)	Натрий гидроксиді (NaOH)
q , мг/А·сағ	1	0,8

Максималды жүктемедегі істеп тұрған кездегі күкірт қышқылының немесе натрий гидроксидінің максималды зиянды заттардың шығаруын есептеу жүргізу. Біріншіден күніне жалпы шығарылым анықталады:

$$M_i^{\text{күн}} = 0,9 \cdot q \cdot (Q \cdot n) \cdot 10^{-9}, \text{ т/күн} \quad (7.6)$$

мұндағы Q - аккумуляторлық батареялардың ең жоғарғы номиналды сыйымдылығы, А·сағ;

n - жоғарыда көрсетілген максималды батареялардың саны.

Күкірт қышқылының немесе натрий гидроксидінің максималды бір реттік шығарылуы келесі формула бойынша анықталады:

$$G_i = M_i^{күн} \cdot 10^6 / 3600 \cdot m, \text{ г/сағ} \quad (7.7)$$

Бұдан басқа, батареяларды бөлшектеу және жинау кезінде битумды мастика пайдаланылады және қыздырылған кезде майдың аэрозоли шығарылады

7.5 кесте - Бастапқы мәліметтер

Аккумуляторлық батареяның сыймдылығы (Q, А × ч)	Жылына қуаттайтын саны (а)	Бір уақытта қуатталатын аккумулятордың саны (n')	Күніне қуатталатын циклы (m, сағат)	АКБ типі	Бірдей уақыттылық
360	2920	3	3	Қышқылды	+

Аккумуляторлық батарея аймағынан зиянды заттардың жалпы шығарылымын есептеу үшін жоғарыдағы формула (8.5) бойынша:

$$M_i = 0,9 \cdot 1 \cdot (360 \cdot 2920) \cdot 10^{-9} = 0,00094608 \text{ т/жыл.}$$

Аккумуляторлық батарея аймағынан зиянды заттардың бір реттік шығарылымын есептеу үшін жоғарыдағы формула (8.6) бойынша:

$$G_i = 0,9 \cdot 1 \cdot (360 \cdot 3) \cdot 10^{-9} \cdot 10^6 / (3 \cdot 3600) = 0,00009 \text{ г/сағ.}$$

Яғни, біздің қосалқы стансамыздан аккумулятор тұратын бөлмеде күкірт қышқылы жылдық шығарылымы $M = 0,00094608$ т/жыл және максималдық бір реттік шығарылымы $0,00009$ г/сағ болып тұрады.

7.3 Өміртіршілік қауіпсіздігі бөлімі бойынша қорытынды

Өміртіршілік қауіпсіздігі бөлімінде есептеу барысында, трансформатордың майы мен аккумуляторлық батареясынан шығатын зиянды заттардың атмосфераға таралуын есептеме жүргіздік. Осы есептеме бойынша біз трансформатордың майынан шығатын зиянды заттар $M = 0,00485$ г/с және $G = 0,1483$ т/жыл шығады, ал аккумуляторлық батарея $M = 0,00094608$ т/жыл және $G = 0,00009$ г/сек шығады. Осы мәліметтерге қарап біз Қосалқы стансамыздан жылына канша зиянды заттар атмосфераға шығатынын біле отырып, ауаның ластану деңгейін азайту мақсатында есептеу жұмысын жүргіздік.

8 Экономикалық бөлім

8.1 Энергетикалық нысанның техника-экономикалық көрсеткіштерін есептеу

Дипломдық жұмысымның тақырыбы «№111 110/10/10 кВ Қосалқы станциясы». Осы қосалқы станцияны салуды экономикалық жағынан жаңа техникалық базада ұйымдастырудың тиімді екенін бағалау болып табылады.

Қосалқы стансаға қажетті барлық құрылғылар бағасы мен саны төмендегі 1-кестеге енгізілді.

8.1 кесте – ҚС-ны салуға кететін қаржы

№	Атауы	Бағасы, тг	Саны, шт	Толық бағасы, тг
1	2	3	4	5
1	Күштік трансформатор ТРДН-25000/110	55000000	2	110000000
2	Күштік ажыратқыш 110кВ ВГТ-110	8500000	8	68000000
3	Күштік ажыратқыш 10кВ ВРС-10	4750000	18	85500000
4	Айырғыш 110кВ GW-126	1650000	32	52800000
5	Сақтандырғыш 110 кВ ПВТ-110-50-2,5 У1	37500	2	75000
6	Сақтандырғыш 10 кВ ПКТ-101	18500	2	37000
7	Кернеу трансформатор 110кВ НКФ-110-57	2650000	2	5300000
8	Кернеу трансформатор 10кВ НТМИ-10	256000	2	512000
9	Ток трансформаторы 110кВ ТОГФ-110/400/5	1750000	120	210000000
10	Ток трансформаторы 10кВ ТШЛ 4000/5	75000	150	11250000
11	ЖКШ 110кВ ОПН-II-110/70 УХЛ1	350000	4	1400000
12	ЖКШ 10кВ ОПН-II-10 УХЛ1	125000	2	250000
13	Шина 110кВ АС 120/19	53000	3	159000
14	Шина 10кВ ШМТ 12x100	320000	4	1280000
15	Терминал Siemens 7SJ	1650000	1	1650000

8.1 кестенің жалғасы

1	2	3	4	5
16	Терминал Siemens 7SA	2220000	1	2220000
17	Терминал Siemens 7UT	1750000	1	1750000
Жалпы соммасы: 552183000тг ≈ 552,183 млн.тг				

8.2 Инвестициялық жоспар

Бізге берілген сұлбада 4 энергожүйесінен қоректендірілген және 14 қосалқы станциядан құрастырылған. Менің дипломдық жұмысым №111 110/10/10 кВ 2x25 МВА қосалқы стансасының релелік қорғанысын құрастыру болып табылады. Қосалқы станциямыз жоғарғы кернеу жағында 110 кВ, ал төменгі кернеу жағында 10 кВ 15 фидерге таратылып отыр. Инвестиция мөлшері ҚС-ның жабдықтарына кететін қаражат арқылы табылады:

$$\Sigma K = K_o + K_c + K_m + K_{пр}, \quad (7.1)$$

мұндағы K_o – қондырғылар алуға кететін ақшалай қаражат, ΣK -ның 53 % болады;

K_c – құрылыс жұмыстарына кететін ақшалай қаражат, ΣK -ның 30 % болады;

K_m – монтаждалу және іске қосу, баптап-күту жұмыстарына кететін ақшалай қаражат, ΣK -ның 11 % болады;

$K_{пр}$ – басқа да шығындар, ΣK -ның 6 % болады.

Қондырғылар сатып алуға кететін қаражат:

$$K_o = 552,183 \text{ млн.тг}$$

Қосалқы стансаға салуына жұмсалатын толық қаражат:

$$K = (552,183 \cdot 100) / 53 = 1041,85 \text{ млн. тг.}, \quad (8.2)$$

Құрылыс жұмыстарына жұмсалатын қаражат:

$$K_c = (1041,85 \cdot 30) / 100 = 312,55 \text{ млн. тг.}, \quad (8.3)$$

Монтаждалу және іске қосу, баптап-күту жұмыстарына жұмсалатын қаражат:

$$K_m = (1041,85 \cdot 11) / 100 = 114,6 \text{ млн. тг.}, \quad (8.4)$$

Басқа шығындарға жұмсалатын қаражат:

$$K_{пр} = (1041,85 \cdot 6) / 100 = 62,511 \text{ млн. тг.}, \quad (8.5)$$

Қосалқы стансасында қуаты 25 МВА екі трансформатор жұмыс істейді. Онда толық қуат $S_{TP} = 25$ МВА болады. Қуат коэффициенті 0,8-ге тең алсам:

$$P=S \cdot \cos \varphi, \quad (8.6)$$

$$P=25 \cdot 0,8=20 \text{ МВт},$$

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

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

Трансформатор үш ауысымды режимде жұмыс істейді. Сол себепті трансформаторлардың максимум қолданылу сағаты $T_m = 4800 - 6000$. Максимум қолданылу уақыты $T_m = 5200$ сағат деп таңдадым. Сонда:

$$W=P \cdot T_m, \quad (8.7)$$

$$W=20 \cdot 5200=104 \text{ млн. кВт} \cdot \text{сағ.}$$

ҚС шығындарына кіргізілетін амортизация аударылымдарының соммасы әртүрлі тәсілдермен анықталыну мүмкін. Егерде жаңадан өндірілетін өнім құнына біркелкі салынатын негізгі қорлар құнына тең болу шартына сүйенетін болсақ, онда келісідей есептеуге болады:

$$Z_{amp} = K \cdot \frac{h_0}{100}, \quad (8.8)$$

мұндағы Z_{amp} – амортизация аударылымдары, млн теңге;

K – негізгі қорлар құны, млн теңге;

h_0 – амортизация аударылымдарының нормасы, 6 %.

$$Z_{amp} = \frac{1041,85 \cdot 6}{100} = 62,511 \text{ млн. теңге.}$$

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.

Қалған шығындардың 49%-ын табу үшін төменгі формуламен анықталады:

$$Z_{\text{доп}} = Z_{\text{амр}} \cdot \frac{49}{51} = \frac{62,511 \cdot 49}{51} = 60,06 \text{ млн. тенге,}$$

Толық шығын келесі өрнекпен арқылы анықтауымызға болады:

$$Z_{\text{пол}} = Z_{\text{амр}} + Z_{\text{доп}}, \quad (8.9)$$

$$Z_{\text{пол}} = 62,511 + 60,06 = 122,571 \text{ млн. тенге.}$$

Осы формуладан өзіндік құнды табуға болады:

$$S = \frac{Z_{\text{пол}}}{W}, \quad (8.10)$$

$$S = \frac{122,571}{104} = 1,18 \frac{\text{тенге}}{\text{кВт} \cdot \text{сағ}}.$$

Өзіндік құнға тағы 10% қосамыз, өйткені табыс ескерілуі керек. Ол төмендегідей формуламен анықталады:

$$S_{\text{ПС}} = S \cdot 1,1 = 1,18 \cdot 1,1 = 1,298 \frac{\text{тенге}}{\text{кВт} \cdot \text{сағ}} \quad (8.11)$$

Толық жылдық кірісті анықтаймыз. Қосалқы станса арқылы кірістік салықты 20% құрайды деп аламыз:

$$\sum P_2 = W_{\text{год}} \cdot 0,1 \cdot S_{\text{ПС}} \cdot 0,8, \quad (8.12)$$

$$\sum P_2 = 104 \cdot 0,1 \cdot 1,298 \cdot 0,8 = 10,8 \text{ млн. тг.}$$

Алматы қаласындағы электр энергиясы 2018 жылдың наурыз айындағы тарифі бойынша 18,32 теңге/кВт·сағ құрайды. Осы тарифке орай ҚС-ның баға құрамаларын қарастырайық, [Ә17]:

- электростансасынан электрэнергияны сатып алатын бағасы - 6,514 теңге/кВт·сағ;

- АҚ "KEGOC"-тың тарифі - 2,5 теңге/кВт·сағ;

- "АЖК" тарифі - 6,04 теңге/кВт·сағ;

- "№111 ҚС" ЖШС жеке тарифі - 1,298 теңге/кВт·сағ.

Сол кезде ҚС-ның электрэнергиясының өзіндік құны 16,352 теңге/кВт·сағ құрайды. Электрэнергияны тұтынушыларға 18 теңге/кВт·сағ бағасымен сатқан кезде, №111 ҚС 1,648 теңге/кВт·сағ көлемінде кірісіне алады.

Кіріс салығына есептеген кездегі берілген түрдегі жылдық кіріс келесі өрнекпен анықтаймыз:

$$\sum \Pi_{\text{кп}} = W_{\text{год}} \cdot 1,648 \cdot 0,8 = 104 \cdot 1,648 \cdot 0,8 = 139,775 \text{ млн теңге}, \quad (8.13)$$

Қосалқы стансаның екі түрінен де алынған соммалық кірісі келесіні құрайды. Ол мына формула арқылы анықтаймыз:

$$\sum \Pi = \sum \Pi_{\text{кп}} + \sum \Pi_{\text{г}} = 139,775 + 10,8 = 150,575 \text{ млн теңге}, \quad (8.14)$$

NPV анықтау (таза әдеттегі күн)

Әр жылдың табысы CF қазіргі уақыт бойынша беріледі.

$$PV = \sum_1^n \frac{CF_n}{(1+r)^n}, \quad (8.15)$$

мұндағы CF – жыл сайын ақшалай түсімі;

n – жобаны таратуы жылдарының саны;

r – банктің пайыздық қойылымы.

Таза келтірілген құны төмендегідей өрнекпен анықталады:

$$NPV = \sum_1^n \frac{CF_n}{(1+r)^n} - I_0, \quad (8.16)$$

мұндағы I_0 – толық қосынды инвестициясы.

Ақша ағымы төмендегі формула бойынша анықтаймыз:

$$CF = \sum \Pi + Z_{\text{амп}}, \quad (8.17)$$

мұндағы $\sum \Pi$ – таза кіріс, млн.теңге;

$Z_{\text{амп}}$ – амортизация аударымдары, млн.теңге.

$$CF = 150,575 + 62,511 = 213,086 \text{ млн. тг.}$$

8.2 кесте – Таза келтірілген күн есебінің нәтижесі

Жылдар	CF, млн. теңге	$1/(1+10\%)^n$	NPV, млн. теңге
1	2	3	4
0	0	1,000	-1041,85
1	213,086	0,909	- 848,154

8.2 кестенің жалғасы

1	2	3	4
2	213,086	0,826	- 672,145
3	213,086	0,751	- 512,117
4	213,086	0,683	- 366,579
5	213,086	0,621	- 234,252
6	213,086	0,564	- 114,07
7	213,086	0,513	-34,756
8	213,086	0,467	64,755

Есептеулер бойынша біздің салған инвестиция 8 жылда бізге пайда алып келеді.

$$PV = 231,086 \cdot (0,909 + 0,826 + 0,751 + 0,683 + 0,621 + 0,564 + 0,513 + 0,467) = 1232,612 \text{ млн. тг.}$$

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.

$$PI = \sum_{t=1}^n \frac{PV / (1+i)^t}{K_0} = \frac{1232,612 / 0,467}{1041,85} = 2,533, \quad (8.18)$$

PP анықтау (орнын толтырылу мерзімі)

Бұл әдіс бастапқы инвестиция салымын төлеу үшін керекті мерзімді анықтайды. Ол төмендегі формула арқылы анықталады:

$$PP = \frac{\Sigma K}{CF} = \frac{1041,85}{231,086} \approx 4,5 \text{ жыл.} \quad (8.19)$$

Яғни, осыны қорытындылай келе қосалқы стансамызға салынған қаржымыз толығымен 4 жыл 6 айда ақтап шығады.

Қорытынды

Дипломдық жұмысымызда қысқа тұйықталу тоқтарын есептеп, алынған токтар бойынша қажетті жабдықтарын және коммутациялық аппараттарын таңдадық. Қосалқы стансада орналасқан 25МВА қуатты трансформатордың дифференциалдық қорғанысы, максималды ток үзіндісі, максималды ток қорғанысы, асқын жүктемеден қорғанысы есептеліндік және газдық қорғаныс қарастырылды.

Қосалқы станса трансформаторының негізгі қорғанысы үшін "Siemens" фирмасының Siprotec 7UT613 типтегі, ал резервті қорғанысы үшін Siprotec 7SJ621 типтегі сандық релелік терминалдары, трансформатордың газдық қорғанысы үшін Германияда шығарылатын "BF 80/Q" атты газдық релесі таңдалынды.

110 кВ кернеулі желілердің төрт сатылы дистанционды және төрт сатылы нөл реттік ток қорғаныстарына есептелулер жүргізілді. Желінің төрт сатылы дистанционды қорғанысына да "Siemens" фирмасының Siprotec 7SA611 сандық релелік терминалы орнатылды.

Арнайы бөлімінде біз шинаның дифференциалдық қорғанысын "Siemens" фирмасының Siprotec 7UT613 сандық релелік терминалына арналған есептеу жұмыстарын жүргізіп, алынған мәліметтерді "DIGSI" программасының енгіздік.

Өмір тіршілік қауіпсіздігі бөлімінде қоршаған ортаға қосалқы стансамызда орнаталқан электр аппараттары, айтап кететін болсақ трансформатор мен аккумулятордан шығатын зиянды заттар есептеулер жүргізілді. Экономикалық бөлімде қосалқы стансаның техника-экономикалық көрсеткіштері есептеулер жүргізілді, яғни жобаны инвестициялаудың тиімділігі қарастырылды.

Қажетті электр жабдықтарды және коммутациялық аппараттарды таңдау кезіндегі, дифференциалды қорғаныстағы, дистанциондық қорғаныстағы, нөл реттік ток қорғаныстарындағы және максималды ток қорғанысындағы қысқа тұйықталу тоқтары мен ток таралу коэффициенттері "Multisim 14.0" программасының көмегімен өлшеп алдық. Сызбалық жұмыстарды орындау үшін "AutoCAD" программасын қолдандым. Нөл реттік ток қорғаныстарындағы селективтілік картасын тұрғызу үшін "Microsoft Excel 2007" программасын қолданып тұрғыздық. Терминалдардың параметрлеу арнайы "Siemens" фирмасының "DIGSI" программасының көмегімен параметрлеу жұмыстарын жасадық.

Әдебиеттер тізімі

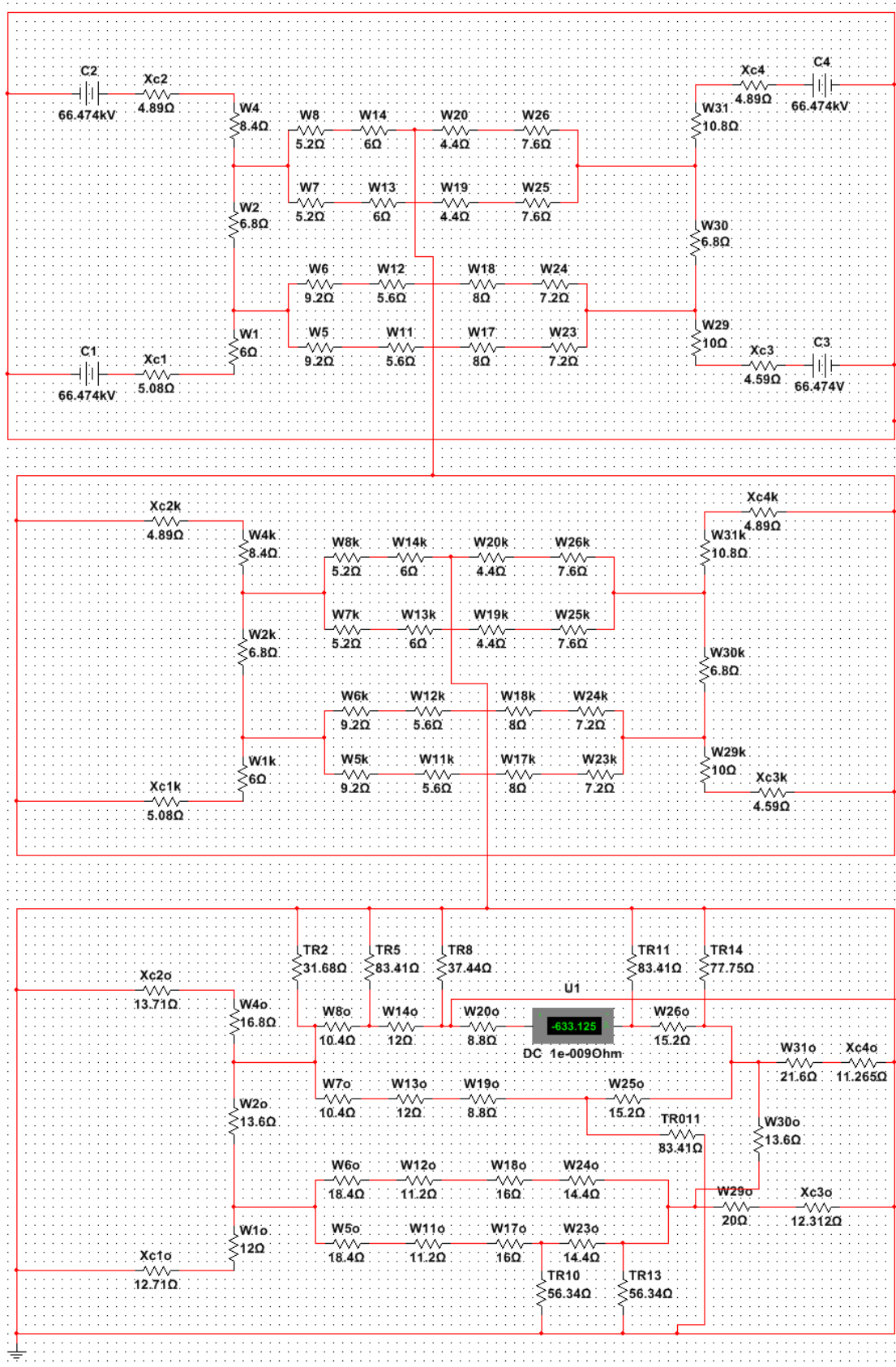
Негізгі әдебиеттер

- 1 Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование электрических станций и подстанций: – 3-е изд., перераб. и доп. М.: Энергоамитдат, 1987. – 648 с.: ил.
- 2 Технический каталог. Кентауский трансформаторный завод – 2014. –184с.
- 3 Чернобровов Н.В. Релейная защита. Учебное пособие для техникумов. Изд. перераб. и доп. М., «Энергия», – 1974. –680с.
- 4 Хожин Г.Х. Электр станциялары мен қосалқы станциялар. Оқулық. Алматы: «Ғылым» орталығы, 2002. – 312 б.

Қосымша әдебиеттер

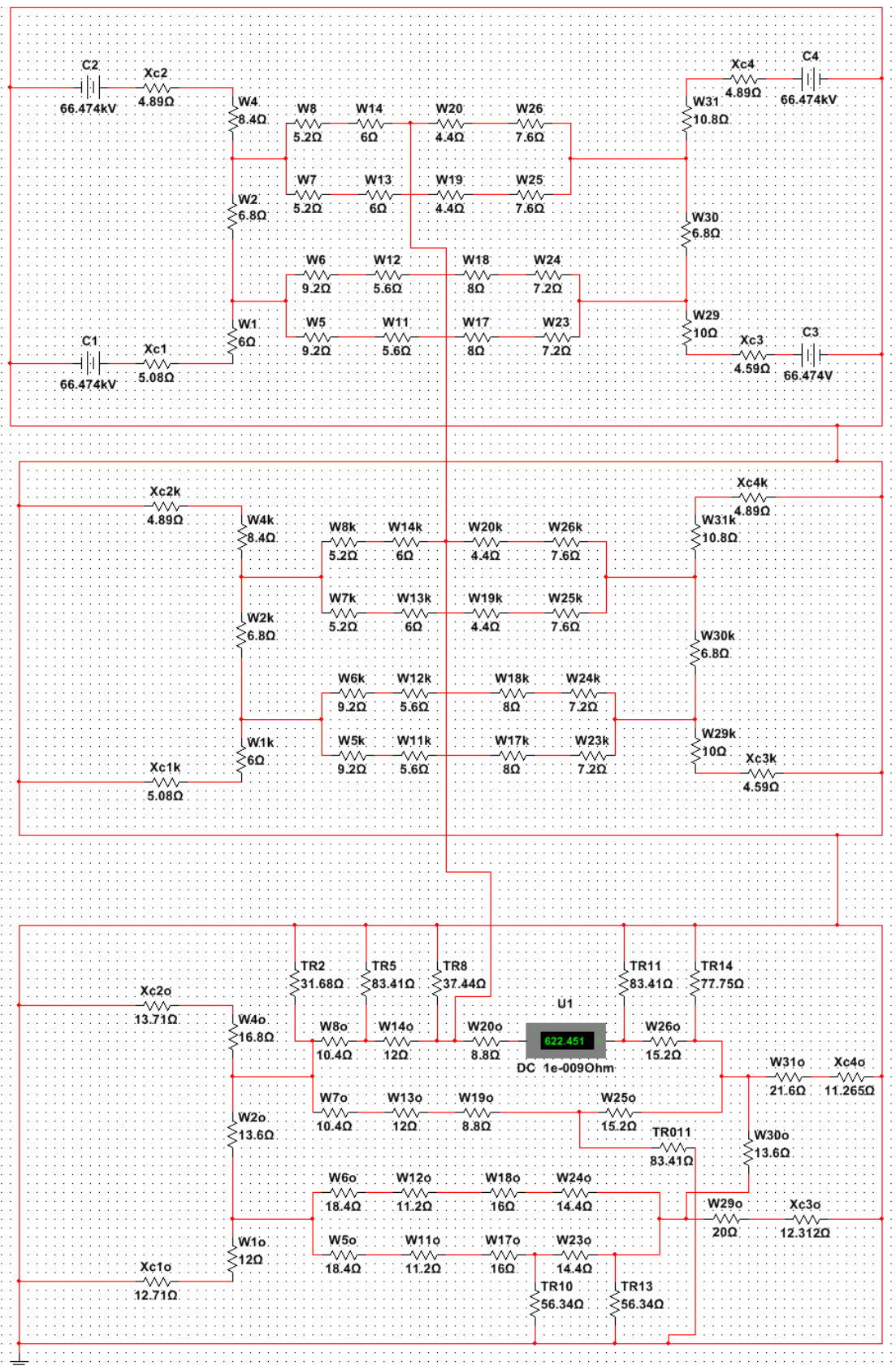
- 5 Қазақстан Республикасы Үкіметінің 2012 жылғы 24 қазандағы № 1355 қаулысымен бекітілген электр қондырғыларын орнату қағидалары. 2012. – 408 б.
- 6 Руководство по эксплуатации версия 4.6. SIPROTEC. Дифференциальная защита 7UT6. – 2012. – 284с.
- 7 Руководство по эксплуатации версия 4.6. SIPROTEC. Многофункциональное устройство защиты и местного управления 7SJ6. – 2012. – 641 с.
- 8 Арыстанов Н.Н., Агимов Т.Н. 05071800 – Электр энергетика мамандығы студенттері үшін №1,2,3 есептік-графикалық жұмысты орындауға әдістемелік нұсқаулар. – Алматы: АЭЖБУ, 2011. – 46 б.
- 9 Долин П.А. Негізгі техникалық қорғау электр қондырғыларында Университетке арналған оқулық әдістемесі – 2-ші Шығ. –М. «Энергоатомиздат», 1984. – 448б.
- 10 Жакупов А.А., Валиева Л.Ш. Дипломдық жобаларда экономикалық бөлімін орындау: 5В071800-Электр энергетикасы мамандығы студенттеріне арналған экономика бөлімін орындауға әдістемелік нұсқаулықтар.– Алматы: АЭЖБУ, 2015. – 34 б.
- 11 www.fsk-ees.ru сайты
- 12 www.en-res.ru сайты
- 13 www.forca.ru сайты
- 14 www.elektra500.ru сайты
- 15 www.zeto.ru сайты
- 16 www.matritca.com сайты
- 17 www.esalmaty.kz сайты
- 18 www.electricalschool.info сайты

А қосымшасы



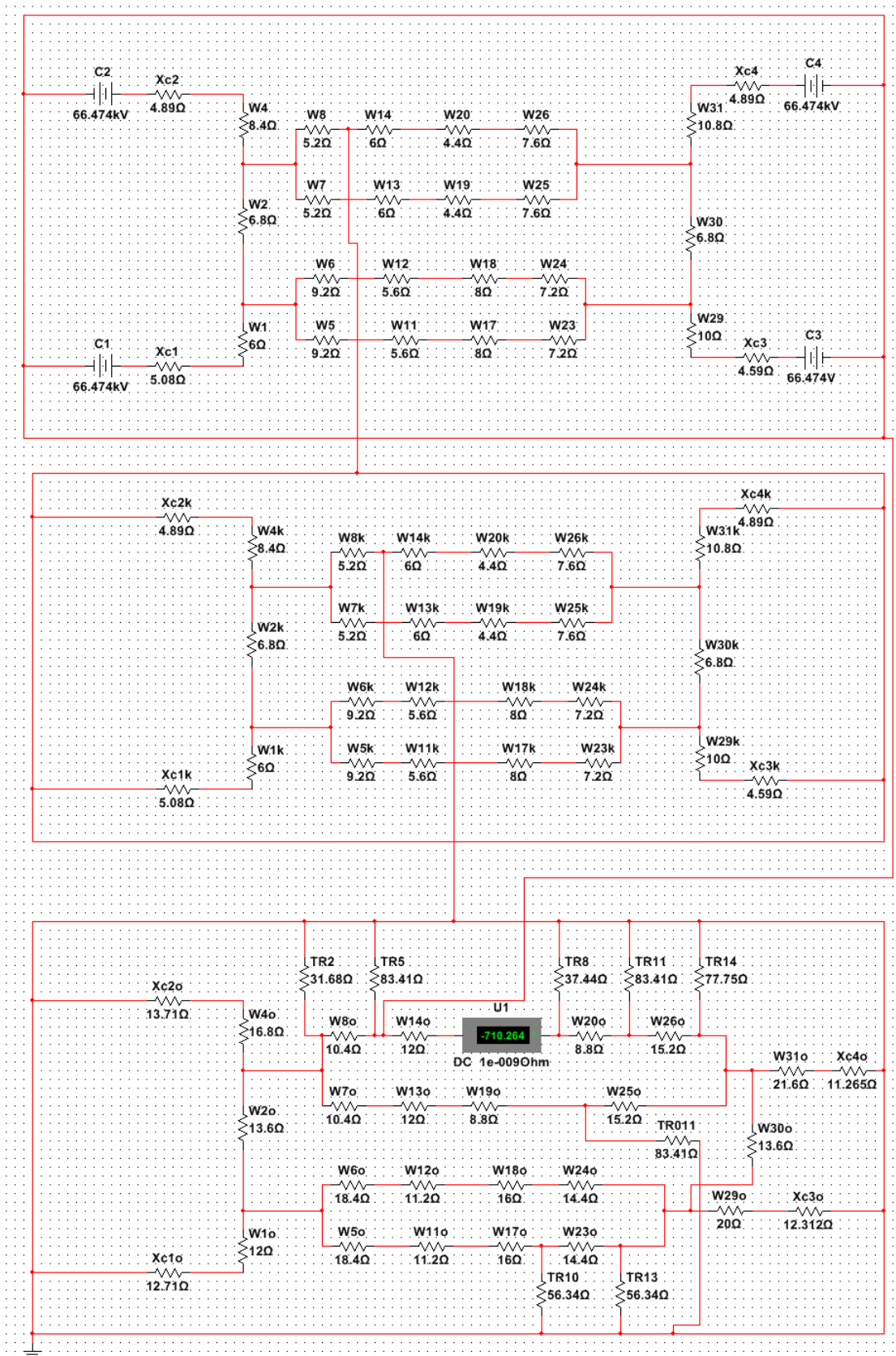
A1 сурет - 20 желісінің соңындағы бір фазалы жерге ҚТ тоғының сұлбасы

А қосымшасының жалғасы



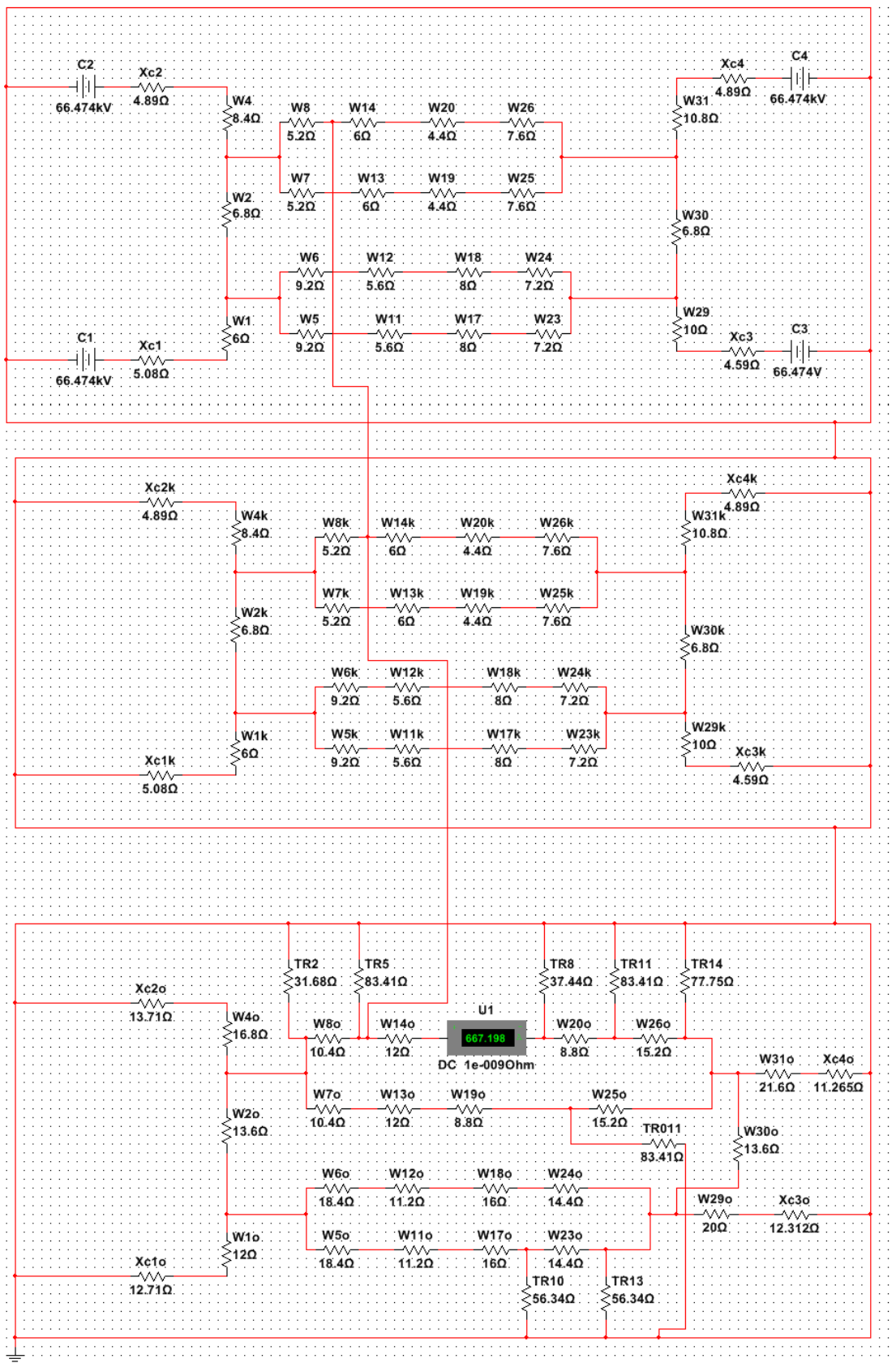
А2 сурет - 20 желісінің соңындағы екі фазалы жерге ҚТ тоғының сұлбасы

А қосымшасының жалғасы



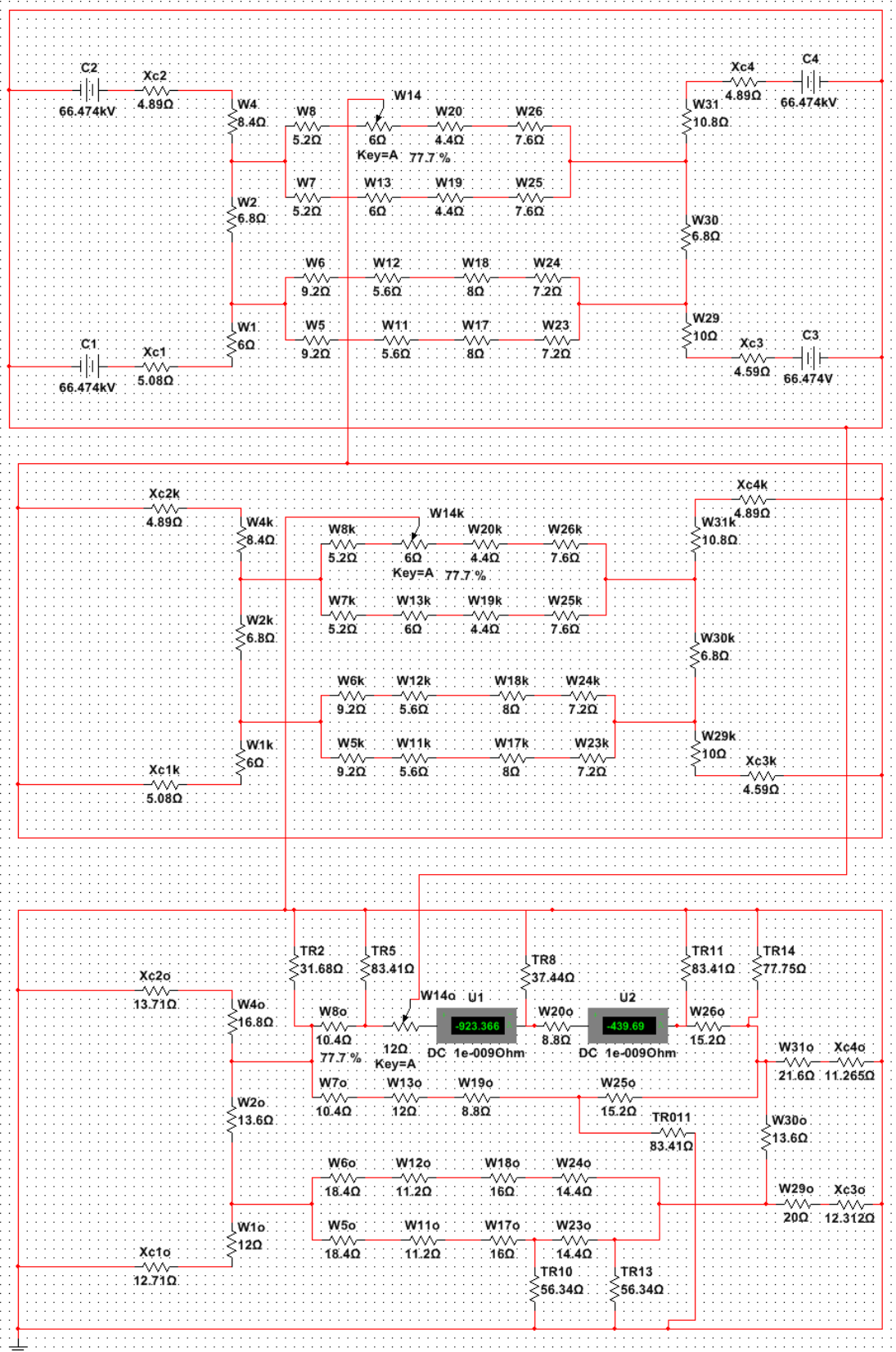
А3 сурет - 14 желісінің соңындағы бір фазалы жерге ҚТ тоғының сұлбасы

А қосымшасының жалғасы



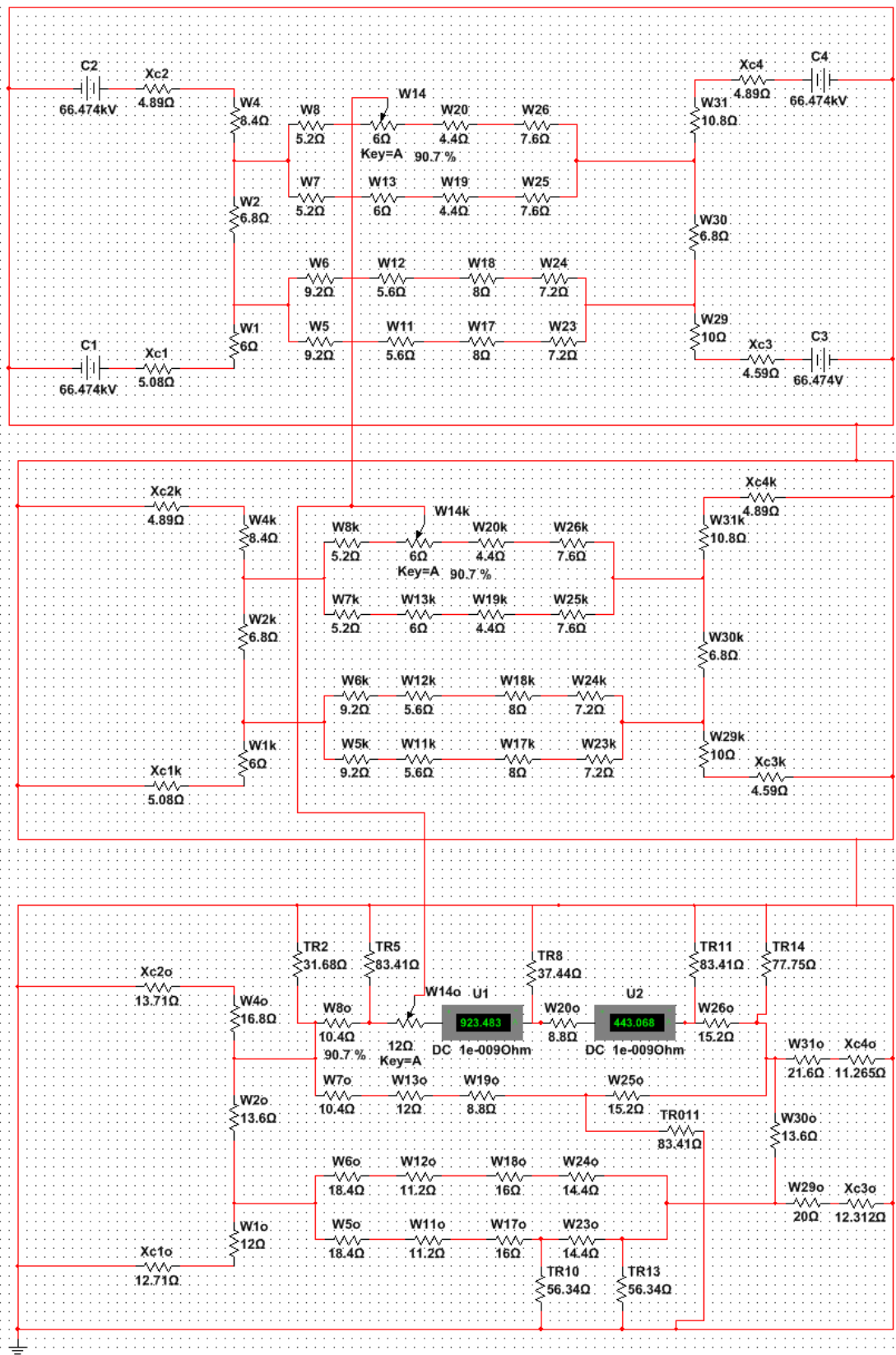
А4 сурет - 14 желісінің соңындағы екі фазалы жерге ҚТ тоғының

А қосымшасының жалғасы



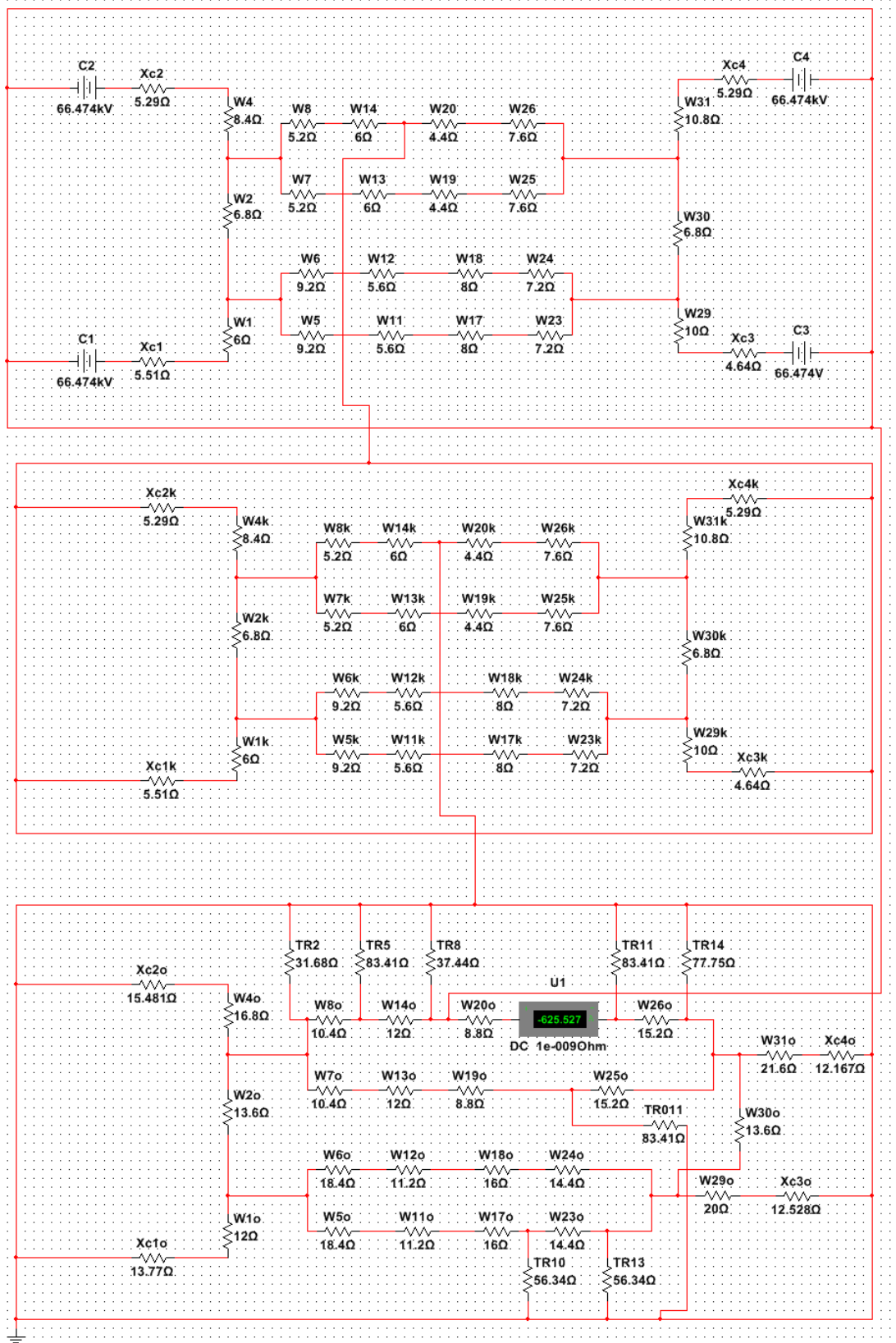
А5 сурет - 14 желісінің соңындағы бір фазалы жерге потенциометрлі ҚТ
ТОҒЫНЫҢ

А қосымшасының жалғасы



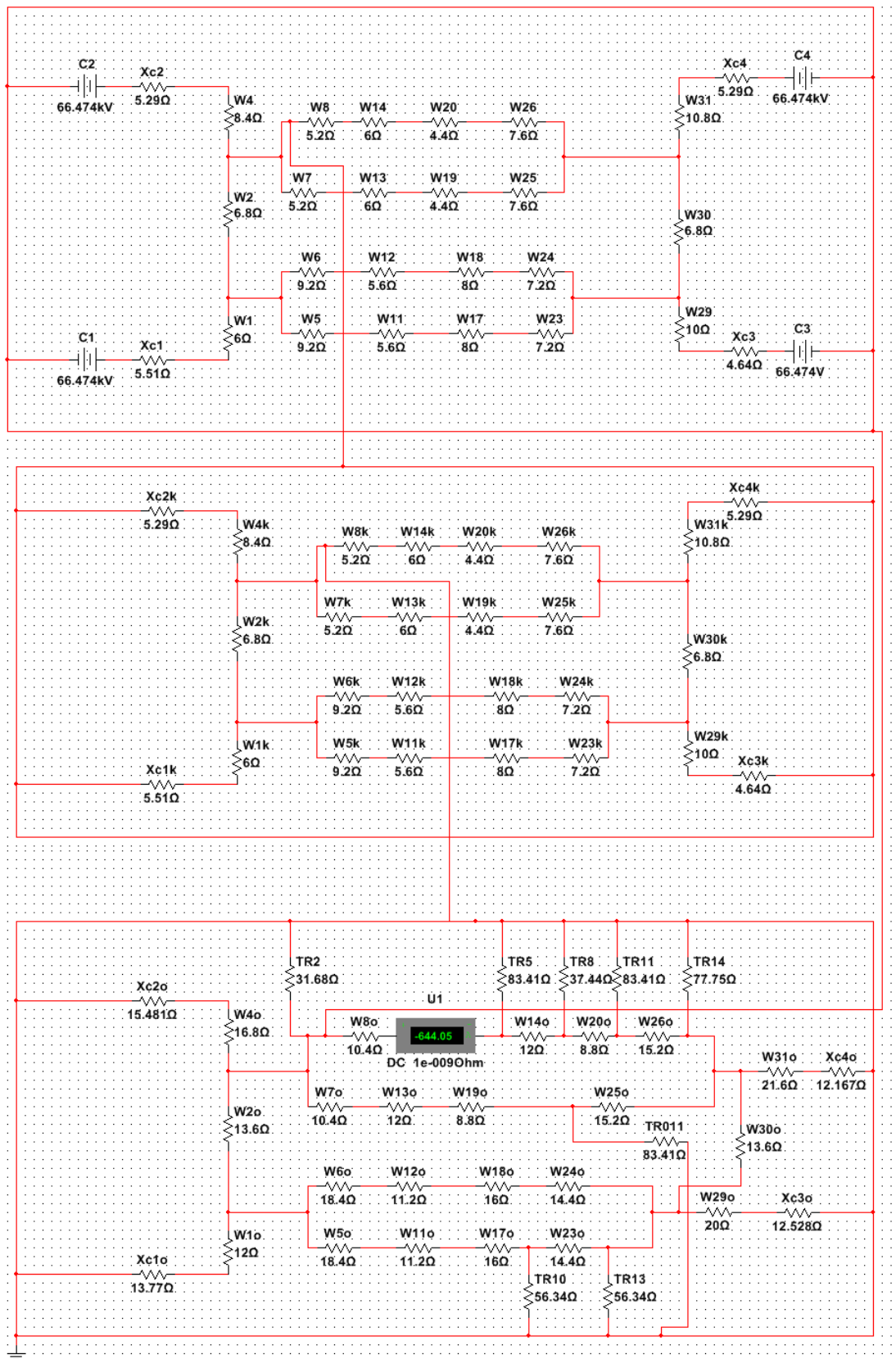
А6 сурет - 14 желісінің соңындағы екі фазалы жерге потенциометрлі ҚТ
ТОҒЫНЫҢ

А қосымшасының жалғасы



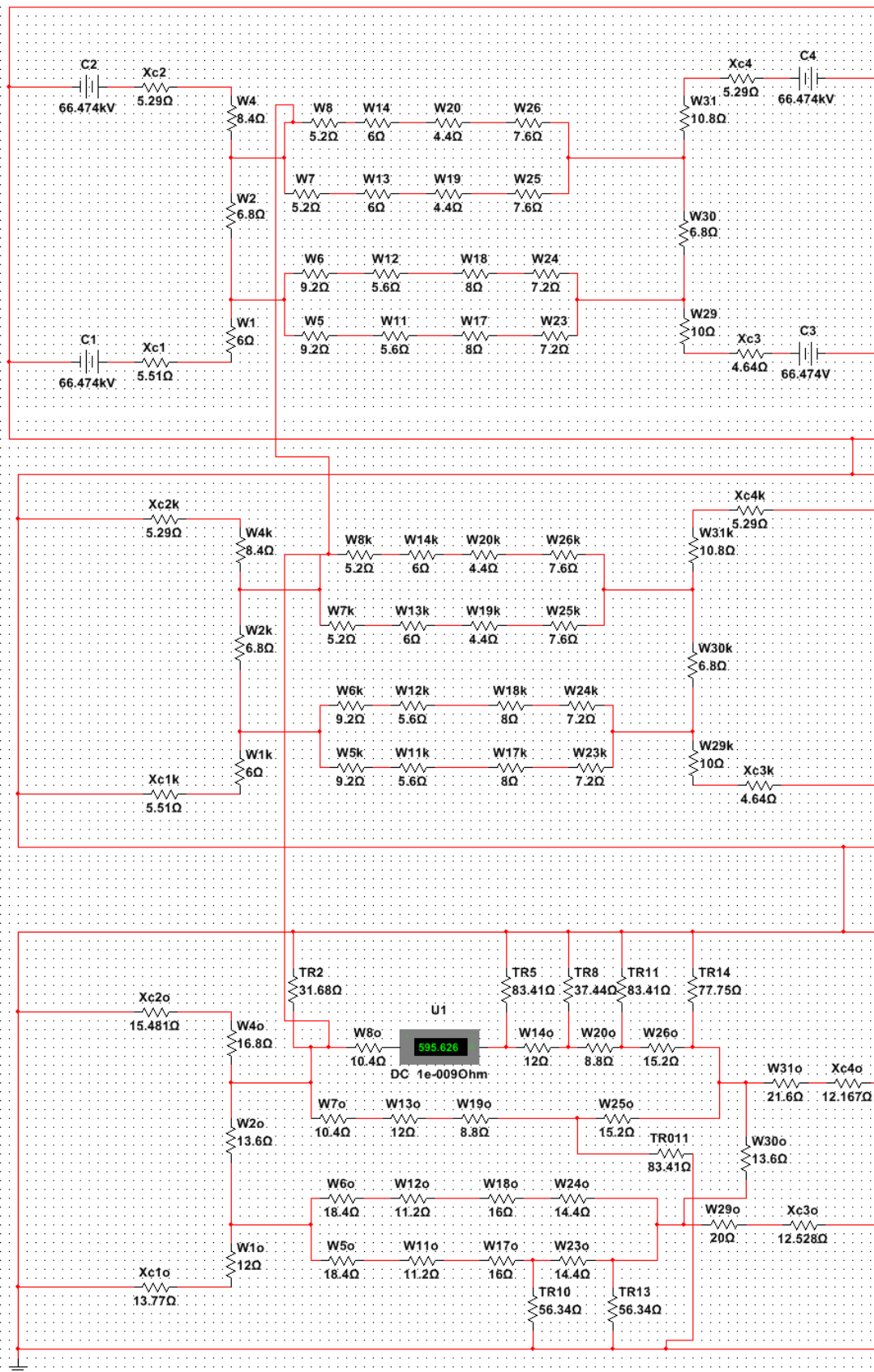
А7 сурет - Л20 желісінің сонындағы бір фазалы жерге минималды режимдегі ҚТ тогының сұлбасы

А қосымшасының жалғасы



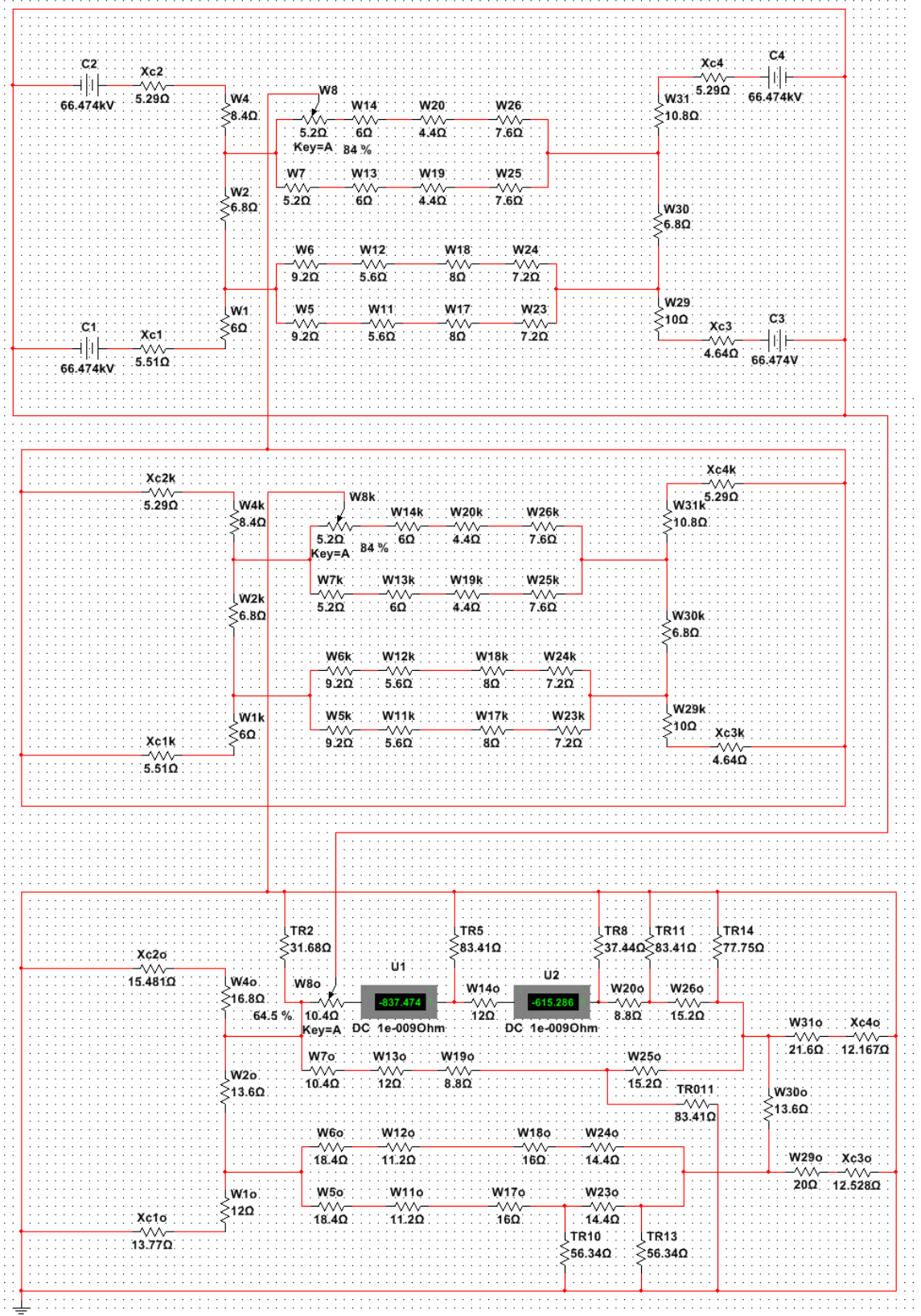
А8 сурет - Л8 желісінің соңындағы бір фазалы жерге ҚТ тоғының сұлбасы

А қосымшасының жалғасы



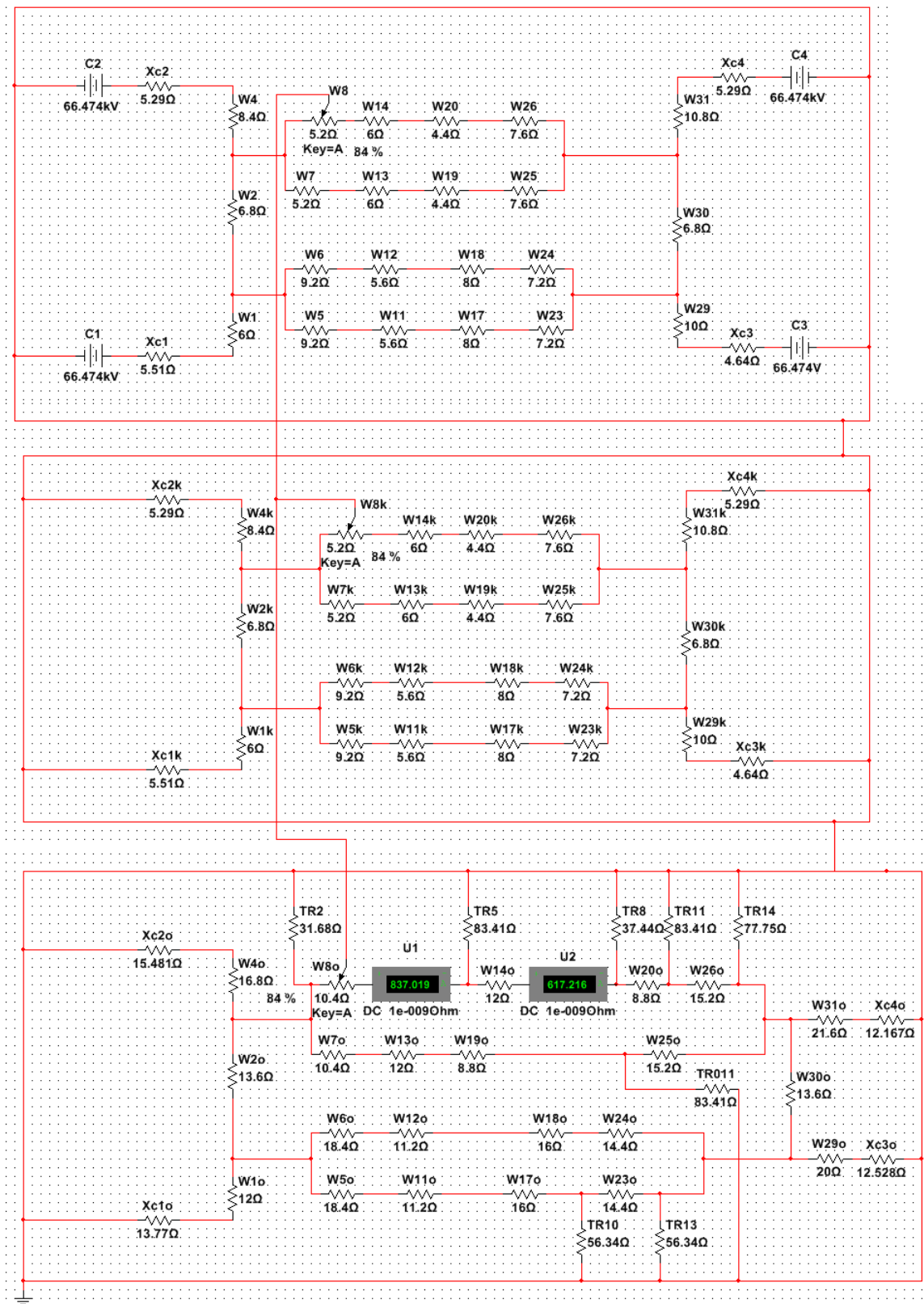
А9 сурет - Л8 желісінің соңындағы екі фазалы жерге ҚТ тоғының

А қосымшасының жалғасы



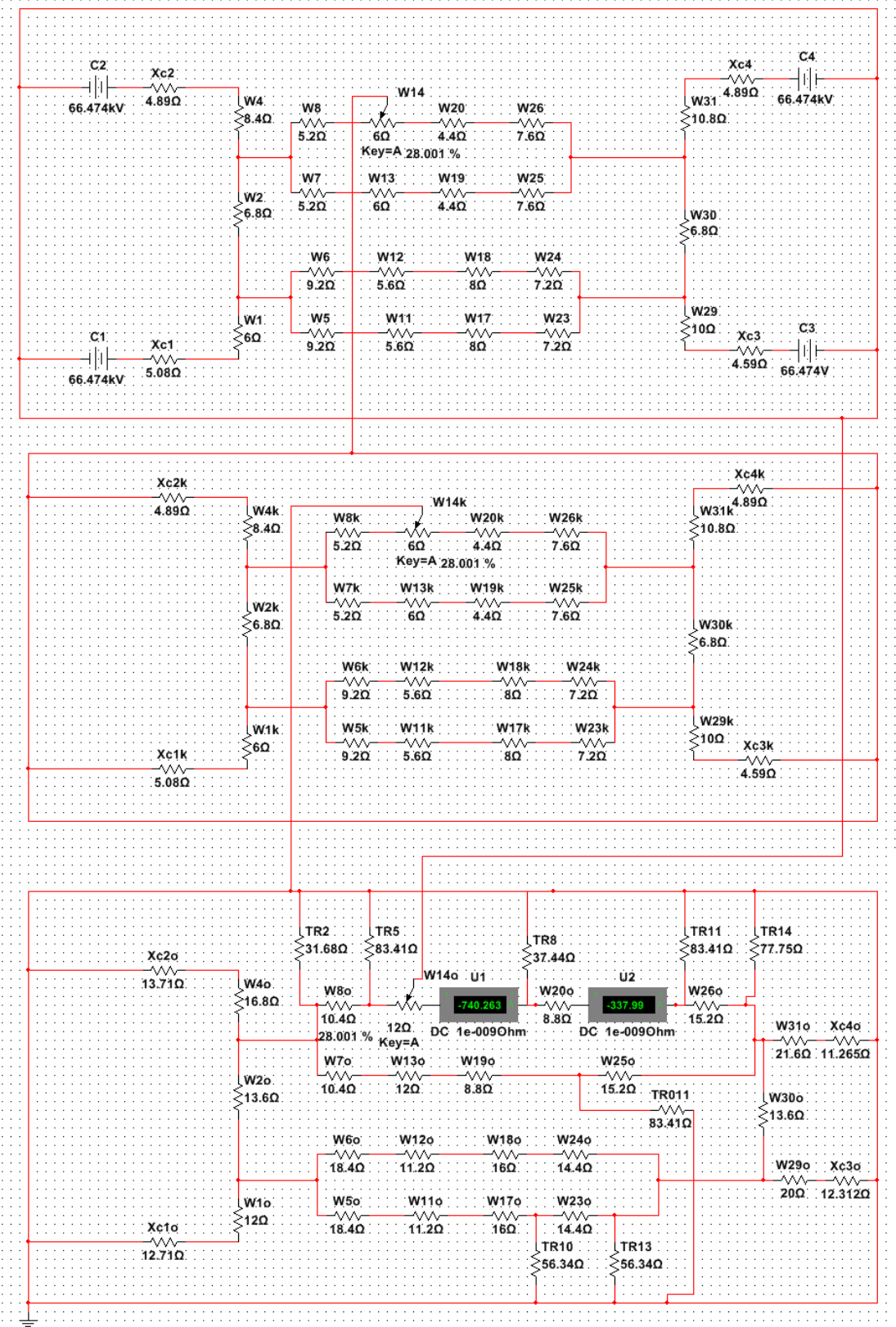
А10 сурет - Л8 желісінің соңындағы бір фазалы жерге потенциометрлі ҚТ тоғының сұлбасы

А қосымшасының жалғасы



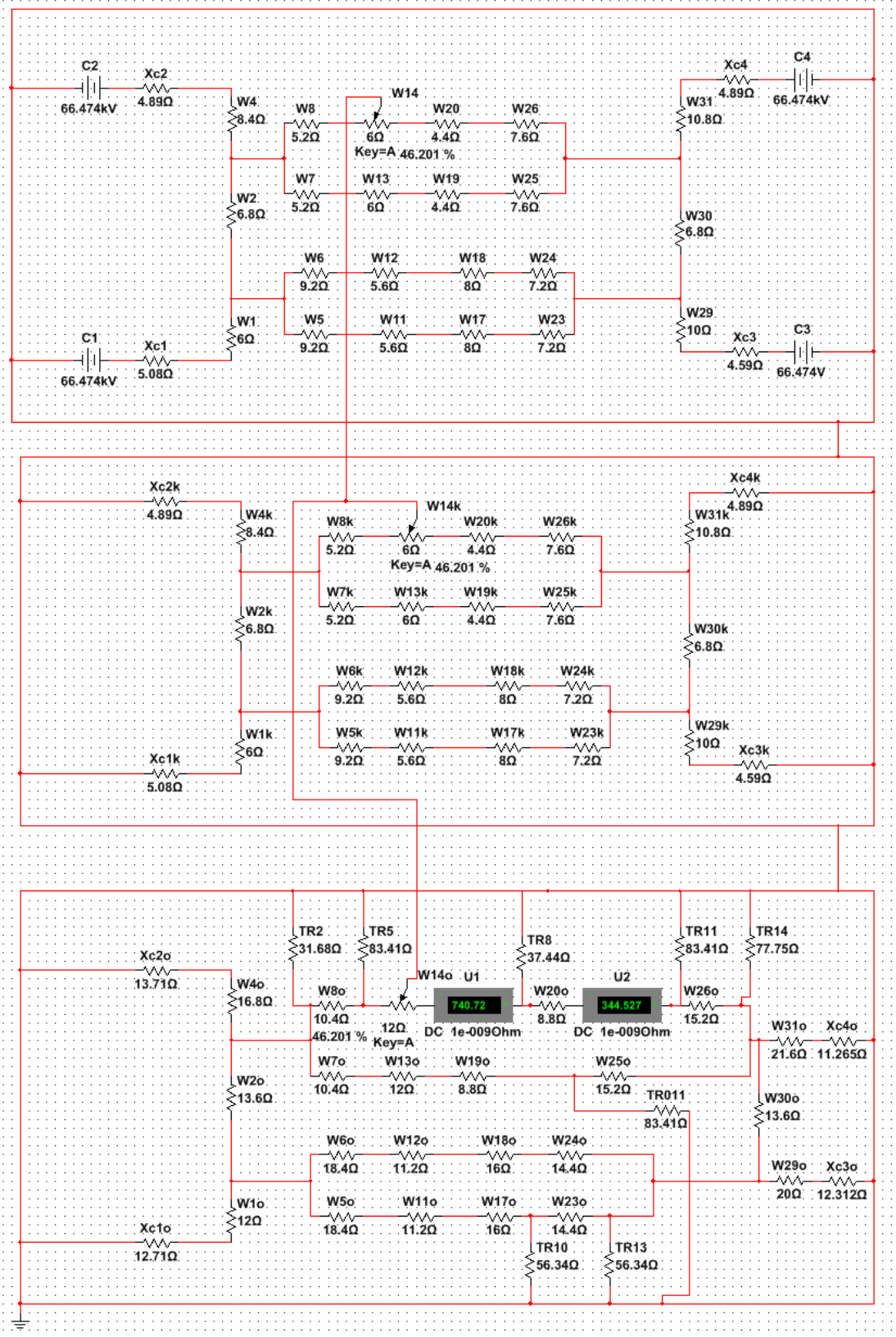
А11 сурет - Л8 желісінің соңындағы екі фазалы жерге потенциометрлі ҚТ тоғының сұлбасы

А қосымшасының жалғасы



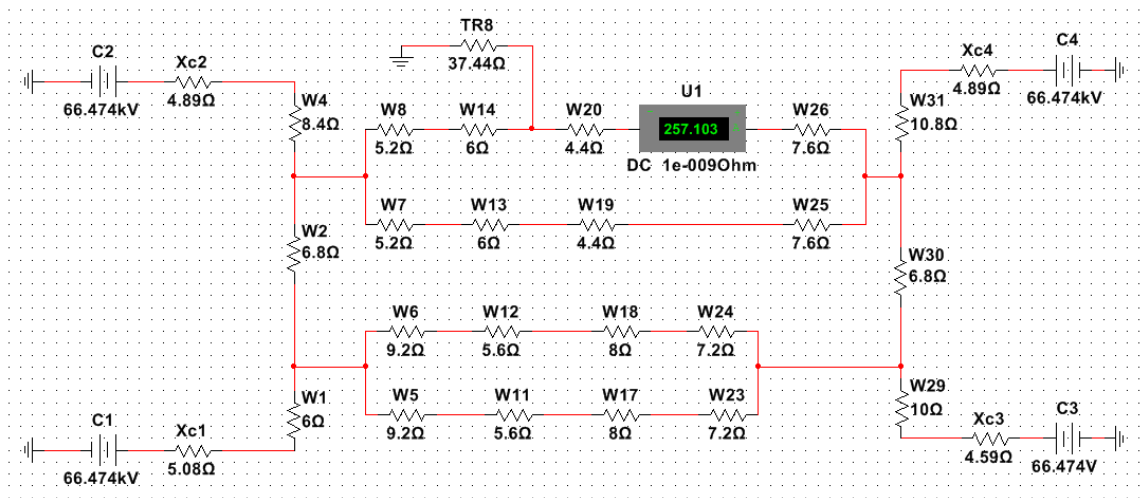
А12 сурет - Л14 желісінің соңындағы бір фазалы жерге потенциометрлі қысқа тұйықталу тоғының сұлбасы

А қосымшасының жалғасы



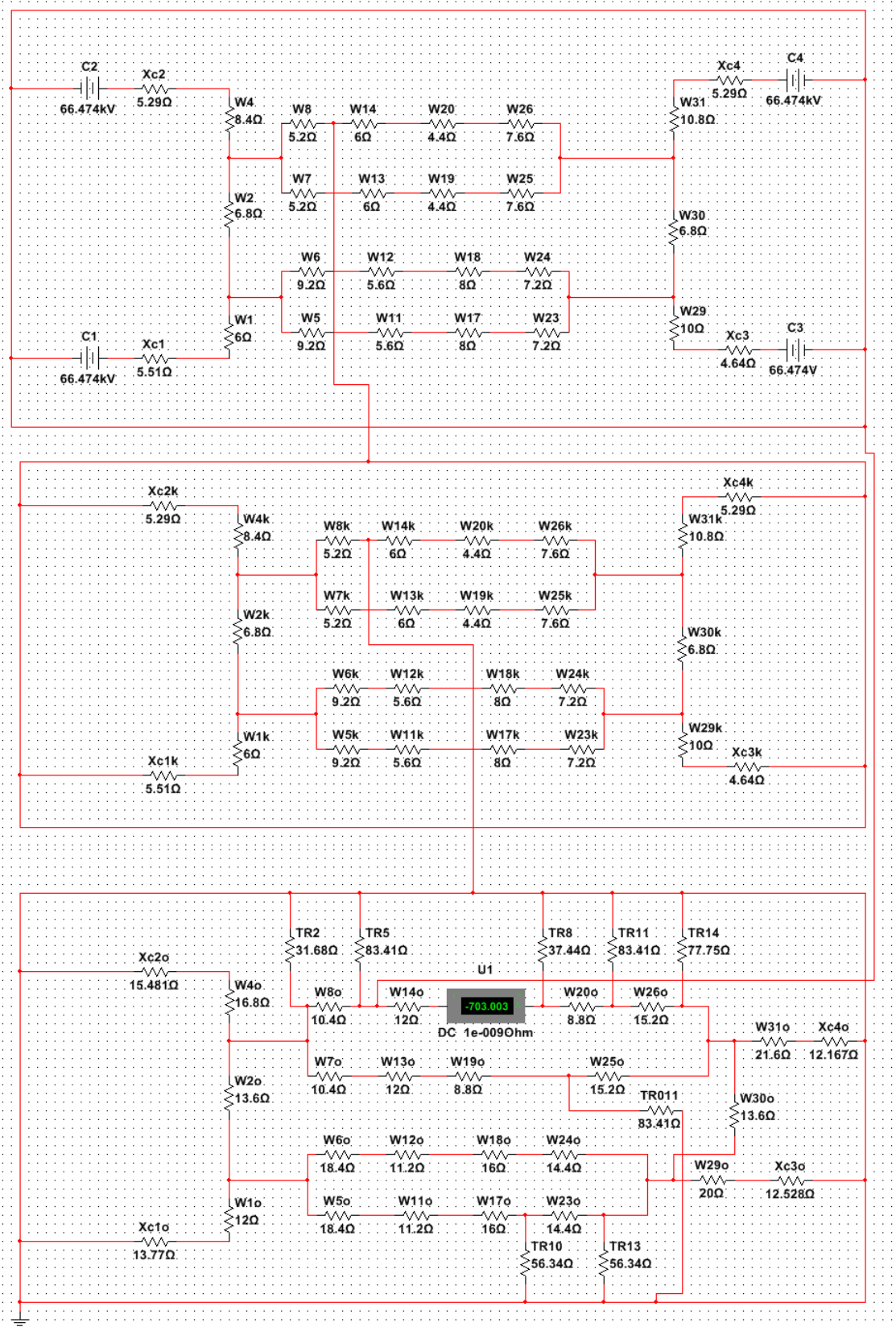
А13 сурет - Л14 желісінің соңындағы екі фазалы жерге потенциометрлі қысқа тұйықталу тоғының сұлбасы

А қосымшасының жалғасы



А14 сурет - Трансформатордың Т8 төменгі жағындағы үш фазалы ҚТ тоғын анықтау сұлбасы

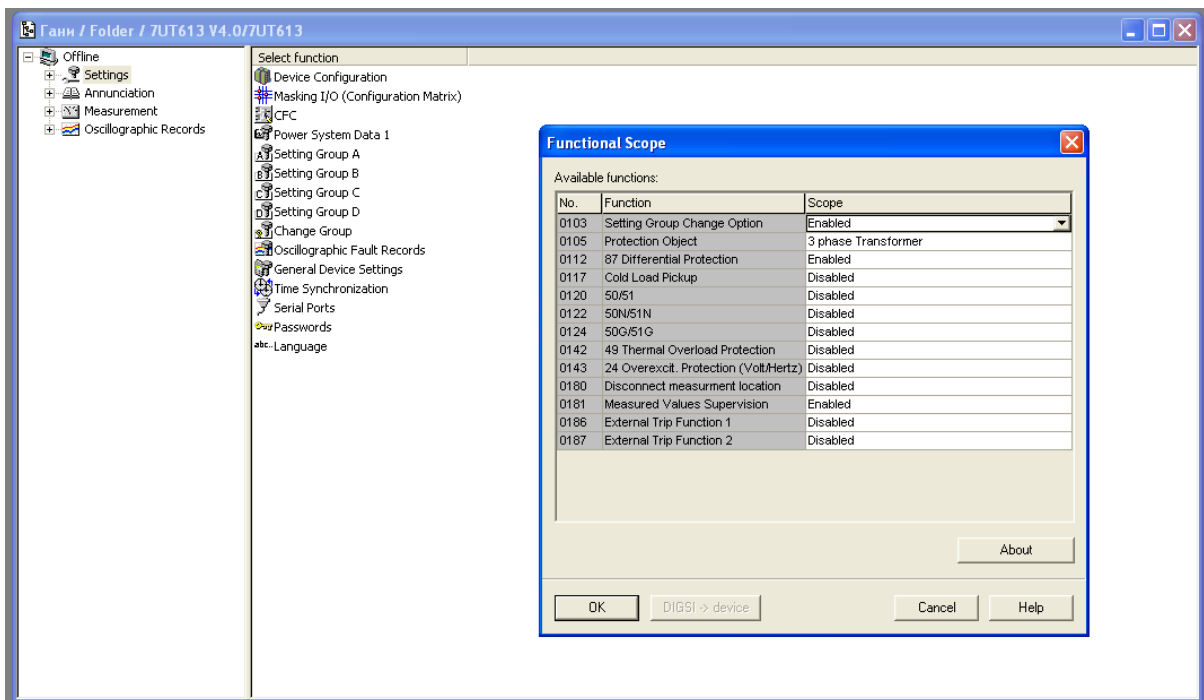
А қосымшасының жалғасы



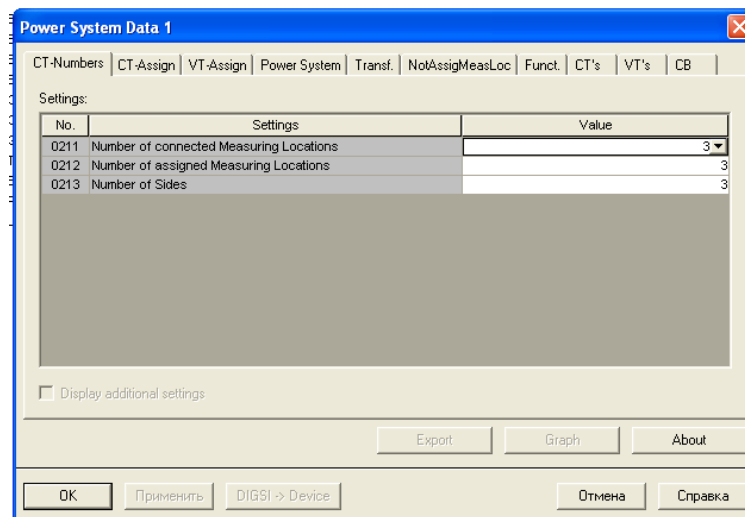
А15 сурет - 14 желісінің сонындағы бір фазалы минималды режімдегі қысқа тұйықталу тоғының сұлбасы

А қосымшасының жалғасы

Дифференциалдық қорғаныстың параметрлеуі

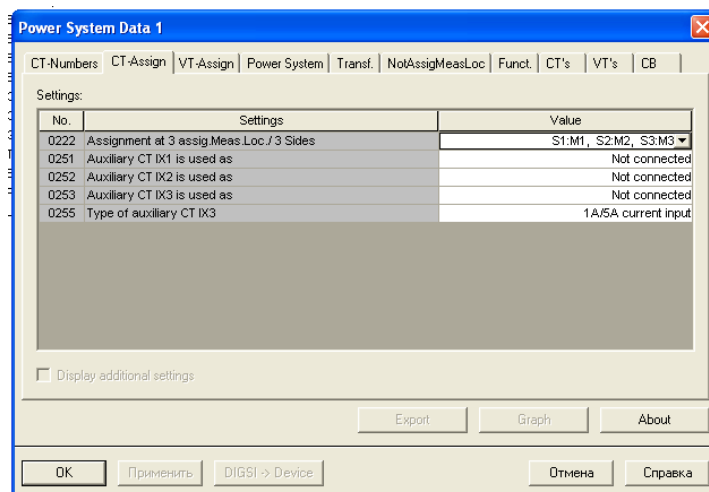


А16 сурет – Функционалды баптаулар

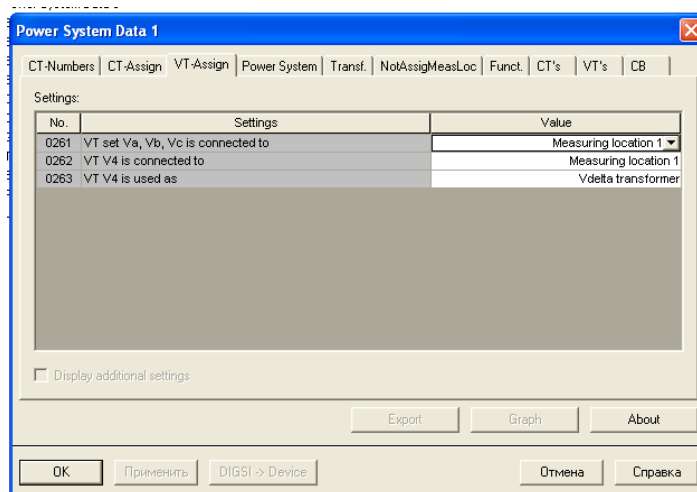


А17 сурет – Ток бойынша кіріс саны

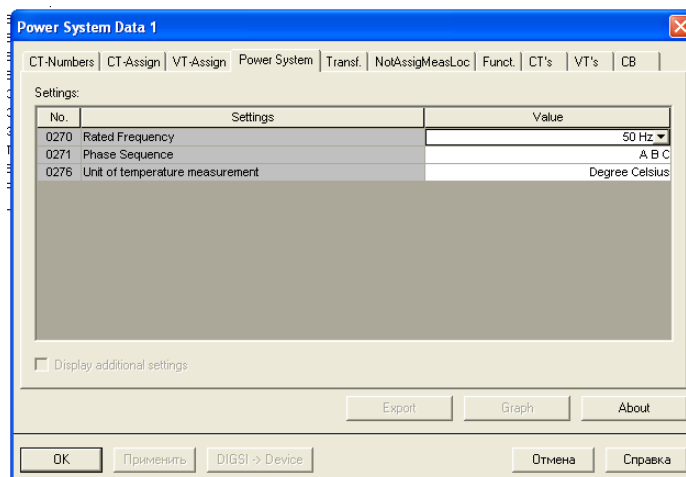
А қосымшасының жалғасы



А18 сурет – Ток бойынша шығыс саны

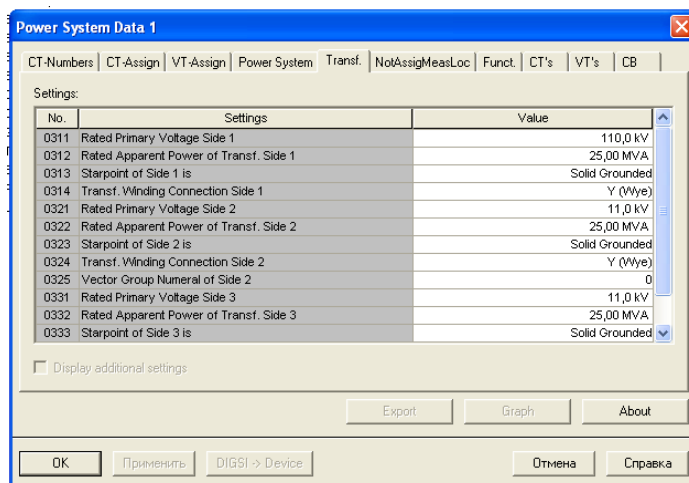


А19 сурет – Кернеу бойынша шығыс саны

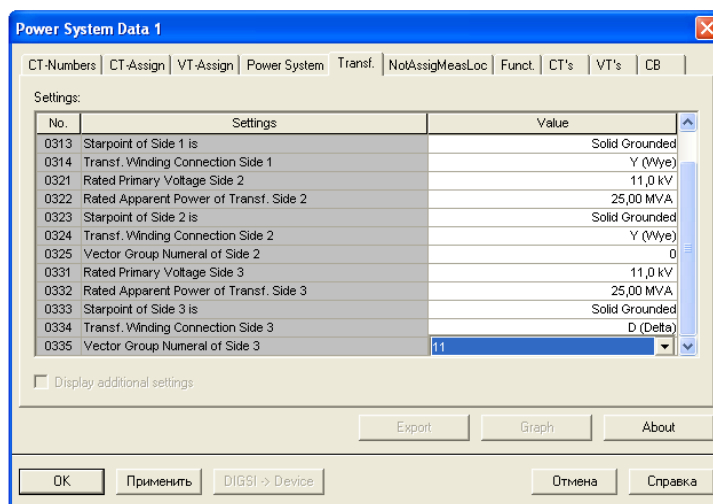


А20 сурет – Жүйе баптаулары

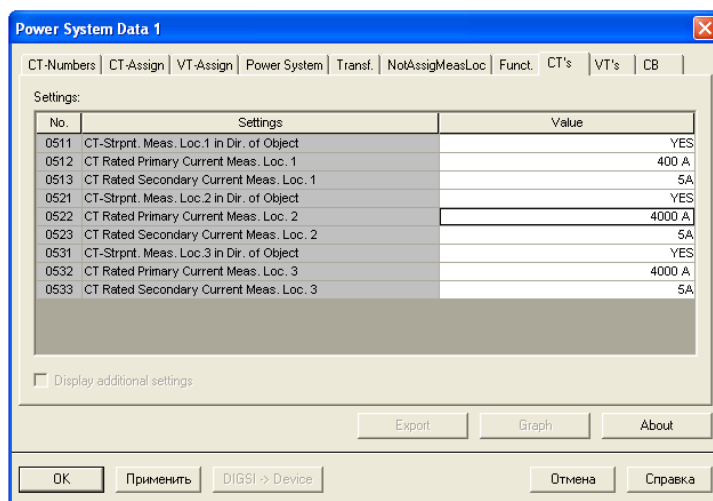
А қосымшасының жалғасы



А21 сурет – Трансформатор баптаулары

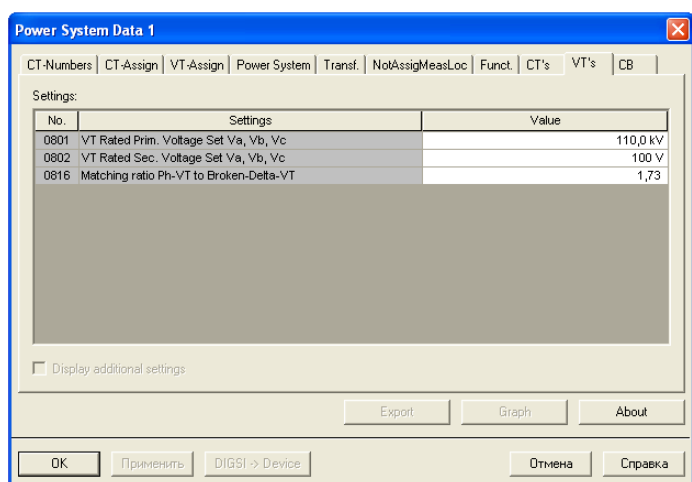


А22 сурет – Трансформатор баптаулары

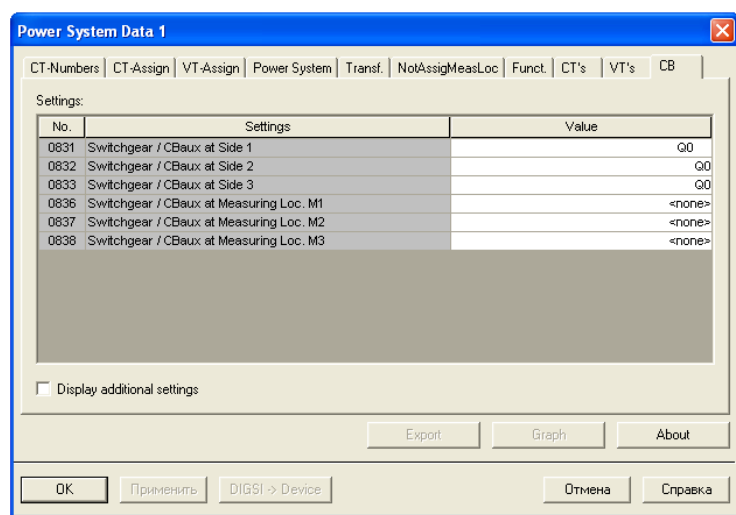


А23 сурет – Ток трансформаторының параметрлері

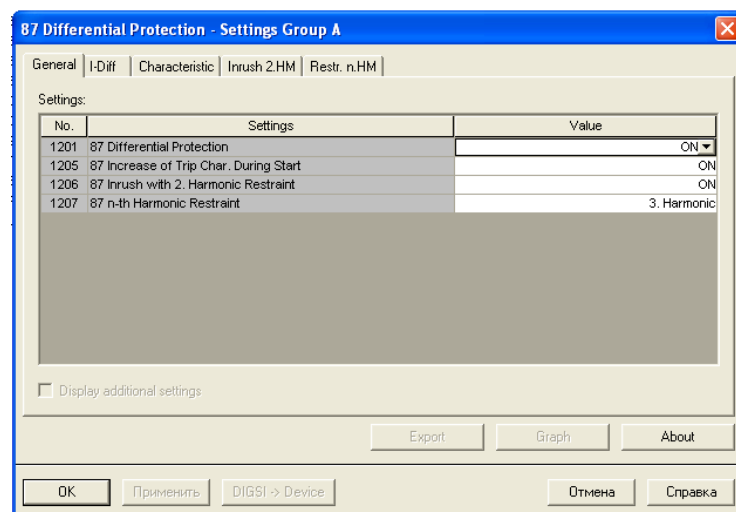
А қосымшасының жалғасы



А24 сурет – Кернеу трансформаторының параметрлері

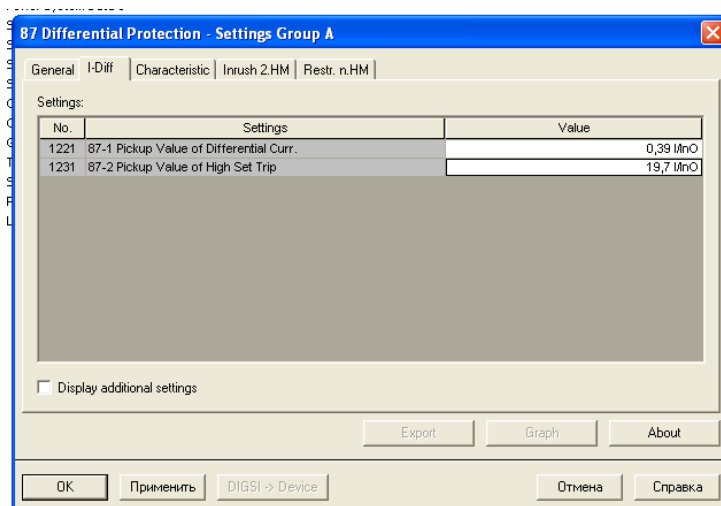


А25 сурет – Ажыратқыштардың баптаулары

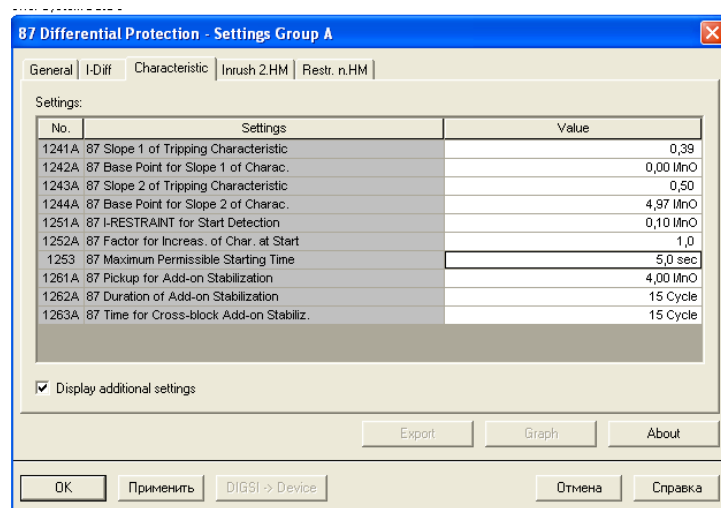


А26 сурет – Дифференциалдық қорғанысының тағайындамалары

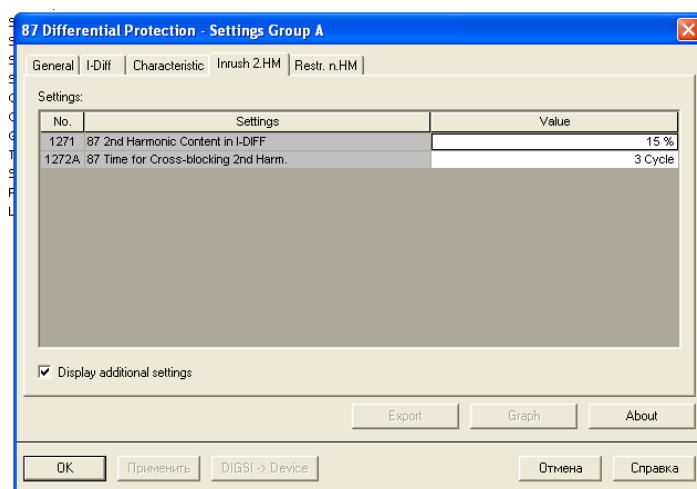
А қосымшасының жалғасы



А27 сурет – Дифференциалдық қорғанысының тағайындамалары

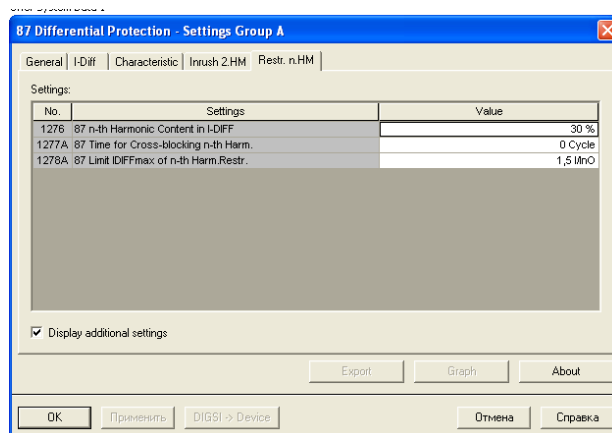


А28 сурет – Дифференциалдық қорғанысының сипаттамалары



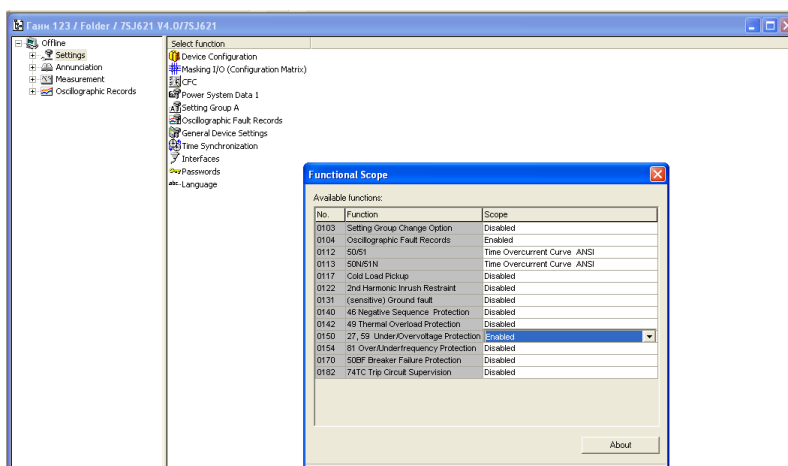
А29 сурет – Дифференциалдық қорғанысының тағайындамалары

А қосымшасының жалғасы

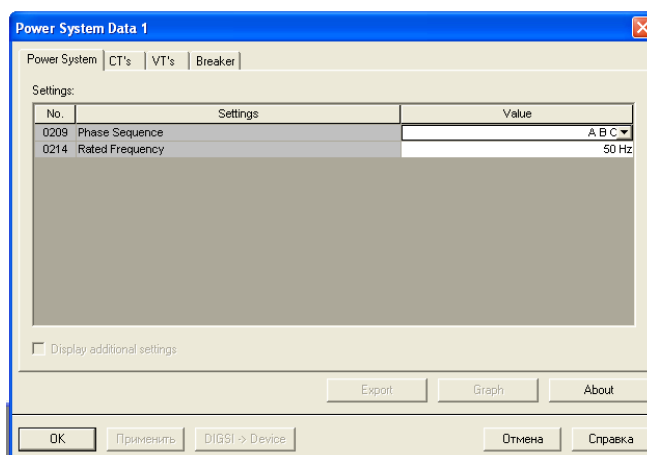


А30 сурет – Дифференциалдық қорғанысының тағайындамалары

Максималды ток қорғанысы мен асқын жүктеме кезіндегі қорғанысын параметрлеуі

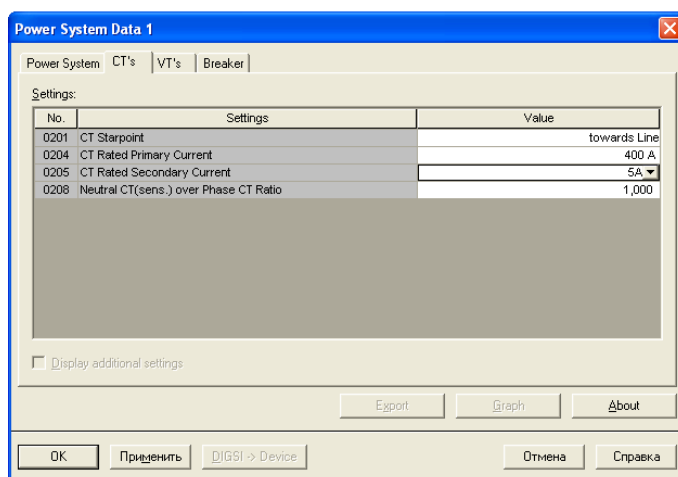


А31 сурет – 7SJ621 терминалының конфигурациясы

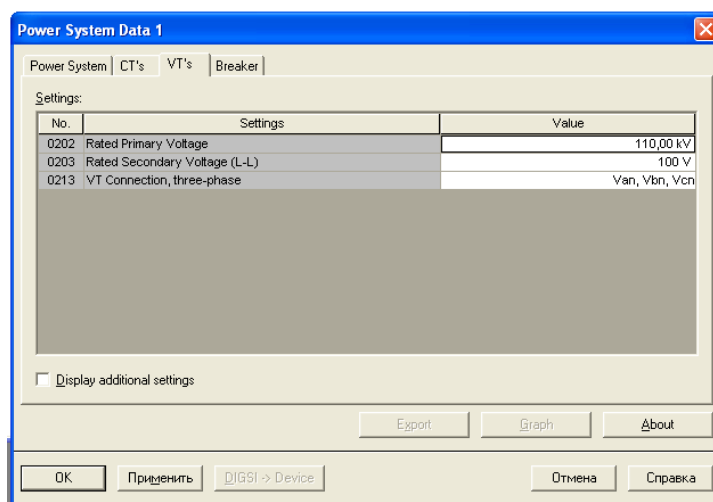


А32 сурет – Энергожүйесінің конфигурациясы

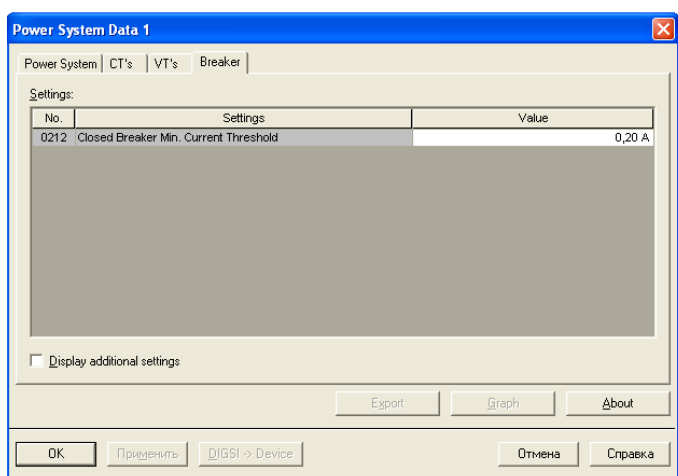
А қосымшасының жалғасы



А33 сурет – Ток трансформатордың параметрлері

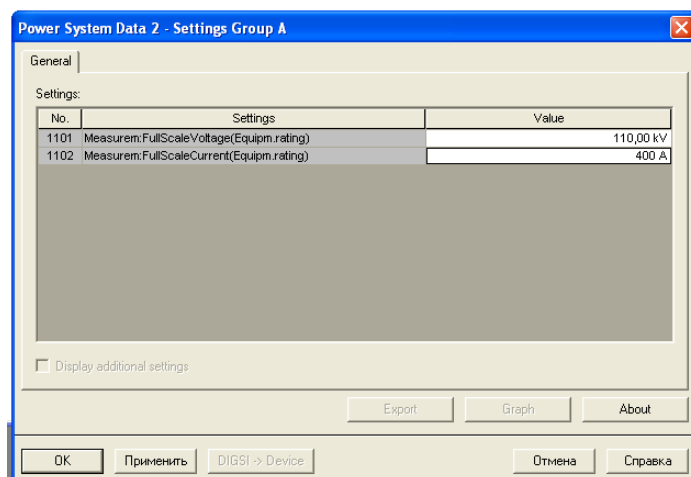


А34 сурет – Кернеу трансформатордың параметрлері

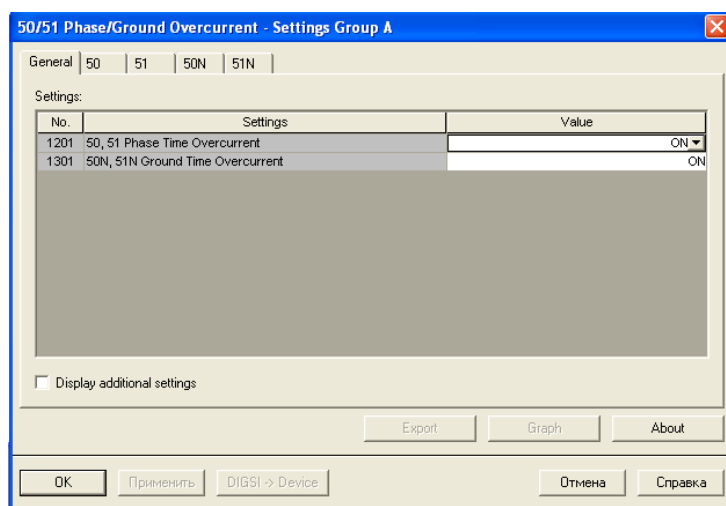


А35 сурет – Ажыратқыштың параметрлері

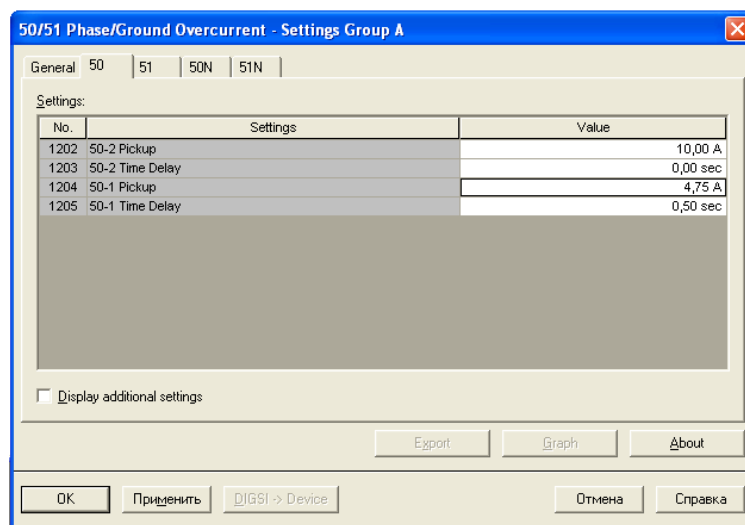
А қосымшасының жалғасы



А36 сурет – Негізгі баптаулары

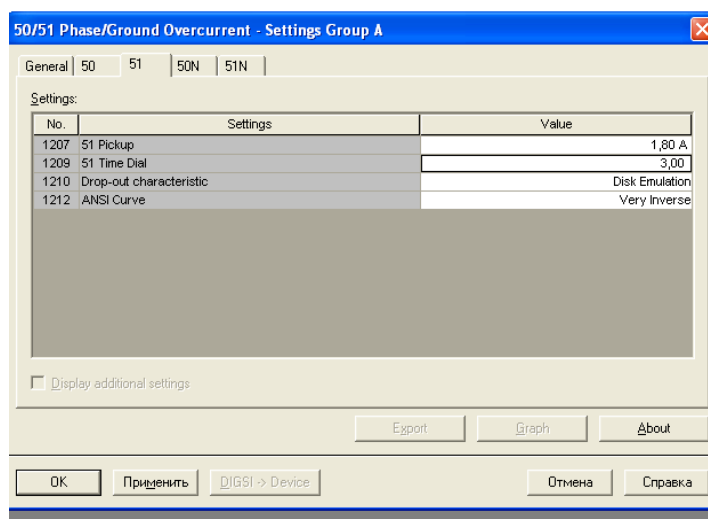


А37 сурет – Қорғаныстарды іске қосу

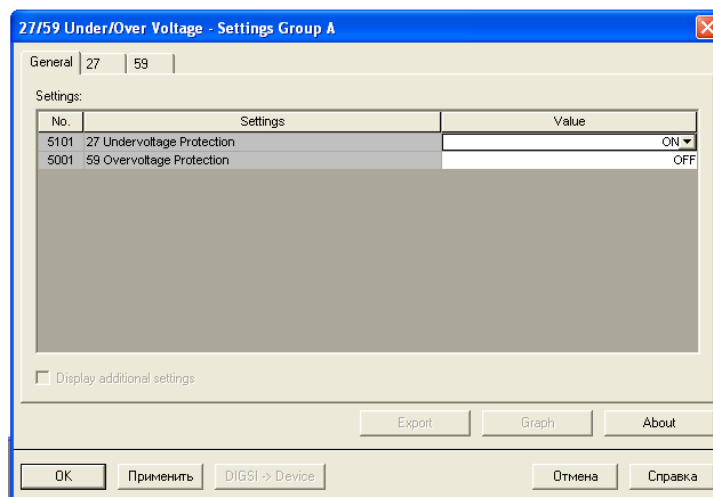


А38 сурет – Максималды ток қорғанысы

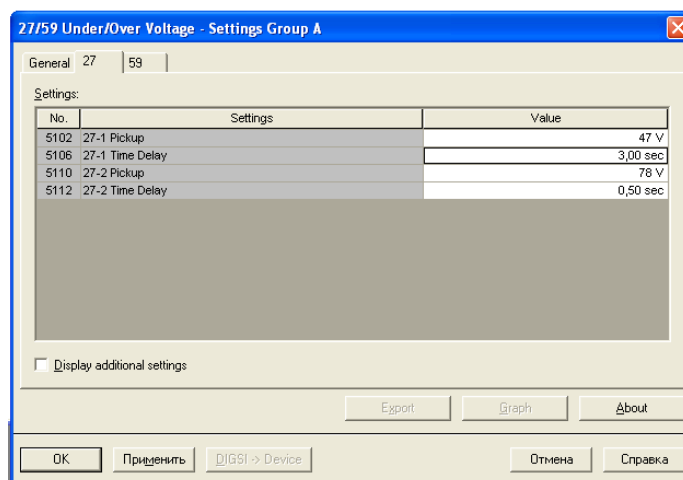
А қосымшасының жалғасы



А39 сурет – Асқын жүктемесі



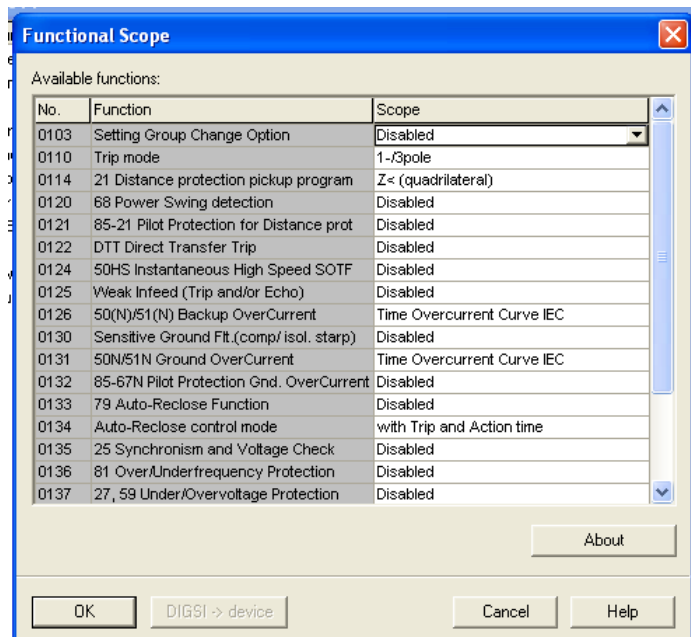
А40 сурет– Кернеу бойынша бұғаттауды іске қосуы



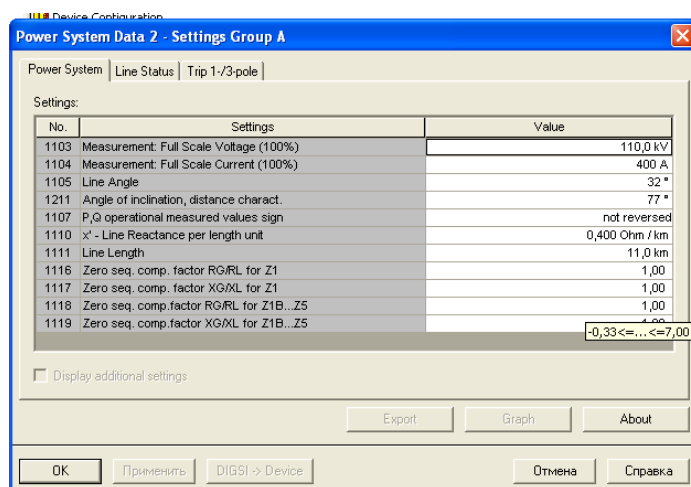
А41 сурет – Кернеу бойынша бұғаттауы

А қосымшасының жалғасы

Дистанциондық қорғаныстың параметрлеуі

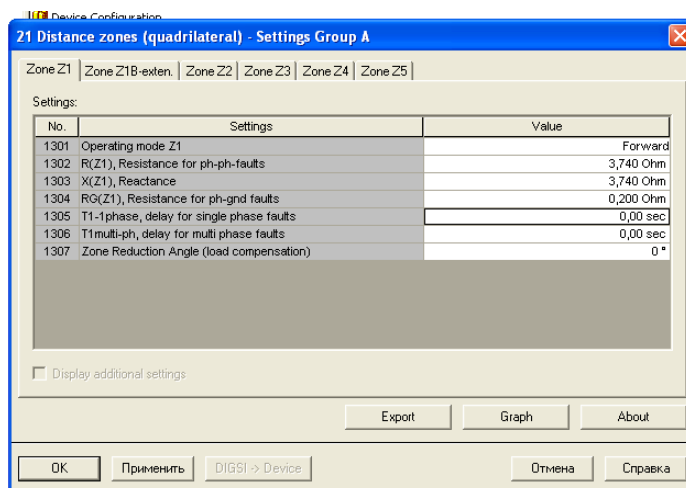


А42 сурет – Функционалды баптауы

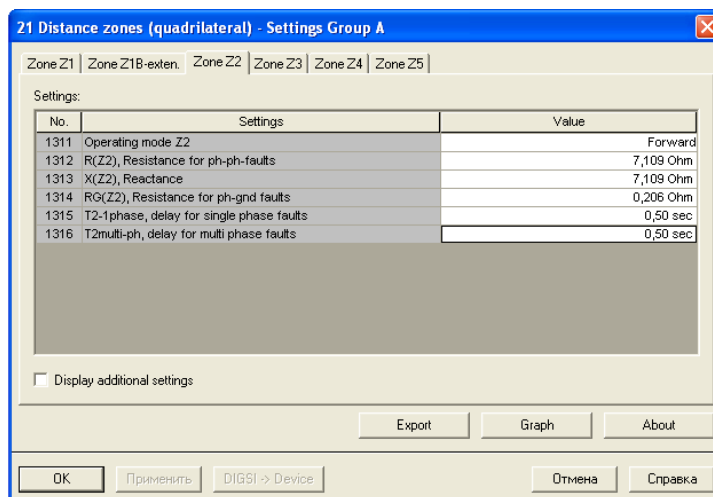


А43 сурет – Энергожүйе баптауы

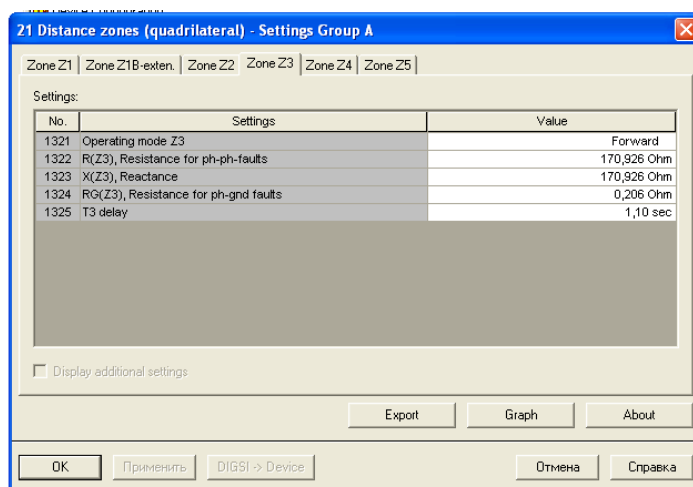
А қосымшасының жалғасы



А44 сурет – Дистанциондық қорғансытың бірінші сатысы

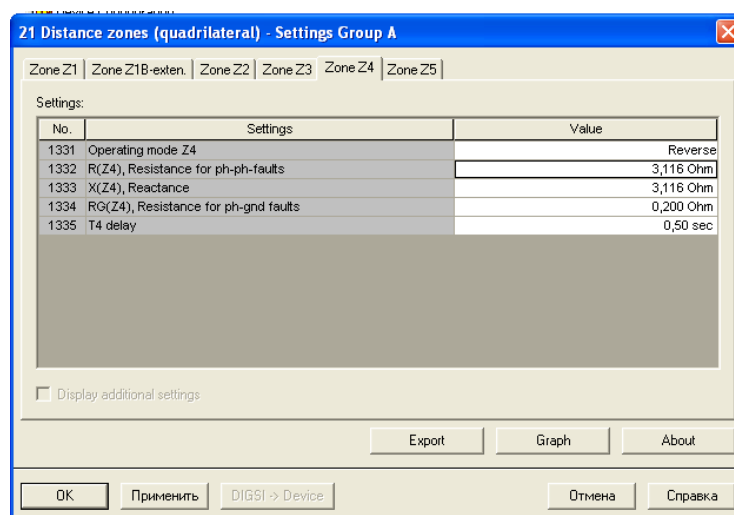


А45 сурет – Дистанциондық қорғансытың екінші сатысы

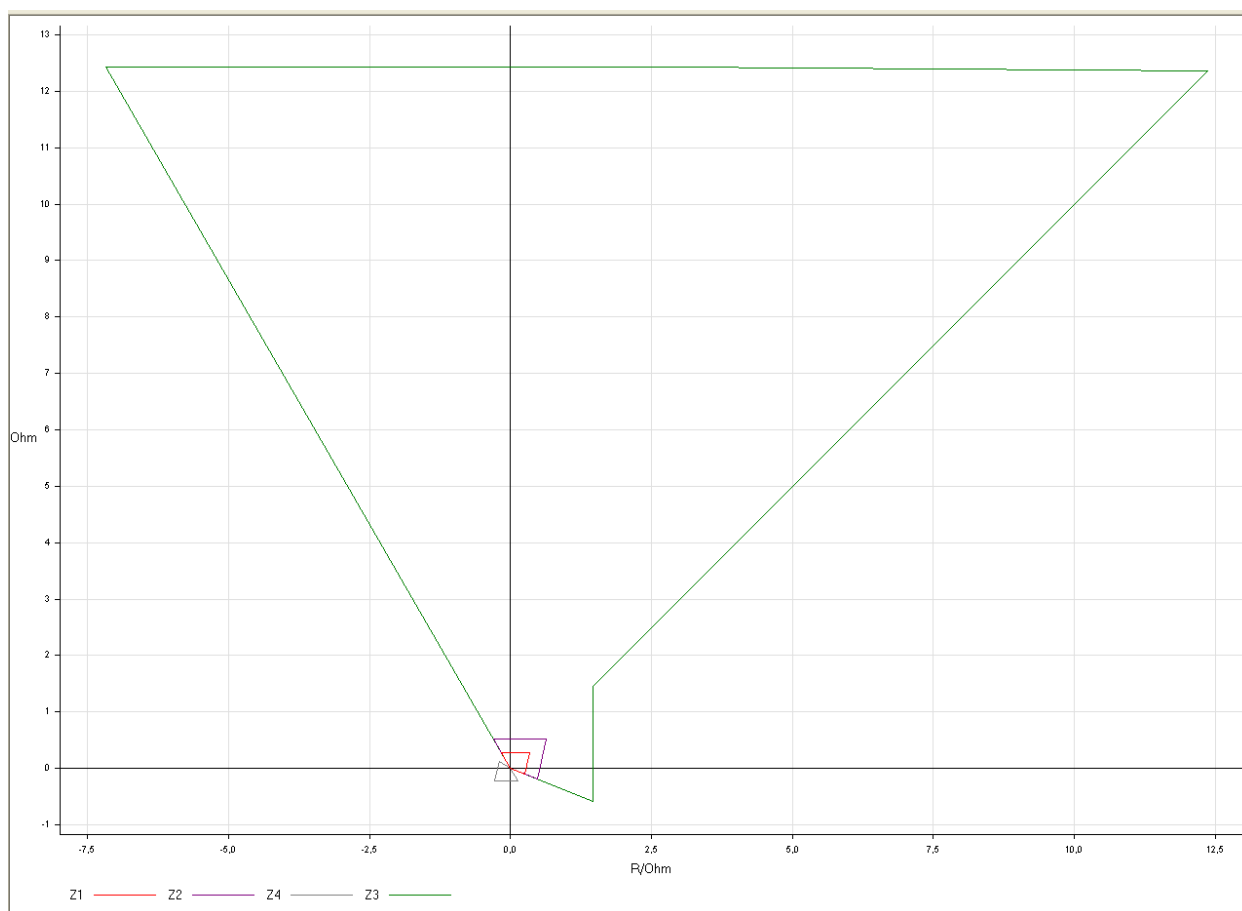


А46 сурет – Дистанциондық қорғансытың үшінші сатысы

А қосымшасының жалғасы



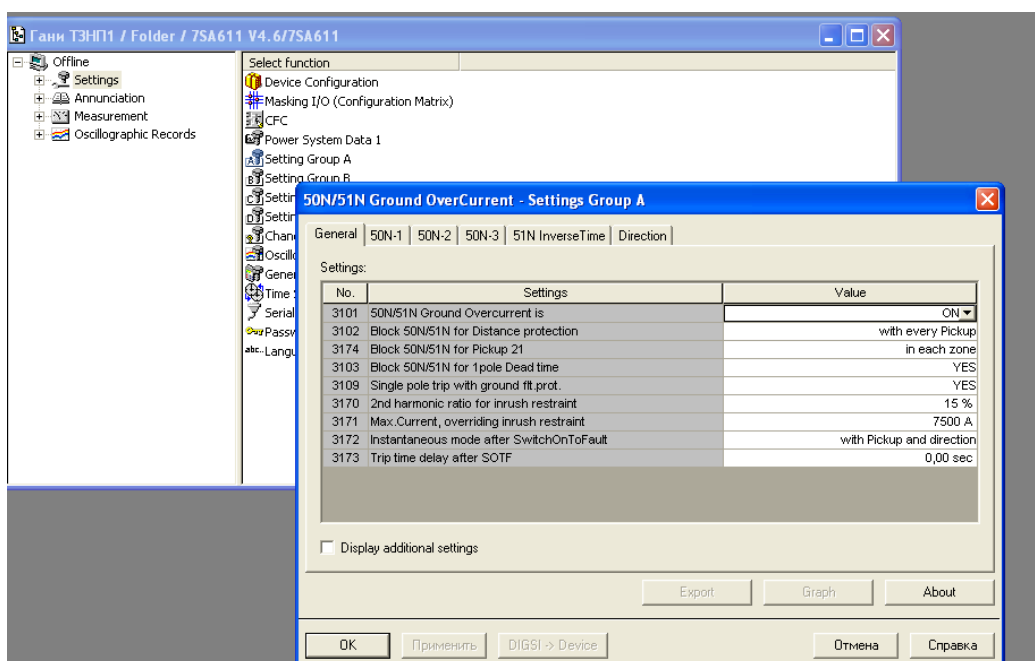
А47 сурет – Дистанциондық қорғанстың төртінші сатысы



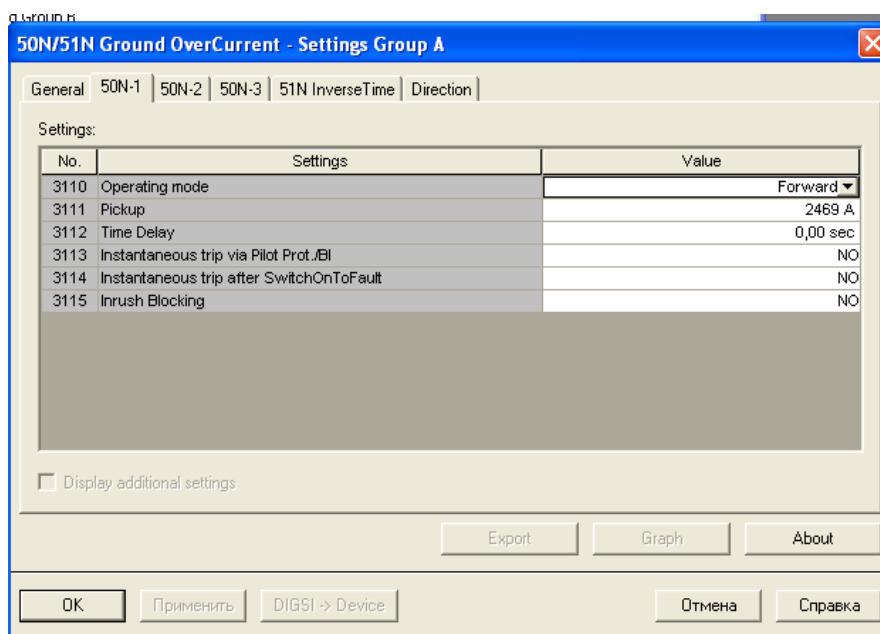
А48 сурет – Дистанциондық қорғаныстағы көпбұрыш тәрізді жұмыс істеу сипаттамасы

А қосымшасының жалғасы

Төрт сатылы нөл реттік ток қорғанысының параметрлеуі

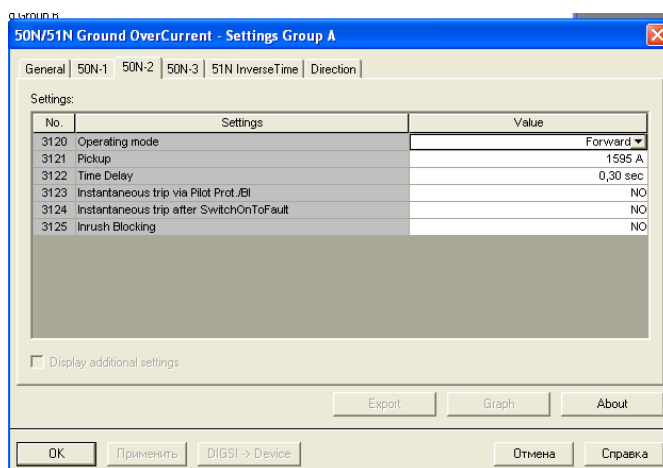


А49 сурет – Басты баптаулары

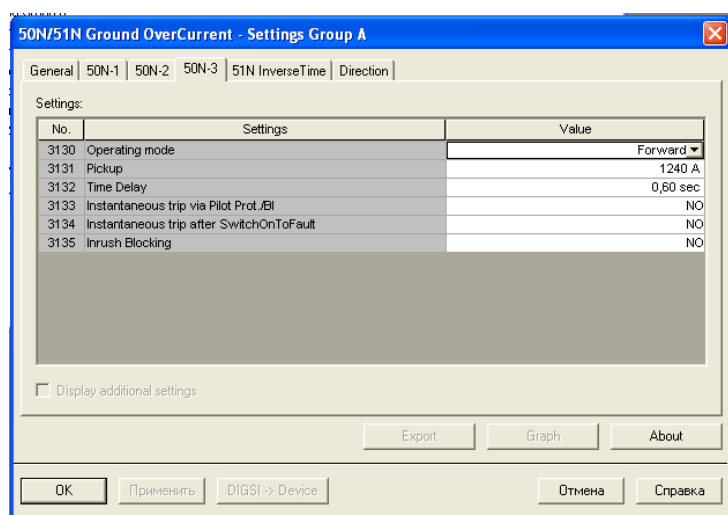


А50 сурет – Төрт сатылы нөл реттік ток қорғанысының бірінші сатысы

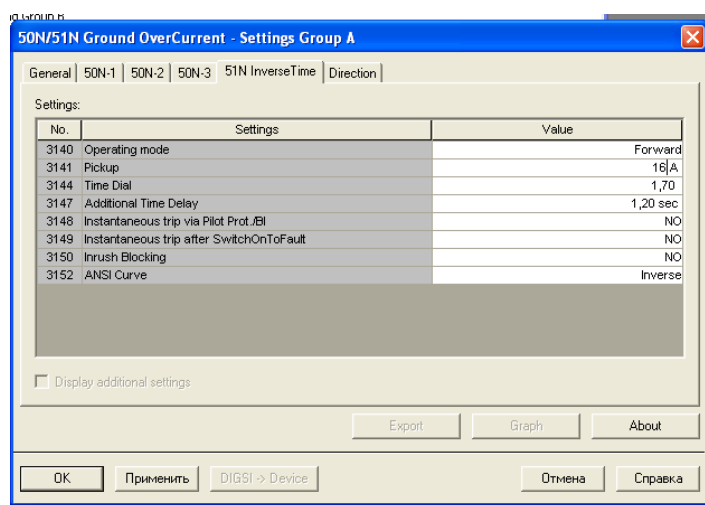
А қосымшасының жалғасы



А51 сурет – Төрт сатылы нөл реттік ток қорғанысының екіншісі сатысы

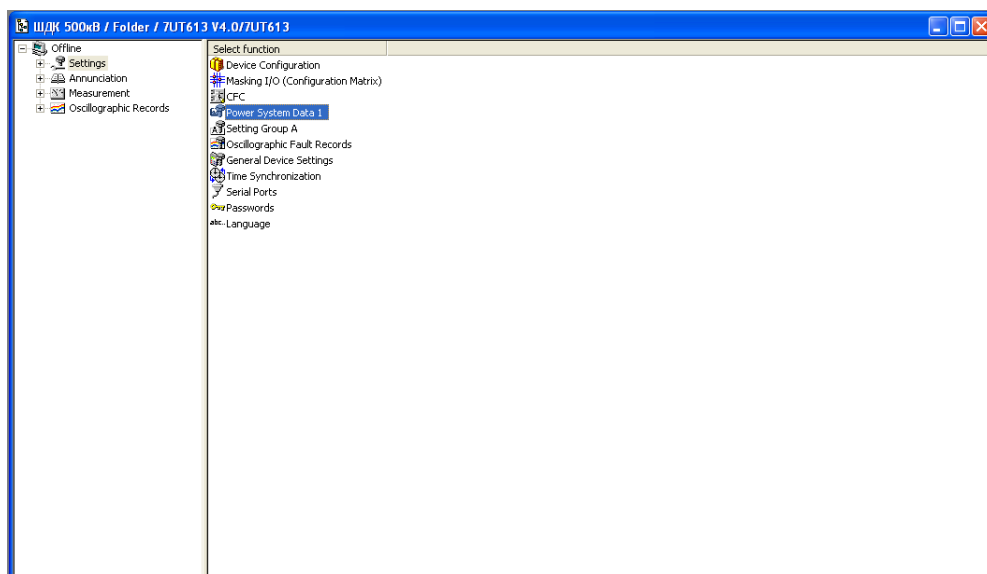


А52 сурет – Төрт сатылы нөл реттік ток қорғанысының үшінші сатысы

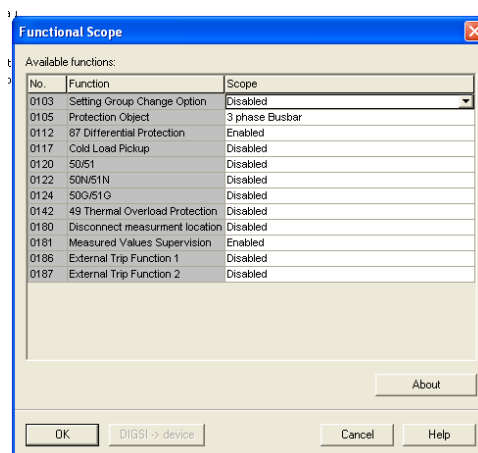


А53 сурет – Төрт сатылы нөл реттік ток қорғанысының төртінші сатысы

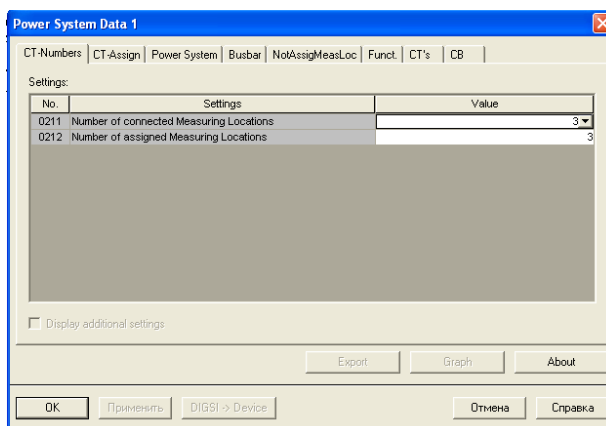
Б қосымшасы



Б1 сурет – Бастапқы мәзірі

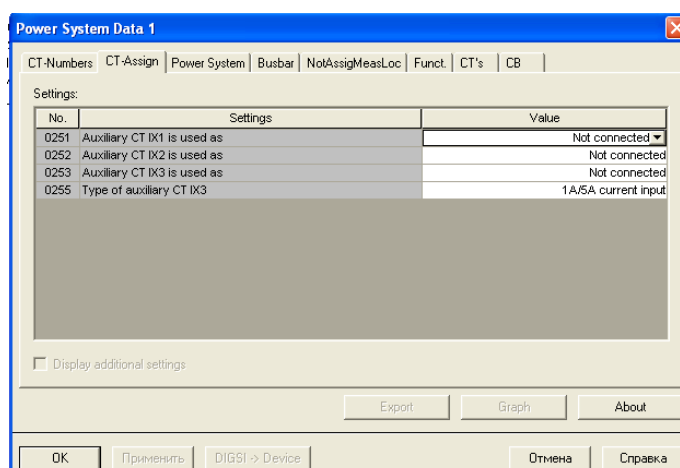


Б2 сурет – Функциялық баптауы

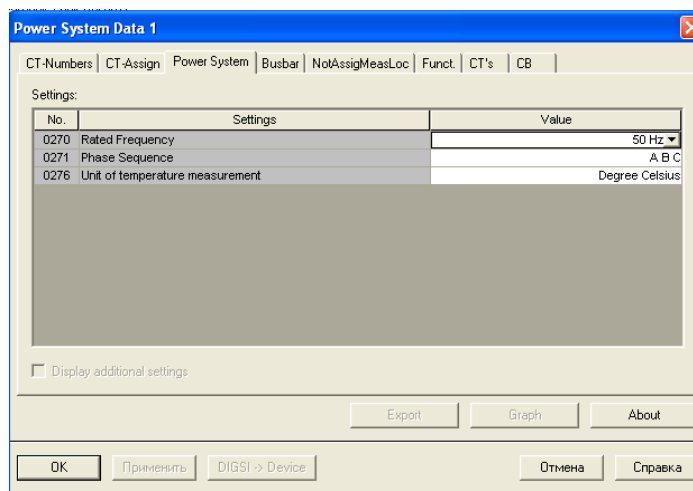


Б3 сурет – Ток бойынша кіріс саны

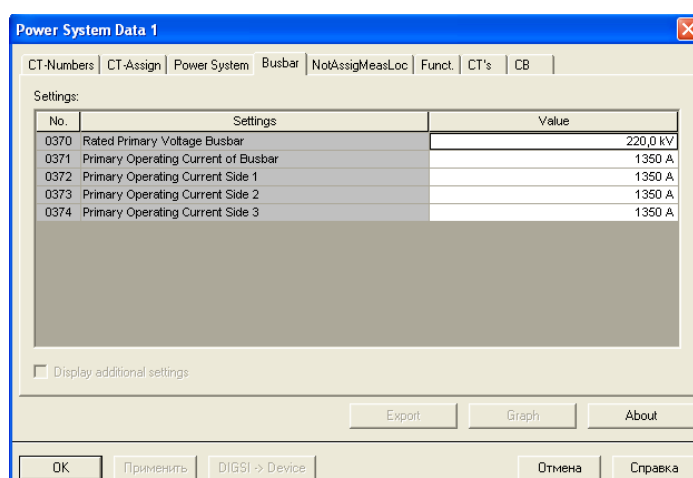
Б қосымшасының жалғасы



Б4 сурет – Ток трансформаторның екіншілік тогы

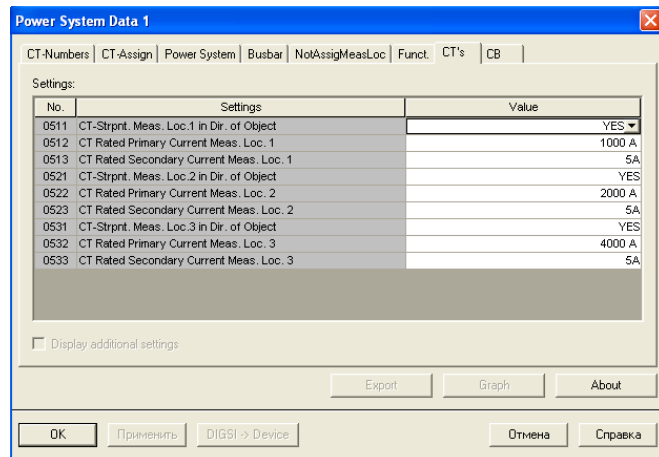


Б5 сурет – Жүйенің баптауы

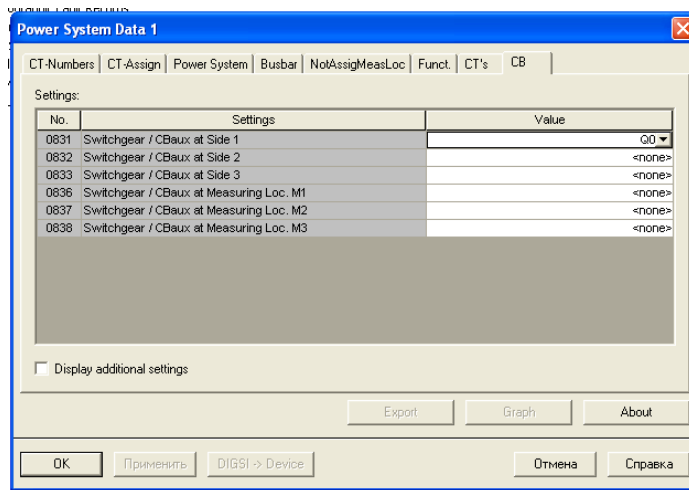


Б6 сурет – Шинаның баптаулары

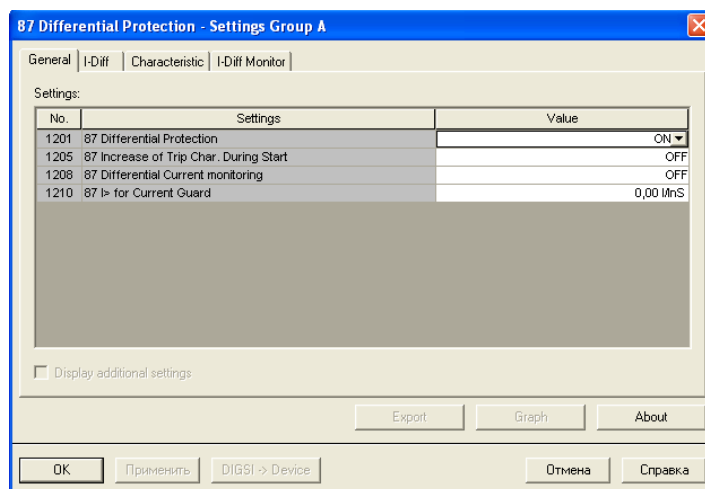
Б қосымшасының жалғасы



Б7 сурет – Ток трансформаторының баптауы

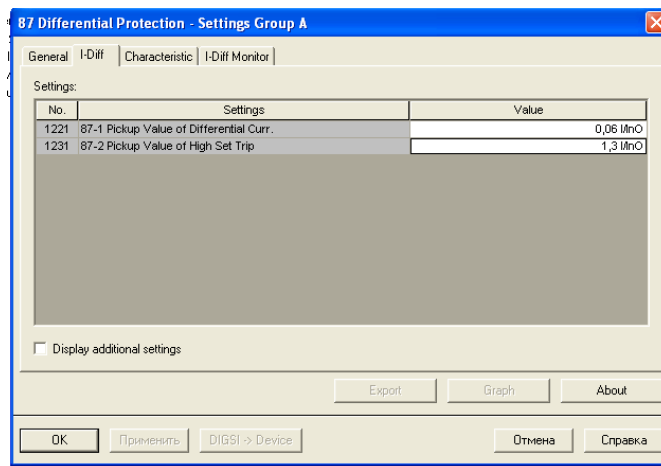


Б8 сурет – Ажыратқыштың баптауы

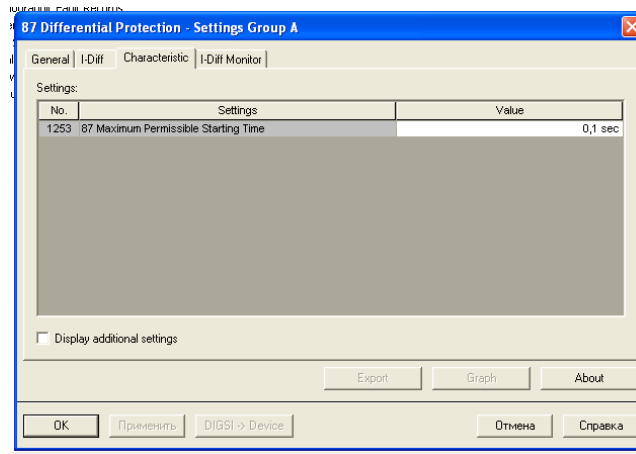


Б9 сурет – Шинаның дифференциалдық қорғанысының баптауы

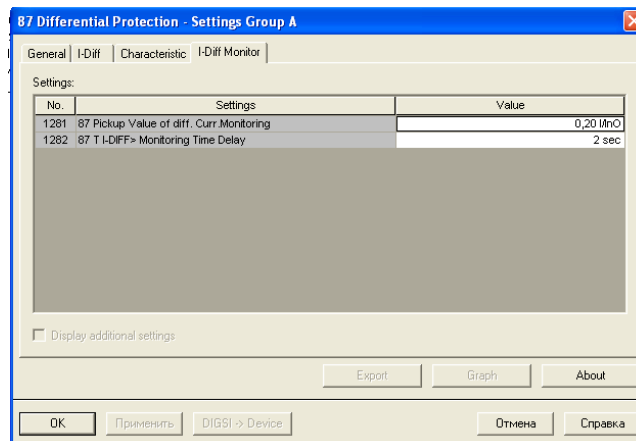
Б қосымшасының жалғасы



Б10 сурет – Шинаның дифференциалдық қорғанысының мәндерінің енгізілуі



Б11 сурет – Шинаның дифференциалдық қорғанысының іске қосылу уақыты



Б12 сурет – Шинаның дифференциалдық қорғанысының бақылауы