

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ БІЛІМ ЖӘНЕ ҒЫЛЫМ МИНИСТРЛІГІ

Коммерциялық емес акционерлік қоғамы
АЛМАТЫ ЭНЕРГЕТИКА ЖӘНЕ БАЙЛАНЫС УНИВЕРСИТЕТІ

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: N205 10/10/10 кВ 2.25 МВА
босалқы стансалық реттеу құралы

5В07800 - Электр энергетика мамандығы бойынша
Орындаған Мухамбетғалиев Аман РЗАк-14-4
(студенттің аты - жөні) (тобы)

Жетекші аға оқытушы Арыстанов Н.Н.
(аты-жөні, ғылыми дәрежесі, атағы)
Н.Н. « 28 » 05 2018 ж.
(колы)

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

Кеңесшілер :

Экономикалық бөлім бойынша :
аға оқытушы Түлегенова С.К.
(ғылыми дәрежесі, атағы, аты-жөні)
С.К. « 24 » 05 2018 ж.
(колы)

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

Мөлшер бақылаушы: аға оқытушы Арыстанов Н.Н.
(ғылыми дәрежесі, атағы, аты-жөні)
Н.Н. « 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 Мухамбетғалиев Аман
(аты - жөні)

Жұмыс тақырыбы №205 110/10/10 кВ 2.25 МВА қосалды
стансаның релейіс қозғалысы
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)

№2 сурбаның №205 қосалды стансаның ауаны
2.25 МВА кермеуі 110/10/10 кВ болатын екі қанатты
трансформаторлық қосалды станса берілген
110 кВ кермеуде 4 аса электр беріліс желісі
және 10 кВ кермеуде шинада 18 фидер шығып
жаатыр

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

Берілген №205 қосалды стансаның трансформатор
турін, барлық кермеу класстарына қамту
мақсатында аппараттар таңдау. Желілерге,
трансформаторларға және фидерлерге келісі
және қосымша қозғалыстар қиымы, қосалды
стансаның экономикалық және өмір туршілік
қажетсіздік бағаларына есептеу жүргізу.

диплом жұмысын дайындау

КЕСТЕСІ

№ р/с	Тарау аттары, әзірленетін сұрақтардың тізімі	Жетекшіге ұсыну мерзімдері	Ескерту
1	110/110/110кВ қосалды стансаның электрік бөлігін жасау	3.12	орындалды
2.	Трансформатордың релелік құрамысы	10.02	орындалды
3	Желінің релелік құрамысы	3.03	орындалды
4	Арнайы бөлім	9.04	орындалды
5	Өміртіршілік қауіпсіздігі	23.02	орындалды
6	Экономиканың бөлім	20.03	орындалды
7	А қосымшасы	3.03	орындалды
8	Б қосымшасы	9.04	орындалды

Тапсырманың берілген уақыты « 24 » 10 2017 ж.

Кафедра меңгерушісі Торлемес К.Т.
(қолы) (аты-жөні, ғылыми дәрежесі, атағы)

Жұмыс жетекшісі ата ақтұяна Арыстанов Н.Н.
(қолы) (аты-жөні, ғылыми дәрежесі, атағы)

Орындалатын тапсырманы
қабылдаған студент Мухамбетқалиев А.Т.
(қолы) (аты -жөні)

Аңдатпа

Бұл дипломдық жұмыста «110/10/10 кВ 2x25 МВА қосалқы стансаның релелік қорғанысы» қарастырылды. Осы жұмыста қосалқы стансаның принципіалдық сұлбасы, күштік қондырғылары және коммутациялық аппараттары таңдалынды, қосалқы стансаның элементтеріне релелік қорғаныс тағайындамалары есептелінді. Арнайы бөлімде Siprotec 7UT613 типті терминал арқылы 500 кВ жүйесіндегі шинаның дифференциалды қорғанысы зерттелді.

Өмір тіршілік қауіпсіздігі бөлімінде ашық типті тарату құрылғысының жерлендірілуі есептелінді.

Экономикалық бөлімде қосалқы стансаның техника-экономикалық көрсеткіштері есептелінді.

Аннотация

В этой дипломной работе рассмотрена «Релейная защита подстанции 110/10/10 кВ 2x25 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 500 кВ через терминал Siprotec 7UT613.

В разделе безопасности жизнедеятельности был произведен расчет заземления открытого распределительного устройства.

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 500 kV busbar was investigated through the Siprotec 7UT613 terminal.

In the life safety section, the earthing of the open switchgear was calculated.

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 Бас берілген мәліметтер.....	8
1.2 Энергетикалық жүйенің элементтерінің кедергі шамаларын есептеу...	11
1.3 Қысқа тұйықталу тоқтары.....	13
1.4 Жабдықтар мен коммутациялық аппараттарды таңдау.....	15
2 Қосалқы станциядағы трансформатордың релелік қорғанысы.....	37
2.1 Негізгі жағдайы.....	37
2.2 Трансформатордың дифференциалдық қорғанысын есептеу.....	38
2.3 Siemens фирмасының 7SJ613 типінің параметрленуі.....	41
3 Трансформаторлардың резервті қорғанысы.....	41
3.1 Максималды ток үзіндісі (МТҮ).....	41
3.2 Максимал ток қорғанысы (МТК).....	42
3.3 Асқын жүктемеден қорғау.....	45
3.4 Siemens фирмасының 7SJ621 типінің параметрленуі.....	45
4. Трансформаторлардың газдық қорғанысы.....	46
4.1 Жұмыс істеу принципі және оның тағайындалуы.....	48
4.2 BF 80/Q газдық реле ерекшеліктері.....	48
5 Желінің қорғанысы.....	49
5.1 110 кВ желідегі дистанциондық қорғаныс.....	49
5.2 Төрт сатылы нөл реттік ток қорғанысын (НРТК) есептеу.....	56
6. Арнайы бөлімі.....	66
6.1 Шинаның дифференциалдық қорғанысының есептелуі.....	66
7 Өміртіршілік қауіпсіздігі.....	73
7.1 Қосалқы стансадағы жұмыс жағдайын талдау.....	74
7.2 Қосалқы стансадағы ашық түрлі таратылатын құрылғысының жерлендірушінің есептеу.....	78
7.3 Өміртіршілік қауіпсіздігі бөлімі бойынша қорытынды.....	78
8 Экономикалық бөлім.....	79
8.1 Энергетикалық нысанның техника-экономикалық көрсеткіштерін есептеу.....	79
8.2 Инвестициялық жоспар.....	80
Қорытынды.....	86
Әдебиеттер тізімі.....	87
А қосымшасы.....	88
Б қосымшасы.....	117

Кіріспе

Дипломдық жұмыстың мақсаты №205 кернеуі 110/10/10 кВ 2х25 МВА қосалқы стансаның релелік қорғанысының есептеу. Бұл жұмысты орындау кезінде қосалқы стансаның комплекстік сұлбасы сызылып, керекті жоғары кернеулі АТҚ ұяшықтары, коммутациялық аппараттар мен қондырғылар есептеліп таңдалды.

Бұл дипломдық жұмыста 110 кВ желілер мен күштік трансформатордың негізгі және резервті қорғаныстарының есептелулері жүргізілген.

Дипломдық жұмыс 8 бөлімнен тұрады. Әр бөлім жайлы қысқаша мәлімет төменде сипатталады.

"№205 110/10/10 кВ 2х25 МВА қосалқы стансасының электрлік бөлігін жасау" бөлімінде алғашқы мәлімет ретінде қосалқы стансаның негізгі электрлік сұлбасы көрсетілген. Бұл бөлімде энергожүйелердің, трансформаторлардың, желілердің кедергілері мен қысқа тұйықталу токтары есептелініп, керекті электр аппараттары таңдалынды.

"Трансформатордың қорғанысы" бөлімінде дифференциалдық қорғанысты трансформатордың негізгі қорғанысы ретінде орнатып, қорғанысқа Siemens компаниясының Siprotec 7SJ613 типті терминалына параметрлеу жасалынды.

"Трансформатордың резервті қорғанысы" бөлімінде максималды ток қорғанысы, максималды ток үзіндісі сонымен қоса асқын жүктемеден қорғау резервті қорғаныс ретінде орнатылып, Siemens компаниясының Siprotec 7SJ621 типті терминалына параметрлеу жасалынды.

"Трансформаторлардың газдық қорғанысы" бөлімінде трансформатор - ларға газдық қорғаныстың тағайындалуы, қажеттілігі жұмыс істеу принципі көрсетілді.

"Желінің қорғанысы" бөлімінде желіге қойылатын дистанциондық қорғаныс пен нол реттілік ток қорғанысы есептелініп, Siemens компаниясының Siprotec 7SA611 типті терминалына параметрлеу жасалынды.

"Арнайы бөлім" бөлімінде шинаның дифференциалдық қорғанысын Siemens компаниясының DIGSI бағдарламасына енгізуге есептеулер жүргізілді.

"Өміртіршілік қауіпсіздігі" бөлімінде ашық типті тарату құрылғысының жерлендіруі есептелінді.

"Экономикалық бөлім" бөлімінде қосалқы стансаның өзіндік ақтау құны, жалпы салым мен жылдық өтеу есептелінді.

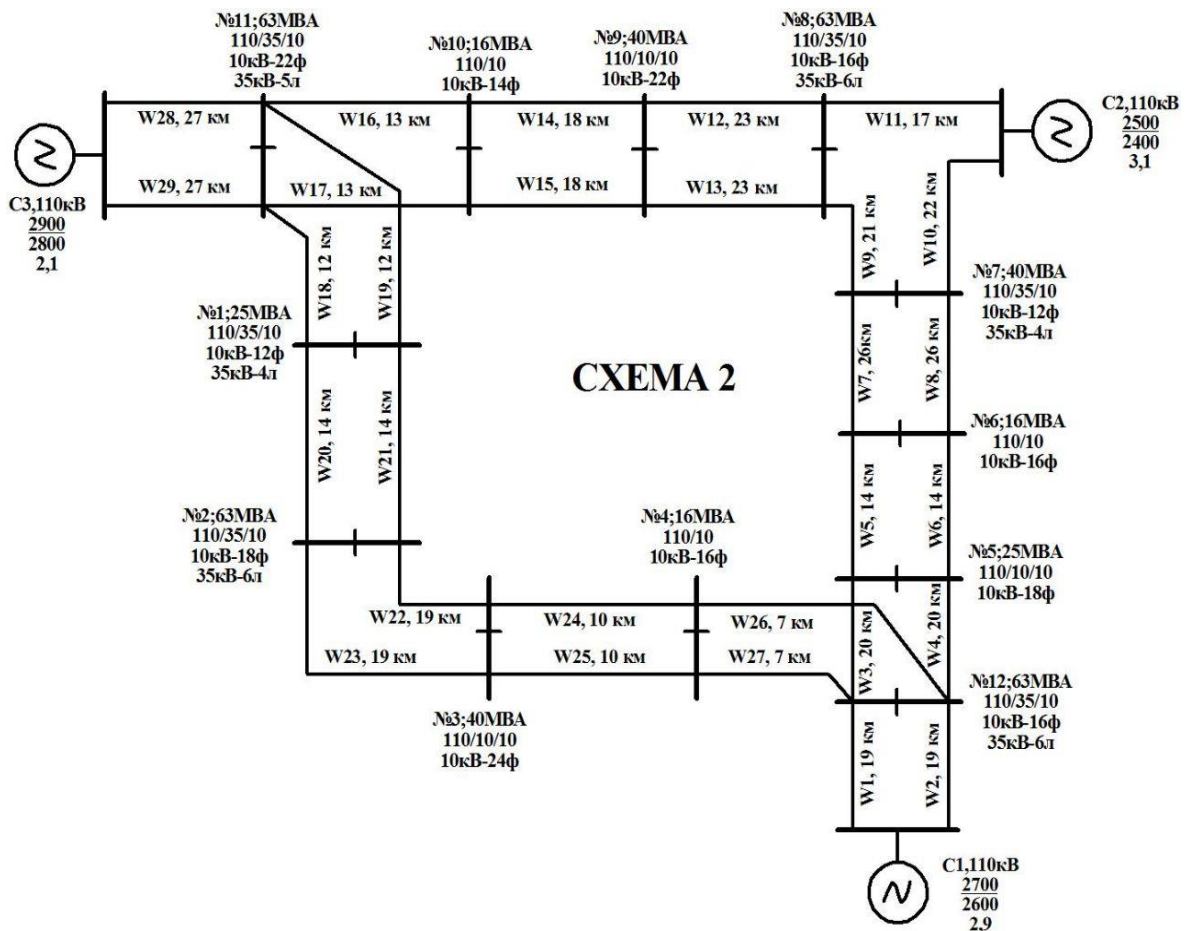
Дипломдық жұмысты орындау кезінде Multisim 14, AutoCAD, Microsoft Excel, DIGSI атты компьютерлік бағдарламалар қолданылды.

А қосымшасында DIGSI мен Multisim 14.0 бағдарламасынан алынған суреттер енгізілген.

Б қосымшасында арнайы бөліміндегі DIGSI бағдарламасының көмегімен алынған суреттер көрсетілген.

1 №205 110/10/10 кВ қосалқы стансасының электрлік бөлігін жасау

1.1 Бас берілген мәліметтер (№2 сұлба, №205 ҚС)



1.1 Сурет – Қосалқы стансалардың электрлік сұлбасы

1.1.1 Қорек көзі жүйесінің негізгі мәліметтері:

С-1-ші қорек жүйесі:

$$S_{кз\max} = 2700 \text{ МВА}; S_{кз\min} = 2600 \text{ МВА}; U_{\sigma} = 115 \text{ кВ}$$

С-2-ші қорек жүйесі:

$$S_{кз\max} = 2500 \text{ МВА}; S_{кз\min} = 2400 \text{ МВА}; U_{\sigma} = 115 \text{ кВ}$$

С-3-ші қорек жүйесі:

$$S_{кз\max} = 2900 \text{ МВА}; S_{кз\min} = 2800 \text{ МВА}; U_{\sigma} = 115 \text{ кВ}$$

1.1.2 Қосалқы стансаларға таңдалынатын трансформаторлардың паспорттық - техникалық мәліметтері:

№4, 6, 10 ҚС үшін:

ТДН - 16000/110/10 түрлі II орамы бар трансформаторларды аламыз.

Алынған паспорттық мәліметтер 1.1 кестеге енгізілген.

1.1 кесте - ТДН-16000/110/10 түрлі II орамды трансформаторлардың паспорттық мәліметтері, [Ә16]

U _{ЖК} , 115кВ		U _{ТК} , 10,5кВ	
U _к , %			
мин.	орт.	макс.	
9,8	10,5	11,71	

№1 ҚС үшін:

ТДТН - 25000/110/35/10 түрлі III орамы бар трансформаторды аламыз. Трансформатордың паспорттық мәліметтері 1.2 кестеге енгізілген.

1.2 кесте - ТДТН - 25000/110/35/10 типті III орамы бар трансформатордың паспорттық мәліметтері, [Ә8]

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.
17,47	17,5	19,5	-	6,5	-	9,99	10,5	11,86

№5 ҚС үшін:

ТРДН - 25000/110/10/10 түрлі II орамы бар тармақталған трансформаторды аламыз. Алынған паспорттық мәліметтер 1.3 кестеге енгізілген.

1.3 кесте - ТРДН - 25000/110/10/10 типті II орамы бар тармақталған трансформатордың паспорттық мәліметтері, [Ә8]

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

№3, 9 ҚС үшін:

ТРДН - 40000/110/10/10 түрлі II орамы бар тармақталған трансформаторларды аламыз. Трансформаторлардың паспорттық мәліметтері 1.4 кестеге енгізілген.

1.4 кесте - ТРДН - 40000/110/10/10 типті II орамы бар тармақталған трансформаторлардың паспорттық мәліметтері, [Ә8]

U _{ЖК} , 115кВ		U _{ТК} , 10,5кВ	
U _к , %			
мин.	орт.	макс.	
8,81	10,5	12,2	

№7 ҚС үшін:

ТДТН – 40000/110/35/10 түрлі III орамы бар трансформаторды аламыз. Алынған паспорттық мәліметтері 1.5 кестеге енгізілген.

1.5 кесте - ТДТН - 40000/110/35/10 түрлі III орамы бар трансформатордың паспорттық мәліметтері, [Ә8]

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.
9,5	10,5	11,6	-	6,5	-	17,03	17,5	19,3

№2, 8, 11, 12 ҚС үшін:

ТДТН - 63000/110/35/10 түрлі III орамы бар трансформаторларды аламыз. Алынған паспорттық мәліметтері 1.6 кестеге енгізілген.

1.6 кесте - ТДТН - 63/110/35/10 типті III орамы бар трансформатордың паспорттық мәліметтері, [Ә8]

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.
17,14	17,5	19,20	-	7,0	-	10,1	10,5	10,9

1.2 Энергетикалық жүйенің элементтерінің кедергі шамаларын есептеу

1.2.1 Желі кедергісі келесідей формуламен табылады, [Ә1]:

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

мұндағы $x_{менш}$ – желіге меншікті кедергі шамасы, оны 0,4 Ом/км – ге тең деп аламыз;

L – желі ұзындығы, км;

U_6 – базалы кернеу мәні, кВ;

$U_{орт}$ – орташа желі кернеуі, кВ.

1.7 кесте - Жоғары кернеулі 110 кВ желілер кедергілерінің есептелген мәні

№ Желілер	Желінің қашықтығы, км	$X_{менш}$, Ом/км	Желінің кедергі мәні, $X_{Ж}$, Ом
1	2	3	4
1,2	19	0,4	7,6
3,4	20	0,4	8
5,6	14	0,4	5,6

1.7 кестенің жалғасы

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

1.2.2 Екі орамы бар тармақталған және екі орамы бар трансформаторлардың $X_{тр}$, Ом кедергілері төмендегі формулалармен есептелінеді, [Ә1]:

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

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

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

мұнда $U_{k\%}$ - трансформатор орамасының қысқа тұйықталуының кернеуі бойынша проценттік шамасы, %.

Екі орамы бар тармақталған және екі орамы бар трансформаторлардың $X_{тр}$, Ом кедергілері төмендегі 1.8 - 1.9 кестелерге енгізілген.

1.8 кесте – Минимал және максимал режим кезіндегі екі орамы бар трансформаторлардың кедергілері, Ом

ҚС №	Типі	$X_{Жмакс}$	$X_{Тмакс}$	$X_{Жмин}$	$X_{Тмин}$
4,6,10	ТДН-16000/110/10	100,68	7,19	72,90	5,2

1.9 кесте – Минимал және максимал режим кезіндегі екі орамы бар тармақталған трансформаторлардың кедергілері, Ом

ҚС №	Типі	$X_{Жмакс}$	$X_{Тмакс}$	$X_{Жмин}$	$X_{Тмин}$
5	ТРДН-25000/110/10/10	112,94	8,07	81,56	5,83
3,9	ТРДН-40000/110/10/10	70,59	5,04	50,97	3,64

1.2.3 Үш орамы бар трансформаторлардың $X_{тр}$, Ом кедергілері төмендегі формулалармен есептелінеді, [Ә1]:

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

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

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

Үш орамы бар трансформаторлардың есептелінген $X_{тр}$, Ом кедергілері төмендегі 1.10 кестеге енгізілген.

1.10 кесте – Минимал және максимал режимдер кезіндегі үш орамы бар трансформаторлардың кедергілері, Ом

ҚС №	Типі	$X_{Жмакс}$	$X_{Омакс}$	$X_{Тмакс}$	$X_{Жмин}$	$X_{Омин}$	$X_{Тмин}$
1	ТДТН-25000/110/35/10	65,97	0	41,42	47,77	0	29,99
7	ТДТН-40000/110/35/10	41,23	0	25,89	29,86	0	18,75
2,8,11,12	ТДТН-63000/110/35/10	26,18	0	16,44	18,96	0	11,90

1.2.4 Жүйелердің кедергі мәндері X_c , Ом төмендегідей формулалар арқылы есептелінеді, [Ә1]:

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

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

$$E_{эж} = \frac{E_{*(НОМ)}^{//} U_{\delta}}{\sqrt{3}} . \quad (1.10)$$

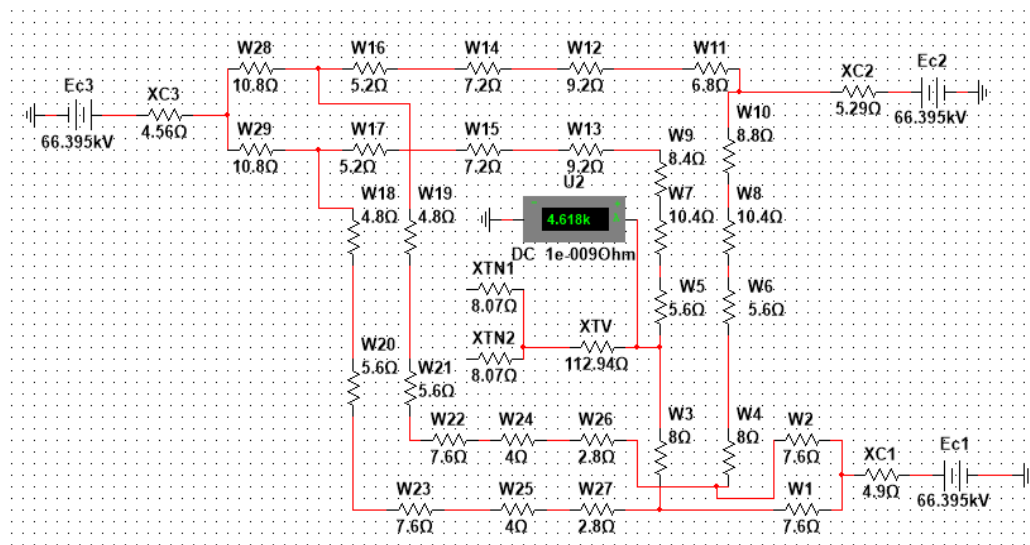
Жүйелердің минималды және максимал режимдеріндегі есептелінген фазалық кернеуліктер мен кедергілер 1.11 кестеге салынған.

1.11 кесте – Жүйелердің минималды және максимал режимдерінің фазалық кернеулік пен кедергі шамалары

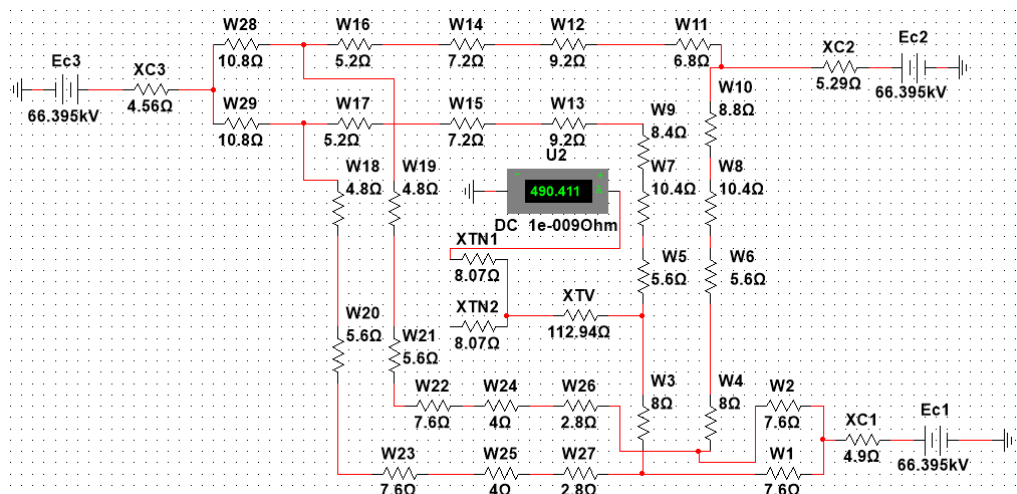
Жүйе №	Uорт, кВ	Uб, кВ	Сқт.макс, МВА	Сқт.мин, МВА	Еж, кВ	Хж.макс, Ом	Хж.мин, Ом
1	115	115	2700	2600	66,395	4,90	5,09
2	115	115	2500	2400	66,395	5,29	5,51
3	115	115	2900	2800	66,395	4,56	4,72

1.3 Қысқа тұйықталу тоқтарын есептеу

Қысқа тұйықталу (ҚТ) тоқтарын есептеуге "Multisim 14.0" бағдарламасын қолданып, орынбасу схемасын сыза отыра, бағдарлама арқылы тоқтарды табамыз.



1.2 сурет – Максималды режимдегі 110 кВ ҚТ



1.3 сурет – Минимал режимдегі 10 кВ ҚТ

Multisim 14.0 программасынан алынған мәндермен ҚТ токтарын есептеуге трансформация коэффициенттерін пайдаланамыз:

$$I_{КЗ}^{ЖК} = I_n^{ЖК} \cdot \frac{U_{\sigma}}{U_{op.ЖК}} = 4,618 \cdot \frac{115}{115} = 4,618 \text{ кА}, \quad (1.11)$$

$$I_{КЗ}^{ТК} = I_n^{ТК} \cdot \frac{U_{\sigma}}{U_{op.ТК}} = 490,411 \cdot \frac{115}{10,5} = 5,371 \text{ кА}. \quad (1.12)$$

1.4 Коммутациялық аппараттар мен жабдықтарды таңдап алу

1.4.1 Ажыратқыштардың таңдалу 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 $U_{ном}$ – ажыратқыш номинал кернеуі;

$U_{сети.ном}$ – желідегі номинал кернеуі;

$I_{ном}$ – ажыратқыш номинал тогы;

$I_{ном.расч}$ – номиналды режим кезіндегі есептік ток;

k_n – ажыратқыштарға нормалы болу мүмкіндігі бар мүмкін жүктеме коэффициенттері;

$I_{\text{продрасч}}$ – ағымды режим үшін есептелген ток.

Ажыратқыштардың өшіргіш қабілеті келесідей шартпен таңдалады.

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

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

мұнда $I_{\text{вкл}}$ – ажыратқыштардың ең басындағы есептік шамасы;

$i_{\text{вкл}}$ – қосылудағы максимал ток.

Өшіруге арналған симметриялы ток төмендегідей тексеріледі:

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

мұнда $I_{\text{откл.ном}}$ – ажыратқыштардың өшіретін тогы;

$I_{\text{П.т}}$ – қысқа тұйықталу басталғанда таралатын ток.

Қысқа тұйықталудың аperiodты құраушы тоғының мүмкін болу ажыратылуы келесі қатынаспен анықтаймыз:

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

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

мұнда $i_{\text{а.ном}}$ – ажыратылу тоғының номиналды шамасы;

$\beta_{\text{норм}}$ – токтың аperiodикалық құраушы пайыз шамасы;

$i_{\text{а.т}}$ – доғаны сөндіру түйіспелерінде таралатын ток.

Егерде $I_{\text{откл.ном}} \geq I_{\text{П.т}}$ болса және $i_{\text{а.ном}} < i_{\text{а.т}}$ болған жағдайда ток шамаларын бір – бірінен тексеру қажет.

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

Сөндіру үшін τ уақытты табуға $t_{\text{откл}}$ ажыратқыштардың сөндірілуімен $t_{\text{с.в.откл}}$ қорғанысқа керекті ең аз 0,01с. уақытының қосындыларынан тұрады:

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

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

Ажыратқыштардың электродинамикалық тұрақтылықтары қысқа тұйықталудың ең үлкен өтетін токпен салыстырылады:

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

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

мұнда $I_{пр.скв}$ – ең үлкен өтетін токтың басындағы әсерлі шамасы;

$i_{пр.скв}$ – ең үлкен өтетін ток.

Термиялық тұрақтылық үшін төмендегідей тексеріледі. Егерде $t_{откл} \leq t_{мер}$ болса:

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

мұнда $I_{мер}$ – ажыратқыштардың термиялы тұрақтылық үшін номиналды тогы;

$t_{мер}$ – токтың рұқсат етілген уақыты;

B_k – есептелген термиялық импульс.

Ажыратқыштардың бастапқы орнына оралу сипаттамаларына тексерістер жүргізілмейді. Өйткені ол сипаттамалар өндіруші сипаттамаларын толықтай қанағаттандырады.

1.4.1.1 Трансформатордың жоғары кернеу (110 кВ) жағындағы ажыратқыштарды таңдап алу есептері

Трансформаторлардың жоғарғы кернеу жағындағы ток I_p , А төмендегідей анықталады:

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

$$I_p = \frac{2 \cdot 25 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 262,74 \text{ А}.$$

Есептеп алынған токтың мәніне қарап, үш фирманың ажыратқыштарын таңдаймыз. Қарастырылған ажыратқыштарымыз: “ЗЭТО” ВГТ-110, “DESUN” LW36-126, “AREVA” GL 311 X.

Элегазды ажыратқыштар арасынан “DESUN” фирмасының LW36-126 типті ажыратқышын таңдап аламыз. Өйткені осы ажыратқыш

қарастырылғандар ішінде жоғары эксплуатациялық сипаттамаларға ие және де экономикалық жағынан өте тиімді. Бұл LW36-126 типті элегазды ажыратқыштың номиналды мәні есептік мәндерден үлкен болуына байланысты, келешекте қосалқы стансаның тұтынушылардың артуына байланысты қуатын арттыратын болсақ ажыратқыштарды жаңасына ауыстыруды қажет етпейді.

1.12 кесте – " DESUN " маркалы ажыратқыштың мәліметтері, [Ә17]

Аты	LW36-126
Номиналды кернеуі, кВ	126
Номиналды тогы, А	3150
ҚТ-дың номиналды ажырату тогы, кА	40
Номиналды қосылатын ток, кА	100
Жылулық тұрақты тогы, кА	40
ҚТ-дың номиналды ұзақтық уақыты, с	4
Сөндіруге кететін уақыт, с	0,04
Апериодикалық құраушы нормасы, %	45

Сөндіру үшін есептелетін уақыт $\tau = 0,01 + t_{c.в.откл} = 0,01 + 0,04 = 0,05с$

ҚТсоққы тогы $i_{yд}$, кА төмендегідей табылады:

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

мұнда $k_{yд}=1,8$ – соққыкоэффициент;

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

$$i_{yд} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 4,618 = 11,75кА.$$

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

мұнда $T_a=0,05$ с – ауысым үшін арнайы уақыт.

$$i_{ат.вн} = \sqrt{2} \cdot 4,618 \cdot e^{\frac{-0,05}{0,05}} = 2,4кА.$$

$I_{откл.ном} > I_{кз.вн}$ болады, ажыратқыштарды сөндіруге сынау қысқа тұйықталудың толық тогы арқылы жасалады.

Ол келесідей табылады:

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

$$I_{откл.ном}=40 кА > I_{п.т.вн} = 4,618 кА, \quad (1.31)$$

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

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

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

$t_{откл}=0,057$, $t_{тер}=3$ с болған кезде, термиялық тұрақтылыққа төмендегі шарттармен тексеріледі:

$$T_a = 0,05 \text{ с}; \quad t_{откл} = 0,05 \text{ с}; \quad I_{КЗ} = 4,618 \text{ кА}; \quad I_{тер} = 40 \text{ кА};$$

$$B_{\kappa} = I_{КЗ}^2 [t_{откл} + T_a], \quad (1.34)$$

$$B_{\kappa} = 4,618^2 \cdot [0,05 + 0,05] = 2,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

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

$$40^2 \cdot 4 = 6400 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > 2,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

1.13 кесте – LW36-126 (DESUN) түрлі элегазды ажыратқыштардың паспорттық мәліметтері, [Ә17]

Ажыратқыш мәліметтері		Есептік шамалар	
$U_{НОМ}, \text{кВ}$	126	$U_{уст.НОМ}, \text{кВ}$	110
$I_{НОМ}, \text{А}$	3150	$I_{раб.макс}, \text{А}$	262,74
$i_{оин}, \text{кА}$	108	$i_{\gamma\delta}, \text{кА}$	11,75
$i_{a,НОМ}, \text{кА}$	25,45	$i_{a,\tau}, \text{кА}$	2,4
$I_{отк}, \text{кА}$	40	$I_{КЗ}, \text{кА}$	4,618
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	6400	$B, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	2,1

Ажыратқыштың шарттарын қанағаттандырады.

Екінші трансформаторға осындай ажыратқыш аламыз, себебі оның есептелген мәні бірінші трансформатормен бірдей.

110 кВ шинаға секциондық ажыратқыштарды таңдап алу.

Желіде ағатын ток:

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

$$I_p = \frac{25 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 131,37 \text{ A}.$$

Аппаттық режимдегі ток:

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

$$I_a = 2 \cdot 131,21 = 262,74 \text{ A}$$

Жоғарыдағы трансформатордың ЖК жағынан алынған токтың шамасына қарап үш фирманың ажыратқыштарын таңдаймыз. Олар: “ЗЭТО” ВГТ-110, “DESUN” LW36-126, “AREVA” GL 311 X.

Таңдалған элегазды ажыратқыштар арасынан “DESUN” фирмасының LW36-126 типті ажыратқышын таңдап аламыз. Өйткені осы ажыратқыш қарастырылғандар ішінде жоғары эксплуатациялық сипаттамаларға ие және де экономикалық жағынан өте тиімді. Бұл LW36-126 типті элегазды ажыратқыштың номиналды мәні есептік мәндерден үлкен болуына байланысты, келешекте қосалқы стансаның тұтынушылардың артуына байланысты қуатын арттыратын болсақ ажыратқыштарды жаңасына ауыстыруды қажет етпейді.

1.14 кесте – LW36-126 (DESUN) түрлі элегазды ажыратқыштардың паспорттық мәліметтері, [Ә17]

Ажыратқыш мәліметтері		Есептік шамалар	
$U_{ном}, \text{кВ}$	126	$U_{уст.ном}, \text{кВ}$	110
$I_{ном}, \text{А}$	3150	$I_{раб.макс}, \text{А}$	262,74
$i_{дин}, \text{кА}$	108	$i_{y\partial}, \text{кА}$	11,75
$i_{a.ном}, \text{кА}$	25,45	$i_{a,\tau}, \text{кА}$	2,4
$I_{отк}, \text{кА}$	40	$I_{кз}, \text{кА}$	4,618
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	6400	$B, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	2,1

Таңдалған ажыратқыштың шарттарын қанағаттандыра аладыды.

110 кВ шина желілеріне ажыратқыштардың таңдалуы.

Желіде ағып өтетін ток:

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

$$I_p = \frac{25 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 131,37 \text{ A}.$$

Аппатты режим болғандағы ток:

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

$$I_a = 2 \cdot 131,21 = 262,74 \text{ A}$$

Трансформаторлардың ЖК жағынан алынған токтың есептелген шамасына үш фирманың ажыратқыштарын тандаймыз. Олар: “AREVA ” GL 311 X, “DESUN” LW36-126, “ЗЭТО” ВГТ-110.

Таңдалған элегазды ажыратқыштар арасынан “DESUN” фирмасының LW36-126 типті ажыратқышын таңдап аламыз. Өйткені осы ажыратқыш қарастырылғандар ішінде жоғары эксплуатациялық сипаттамаларға ие және де экономикалық жағынан өте тиімді. Бұл LW36-126 типті элегазды ажыратқыштың номиналды мәні есептік мәндерден үлкен болуына байланысты, келешекте қосалқы стансаның тұтынушылардың артуына байланысты қуатын арттыратын болсақ ажыратқыштарды жаңасына ауыстыруды қажет етпейді.

1.15 кесте – LW36-126 (DESUN) түрлі элегазды ажыратқыштардың паспорттық мәліметтері, [Ә17]

Ажыратқыш мәліметтері		Есептік шамалар	
$U_{ном}, \text{кВ}$	126	$U_{уст.ном}, \text{кВ}$	110
$I_{ном}, \text{А}$	3150	$I_{раб.макс}, \text{А}$	262,74
$i_{дин}, \text{кА}$	108	$i_{y\partial}, \text{кА}$	11,75
$i_{a.ном}, \text{кА}$	25,45	$i_{a.т}, \text{кА}$	2,4
$I_{отк}, \text{кА}$	40	$I_{кз}, \text{кА}$	4,618
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	6400	$B, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	2,1

Таңдалған ажыратқыштың шарттарын қанағаттандыра алады.

110 кВ шинасына айналып өтетін ажыратқыштардың таңдалуы.
Желіде ағып өтетін ток:

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

$$I_p = \frac{25 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 131,37 \text{ A}.$$

Аппатты режим болғандағы ток:

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

$$I_a = 2 \cdot 131,21 = 262,74 \text{ A}$$

Жоғарыдағы трансформаторлардың ЖК жағынан алынған токтың шамасына қарап үш фирманың ажыратқыштарын тандаймыз. Олар: “DESUN” LW36-126, “ЗЭТО” ВГТ-110, “AREVA” GL 311 X.

Таңдалған элегазды ажыратқыштар арасынан “DESUN” фирмасының LW36-126 типті ажыратқышын таңдап аламыз. Өйткені осы ажыратқыш қарастырылғандар ішінде жоғары эксплуатациялық сипаттамаларға ие және де экономикалық жағынан өте тиімді. Бұл LW36-126 типті элегазды ажыратқыштың номиналды мәні есептік мәндерден үлкен болуына байланысты, келешекте қосалқы стансаның тұтынушылардың артуына байланысты қуатын арттыратын болсақ ажыратқыштарды жаңасына ауыстыруды қажет етпейді.

1.16 кесте – LW36-126 (DESUN) түрлі элегазды ажыратқыштардың паспорттық мәліметтері, [Ә17]

Ажыратқыш мәліметтері		Есептік шамалар	
$U_{ном}, \text{кВ}$	126	$U_{уст.ном}, \text{кВ}$	110
$I_{ном}, \text{А}$	3150	$I_{раб.макс}, \text{А}$	262,74
$i_{дин}, \text{кА}$	108	$i_{y\phi}, \text{кА}$	11,75
$i_{a.ном}, \text{кА}$	25,45	$i_{a.т}, \text{кА}$	2,4
$I_{отк}, \text{кА}$	40	$I_{кз}, \text{кА}$	4,618
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	6400	$B, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	2,1

Таңдалған ажыратқыштың шарттарын қанағаттандыра алады.

1.4.1.2 Трансформаторлардың ТК (10 кВ) жағында орнатылатын ажыратқыштардың таңдалынуы

Трансформаторлардың ТК жағындағы ток:

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

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

Трансформаторлардың ТК жағындағы токтың мәніне қарай отырып, келесідей үш фирманың ажыратқыштарын таңдай аламыз: “Beihai Galaxy Switch” ZW32-12, “CHINT” ZN63A-12, “НТЭАЗ Электрик” ВРЗ.

Осы таңдалған ажыратқыштардың ішінен қосалқы стансамызға "НТЭАЗ Электрик" фирмасының ВРЗ типті вакуумды ажыратқышын таңдаймыз. Өйткені бұл ажыратқыш басқаларына қарағанда сенімді, экономикалық жағынан қосалқы стансамызға тиімді болады. Коммутация санына қарамастан зауыттық техникалық параметрлерін сақтайды. Техникалық ескіру мерзімі басқаларынан көбірек. Ажыратқыштың конструкциясының ерекшелігі мен сенімділігіне байланысты вакуумдық камераларын 27000 коммутация асқанан соң ғана ауыстырылуы қажет етіледі.

1.17 кесте – "НТЭАЗ Электрик" компаниясының вакуумды ажыратқыштың паспорттық мәліметтері, [Ө17]

Аты	ВРЗ
Номиналды кернеуі, кВ	10
Номиналды тогы, А	3150
ҚТ-дың номиналды ажыратутогы, кА	40
Номиналды қосылатын ток, кА	140
Жылулық тұрақты тогы, кА	40
ҚТ-дың номиналды ұзақтық уақыты, с	3
Сөндіруге кететін уақыт, с	0,045
Апериодикалық құраушы нормасы, %	30

Қысқы тұйықталу соқтық тогы:

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

мұнда $k_{y\partial}=1,8$ – соқтық коэффициент;

$I_{K3}=5,371$ кА – ТК жағында болатын 3 фазалы қысқа тұйықталу тогы.

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 5,371 = 13,67 \text{ кА}.$$

$\tau = 0,01 + t_{C.E.откл} = 0,055$ с, $t_{откл} = \tau$ болғандағы ҚТ токтарының апериодикалық құраушылары:

$$I_{K3}=5,371 \text{ кА}; \quad T_a=0,05 \text{ с};$$

$$i_{a\tau.нн} = \sqrt{2} \cdot I_{K3} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}}, \quad (1.44)$$

$$i_{a\tau.нн} = \sqrt{2} \cdot 5,371 \cdot e^{\frac{-0,055}{0,05}} = 2,52 \text{ кА}.$$

$I_{откл.ном} > I_{п.т.вв}$, $i_{a.ном} > i_{a.т.вн}$ болса, ажыратқыштарды сөндіруге сынау қысқа тұйықталудың толық тогы арқылы жасалады.

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

$$I_{откл.ном} = 40 \text{ кА} > I_{п.т.вн} 5,371 \text{ кА}, \quad (1.46)$$

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

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

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

$t_{откл}=0,055$ с, $t_{тер}=3$ с болса, термиялық тұрақтылыққа төмендегі шарттармен тексеріледі:

$$T_a = 0,05 \text{ с}; t_{откл} = 0,06 \text{ с}; I_{кз} = 5,371 \text{ кА}; I_{тер} = 40 \text{ кА};$$

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

$$B_k = 5,371^2 \cdot [0,055 + 0,05] = 3,03 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

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

$$40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > B_k = 3,03 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

1.18 кесте – “НТЭАЗ Электрик” компаниясының ВРЗ түрлі вакуумды ажыратқышының паспорттық мәліметтері, [Ә17]

Ажыратқыш мәліметтері		Есептік шамалар	
$U_{ном}, \text{кВ}$	10	$U_{уст.ном}, \text{кВ}$	10
$I_{ном}, \text{А}$	3150	$I_{раб.макс}, \text{А}$	1443,375
$i_{дин}, \text{кА}$	102	$i_{уд}, \text{кА}$	13,67
$I_{отк}, \text{кА}$	40	$I_{кз}, \text{кА}$	5,371
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	4800	$B, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	3,03
$i_{a,ном}, \text{кА}$	16,97	$i_{a,\tau}, \text{кА}$	2,52

Ажыратқыштың шарттарын қанағаттандырады.

10 кВ шинадағы секциондық ажыратқышты таңдау.
Желімен ағатын ток:

$$I_P = \frac{S_{жс}}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \quad (1.51)$$

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

Аппаттық режимдегі ток:

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

$$I_a = 1443,375 \text{ A}.$$

Трансформатордың төменгі кернеу жағындағы токтың мәніне қарай отырып, келесідей үш фирманың ажыратқыштарын таңдай аламыз: “Beihai Galaxy Switch” ZW32-12, “CHINT” ZN63A-12, “НТЭАЗ Электрик” ВРЗ.

Осы таңдалған ажыратқыштардың ішінен қосалқы стансамызға "НТЭАЗ Электрик" фирмасының ВРЗ типті вакуумды ажыратқышын таңдаймыз. Өйткені бұл ажыратқыш басқаларына қарағанда сенімді, экономикалық жағынан қосалқы стансамызға тиімді болады. Коммутация санына қарамастан зауыттық техникалық параметрлерін сақтайды. Техникалық ескіру мерзімі басқаларынан көбірек. Ажыратқыштың конструкциясының ерекшелігі мен сенімділігіне байланысты вакуумдық камераларын 27000 коммутация асқанан соң ғана ауыстырылуы қажет етіледі.

1.19 кесте – “НТЭАЗ Электрик” компаниясының ВРЗ түрлі вакуумды ажыратқышының паспорттық мәліметтері, [Ә17]

Ажыратқыш мәліметтері		Есептік шамалар	
$U_{ном}, \text{кВ}$	10	$U_{уст.ном}, \text{кВ}$	10
$I_{ном}, \text{А}$	3150	$I_{раб.макс}, \text{А}$	1443,375
$i_{дин}, \text{кА}$	102	$i_{уд}, \text{кА}$	13,67
$I_{отк}, \text{кА}$	40	$I_{кз}, \text{кА}$	5,371
$I_{мен}^2 \cdot t_{мен}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	4800	$B, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	3,03
$i_{а.ном}, \text{кА}$	16,97	$i_{а.т}, \text{кА}$	2,52

Таңдалған ажыратқыштың шарттарын қанағаттандыра алады.

10 кВ шина желісіне ажыратқыштың таңдалуы.

Біздің №205 қосалқы станцияның 10 кВ төменгі кернеу шығысына 18 фидер қосылған. Осы себепті әр шинаға ажыратқыш таңдаймыз, ал желі қуаты төмендегі өрнекпен алынады:

$$S_{ж} = \frac{S_{TP}}{\frac{18}{2}} = \frac{25}{9} = 2,77 \text{ МВА}. \quad (1.53)$$

Желіде ағып өтетін ток:

$$I_p = \frac{S_{ж}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{2,77 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10} = 159,92 \text{ А}. \quad (1.54)$$

Аппаттық режимдегі ток:

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

$$I_a = 159,92 \text{ А}.$$

Трансформаторлардың ТК жағындағы токтың мәніне қарай отырып, келесідей үш фирманың ажыратқыштарын таңдай аламыз: “Beihai Galaxy Switch” ZW32-12, “CHINT” ZN63A-12, “НТЭАЗ Электрик” ВРЗ.

Осы таңдалған ажыратқыштардың ішінен қосалқы стансамызға "НТЭАЗ Электрик" фирмасының ВРЗ типті вакуумды ажыратқышын таңдаймыз. Өйткені бұл ажыратқыш басқаларына қарағанда сенімді, экономикалық жағынан қосалқы стансамызға тиімді болады. Коммутация санына қарамастан зауыттық техникалық параметрлерін сақтайды. Техникалық ескіру мерзімі басқаларынан көбірек. Ажыратқыштың конструкциясының ерекшелігі мен сенімділігіне байланысты вакуумдық камераларын 27000 коммутация асқанан соң ғана ауыстырылуы қажет етіледі.

1.20 кесте – “НТЭАЗ Электрик” компаниясының ВРЗ түрлі вакуумды ажыратқышының паспорттық мәліметтері, [Ә17]

Ажыратқыш мәліметтері		Есептік шамалар	
$U_{ном}, \text{кВ}$	10	$U_{уст.ном}, \text{кВ}$	10
$I_{ном}, \text{А}$	400	$I_{раб.макс}, \text{А}$	159,92
$i_{дин}, \text{кА}$	102	$i_{уд}, \text{кА}$	13,67
$I_{отк}, \text{кА}$	40	$I_{кз}, \text{кА}$	5,371
$I_{мен}^2 \cdot t_{мен}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	4800	$B, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	3,03
$i_{а.ном}, \text{кА}$	16,97	$i_{а.т}, \text{кА}$	2,52

Таңдалған ажыратқыштың шарттарын қанағаттандыра алады.

10 кВ шинасына айналып өтетін ажыратқыштардың таңдалуы.

Желіде ағып өтетін ток:

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

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

Аппаттық режимдегі ток шамасы:

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

$$I_a = 1443,375 \text{ A}.$$

Трансформаторлардың ТК жағындағы токтың мәніне қарай отырып, келесідей 3 компанияның ажыратқышын таңдай аламыз: “Beihai Galaxy Switch” ZW32-12, “CHINT” ZN63A-12, “НТЭАЗ Электрик” ВРЗ.

Осы таңдалған ажыратқыштардың ішінен қосалқы стансамызға "НТЭАЗ Электрик" фирмасының ВРЗ типті вакуумды ажыратқышын таңдаймыз. Өйткені бұл ажыратқыш басқаларына қарағанда сенімді, экономикалық жағынан қосалқы стансамызға тиімді болады. Коммутация санына қарамастан зауыттық техникалық параметрлерін сақтайды. Техникалық ескіру мерзімі басқаларынан көбірек. Ажыратқыштың конструкциясының ерекшелігі мен сенімділігіне байланысты вакуумдық камераларын 27000 коммутация асқанан соң ғана ауыстырылуы қажет етіледі.

1.21 кесте – “НТЭАЗ Электрик” компаниясының ВРЗ түрлі вакуумды ажыратқышының паспорттық мәліметтері, [Ә17]

Ажыратқыш мәліметтері		Есептік шамалар	
$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$	10	$U_{\text{уст.ном}}, \text{кВ}$	10
$I_{\text{ном}}, \text{А}$	3150	$I_{\text{раб.макс}}, \text{А}$	1443,375
$i_{\text{дин}}, \text{кА}$	102	$i_{\text{y0}}, \text{кА}$	13,67
$I_{\text{отк}}, \text{кА}$	40	$I_{\text{кз}}, \text{кА}$	5,371
$I_{\text{мен}}^2 \cdot t_{\text{мен}}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	4800	$B, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	3,03
$i_{\text{а.ном}}, \text{кА}$	16,97	$i_{\text{а.т}}, \text{кА}$	2,52

Таңдалған ажыратқыштың шарттарын қанағаттандыра алады.

1.4.2 Жоғары кернеу айырғыштарының таңдауы

Айырғыштарды таңдау келесідей шарттармен жүзеге асады:

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

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

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

$$i_{дин} \geq i_{уд}, \quad (1.61)$$

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

Жоғары кернеулі сатысаға төмендегідей айырғыштарды таңдап аламыз:
 — 110 кВ ЖК-ге GW2-126 (Boerstn Electric) түрлі, [Ә17];
 Айырғыштардың паспорттық мәліметтері 1.22 - ші кестеге енгізілген.

1.22 кесте – 110 кВ жоғарғы кернеуге GW2-126 типті айырғыш параметрлері

Айырғыш мәліметтері		Есептік шамалар	
$U_{ном}, кВ$	126	$U_{сет.ном}, кВ$	110
$I_{ном}, А$	2000	$I_{раб.макс}, А$	262,74
$i_{дин}, кА$	108	$i_{уд}, кА$	11,75
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер}, кА^2 \cdot с$	6400	$B, кА^2 \cdot с$	2,1

Айырғыш қажетті шарттардың барлығын қанағат етеді.

1.4.3 Асқын кернеуді шектеушілерді таңдау

Қосалқы стансаға АКШ орнатамыз. АКШ - ті орнату мақсатымыз трансформаторлардың сыртқы және ішкі асқын кернеулерінен қорғау болып табылады.

Кернеудің номиналды шамасына қарап:

ЖК- де АКШ-II-110/70 УХЛ1,

ТК – де АКШ-II-10 УХЛ1.

1.4.4 Ток трансформаторларының таңдалуы

Төменгі шарттар бойынша ТТ таңдалады:

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

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

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

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

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

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

мұнда $k_{дин}$ және $k_{мер}$ – термиялық, динамикалық тұрақтылықтың біркелкілік шамасының тогы;
 $Z_{2ном}$ – ТТ-ның II тізбегіндегі номинал кедергісі, Ом;
 $Z_{2расч}$ - II тізбектің есептелген кедергілері, Ом.

Ток трансформаторының дәлдіктеуіне сай таңдалып алынады. Егерде ток трансформаторына электрэнергиясының есептік құралдар орнатылғанда, дәлдіктеу классы 0,5 аз болмағаны жөн. Дәлдіктеу классына сәйкес II тізбекте ТТ - дан $I_{2ном} = 5A$ номиналды ток болады.

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

Ток трансформатор есептік жүктемесі $Z_{2расч}$ сымдар қуаты мен түйіспе қуат шығындарынан, өлшейтін құралдың жүктемесінен тұрады. Трансформаторлардың II реттілік тізбекке тізбектей жалғанған құралдардың орамаларының суммалық кедергісін $\sum Z_{приб.}$ есептейміз.

II ретті тізбек сымдардың кедергілері созылған сымдардың L_{Tr} ұзындықтарына, қималарына және де ток трансформаторларының қосылу сұлбаларына қатысты болады.

110 кВ II тізбекте мыс кабель қолданады ($\rho=0,017$ Ом·мм²/м). Өйткені өлшеу дәлдігіне байланысты сымдардың қималарын таңдаймыз.

Сымдардың кедергілері төмендегідей өрнекпен табылады:

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

мұнда $Z_{конт.}$ – түйіспе кедергілері;

$$Z_{пров} \approx r_{пров} \text{ теңсіздігі сымның рұқсат етілген қимасы, мм}^2.$$

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

мұнда ρ – сым материалдарының кедергілері;

$L_{расч}$ – тәуелді есептік ұзындық.

110 кВ жоғарғы жағынд орналасатын ток трансформаторының таңдалуы Біз электронды “Гран-Электро” СС-301 типті санағышты таңдаймыз. Себебі бұл санағыштың бағасы тиімді, сонымен қоса дәлдік классы бойынша біздің талаптарымызға сәйкес келеді. Санағыштың техникалық көрсеткіштері 1.23-ші кестеге еңгізілген, [Ә17].

1.23 кесте – Есептеуіш құрылғылар

Құрылғы	Құрылғы түрі	Ток өлшегіш құрылғылар жүктемесі, В*А, фаза бойынша		
		А	В	С
Амперметр көрсеткіші	Э-665.1	0,5	0,5	0,5
Санағыш Гран-Электро	СС-301	1	1	1
Барлығы		1,5	1,5	1,5

0,5 класс дәлдігінде сәйкес номиналды II жүктеме кедергісі 1,2 Ом. Түйіспе кедергілерін 0,05 Ом қылып, сым кедергілерін төмендегідей анықтаймыз:

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

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

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

Поливинилхлоридты оқшауламалы мыс сымның ұзындығын $L_{тр} = 90$ метр қылып алып, үш фазаға ток трансформаторларының орналасуын ескере отырып, сым қимасын есептейміз:

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

$$S = \frac{0,017 \cdot 90}{1,09} = 1,4 \text{ мм}^2.$$

Осы есептелген мәнге карап қимасы 1,5 мм² ВВГнг-фрлs маркалы бақылау кабелін таңдап аламыз.

Жоғарыдағы көрсетілген талаптар мен шарттарды қанағаттандырратын ток трансформаторларының ішінен “Электроаппарат” фирмасының ТГФМ-110 элегазды оқшауламалысы бар ток трансформаторын таңдаймыз. Таңдап отырған ток трансформаторымыздың паспорттық парметрлері 1.24-ші кестеге еңгізілген.

1.24 кесте – “Электроаппарат” фирмасының ТГФМ-110 ТТ - ның техникалық мәліметтері, [Ә17]

ТТ параметрлері		Есептелген мәндері	
$U_{ном}, кВ$	126	$U_{уст.ном}, кВ$	110
$I_{ном}, А$	400	$I_{раб.макс}, А$	262,74
$i_{оит}, кА$	40	$i_{уд}, кА$	11,75
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер}, кА^2 \cdot с$	6400	$B, кА^2 \cdot с$	2,1

10 кВ ТК -ге ток трансформаторларының таңдалуы

Біз электронды “Гран-Электро” СС-301 типті санағышты таңдаймыз. Себебі бұл санағыштың бағасы тиімді, сонымен қоса дәлдік классы бойынша біздің талаптарымызға сәйкес келеді. Санағыштың техникалық көрсеткіштері 1.25 - ші кестеге еңгізілген.

1.25 кесте – ТӨ құрылғылар жүктемесі, [Ә17]

Құрылғы	Құрылғы түрі	Ток өлшегіш құрылғылар жүктемесі, В*А, фаза бойынша		
		А	В	С
Амперметр көрсеткіші	Э-665	0,5	0,5	0,5
Санағыш Гран-Электро	СС-301	1	1	1
Барлығы		1,5	1,5	1,5

Әр фаза үшін құрылғылардың кедіргілері:

$$S_{приб} = 1,5ВА,$$

$$I_2 = 5А,$$

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

$$R_{приб} = 0,06 Ом.$$

0,5 класс дәлдігінде сәйкес номиналды II жүктеме кедергісі 1,2 Ом. Түйіспе кедергілерін 0,05 Ом қылып, сым кедергілерін төмендегідей анықтаймыз:

$$R_{2ном} = 1,2 Ом,$$

$$R_{конт} = 0,05 Ом,$$

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

$$R_{пров} = 1,09 Ом.$$

Поливинилхлоридты оқшауламалы мыс сымның ұзындығын $L_{мп} = 90$ метр қылып алып, үш фазаға ток трансформаторларының орналасуын ескере отырып, сым қимасын есептейміз:

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

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

Осы есептелген мәнге қарап қимасы 1,5 мм² ВВГнг-фрлs маркалы бақылау кабелін таңдап аламыз.

1.26 кесте – ТШЛ 4000/5 " Электроаппарат " мәліметтері, [Ә17]

ТТ параметрлері		Есептелген шамалар	
$U_{ном}, кВ$	10	$U_{уст.ном}, кВ$	10
$I_{ном}, А$	4000	$I_{раб.макс}, А$	1443,375
$i_{дин}, кА$	40	$i_{уд}, кА$	13,67
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер}, кА^2 \cdot с$	4800	$B, кА^2 \cdot с$	3,03

1.4.5 Кернеулік трансформаторларды (КТ) таңдау

Келесі шарттар бойынша таңдалады:

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

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

3. дәлдік класы бойынша;

4. құрылымы және қосылу сұлбасы бойынша,
 мұнда $S_{2ном}$ – берілген дәлдік классының жұмысына сәйкес және кернеу трансформаторының II тізбегінде қолданылатын толық номиналды қуат;
 $S_{2расч}$ - II тізбегінде қолданылатын есептік толық қуат.

Кернеу трансформаторының тізбегіне сымның қимасы механикалық сипаттамасы бойынша беріктік және рұқсат берілетін кернеудің шығынынан табамыз. Осындайда моноклитты мыс сымның қимасы механикалық сипаттамасы беріктік шарты мен ережелері бойынша $2,5 \text{ мм}^2$ аспауы керек.

Кернеу трансформатор типі бойынша тағайындамасымен таңдануы тиіс. Төменгі кернеу (10 кВ) жағындағы КТ-нан есептегіш санағыштар қорек көзін алатын болғандықтан, сонда ЗНОЛ-10 типті кернеу трансформатор қолдану тиімді болып табылады. Себебі осы трансформатордың бағасы мен қарапайымдылығы жағынан қол жетімді болып табылады. Ал жоғарғы кернеу (110 кВ) жағындағы жоғары кернеу ЗГНА-110 типті каскадты КТ қолданады.

Санағыштар мен трансформатор кірісіне, секциондық және айналып өту жеріне орнатылуы тиіс. Трансформатор жоғары жағына жалғанған желілер саны 4, сонын әрқайсысына санағышын орнатамыз. Сонда жоғары жағына толық 8 санағыш орнатамыз.

Электронды “Гран-Электро” СС-301 типті санағышты таңдаймыз. Себебі бұл санағыштың бағасы тиімді, сонымен қоса дәлдік классы бойынша біздің талаптарымызға сәйкес келеді. Санағыштың техникалық параметрлері 1.27-ші кестеде көрсетілген, [Ә17].

1.27 кесте – Есептегіш құрылғылар

Құрылғы	Құрыл түрі	$P_{общ.}$ Вт	Q_{Σ} вар
2V	Ц-301/1	3	-
Санағыш Гран-Электро	СС-301	10·2,5	10·9,68
Барлығы		28	96,8

Есептік екіншілік жүктеме:

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

$$S_{2p} = \sqrt{28^2 + 96,8^2} = 100,76 \text{ ВА}.$$

110 кВ шинада орналасқан КТ - ның таңдалуы:

ЗГНА-110 типті кернеу трансформаторын таңдаймыз.

КТ - на қосылатын қондырғылар:

- вольтметр тіркеуші;
- есепті санағышы.

0,5 класс дәлдігінде II номиналдық жүктемесі 400 В·А болады, бұл есепті жүктемеге қарағанда бірнеше есе көп болып келеді.

10 кВ –тық шинаға КТ - ның таңдалуы:

Санағыштарды секциондық және айналып өту, трансформаторлардың кірісіне орнатамыз. Трансформатордың ТК – не 18 фидер жалғанған, сол әр фидерге санағыш орнатамыз. Сол кезде ТК - ге толық 18 санағыш орнатамыз. Санағыш ретінде " Гран-Электро" фирмасының СС-301 сериалы санағышын таңдап аламыз. Құрылғының паспорттық мәліметтері 1.28-ші кестеге еңгізілген, [Ә17].

1.28 кесте - Есептегіш құралдар

Құрал	Құрал түрі	Р _{общ.} Вт	Q _{Σ.} вар
Вольтметр	Ц-301/1	3	-
Санағыш Матрица	СС-301	11·2,5	11·9,68
Барлығы		30,5	106,48

Есептелінетін II жүктеме:

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

$$S_{2p} = \sqrt{30,5^2 + 106,48^2} = 110,76 \text{ ВА}.$$

10 кВ - ты шинасына ЗНОЛ-10 түрлі КТ таңдаймыз.

1.4.6 Сақтандырғыштардың таңдалуы

Сақтандырғышты келесідегі параметрлер арқылы таңдау жүргізіледі:
Кернеудің номиналына сәйкес:

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

Номиналды ток бойынша:

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

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

Сақтандырғыш тексеру келесі параметрлер бойынша жүргіземіз:
Өшіру қабілетіне бойынша:

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

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 1.4.6.1.1-ші кестеге енгіземіз.

1.29 кесте - 110 кВ сақтандырғыштың мәндері, [Ә17]

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. Өйткені осы сақтандырғыштың номинал мәндері біздің есептеп алған мәндерімізбен сай келеді.

1.4.6.2 10 кВ шинадағы кернеу трансформаторына сақтандырғыш тандау

Қалыпты режим кезіндегі есептік токты есептейміз:

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

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

Жоғарыда есептеген есептік токтар және сақтандырғыштың каталогтық мәндерін 1.30 кестеге енгіземіз.

1.30 кесте - 10 кВ - тық сақтандырғыштың мәндері, [Ә17]

Есептік мәндер	Сақтандырғыштың мәндері
	ПРВТ-10, У1
$U_{\text{усг.ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{макс}} = 0,076 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 8 \text{ А}$
$I_{\text{Г10}} = 4,015 \text{ кА}$	$I_{\text{отк.ном}} = 25 \text{ кА}$

10 кВ кернеулі трансформаторына ПРВТ-10, У1 типті сақтандырғышын орнатамыз.

1.4.7 Шиналардың таңдалуы

Шиналар қималары ток арқылы таңдалады. Осы жағдайда тұрақты режимнен басқа апаттан соң режимдер де ескеріледі.

Таңдалу шарттары:

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

мұнда $I_{\text{доп}}$ – шинада рұқсат етілген ток. (температура ескеріледі)

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

мұндағы түсті шиналарға $\theta_{0.\text{доп}} = 70^\circ\text{C}$; $\theta_{0.\text{ном}} = 25^\circ\text{C}$ болғандықтан,

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

мұнда $I_{\text{доп.ном}}$ – рұқсат етілген ток;

θ_0 – ауа температурасы;

$\theta_{\text{доп}}$ – рұқсат етілген қызу температурасы.

1.4.7.1 110 кВ кернеулі шинаның таңдалуы.

Ұзақтықты режим кезіндегі тоқты есептейміз:

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

$$I_{\text{ном.тр}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 131,37 \text{ А.}$$

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

$$I_{\max} = 1,35 \cdot 131,37 = 177,34 \text{ A.}$$

АС 120/19 маркалы алюминий болат өзекшелі кабельді иілгіш шина ретінде таңдаймыз: $I_{\text{доп}}=390 \text{ A}$, [Ә17].

1.4.7.2 10 кВ кернеулі шинаның таңдалуы

Ұзақтықты режим кезіндегі тоқты есептейміз:

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

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

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

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

ШМ1т (НТЦ Энерго-Ресурс) маркалы 3 жолақты мыс шинасын таңдап аламыз $10 \times 160 \text{ мм}^2$; $I_{\text{доп}}= 3810 \text{ A}$, [Ә17].

2 Қосалқы станциядағы трансформатордың релелік қорғанысы

2.1 Негізгі жағдайы

ПУЭ талаптары және ережелеріне сәйкес барлық қондырғылар РҚ құрылғыларымен жабдықталуы тиіс. Олар ажыратқыштың көмегімен бүлінген элементті қалғанынан, яғни бүлінбеген энергожүйе бөлігінен автоматты және селективті түрде сөндіру. Егер (нейтралы тұйықталмаған тораптардағы жерге тұйықталу) бүліну электр жүйелердің жұмысын бұзбаса, онда релелік қорғаныс тек сигналға жіберілуі рұқсат етіледі.

Энергетикалық жүйедегі элементтің қауіпті, яғни қалыпты емес жұмыс істеу режиміне оның РҚ-сы сигналға немесе істе басқа элементтің бүлінуге алып келмейтіндей сөндіруге әрекет жасау.

ПУЭ-ға сәйкес жоғарғы кернеулі трансформаторлардың және автотрансформаторлардың релелік қорғанысы келесідей зақымданулары мен қалыпты емес жұмыс істеуінен қарастырылуы тиіс:

- орамы мен шықпаларындағы көпфазды тұйықталу;
- нейтралы жерге тұйықталған жүйелерге қосылған орамы мен шықпаларындағы бірфазды жерге тұйықталу;
- орам арасындағы тұйықталу;
- сыртқы ҚТ туындаған орамдағы тоқтар;
- жүктемеден туындаған орамдағы тоқтар;

- май деңгейінің төмендеуі;
- магнит өткізгіштіктің «өртенуі».

Жоғарыдағы шарттарды ескере отырып және соған сәйкес қарастырылып отырған қосалқы станцияның трансформаторына келесідей қорғаныстар орнатамыз.

Негізгі қорғаныс ретінде:

- Трансформатордың дифференциалдық қорғанысы. Бұл қорғаныс трансформатордың орамы мен шықпаларындағы барлық түрдегі қысқа тұйықталудан қорғайды;

- Газдық қорғаныс. Бұл қорғаныс трансформатордың бағының ішіндегі майдың төмендеуіне немесе трансформатордың орамаларында қысқа тұйықталудан, яғни газдың бөліну нәтижесінде болатын зақымданулардан қорғайды;

Қосымша қорғаныс ретінде:

- трансформатордың жоғарғы және төменгі кернеу орамдарын асқын жүктемеден қорғайтын бір фазалы максималды тоқ қорғанысы (МТҚ);

- жоғарғы және орта кернеудегі жерге қысқа тұйықталу тогынан қорғайтын екі сатылы ноль ретті тоқтық қорғаныс;

- сыртқы қысқа тұйықталудан тогынан қорғайтын бағытталған кері ретті тоқ қорғанысы және үшфазалы қысқа тұйықталудан қорғайтын кернеу түсумен МТҚ, [Ә7].

2.2 Трансформатордың дифференциалдық қорғанысын есептеу

2.2.1 Қолданылуы

Трансформатордың дифференциалдық қорғанысына Siemens компаниясының SIPROTEC 7UT613 сандық терминалын орнатамыз. SIPROTEC 7UT613 сандық терминалының дифференциалдық қорғанысы барша кернеу деңгейлеріндегі 2 орамды және 3 орамды трансформаторлардың қысқа тұйықталуларын қорғайтын, тез әрі селективті әрекет ететін қорғаныстың түрі. Сандық терминал трансформаторлардың қорғанысы күштік трансформаторлардың жоғары мен төменгі кернеуінде орналасқан ТТ - ның шықпаларына жалғанады. Трансформатор орамаларының қосылуы мен фазалар ығысуынан пайда болатын токтардың өзаралық қосылуы құрылғыда есептік алгоритмдердің көмегімен өңделеді, [Ә8].

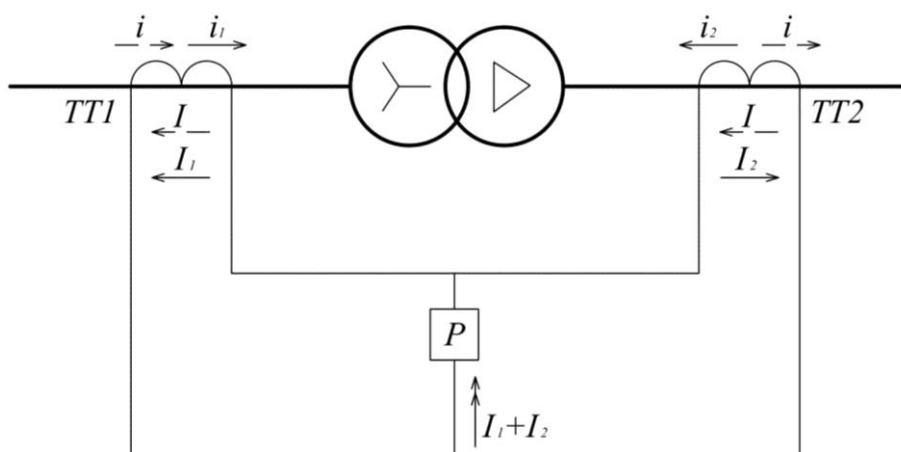
Бейтараптардың жермге тұйықталу шарттары қолданушылардың талаптары сай бейімделеді, талаптарды айта кететін болсақ, бұлар есептеулердің алгоритмінде автоматты алынады. Бейтарабы жерге тұйықталған трансформаторларды қорғаған кезде жер мен нейтралы арасындағы ток өзгертіліп, жерге тұйықталудан қорғайтын жоғары жиілікті қорғанысты қолдануға болады. Қосымша ток бойынша жоғары сезімталдықты кіріс қондырылған. Мысал келтіретін болсақ, трансформаторлар бөлігінен

аздаған токтарды өте үлкен кедергілер мәніндегі зақымданулар кезіндегі жағдайдың өзінде де анықтауға пайдалануға болады.

2.2.2 Дифференциалды қорғаныстың негізгі жағдайлары

Дифференциалды қорғаныс трансформатордың орамада және шықпасында қорғайтын қорғаныстың түрі. Дифференциалдық 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.

Бұл бөлімде трансформатордың тәуелсіз дифференциалдық қорғанысының жалпы жұмыстық әдісі сипатталады. Демек, бірқалыпты жұмыс кезінде трансформатор кірісі мен шығысы жағында шамасы тең токтар ақпайды, қорғатын объектінің екі жартысы бойынша бірдей тоқ ағады. Ал трансформация коэффициенттері бірдей боғанда, трансформатордың шеттерінде орналасқан ток трансформаторларының екіншілік орамалары СТ1 және СТ2 екіншілік тұйықталатын тізбекке біріктірілуі мүмкін, бұл тізбекпен екіншілік ток өтеді. Электрлік балланс нүктесінде қосылған өлшеуіш элементі бірқалыпты жұмыс кезінде реле ток шамамен 0 көрсетеді.



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

Ток трансформаторларымен шектелген аумақта зақымдалу пайда болып жатқан кезде $i_1 + i_2$ зақымдалу токтарына пропорционал $I_1 + I_2$ тогы, P өлшеуіш элементі арқылы өтеді. Нәтижесінде 2.1 - суретте көрсетілгендей қорғаныс қарапайым жұмыс істейді.

Егер дифференциалды қорғаныс жүйесі екіжақты трансформатор қорғанысы үшін пайдаланылса, онда тежелу шамасы $|I_1 - I_2|$ токтарының айырмасынан немесе $|I_1 + I_2|$ токтарының арифметикалық қосындысына тең.

Соңғы әдіс 7UT613 типті сандық терминал дифференциалдық қорғаныс кезінде барлық қорғалатын объектілер үшін пайдаланылады, [Ә3].

2.2.3 Трансформаторлардың дифференциалды қорғанысының есептелуі

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

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

Ормасының байланыс тобы: $Y_n/\Delta-\Delta-11-11$, [Ә7]

Ток трансформаторының, терминалдың, трансформатор кернеуін реттегіштің қателегтерінен туындаған трансформатордың қалыпты жұмысы кезінде реленің небаланс тогынан реттеуге арналған I DIFF шамасы дифференциалдық қорғаныстың негізгі функциясының минималды тогын анықтаймыз, [Ә8]:

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

Тежеудің басындағы баланссız тогы:

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

$$I_{нб.торм.нач.} = (1 \cdot 0,05 + 0,05 + 1 \cdot 0,16) \cdot 131,37 = 34,156 \text{ А,}$$

$$I-DIFF \geq 1,5 \cdot 34,156 = 51,238 \text{ А} = 0,39 \text{ с.б.}$$

Трансформатор дифференциалдық қорғанысының SLOPE1 тежеуіш коэффициентін анықтау (тежеуіш сипаттамасының бірінші аймағының көлбеуін анықтау)

Өнімді өндірушінің ұсыны бойынша базалық нүкте – BASEPOINT1 = 0 (тежеуіш сипаттамасы координат басынан өтетін болдықтан аламыз).

Онда SLOPE1 есептеу жолы төмендегідей өрнекпен өрнектеледі:

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

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

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

Базалық нүкте:

$$BASE\ POINT1 = 0$$

Тежеуіш сипаттамасының қосымша көлбеу аймағының параметрлері

Екінші көлбеу аймағының параметрлары сыртқы қысқа тұйықталу кезіндегі үлкен токтарды жоюға арналған. Өнімді өндірушінің ұсынысы бойынша есептеусіз алуға болады.

Екінші көлбеу аймағының (немесе SLOPE2) тежеу сипаттамасының шамасына минималды шама алынады:

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

Екінші көлбеу аймағы сипаттамасының бастапқы тежеуіш тогының шамасы:

$$\text{SLOPE2} = 0,5 \text{ с.б.}$$

Екінші базалық нүктені анықтау келесі формуламен көрсетіледі:

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

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

$$I_{\text{дифф}} = 0,36 \cdot 656,85 = 236,446,$$

$$\text{BASE POINT2} = 656,85 - \frac{236,446}{65,685} = 653,25 \text{ А} = 4,97 \text{ с.б.}$$

Сонымен қатар қосымша шектік мәнінен $I\text{-DIFF}\gg$ - Дифференциалды үзінді ұғымы енгізіледі.

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

$$I\text{-DIFF}\gg = 1,3 \cdot (0,25 + 1 \cdot 0,16) \cdot 4618 = 2461,394 \text{ А}.$$

2.2.4 Siemens фирмасының 7SJ613 типінің параметрленуі

Параметрлену арнайы DIGSI бағдарламасы көмегімен жүргізіледі. Жобаның параметрленуі А қосымшасына еңгізілген.

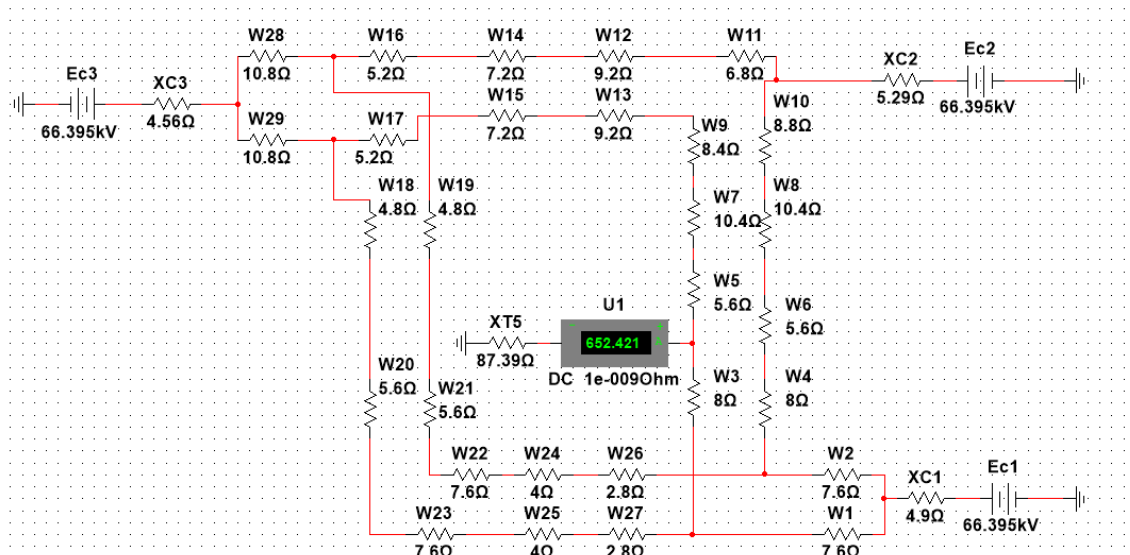
3 Трансформаторлардың резервті қорғанысы

3.1 Максимал ток үзіндісі (МТҮ)

Қорғаныс қосылатын ток:

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

мұнда $\kappa_{\text{отс}} = 1,1 - 1,3$ - ҚТ токтарын есептелуінің қателіктерін, екіншілік және біріншілік токтардағы апериодикалы құраушының реттелу коэффициенттері, [ӘЗ].



3.1.1 сурет - Максималды режим кезіндегі Т5 трансформаторындағы ҚТ тогының сұлбасы

$$I_{C3} = 1,1 \cdot 652,421 = 717,66 \text{ A.}$$

Реле қосылатын ток:

$$I_{CP} = \frac{I_{C3}}{K_T} K_{CX} = \frac{717,66}{80} \cdot 1 = 8,97 \text{ A,} \quad (3.2)$$

мұнда K_T – ТТ трансформация коэффициенті $K_T = 80$ өйткені 110 кВ;
 $K_{CX} = 1$ – сұлбалық коэффициент.

Максималды ток үзіндісін сезімталдық шартына тексерудің қажеттілігін тудырмайды.

Максималды ток үзіндісіне уақыттың ұстанымы: $t_{мто} = 0$ с.

3.2 Максималды ток қорғанысының есептелуі (МТҚ)

Бұл қорғаныс түрі қосымшалы қорғаныс ретінде қолданылып трансформаторлардың ЖК шықпаларына қойылып, ҚТ болғанда уақыт ұстанымымен қосылады. МТҚ қосылатын ток шамасы:

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

мұнда $I_{раб.макс}$ – трансформаторлардың жұмыстық максималды тогы;
 $K_{C3} = 2,5$ – қалыпты жүктемедегі өзіндік қосылатын коэффициент;
 $K_{отс} = 1,1$ – санды терминал үшін реттелу коэффициенті;

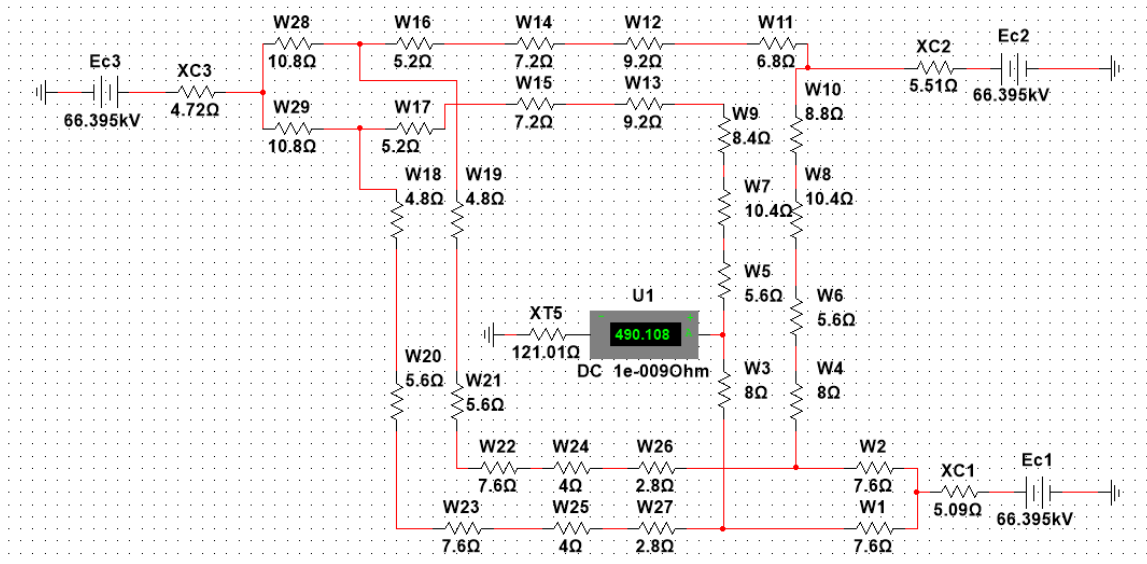
$K_{\text{в03}}=0,95$ -релелердің қайта қайтып келу коэффициенті, [ӨЗ].

Трансформаторлардың максималды жұмыс токтарын төмендегідей есептейміз:

$$I_{\text{НОМ.ТР}} = \frac{S_{\text{НОМ.ТР}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.ТР}}} = \frac{25 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} = 131,37 \text{ А}, \quad (3.4)$$

$$I_{\text{РАБ.МАКС}} = I_{\text{НОМ.ТР}} = 131,37 = 131,37 \text{ А}, \quad (3.5)$$

$$I_{\text{СЗ}} = \frac{1,1 \cdot 2,5}{0,95} \cdot 131,37 = 380,28 \text{ А}.$$



3.2.1 сурет – Минималды режим кезіндегі Т5 трансформаторының қысқа түйықталу тогы

Релелер қосылатын ток:

$$I_{\text{CP}} = \frac{I_{\text{СЗ}}}{K_T} K_{\text{СХ}} = \frac{380,28}{80} \cdot 1 = 4,75 \text{ А}, \quad (3.6)$$

мұнда K_T – ТТ трансформация коэффициенті $K_T = 80$ өйткені 110 кВ;
 $K_{\text{СХ}} = 1$ – сұлбалық коэффициент.

Сезімталдық шартына тексереміз:

$$K_q = \frac{0,87 \cdot I_{\text{К.МИН}}}{I_{\text{СЗ}}} = \frac{0,87 \cdot 490,108}{380,28} = 1,12 < 1,5.$$

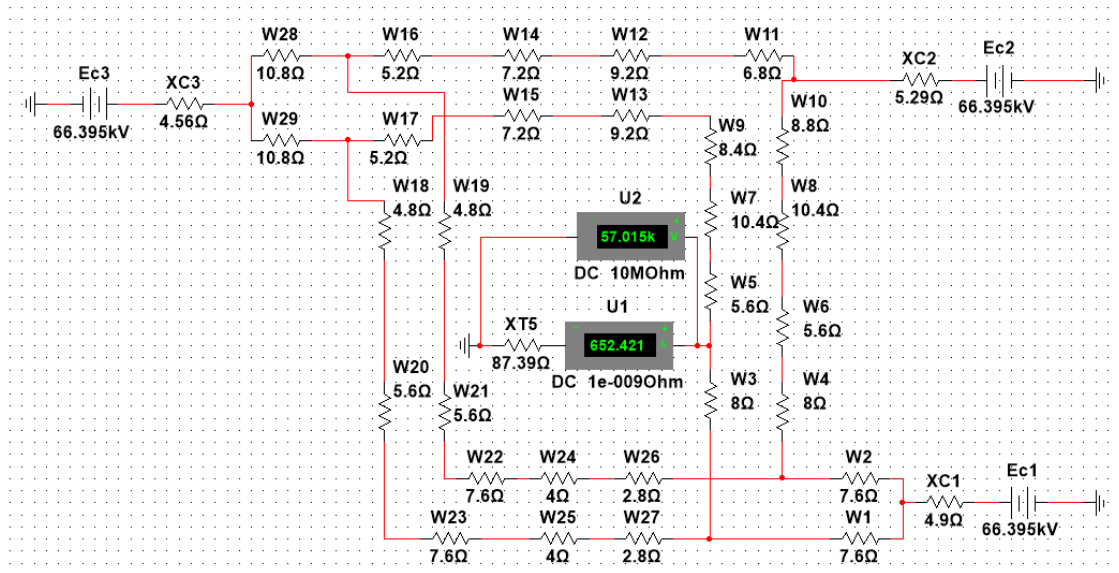
Сезімталдық шарты орындалмайды. Сол себепті кернеу бойынша блокировкасы бойынша сезімталдық шартына тексереміз.

$$I_{C3} = \frac{K_{OTC}}{K_{BO3}} I_{PAБ.МАКС} , \quad (3.7)$$

$$I_{C3} = \frac{1,2}{0,95} \cdot 131,37 = 165,94 ,$$

$$K_{\eta} = \frac{0,87 \cdot I_{K..МИН}}{I_{C3}} = \frac{0,87 \cdot 490,108}{165,94} = 2.56 > 1.5.$$

Ток бойынша сезімталдық шарты орындалады.



3.2.2 сурет – Максималды режимдегі кернеу бойынша T5 трансформаторындағы ҚТ тоғының сұлбасы

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

мұнда $U_{МИН}$ – трансформаторлардың минимал кернеуі, $0,9 \cdot U_{НОМ}$;
 $K_B = 1,2$ – жалпы жүктеме қосылатын коэффициент.

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

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

мұнда $U_{3 \text{ макс}} = 57,015 \text{ кВ}$ – Т5 трансформаторының апаттық режим кернеуі.

$$K_q = \frac{1,2 \cdot 78,57}{57,015} = 1,65 > 1,5.$$

10кВ кернеулі шықпа фидер максималды ток қорғанысы бойынша уақыттың ұстанымы бар, трансформаторлардағы максималды ток қорғанысындағы уақыттың ұстанымы 10 кВ фидердегі максималды ток қорғанысы уақыт ұстанымынан реттейміз.

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

3.3 Асқын жүктемеден қорғау

Асқын жүктемеден қорғау трансформатордың бір фазасына орнатылатын болғандықтан, сол себебі асқын жүктеме токтары симметриялы болады. Қорғанысты қосылатын ток трансформаторлардың номиналды тогындағы қайтарылу релесі шартынан алынады:

$$I_{C3} = \frac{K_{\text{отс}}}{K_{\text{воз}}} I_{\text{НОМ.ЛР}} = \frac{1,05}{0,95} \cdot 131,37 = 145,19 \text{ А,} \quad (3.10)$$

мұнда $K_{\text{отс}} = 1,1$ - санды терминал үшін реттелу коэффициенті;
 $K_{\text{воз}} = 0,95$ -релелердің қайта қайтып келу коэффициенті, [ӨЗ].

Реле қосылатын ток:

$$I_{CP} = \frac{I_{C3}}{K_T} k_{CX} = \frac{145,19}{80} \cdot 1 = 1,8 \text{ А,} \quad (3.11)$$

мұнда k_T – ТТ трансформация коэффициенті $k_T = 80$ өйткені 110 кВ;
 $k_{CX} = 1$ – сұлбалық коэффициент.

Көбінде асқын жүктемеден қорғайтындықтан бөлек қорғаныс түрлерінен уақыт ұстанымы көп 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 қосымшасына енгізілген.

4 Трансформатордың газдық қорғанысы

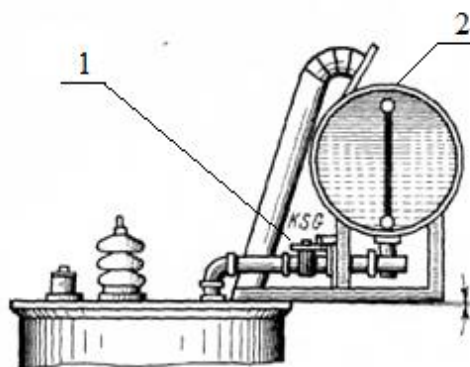
4.1 Жұмыс істеу принципі және оның тағайындалуы

Трансформаторлар мен автотрансформаторларды қолдану талаптары мен ережелеріне сәйкес қуаты 6300 кВА және одан жоғары, сонымен қоса өзіндік тез қорғаныстары жоқ қуаты 1000 – 4000 кВА трансформаторларда газдық қорғаныс қолдану міндетті.

Газдық қорғаныстың жұмыс істеу принципі трансформатордың ішінде болатын зақымданулар, бак ішіндегі бөлшектердің қызуынан, оқшауламаның бұзылуынан пайда болатын ұшқын газдардың жоғары көтерілуіне негізделген.

Газ майдан жеңіл болады сол себепті трансформатордың жоғарғы бөлігінде орналасқан 2 кеңейткіш бакке (2.1 суретке қара) көтеріледі. Газдың пайда болу интенсифтілігі мен химиялық құрамы зақымдалудың түрі мен өлшеміне байланысты болады. Сондықтан газ аз көлемде бөлінсе қорғаныс ескерту сигналына жұмыс жасайды, ал көп көлемде бөлінсе, яғни қысқа тұйықталу болса, қорғаныс трансформаторды өшіреді. Сонымен қоса газдық қорғаныс бактегі майдың азаюына байланысты сигнал немесе өшіруге қолданады. Сезімталдығының жоғарылығына байланысты тағы бір артықшылығы өзге трансформатор қорғаныстары ток шамасының жеткіліксіздігіне байланысты сезбейтін орама аралық қысқа тұйықталулардан қорғайды.

Газдық қорғанысты орындау үшін газдық реле 1 пайдаланамыз. Оны кеңейткіш бак пен трансформатор ортасындағы кеңейткіш бакке май мен газ ағыны өту үшін арналған трубада орналастырамыз. Газдық реленің артықшылығы оның кері клапанының болуының арқасында өрттің пайда болу мүмкіндігін азайтады.

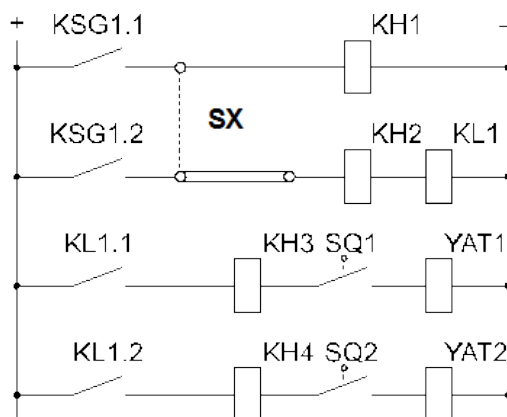


4.1 сурет - Трансформаторларда газдық реленің орналасуы:

1- газдық реле, 2- кеңейткіш бак

Газдық реленің жұмыс жасау принципі қарапайым, бірақ өзіндік құрылысы күрделі болып келеді. Реленің контактілерінің орналасуы пайда болатын газдың мөлшерінің кесірінен кеңейткіш бакке жылжитын майдың көлеміне байланысты орналастырылған. Егер зақымдалудан газ аз мөлшерде

түзілсе, онда қорғаныс сигнал ретінде жұмыс жасайды. Егер газ мөлшері көп болса қорғаныс трансформаторды жедел өшіруге команда береді.

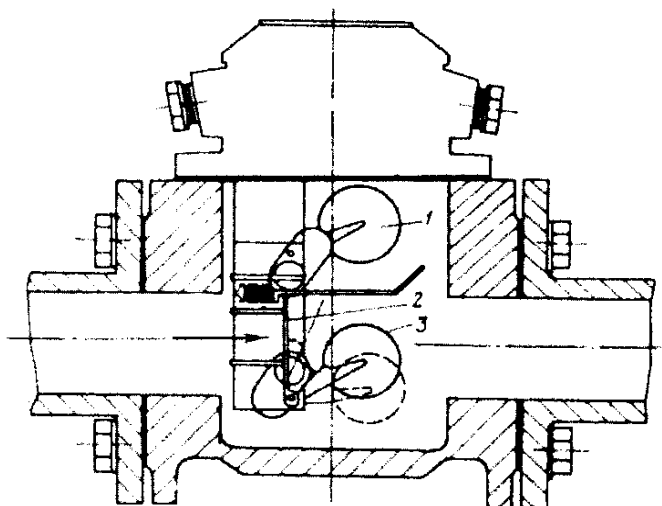


4.2 сурет – Газдық қорғаныстың оперативті сұлбасы

Трансформатордағы майдың деңгейінің төмендеуіне газдық қорғаныстың өзге контактілері жауап береді. Олар өзге контактілер секілді бірінші сигналға егер май деңгейінің төмендеуі тоқтамаса трансформаторды ажыратуға жұмыс жасайды.

Газдық қорғаныстың ыңғайлылығы оперативті персонал сигналдарды көрген кезде жүктемені ауыстыруға және де өзіндік міндеттері бойынша іс шараларын жасап барып, трансформаторларды ажыратуға мүмкіндігі бар.

Қалыпты жұмыстағы реледе контактілер ажыратылған, өзі майға толған күйде болады. Реле блогы басты 3 элементтен құралған: сигналға – 1, ажыратуға - 2, 3 (1, 3 – қалтқылар, 2 – қысым пластина), әр элемент арнайы шарт бойынша жұмыс жасайды.



4.3 сурет – Газдық реле

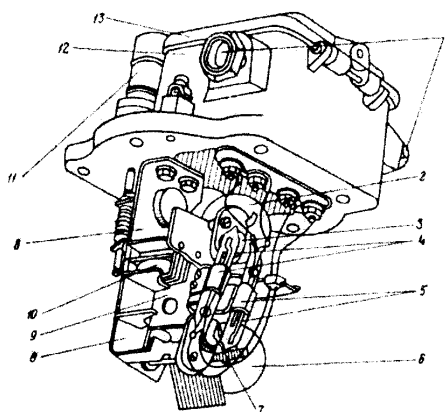
4.3 QJ - 50 газдық реле ерекшеліктері

QJ - 50 типті газдық релесі (4.4 – сурет) Қытайдың Нанкин қаласында құрастырылады. Құрылысы бойынша шаршы типіне ұқсас 80 мм – лі өтпелі ойық жолы бар. Қосылатын жерінде бағытын көрсететін бағыттағыш көрсетілген. Оның көрсетілу себебі кері клапан дұрыс бағытта орналасуы қажет. Болаттан жасалған бекітпе 8 релеге орнатылады; осы бекітпеге сөндіруші, сигнал беруші элементтер мен магнит 10 орналасады.



4.4 сурет - QJ-50 типті газдық релесі

Сигнал беруші элемент бекітпеге 8 екі шар типтес қалтқыдан құралады. Магнит 3 арқылы сигнал контактары 4 қатты бекітілген. Реленің сигнал беруші және сөндіруші контактардың 4, 5 қызметін магнитпен жалғанған геркондар пайдаланылады, жұмыс жасау кезінде контакттер магнит жақындағаннан жабылады. 2 сигналды элемент май деңгейі төмендегенде, сонмен қоса реленің газы 260 – 310 см³ құрағанда 3 магнит келесі 4 контакттерді жабады.



4.3.2 сурет – QJ-50 газдық релесінің әрекет етуші блогы

Осындай типті релелердің жұмыс жасау жылдамдығын түрлендіру 9 пластина мен 10 магнит орны мен арақашықтығын өзгерту арқылы жасалады.

Жұмыс жасау жылдамдығының 3 реттеуі бар: 0,57 м/с, 1,1 м/с және 1,4 м/с.. Сигнал беру мен өшіру контактарының шықпалары 12 сыртында тұрады. 13 қалпақша да контакттер полюстері көрсетілген, [ӘЗ].

5 Желінің қорғанысы

110 кВ тораптағы желілерді қорғаған кезде төмендегілерді ескеру қажет:

— 110 кВ тораптардағы желілерге жерге тұйықталу мен көпфазалы тұйықталудан алдын алу үшін релелік қорғаныстар орнатылуы тиіс;

— Асинхронды жүріс және тербеліс жағдайында орнатқан релелік қорғанысы істеп кетпеуі қажет. 110 кВ желісі үшін қорғанысты ұйымдастырғанда, негізгі қорғанысына энергожүйенің тұрақты жұмысты істеп тұру тиіс. Тұрақтылыққа есептелінгенде, одан бөлек қатаңдаған талаптардың болмағанында, 3 фазалы ҚТ да қосалқы стансаның қалдықты кернеуінің мәні $0,6-0,7U_{ном}$ аз алынуы тиіс және қорғаныстың уақыт ($t=0$) ұстанымы болмай өшірілуі керек;

— Жоғары кернеулі желілерге арналған релелік қорғаныс орнатқан кезде сезімталдық шартын қанағаттандыруы тиіс, дистанциялық және нөл реттілік ток қорғаныстарын пайдаланамыз, [Ө7].

5.1 110 кВ желідегі дистанционды қорғаныстың есептелуі

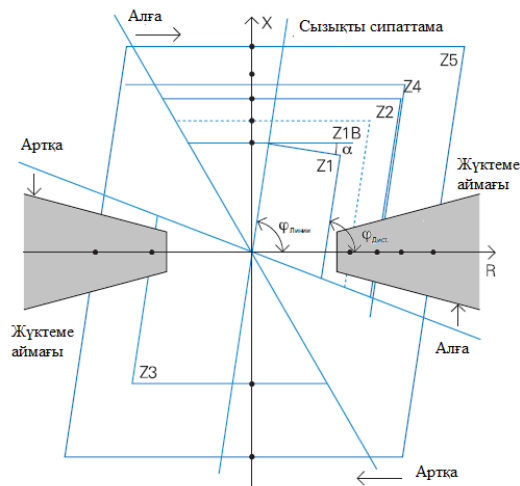
Дистанционды қорғаныстың құрылғының негізгі функциясы болып табылады. Ол өлшемдердің жоғарғы деңгейлі дәлдігімен, торапта болатын жағдайларды дұрыс анализдеп толтырылған бірқатар функционалды мүмкіндіктері болады.

Көп тік бұрышты іске қосылу сипаттамалы дистанционды қорғаныс.

Функциясының жұмыстық параметрлері көпбұрыш.

Әрбір дистанционды аймаққа келетін аймақ сипаттамаларын көрсететін жұмыстық көпбұрыш анықталады. Әр зақымдалған контур үшін барлығы 5 тәуелді емес аймағы мен тағы қосымша 1 зонасы болады. Осы жағдайға сәйкес 1 - ші зона көпбұрышы (“алға” бағытталатын зона ретінде) сұр түспен боялған. 3 - ші зона “артқа” бағытталтындай аймақ секілді келтірілген.

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



5.1 сурет – Дистанциялық қорғаныстағы көпбұрыш тәрізді жұмыс істеу сипаттамасы

Дистанциондық қорғаныстардың тағы артықшылығы, тек қана қорғаныс қондырылған жер кернеу тогының қатынасына жасайды. Релелерді оң жалғаған кезде, ол қорғаныстан қысқа тұйықталған араға дейін ара қашықтығына тәуелді болады. Қорытындылай келе, дистанциялық қорғаныс кедергі релесінің негізінде жұмыс атқарады.

Бұл дипломдық жұмысымызда, №205 қосалқы стансаға келетін желілерді қорғау үшін Siemens компаниясының 7SA611 типті терминалын пайдаланамыз. Параметрленуді жүргізуге Siemens компаниясының DIGSI бағдарламасын пайдаланамыз.

5.1.1 I сатының есептелуі

Дистанциондық қорғаныстың есептеулерінде толық кедергі Z пайдаланылады, дегенмен есептеуде реактивті кедергіні X пайдаланамыз, себебі кернеуі 1000В асатын желілерде активті кедергілер реактивті кедергілерден өте аз болып келеді.

№205 қосалқы стансасын қорғау мақсатында, дистанциялық қорғаныстың бірінші сатысы Л5 желісінің кедергісін есептейміз:

$$Z'_{Л5} = Z_{Л5} / (1 + \beta + \delta) = 0,85 \cdot Z_{Л5} = 0,85 \cdot 5,6 = 4,76 \text{ Ом.} \quad (5.1)$$

мұнда $\beta = 0,05$ -КТ мен реле қателік коэффициенті;

$\delta = 0,1$ - I есептік қателік коэффициенті.

I сатыда уақыт ұстанымы болмай ($t=0$) іске қосылады.

5.1.2 II сатының есептелуі

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

- 1) Л7 желісінің дистанциялық қорғаныстың бірінші сатысы;
 - 2) №205 ҚС-ның трансформаторының РҚ.
- 1- ші шартқа сәйкес Л7 желісінің I сатысын есептейміз:

$$Z_{Л7}^I = Z_{Л7} / (1 + \beta + \delta) = 0,85 \cdot Z_{Л7} = 0,85 \cdot 10,4 = 8,84 \text{ Ом.} \quad (5.2)$$

Л5 желі II сатысын есептейміз:

$$Z_{Л5}^II = (Z_{Л5} + (1 - \alpha) \cdot Z_{Л7}^I / K_{T.1}) / (1 + \beta + \delta) = 0,85 \cdot Z_{Л5} + 0,66 \cdot Z_{Л7} / K_{T.1}, \quad (5.3)$$

мұнда $\alpha = 0,1$ - ТТ қателік коэффициенті;

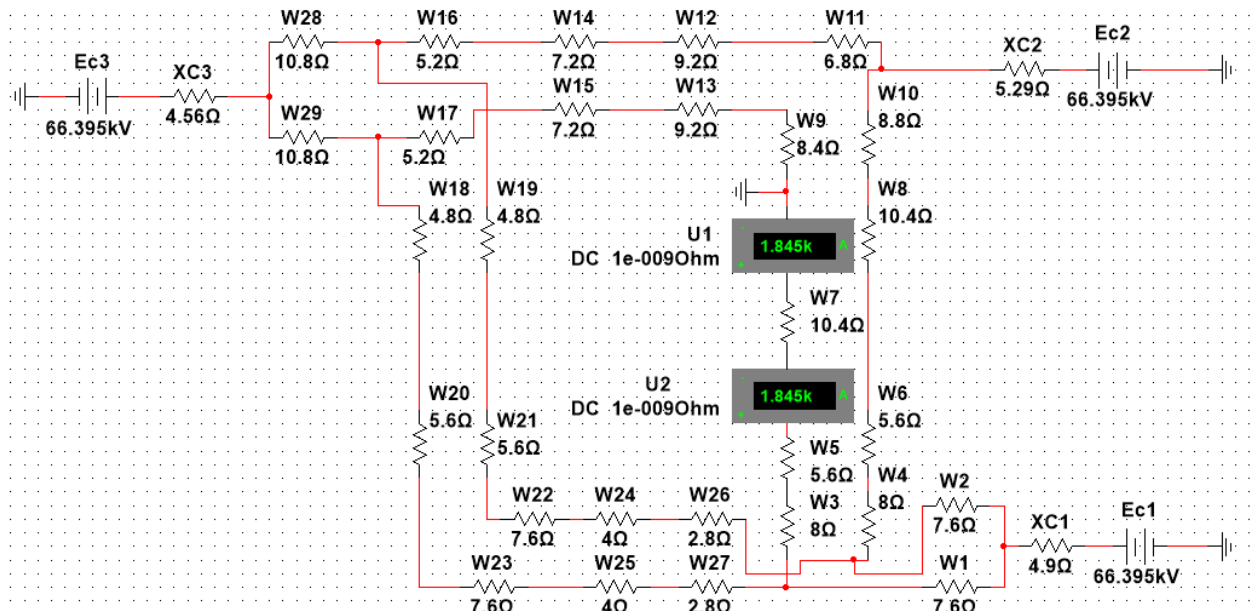
$K_{T.1}$ - токтаралу коэффициенті.

$K_{T.1}$ токтаралу коэффициенті көршілес Л7 желісіндегі қысқа тұйықталу.

$$K_{T.1} = I_5 / I_7. \quad (5.4)$$

Бұл жерде I_5 мен I_7 - Л5 пен Л7 желілерінің қорғаныстық комплекттерінен ағатын ҚТ токтары, ҚТ Л7 желінің соңында максимал режимде.

I_5 және I_7 токтарын табу үшін керекті сұлбаны Multisim 14.0 бағдарламасында құрастырамыз, Л5 және Л7 желілерінің қорғаныс орындарына амперметрді орнатып, сол мәндерді аламыз.



5.2 сурет – Дистанциондық қорғаныстағы Л14 желідегі қысқа тұйықталу

$$K_{T.1} = I_5 / I_7 = 1845 / 1845 = 1,$$

$$Z''_{Л5} = (Z_{Л5} + (1-\alpha) \cdot Z_{Л7} / K_{Т.1}) / (1 + \beta + \delta) = 0,85 \cdot Z_{Л5} + 0,66 \cdot Z_{Л7} / K_{Т1} = 0,85 \cdot 5,6 + 0,66 \cdot 8,84 / 1 = 10,594 \text{ Ом.}$$

Екінші шарт бойынша Л5 желінің қорғанысындағы II сатысы Т6 соңындағы 10кВ шинасындағы қысқы тұйықталудан реттелеміз:

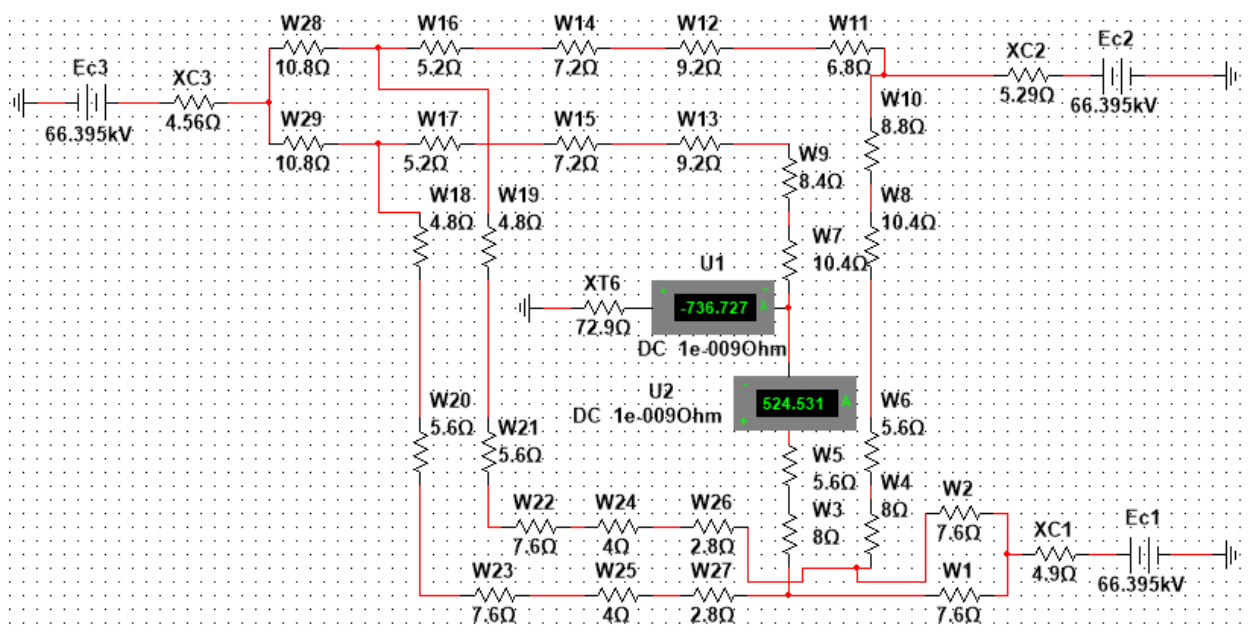
$$Z''_{Л5} = (Z_{Л5} + Z_{ТР6} / K_{Т.ТР6}) / (1 + \beta + \delta) = 0,85 \cdot (Z_{Л5} + Z_{ТР6} / K_{Т.ТР6}), \quad (5.5)$$

мұнда $K_{Т.ТР6}$ токтаралу коэффициенті көршілес қосалқы стансадағы трансформаторының соңындағы ҚТ кезіндегі мүмкін болатын қоректенуді ескереді.

$$K_{Т.ТР6} = I_{Л5} / I_{ТР6}, \quad (5.6)$$

мұндағы $I_{Л5}$ және $I_{ТР6}$ - Л5 және ТР6 трансформаторының қорғаныс комплекттерінен өтетін ҚТ токтары, ҚТ ТР8 трансформаторының соңында максималды режимде.

$I_{Л5}$ және $I_{ТР6}$ токтарын табу үшін керекті сұлбаны симулятор программасында құрастырамыз, Л5 және ТР6 трансформаторының қорғаныс орындарына амперметрді орнатамыз.



5.3 сурет – Дистациондық қорғаныстағы ТР6 трансформаторындағы ҚТ

$$K_{Т.ТР6} = I_5 / I_{ТР6} = 524,531 / 736,727 = 0,711,$$

$$Z_{Л5}'' = (Z_{Л5} + Z_{ТП6} / K_{Т.ТП6}) / (1 + \beta + \delta) = 0,85 \cdot (Z_{Л5} + Z_{ТП6} / K_{Т.ТП6}) =$$

$$= 0,85 \cdot (5,6 + 72,9 / 0,711) = 91,911 \text{ Ом}$$

Жоғарыдағы 2 шарттың ең кішкентай кедергіні таңдаймыз:

$$Z_{Л5}'' = 10,594 \text{ Ом.}$$

Л5 желінің қорғанысын II сатысының сезімталдылыққа коэффициентін тексереміз:

$$K_{\text{ч}} = Z_{Л5}'' / Z_{Л5} = 10,594 / 5,6 = 1,89 > 1,5 \quad (5.6)$$

РҚ сезімталдылығының шартын қанағаттандырады.

II сатысының уақыты $t_{Л5}'' = \Delta t$, $\Delta t = 0,3$ сек.

5.1.3 III сатының есептелуі

Қорғаныстағы III сатыны қолдануға релелердің қосылатын жүктеменің кедергісін орнату қажет, демек эксплуатация кезіндегі шарттардың максимал жұмыс жасайтын тогы $I_{\text{раб.макс}}$ мен минимал кернеудің мәніне байланысты $U_{\text{раб.мин.}} = (0,9 - 0,95) U_{\text{ном.}}$

$$Z_{Л20}''' = \frac{U_{\text{раб.мин}}}{\sqrt{3} K_H K_3 K_6 I_{\text{раб.макс}} \cos(\phi_{\text{м.ч.}} - \phi_{\text{раб.}})}, \quad (5.7)$$

мұнда $\phi_{\text{м.ч.}} = 75^0$ – максимал сезілетін бұрыш;

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

$k_3 = 1,5$ – өздік қосылу;

$k_H = 1,2$ – сенімділіктің коэффициенті;

$k_B = 1,05 - 1,1$ – байта оралу коэффициенттері.

$$Z_{Л5}''' = \frac{0,9 \cdot 110 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 1,2 \cdot 1,5 \cdot 1,1 \cdot 262,74 \cdot \cos(77^0 - 32^0)} = 170,91 \text{ Ом.}$$

III сатыға сезімталдық коэффициентінің тексерілуі.

Дистанционды қорғаныстың III сатысына төмендегі 2 шартпен тексереміз:

1) Қорғалатын желінің соңындағы ҚТ,

2) Резервтелетін зонаның соңындағы қысқа тұйықтау, әсіресе III саты көршілес жатқан ең ұзын желінің соңындағы қысқа тұйықталуды сенімді болуы керек.

РҚ сезімталдылық коэффициенті бірінші шарт бойынша:

$$K_q = Z_{Л5}^{III} / Z_{Л5} = 170,91 / 5,6 = 30,51 > 1,25 . \quad (5.8)$$

Үшінші сатысының мәні 1 - ші шарттың талаптарына сәйкес келеді.

Екінші шарт бойынша сезімталдық коэффициент Л5 желінің соңында болатын ҚТ:

$$K_q = Z_{Л5}^{III} / Z_{защ.мак.} \geq 1,2 , \quad (5.9)$$

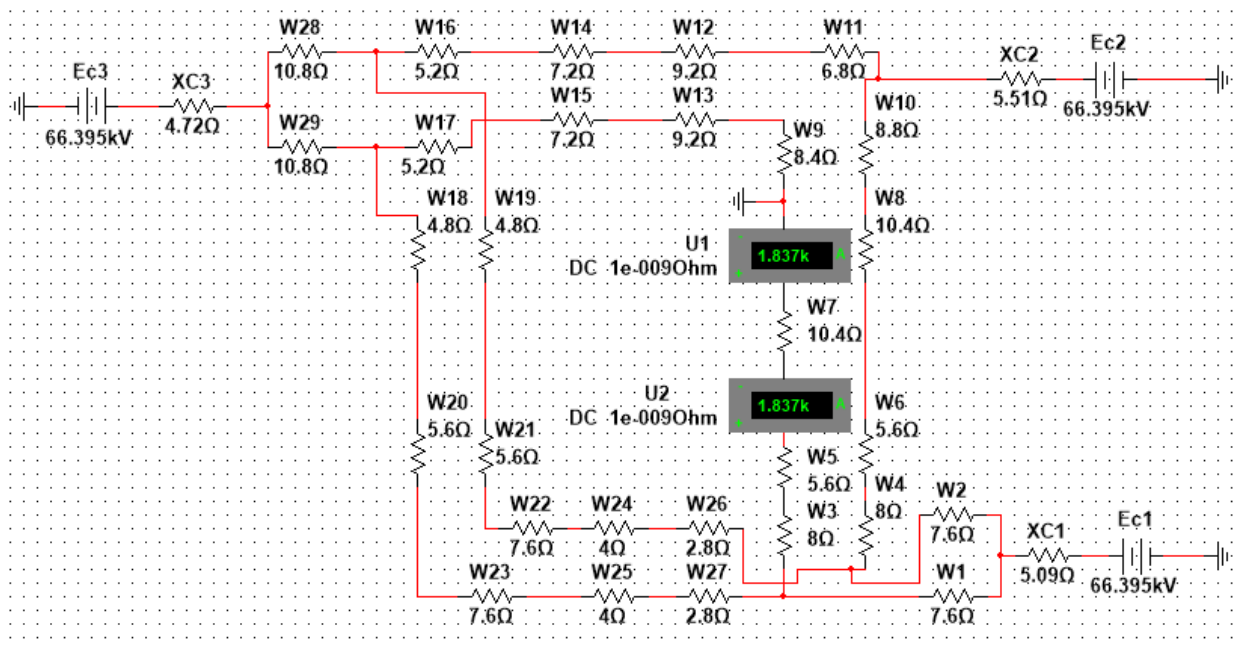
мұндағы $Z_{защ.мак.}$ - ұзын Л7 соңындағы қысқа тұйықталу кезіндегі үшінші саты релесіне жалғанатын максималды мән;
 $Z_{защ.мак.}$ энергожүйенің минималды режимінде токтаралу коэффициентін ескере отырып есептелінеді.

$$Z_{защ.мак.} = Z_{Л5} + Z_{Л5} / K_{Т.МІN} , \quad (5.10)$$

мұнда $K_{Т.МІN}$ токтаралу коэффициенті көршілес желі үшін Л5

$$K_{Т.МІN} = I_{5MIN} / I_{7MIN} , \quad (5.11)$$

мұндағы I_{5MIN} мен I_{7MIN} - Л5 пен Л7 желілерінің қорғаныс комплектілерінен ағатын ҚТ тогы;
 I_{5MIN} мен I_{7MIN} токтарын табуға керекті сұлбаны симулятор программасында сызамыз, Л5 пен Л7 желілерінің қорғаныстарының орындарына амперметрді орнатамыз.



5.4 сурет – Дистанциялық қорғаныста Л7 желісіндегі ҚТ

$$K_{T.MIN} = I_{5MIN} / I_{7MIN} = 1837 / 1837 = 1,$$

$$Z_{защ.макс.} = Z_{Л5} + Z_{Л7} / K_{T.MIN} = 5,6 + 10,4 / 1 = 16 \text{ Ом},$$

$$K_{\chi} = Z_{Л5}^{III} / Z_{защ.макс.} = 170,91 / 16 = 10,68 > 1,25.$$

Үшінші сатысының мәні 2 - ші шарттың талаптарына сәйкес келіп шартын қанағаттандырды.

Үшінші саты уақыты карсы-сатылы принципті көршілес желілердің III сатысының уақытынан үлкен болады.

5.1.4 IV сатының есептелінуі

IV сатыны есептеуге негізгі қорғалатын желі артында орналасқан ең қысқа желіні пайдаланамыз. Л5 желісінің IV сатысы келесі формула арқылы анықталады:

$$Z_{ағт}^{IV} = \frac{Z_{ағт}^I}{K_H} = \frac{4,76}{1,2} = 3,96 \text{ Ом}, \quad (5.12)$$

Л7 - нің III сатының уақыты $t_{Л7}^{III} = 0,8 \text{ с}$, ал Л5-тің IV сатының сң уақыты $t_{Л5}^{IV} = t_{Л7}^{III} + \Delta t = 0,8 + 0,3 = 1,1 \text{ с}$.

5.1.5 Реле қосылатын кедергілерде есептеу

$$Z_{cp} = Z_{c3} \cdot n_T / n_H . \quad (5.13)$$

Z_{cp} шамасына қарап реле реттелуі таңдалады.

4 сатыға трансформация коэффициентті $n_T=400/5=80$, $n_H=110000/100=1100$ қабылдаймыз да, Z_{cp} есептейміз:

$$z^I = 4,76 \cdot \frac{80}{1100} = 0,346 \text{ Ом},$$

$$z^{II} = 10,594 \cdot \frac{80}{1100} = 0,770 \text{ Ом},$$

$$z^{III} = 170,91 \cdot \frac{80}{1100} = 12,429 \text{ Ом},$$

$$z^{IV} = 3,96 \cdot \frac{80}{1100} = 0,288 \text{ Ом}.$$

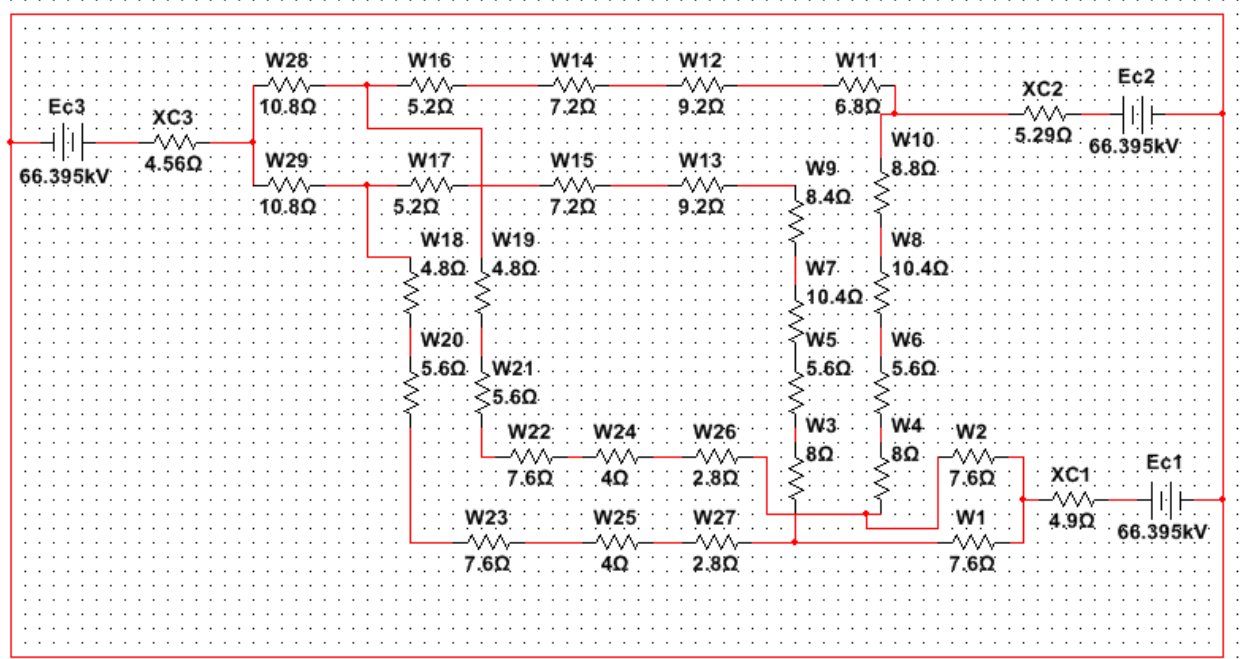
5.1.6 Siemens компаниясының 7SJ611 типінің параметрленуі

Параметрлену арнайы DIGSI бағдарламасының арқылы жасалады. Жобаның параметрленуі А қосымшасында көрсетілген.

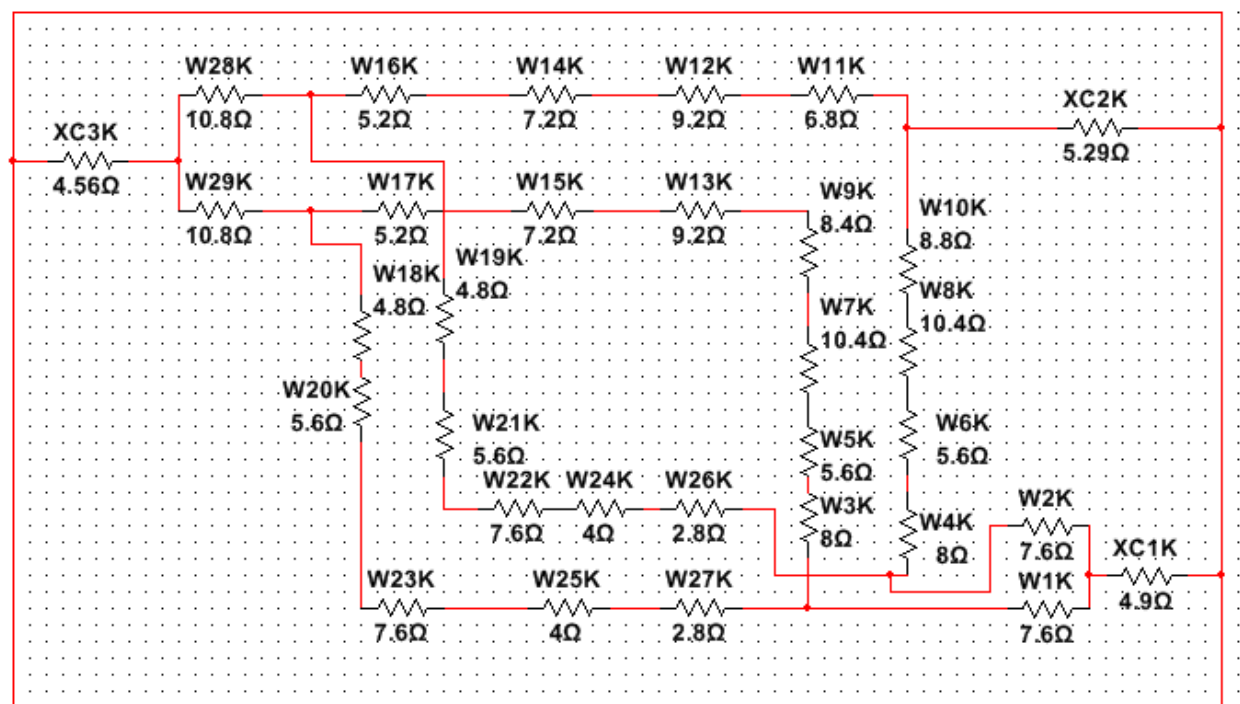
Дистанциялық қорғаныстың селективтілік картасы А1 форматтағы 5-ші сызбада көрсетілген.

5.2 Төрт сатылы нөл реттік ток қорғанысын (НРТҚ) есептеу

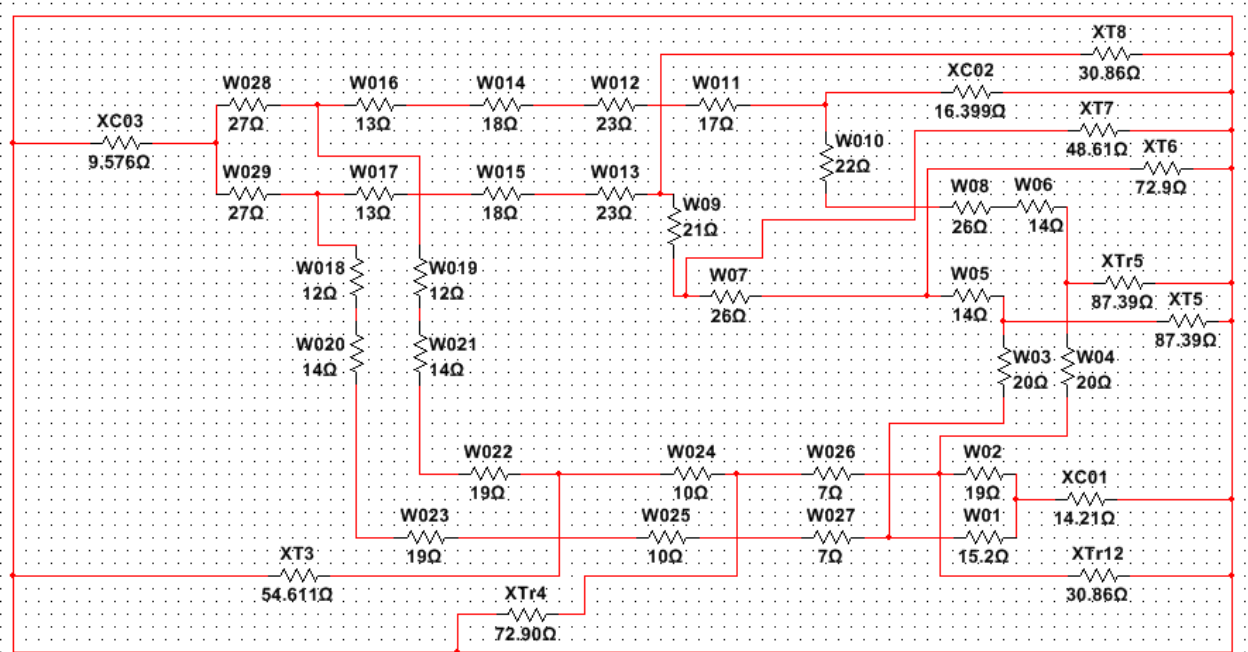
НРТҚ $3I_0$ ток арқылы есептейміз, ал нөл реттік токды есептеу барысында 1 фазалы және 2 фазалы жерге тұйықталу комплекстік сұлбаны қолдана отырып анықтау тиіс. Комплекстік сұлба деген тура, кері және нөл реттіктердің орынбасу сұлбасын айтамыз. "Multisim 14.0" бағдарламасының арқылы коплекстік сұлба 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

3.2.1 НРТҚ бірінші сатысын есептеу

Уақыттық ұстанымы болмай ($t=0$) іске қосылатын бірінші сатысы келесі өрнектерімен қосалқы станцияның шинасында энергетикалық жүйенің максималды режимінде ҚТ болған жағдайында қорғаныстың орнатылатын жерден өтетін ток $3 \cdot I_0$ шарты мен ережелері бойынша таңдалады.

$$I_{Л20}^I = K_H \cdot 3 \cdot I_0, \quad (5.1)$$

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

Жерге қысқа тұйықтаудың 2 түрі: бір фазалы жерге қысқа тұйықталуы және екі фазалы жерге қысқа тұйықталуы, яғни осыған байланысты екі шарт мен ереже орын алады:

$$I_{Л20}^I = K_H \cdot 3 \cdot I_0^{(1)}, \quad (5.2)$$

$$I_{Л20}^I = K_H \cdot 3 \cdot I_0^{(1.1)}. \quad (5.3)$$

Нөлдік токтарды анықтау үшін Multisim 14.0 программасында тура модельдеу әдісін пайдаланыла отырып, тура, кері және нөлдік реттілік комплексті сұлбаларын тұрғызамыз.

Комплексті сұлбаларды құрастырғанда төмендегілерге көңіл бөлу тиіс:

- реттіліктердің орынбасу сұлбаларының бас нүктесі ретінде энергетикалық жүйелерді біріктіретін нейтраль болып табылады, ал нөл реттілікте трансформаторлардың кедергілері қосылуы тиіс;
- сұлбаның соңғы нүктесі ретінде қысқа тұйықталу нүктесі болады.

Л5 желісінің соңындағы бір фазалы жерге ҚТ тогының сұлбасы А қосымша, А1 сурет келтірілген.

Л5 желісінің соңындағы екі фазалы жерге ҚТ тогының сұлбасы А қосымша, А2 сурет келтірілген.

Модельдеу нәтижелері:

$$I^{(1)}_0 = -531,4 \text{ А,}$$

$$I^{(1,1)}_0 = 530,363 \text{ А.}$$

Амперметрдегі мән егер теріс сан болса, онда санның модулі алынады. Жоғарыда шыққан екі мәннен ең үлкен I_0 ток алынып, осы токты іске қосылу тогы ретінде есептейміз:

$$I^I_{Л5} = K_H \cdot 3I_0 = 1,3 \cdot 3 \cdot 531,4 = 2072,46 \text{ А,}$$

$$I^{II}_{Л5} = 2072,46 \text{ А,}$$

$$t^I_{Л5} = 0 \text{ с.}$$

5.2.2 Екінші сатыны есептеу

Екінші сатыны келесі қорғаныстың І сатысының іске қосылу тогына қарап келтіреміз.

Қорғалынып жатқан желіден кейін орналасқан желінің ҚТ болғанда қорғаныстан өтетін 3 еселенген нөлдік реттік токтан аламыз:

$$I^{II}_{Л5} = K_H \cdot 3 \cdot I_0, \quad (5.4)$$

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

Л5 желіні үшке бөлгендегі мәнімен сәйкестендіріп, Л7 желісінің мәнін аламыз. Ол үшін Л7 желінің қысқа тұйықталу токтарын есептейміз.

$I^I_{Л5}$ тура $I^I_{Л7}$ сияқты анықталаймыз, Multisim 14.0 программасы арқылы комплексті сұлбасын суреттерде көрсетеміз.

Л7 желісінің соңындағы бір фазалы жерге ҚТ тогының сұлбасы А қосымша, А3 сурет.

Л7 желісінің соңындағы екі фазалы жерге ҚТ тогының сұлбасы А қосымша, А4 сурет.

Модельдеу нәтижелері:

$$I^{(1)}_0 = -356,722 \text{ А,}$$

$$I^{(1,1)}_0 = 383,325 \text{ A.}$$



Амперметрдегі мән егер теріс сан болса, онда санның модулі алынады. Жоғарыда шыққан екі мәннен ең үлкен I_0 ток алынып, осы токты іске қосылу тогы ретінде есептейміз:

$$I_{Л7}^I = 1,3 \cdot 3 \cdot 383,325 = 1494,97 \text{ A.}$$

Бөлгендегі мәні

$$\frac{I_{Л7}^I}{3} = \frac{1494,97}{3} = 498,323 \text{ A.}$$

Л7 желісінің қорғанысының ІІ сатысының соңы жағында қысқа тұйықталу кезіндегі Л5 желісінің қорғанысын орнатылатын жеріндегі өтіп жатқан $3I_0$ тогын модельдеуі арқылы анықтаймыз.

Ол үшін Multisim 14.0 программасы арқылы комплексті сұлба саламыз. Содан соң, Л7 желісінің кедергісінің орнындағы резистор  жеріне патенциометр  орнатамыз. Потенциометрінің ортаңғы нүктесі қозғалмалы қысқа тұйықталу нүктесі ретінде таңдаймыз. Л7 желісінің басы бірінші сатының соңына дейін кедергінісін ауыстырамыз. Потенциометр кедергісін ауыстыруы арқылы Л7 желісінің басында орнатуы тиіс амперметрдегі көрсеткіш қадағалай отырып, потенциометрдің ортаңғы нүктесі Л7 желісінің бірінші сатысының соңы нүктесіне жеткен жағдайда амперметрдегі көрсеткіш $I_{Л7}^I/3$ мәнін көрсету болып табылады. Содан соң барып Л5 желісінің алдына орнатылған амперметрдегі көрсеткішін мәнін аламыз, бұл ток I_0 болады. Ары қарай $I_{Л5}^II$ ретінде есептейміз.

Л7 желісінің соңындағы бір фазалы жерге потенциометрлі ҚТ тогының сұлбасы А Қосымша, А5 сурет.

Л7 желісінің соңындағы екі фазалы жерге потенциометрлі ҚТ тогының сұлбасы А Қосымша, А6 сурет.

Модельдеу нәтижелері:

$$I^{(1)}_{0 Л5} = -314,079 \text{ A,}$$

$$I^{(1,1)}_{0 Л5} = 313,988 \text{ A.}$$

Амперметрдегі мән егер теріс сан болса, онда санның модулі алынады. Жоғарыда шыққан екі мәннен ең үлкен I_0 ток алынып, осы токты іске қосылу тогы ретінде есептейміз:

$$I_{Л5}^{II} = K_H \cdot 3I_0 = 1,2 \cdot 3 \cdot 314,079 = 1130,68 \text{ A,}$$

$$I_{Л5}^{II} = 1130,68 \text{ А.}$$

5.2.3 Екінші сатының сезімталдығын тексереміз.

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

Сезімталдық коэффициенті

$$K_{\text{ч}} = \frac{3 \cdot I_0^{(1)}}{I_{Л5}^{II}} \geq 1,2 \quad (5.5)$$

$3 \cdot I_0^{(1)}$ - Л5 желісінің соңында ҚТ кезінде Л5 желісінің қорғаныс комплектінен өтетін ток.

Л5 желісінің соңындағы бір фазалы жерге минималды режимдегі ҚТ тоғының сұлбасы А қосымша, А7 сурет.

Бұл ток модельдеу арқылы комплекстік сұлбадан табылады. Өлшеулер нәтижесі $I_{0,Л5}^{(1)} = 529,725 \text{ А}$,

$$K_{\text{ч}} = 3I_0^{(1)} / I_{Л5}^{II} = 529,725 \cdot 3 / 1130,68 = 1,4 > 1,2.$$

Сезімталдық шарты қанағаттандырылды.

$$t_{Л5}^{II} = \Delta t = 0,3 \text{ с.}$$

5.2.4 Үшінші сатыны есептеу

Үшінші сатысы екінші секелді есептелінеді, бірақ үшінші сатыны көршілес жатқан желісінің екінші сатысы арқылы реттей отырып табамыз. Ол үшін көршілес жатқан желісінің екінші сатысын есептеуі қажет. Бізде келесі жатқан желісіміз Л8 желісі.

Л9 желісінің соңындағы бір фазалы жерге ҚТ тоғының сұлбасы А қосымша, А8 сурет.

Л9 желісінің соңындағы екі фазалы жерге ҚТ тоғының сұлбасы А қосымша, А9 сурет.

Модельдеу нәтижелері:

$$I_{0,Л9}^{(1)} = -388,856 \text{ А,}$$

$$I_{0,Л9}^{(1,1)} = 425,453 \text{ А.}$$

Амперметрдегі мән егер теріс сан болса, онда санның модулі алынады. Жоғарыда шыққан екі мәннен ең үлкен I_0 ток алынып, осы токты іске қосылу тогы ретінде есептейміз:

$$I_{Л9}^I = 1,3 \cdot 3 \cdot 425,453 = 1659,266 \text{ A.}$$

Бөлгендегі мәні:

$$\frac{I_{Л9}^I}{3} = \frac{1659,266}{3} = 553,08 \text{ A.}$$

9 желісінің соңындағы бір фазалы жерге потенциометрлі қысқа тұйықталу тогының сұлбасы А қосымша, А10 сурет.

9 желісінің соңындағы екі фазалы жерге потенциометрлі қысқа тұйықталу тогының сұлбасы А қосымша, А11 сурет.

Модельдеу нәтижелері:

$$I_0^{(1)} = -261,069 \text{ A,}$$

$$I_0^{(1,1)} = 260,387 \text{ A.}$$

Амперметрдегі мән егер теріс сан болса, онда санның модулі алынады. Жоғарыда шыққан екі мәннен ең үлкен I_0 ток алынып, осы токты іске қосылу тогы ретінде есептейміз:

$$I_{Л9}^{II} = K_H \cdot 3 \cdot I_0 = 1,2 \cdot 3 \cdot 261,069 = 939,84 \text{ A,}$$

$$I_{Л8}^{II} = \frac{939,84}{3} = 313,28 \text{ A.}$$

Бұл шамасының көмегімен Л5 желісінен ағып өтетін токты табамыз:

7 желісінің соңындағы бір фазалы жерге потенциометрлі қысқа тұйықталу тогының сұлбасы А қосымша, сурет А12.

7 желісінің соңындағы екі фазалы жерге потенциометрлі қысқа тұйықталу тогының сұлбасы А қосымша, сурет А13.

Модельдеу нәтижелері:

$$I_0^{(1)} = -193,861 \text{ A,}$$

$$I_0^{(1,1)} = 193,093 \text{ A.}$$

Амперметрдегі мән егер теріс сан болса, онда санның модулі алынады. Жоғарыда шыққан екі мәннен ең үлкен I_0 ток алынып, осы токты іске қосылу тогы ретінде есептейміз:

$$I_{Л5}^{III} = K_H \cdot 3 \cdot I_0 = 1,2 \cdot 3 \cdot 193,861 = 697,899 \text{ A}.$$

Сезімталдық коэффициенті:

$$K_{CE3} = \frac{3 \cdot I_0^{(1)}}{I_{Л5}^{III}} = \frac{3 \cdot 529,752}{697,899} = 2,27 > 1,2.$$

Сезімталдық шарты қанағатталды.

$$t_{Л5}^{III} = t_{Л5}^{II} + \Delta t = 0,6 \text{ c}.$$

3.2.5 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.

$$I_{НБ} = K_H \cdot K_{ОДН} \cdot \xi \cdot I_{К.МАКС}^{(3)}, \quad (5.6)$$

мұндағы $K_H = 1,2$ - реленің ішіндегі қателігін ретеу коэффициенті.

$K_{ОДН} = 1$ – ТТ бір типтілік коэффициенті;

$I_{рас} = I_{К.МАКС}^{(3)}$ – үш фазалық ҚТ есептік тогы;

$\xi = 0,1$ – ТТ қателік коэффициенті.

Трансформатордың Т6 төменгі жағындағы үш фазалы ҚТ тогын анықтау сұлбасы А қосымша, А15 сурет.

$$I_{НБ} = 1 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot 524,524 = 26,22 \text{ A},$$

$$I_{Л5}^{IV} = K_H \cdot I_{НБ} = 1,25 \cdot 26,22 = 32,77 \text{ A}.$$

Сезімталдық коэффициентін анықтаймыз:

1. басты қорғаныс желісі;
2. резервті қорғаныс желісі.

Басты қорғаныс желісінің сезімталдық бойынша коэффициентін есептейміз:

$$K_{CE3}^{IV} = \frac{3I_{0Л.МИН}^I}{I_{Л5}^{IV}}, \quad (5.7)$$

мұндағы $I_{Л5}^{IV}$ – резервтелетін соңында бір фазалық ҚТ кезіндегі қорғаныс комплектінен ағатын ток.

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

$$K_{CE3}^{IV} = \frac{3 \cdot 529,752}{32,77} = 48,49 > 1,5.$$

Сезімталдық шартты қанағаттандырады.

Резервті қорғаныс желісінің сезімталдық коэффициентін табамыз:

$$K_{CE3}^{IV} = \frac{3I_{0Л.МИН.РЕЗ}^I}{I_{Л5}^{IV}}, \quad (5.8)$$

мұнда $I_{0Л.МИН.РЕЗ}$ – үш фазалы ҚТ тоғы А қосымшасының А.14 суретінде көрсетілген.

$$K_{CE3}^{IV} = \frac{3 \cdot 221,893}{22,77} = 29,23 > 1,5.$$

Сезімталдық шартты қанағаттандырады.

Төртінші сатының уақыттық ұстанымын карсы-сатылы принцип бойынша (МТҚ сияқты) көршілес жатқан желінің үшінші сатысының уақыттық ұстанымынан үлкенірек алынады. Егерде көршілес жатқан желілер көп болатын болса, олардың арасындағы үшінші сатысы ең үлкен іске қосылу уақытқа ие етіп қоямыз.

Л13-тің резервті сатысының уақыт ұстанымы:

$$t_{Л13}^P = 0,8 \text{ с.}$$

Л9-дың резервті сатысының уақыт ұстанымы:

$$t_{Л9}^P = t_{Л13}^P + \Delta t = 0,8 + 0,5 = 1,3 \text{ с.}$$

Л7-нің резервті сатысының уақыт ұстанымы:

$$t_{Л7}^P = t_{Л9}^P + \Delta t = 1,3 + 0,5 = 1,8 \text{ с.}$$

Л5-тің төртінші сатысының уақыт ұстанымы:

$$t_{Л5}^{IV} = t_{Л7}^P + \Delta t = 1,8 + 0,5 = 2,3 \text{ с.}$$

5.2.6 НРТҚ сатылары үшін реленің іске қосылу токтарын есептеу

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

$$i_{CP}^I = I_{Л5}^I / n_{ТА} \quad (5.9)$$

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

$$i_{CP}^I = I_{Л5}^I / n_{ТА} = 2072,46/80 = 25,9 \text{ А,}$$

$$i_{CP}^{II} = I_{Л5}^{II} / n_{ТА} = 1130,68/80 = 14,13 \text{ А,}$$

$$i_{CP}^{III} = I_{Л5}^{III} / n_{ТА} = 697,899/80 = 8,72 \text{ А,}$$

$$i_{CP}^{IV} = I_{Л5}^{IV} / n_{ТА} = 32,77/80 = 0,4 \text{ А.}$$

5.2.7 Siemens фирмасының 7SJ611 типінің параметрленуі

Параметрлену арнайы DIGSI бағдарламасы арқылы жасалады. Жобаның параметрленуі А қосымшасында көрсетілген.

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

6 Арнайы бөлім

6.1 Шинаның дифференциалдық қорғанысының есептелуі

Шинаның дифференциалдық қорғанысы 110-750 кВ шиналарға арналған 7UT613 базасында құрастырылған Siemens компаниясының сандық терминалы арқылы жасалады.

Шинаның дифференциалдық қорғанысының жұмыс істеу принципі өлшеніп алынатын мәндердің амплитуда және фаза бойынша салыстыруы болып табылады. Барлық өлшенетін мәндерді салыстыру Кирхгофф заңына негізделген. Кирхгофф заңына сүйенсек түйінге кіретін және шығатын токтардың геометриялық суммасы кез келген уақытта 0 – ге тең. Сол себепті қорғалатын аймаққа кіретін ток – оң, ал шығатын ток – теріс болады.

ШДҚ ұяшығы ретінде қорғалып отырған шиналар жүйесіне барлық қосылған құрылғылар қарастырылады. Олардың ішіне секциялық және айналып өту ажыратқыштары мен ШДҚ ток тізбегіне қосылатын өлшегіш ток трансформаторлары кіреді.

Шиналарда бірінші реттік номиналды токтары әртүрлі ток трансформаторлары қолданылғандықтан шинаның номиналды тогы ретінде номиналды жұмыс істеу тогын аламыз. Ол қалған токтарға базалық болып табылады. Қорғанысқа қойылатын ток салыстырмалы бірлікте базалық токқа қатысты табылады. Бірақ әдетте ток трансформаторының максималды номиналды бірінші реттік тогы алынады.

Қолдануға арналған нұсқаулыққа байланысты 7UT613 қондырғыларын қорғалып отырған объекттің номиналды тогының ток трансформаторының номиналды тогына қатынасының максималды қабылдайтын мәні 0,125 – 8 с.б. аралығында болу қажет. Көрсетілген мән F_{Adap} берілген өлшеу нүктесіндегі токтың мәні бойынша келісу коэффициенті, [Ә8]:

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

мұнда $I_{НОМ.30} = 501,46$ А – қорғалып отырған объекттің номиналды тогы;
 $I_{НОМ.ТТ} = 1000$ А – ТТ – ның бірінші ретті номиналды тогы, А.

$$F_{Adap} = \frac{501,46}{1000} = 0,5$$

7UT613 терминалының ШДҚ – ның негізгі функциясы үшін келесідей шарт орындалуы керек:

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

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

Шинаның дифференциалдық қорғанысы үшін осы шарт орындалады. Дегенмен өндірушінің ұсынысы бойынша шынайы жобалау кезінде $(0,1-8) \pm 10\%$ с.б. – ке дейін қолдануға болады.

Қорғаныстың минималды жұмыс істеу тогын таңдау үшін, жүктеме кезіндегі екінші ретті ток тізбегінің үзілу кезіндегі реледегі токтан шарт бойынша өлшенеді:

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

мұнда $K_{отс} = 1,2$ – реттеу коэффициенті;

$I_{max\ дл.доп.} = 1350\ A$ – шина қосылыстарындағы максималды рұқсат етілген қалыпты жүктеме тогы, A.

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

I-DIFF > терминалдағы минималды жұмыс істеу тогын орнату үшін, қорғалып отырған объектінің номиналды тогының қатынасын аламыз:

$$I - DIFF \geq \frac{I_{сз\ min.}}{I_{ном.зо}} \quad (6.4)$$

$$I - DIFF \geq \frac{1620}{501,46} = 3,23$$

Шина қорғанысының сезімталдылығын арттыру мақсатында $I_{max\ дл.доп.}$ орнына ең көп жүктелген шина қосылысының максималды рұқсат етілген қалыпты тогын алу ұсынылады. Егер ол токты табу қиынға соқса, шинадағы ток трансформаторының максималды номиналды бірінші реттік тогын алуға болады.

Ауыспалы режимде сыртқы қысқа тұйықталу кезінде максималды небаланс тогынан ток бойынша реттеу қажет етілмейді, себебі бұл қорғаныс түрі үшін мүмкін болатын сыртқы қысқа тұйықталу тогынан реттеуге зақымдалған токпен тежелу функциясы қолданылады.

Тежелу коэффициентін $K_{торм}$ таңдау үшін есептеу режиміне коэффициент максимал болғандағы режимді аламыз, формуладағы барлық токтар бірінші ретті:

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

мұнда $K_{отс}$ – реттеу коэффициенті;

$I_{нб.расч}$ – бірінші ретті максимал есептік небаланс тогы;

$I_{сз min.}$ – қорғаныстың минималды іске қосылу тогы;

$\sum I_{торм.расч}$ – тежелу тогы;

$I_{торм.нач}$ – тежелу тогының бастапқы мәні.

Небаланс тогы мен тежелу тогы келесідей анықталады:

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

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

Мұнда $K_{пер} = 1,5 - 2$ - апериодикалық құраушыны ескергендегі ауыспалы режимдегі сыртқы қысқа тұйықталу кезіндегі токтың өсу коэффициенті;
 $K_{одн} = 1$ - ТТ біртиптілігінің коэффициенті;
 $\varepsilon \leq 1$ - ТТ салыстырмалы қателігі;
 $\Delta f_{выр} = 0,05$ – аралық ТТ мен АЦП-ның салыстырмалы ток қателігі;
 $I_{max BH}$ – шинаның максималды тогы.

$$I_{нб.расч} = (1 \cdot 1,5 \cdot 0,45 + 0,05) \cdot 501,46 = 363,56 \text{ А},$$

$$\sum I_{торм.расч} = (2 - 0,46 + 0,05) \cdot 501,46 = 802,33 \text{ А}.$$

Өндірушінің ұсыныстарына сүйенсек, тежелу сипаттамасы координаттар жүйесінің басынан өтеді, сол кезде $K_{торм}$ тежелу коэффициентін есептеу жеңілдейді:

$$K_{торм} = \frac{K_{отс} \cdot I_{нб.расч}}{\sum I_{торм.расч}} = \frac{1,2 \cdot 363,56}{802,33} = 0,54$$

Іске қосу токтының барлық параметрлерін анықтау үшін тежелу тогының бастапқы мәні табу керек:

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

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

$K_{\text{торм}}$ -не стандартты үлкен мән алу керек.

Егерде ТТ-ның қателігін тексеру мүмкін емес болса, есептеу үшін өндірушінің ұсынылған мәнін аламыз. $K_{\text{торм}} \geq 0,5$ с.б.

ШДҚ үшін қосымша тежелу бұрылу бұрышы SLOPE1 сипаттамасына ұқсас тежелудің SLOPE2 - $K_{\text{торм}} = 0,25-0,95$ с.б. минималды қондыру қолданылады.

ШДҚ функциясы үшін ток үзіндісі іске қосылу тогын I-DIFF қажеттілігі тудырмайды.

Үлкен өтпелі тогы бар ТҚ –ның ШДҚ үшін қосымша динамикалық тежелу қолданылған жөн. Бастапқы мән бөлек қондырылады. Бұл мән қорғалып отырылған объектінің номиналды тогының қатынасымен табылады, және де бұл мән ҚТ зонасына кіру керек. Сол себепті ТТ-ның үлкен қателігі күтіледі.

Қосымша тежелуді енгізу келесідей I-ADD ON STAB формуласымен өрнектеледі:

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

мұндағы $I_{\text{нагр.мах шин.}}$ - максималды жүктеме кезіндегі шинаның тогы.

$$I_{\text{сз.доп}} = \frac{2 \cdot 1350}{0,85 \cdot 501,46} = 6,33$$

Ұсынылған минималды мәні 4,0 с.б.

Бұрылу бұрышы SLOPE1 – дегідей қалады.

Қосымша тежелу ұзақтығын қосуға T ADD ON – STAB қолданамыз.

Қосымша тежелу әр фаза үшін бөлек орындалады, бірақ керектілікке қарай бір уақытта барлық фазаның бұғатталуын енгізуге болады.

Дифференциалдық ток әр фазада бақыланады. Егер белгілі бір уақыт бойы созылып өлшенетін дифференциалдық ток қойылған шамадан асатын болса, екінші ретгі ток тізбегінде зақымдану байқалады. Осы кезде уақыт ұстанымы бар дифференциалдық қорғаныс сәйкес фазада бұғатталады да осы күй жайлы хабарламалар жинақталады.

Дифференциалдық токтың іске қосылу мәні $I - \text{DIFF} > \text{MON}$ қондырылған дифференциалдық қорғаныстың мәнінен $I - \text{DIFF} >$ аз болуы қажет. Өйткені ТТ – ның эксплуатациялық қателіктері мен зақымдалу тогының яғни қорғалып отырған объекттің қысқа тұйықталуының айырмашылығын ажырату мүмкін болмайды.

Әдетте іске қосылу тогы шина қосылыстарының минималды номиналды тогынан немесе реленің минималды техникалық параметрлерінен төмен қылып алынады:

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

мұнда $I_{\text{min.нагр}}$ – шинадағы жүктемедегі минималды жұмыс тогы.

Барлық жағдайда іске қосылу тогы бойынша бақылау функциясы максималды мүмкін болатын небаланс тогынан асуы керек:

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

мұнда $K_{\text{отс}} = 1,2$ – реттеу коэффициенті;

$I_{\text{нагр.мах}}$ - шинадағы максималды жүктеме тогы.

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

Іске қосылу тогының мәні қорғалып отырған объекттің номиналды тогына келтіріледі:

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

$$I - \text{DIFF} > \text{MON} = \frac{81}{501,46} = 0,16$$

Дифференциалдық ток бақылауының уақыт ұстанымы $T \text{ I} - \text{DIFF} > \text{MON}$ бұғатталудың зақымдалған кезіндегі жұмыс істемеуін қамтамасыз етеді. Әдетте уақыт ұстанымы бірнеше секундты құрайды және де объекттің қолдану мерзіміне байланысты $t_{\text{сз.контр}} = 1 - 10$ с. аралығында алына алады.

ШДҚ – ның қосымша мүмкіндігі ток тізбегінің дұрыс жұмысын бақылау. Бұл қорғалып отырған объекттің фидердағы тогын бақылау. Яғни әр фазадағы токты салыстыру. Дегенмен сөндіруге команда тек қана бақылап отырған фидер тогы орнатылған мәннен асса ғана орындалады.

ШДҚ –ның минималды сезімталдығына байланысты бақылау тогының мәні $I > \text{CURR. GRUARD}$ қандай да бір шинаны қоректендіретін қосылыстар мәнінен аз болуы тиіс:

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

мұнда n – басты қоректендіруші шина саны;

$K_{\text{ч}} = 1,1$ – сезімталдылық коэффициенті.

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

Іске қосылу тогының мәні шинаның номиналды тогына тең.

Жалғану тогын бақылау міндетті функция болып табылмайды, ол қолдану шарттарына байланысты қолданылады.

Минималды режим кезіндегі сезімталдылық органының іске қосылу тогы келесідей өрнектеледі:

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

мұндағы $I_{\text{кз.min}}$ - минималды режим кезіндегі периодикалық суммарлы ҚТ тогы;
 $K_{\text{ч}} = 1,5$ – сезімталдылық коэффициенті.

$$I_{\text{сз.чО}} = \frac{7521,9}{1,5} = 5014,6 \text{ А}$$

Қолданыс шарттары бойынша жұмыстық кернеу арқылы осы шинаға қосылған трансформаторды немесе автотрансформаторды шинаның қорғаныс қондырғылары арқылы тексеріс жүргізілуі мүмкін.

ШДҚ сезімталдық коэффициенті негізгі функция үшін, есептік режим кезіндегі қорғанылып отырған шинаның металлдық ҚТ үшін минималды КТ келесідей өрнектелейді:

Егер $I_{\text{кз.min}} \leq I_{\text{торм. нач}}$

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

мұндағы $I_{\text{кз.min}}$ - минималды режим кезіндегі периодикалық суммарлы ҚТ тогы;

$I_{\text{сз.min}}$ – қорғаныстың минималды іске қосы тогы (тежелу болмағанда).

Егер $I_{\text{кз.min}} > I_{\text{торм. нач}}$ координата басынан басталғанда құлау параметрлі іске қосылуы:

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

Шинаны тексеру кезінде минималды мүмкін болатын мән алынады, $K_{\text{ч}} \geq 1,5$. Біздің жағдайда:

$$K_{\text{ч}} = \frac{1}{0,54} \leq 2$$

500 кВ шиналар жүйесінің дифференциалдық қорғанысы 2 бөлек шкафтан тұрады. Олар негізгі және резервті. ШДҚ – 500 кВ ток трансформаторларымен шектелген зонадағы фазааралық және бір фазалық қысқа тұйықталудан қорғайды. Әр ШДҚ – 500 кВ комплектінде шинадағы токтардың салыстырылуы үш 7UT613 қондырғылары арқылы жасалады. Яғни шиналар жүйесіндегі әр фазаға бөлек – бөлек. Терминалда 87В ANSI коды ШДҚ –ын білдіреді. Шинаның дифференциалды қорғанысы уақыт ұстанымысыз:

- шиналар жүйесіндегі керекті 3 фазадағы 500 кВ ажыратқыштарды өшіреді;
- шиналар жүйесіндегі АПВ – ны іске қосады, яғни ҚТ – ды өшіргеннен кейін автоматты түрде шинаның апатқа дейінгі жұмыс режимін қалпына келтіреді де сынап қарайды;
- шиналар жүйесіндегі 500 кВ ажыратқыштардың УРОВ –ын қосады.

Шинаның дифференциалдық қорғанысының ток тізбектерінің қателігін бақылау әр фазадағы соммалық небаланс тогының фазаларға бөлек есептелуі арқылы жүзеге асады. Сонымен қоса әрбір фазаға ШДҚ бұғатталуы бөлек орындалады.

Бұл қорғаныс түрін қосалқы стансада пайдалану маңызды болып табылады. Себебі шинаны қорғау арқылы қосалқы стансаның барлық жоғарғы кернеулі қондырғылары мен құрылғыларының істен шығуының алдын алуға болады. Шина қорғанысына пайдаланатын терминалдардың артықшылығы апаттық жағдайлар журналының болуы ER, фазалық токтар мен шинаның иығындағы нөлдік реттілік токты тіркеп, экран бетіне шығаруы және оларды дистанционды қашықтыққа жіберу мүмкіндігі. Қосымша терминалдың өзіндік іштей болып жатқан құбылыстарды, яғни дистанциондық беріліс, іске қосылғандағы бинарлық кірістердің сигналдары мен қателіктерінің экран бетіне шығаруы.

Тағы бір артықшылығы терминалмен басқару қарапайымдылығы. Демек, терминал бетіндегі түйіспелер арқылы оперативтік персонал оңай іске қосып, істен шығарып және де тест режимін қоса алады. Тек ең маңызды LED светодиодтарға көңіл аударса болады. Олар «RUN» - жұмыс режимі, «ERROR» - зақымдалу, «TEST» - тест режимі.

Siemens компаниясының 7UT613 типті терминалы арқылы параметрленуі Б қосымшасында көрсетілген.

7 Өмір тіршілік қауіпсіздігі

Бұл дипломдық жұмыста №205 110/10/10 кВ қосалқы стансасына релелік қорғаныс орнатауымыз керек. Жұмыс барысында қосалқы стансаға қондырғылар таңдаймыз. Өмір тіршілік қауіпсіздігі бөлімінде қосалқы стансаның ашық типті тарату құрылғысын жерлендіру қажет. Барлық талдау жұмыстары нормаларға сәйкес жүргізілуі тиіс.

7.1 Қосалқы стансадағы жұмыс жағдайын талдау

№205 қосалқы станса жоғары кернеулі трансформаторлар, айырғыштар, ажыратқыштар, реакторлар, тіректер, шиналар және басқаларымен жабдықталған.

Осы қондырғылардың жарылу қауіпі көп және жоғары кернеу адам өміріне қауіпті болғандықтан сыртта орналасады. Ашық таратын құрылғыларының барлық элементтері бетондық негізде қондырылады. Кернеуі жоғары құрылғыларының құрамында май болғандықтан жарылыс немесе өрт қауіпін алдын алу мақсатында арнайы тереңдікте қиыршық тас пен ірі құмнан тұратын май жинағыш шұңқыр ескеріліп қазылады.

Қаралып отырған қосалқы стансада 35 адам қызмет етеді. Олар арнайы бригадалар және қосымша қызмет көрсетуші адамдар. Бригадалар диспечерлік, релелік қорғаныс, монтаж жасаушы, қосалқы станса энергожүйесін сараптаушылар және оқшауламан қандағалаушылар болып бөлінеді. Әр бригада өзіне тапсырылған жұмысты ғана орындайды. Себебі рұқсаттама қағаздары бригадалардың атқаратын қызметтеріне қарай беріледі. Ал қалған адамдар қосалқы стансаның күзетіне, тазалығына және де техникалық қауіпсіздіктің сақталуына жауап береді.

Ашық типті тарату құрылғысына тек қана рұқсаттамасы бар персонал кіреді. Себебі оның конструкциясы күрделі және ток өткізгіш элементтер ашық күйде болады.

Ашық типті тарату құрылғысының артықшылықтары:

- Жоспарлы жөндеу жұмыстары кезінде барлық тарату құрылғысын сөндірмей – ақ тек керекті шинаны ажыратып алу мүмкіндігі;
- Электрмен жабдықтау сенімділігін арттыру мақсатында жүйені екіге бөлу мүмкіндігі;
- Қысқа тұйықталу тогын шектеу мүмкіндігі;
- АТҚ үлкен көлемді, жоғары кернеулі электр қондырғыларын қолдануға мүмкіндік береді;
- АТҚ – ны салу кезінде қосымша ғимараттарды салуға шығын болмайды;
- АТҚ модернизация және кеңейту кезінде, жабық типті тарату құрылғысына қарағанда ыңғайлы;

– Кез келген уақытта барлық жоғары кернеулі қондырғыларды көзбен көру мүмкіндігінің болуы.

Ашық типті тарату құрылғысының кемшіліктері:

– АТҚ – ны климаттық жағдайлары қолайсыз аймақтарда қолдану қиын, себебі қоршаған ортаның жоғары кернеулі қондырғыларға тигізетін әсері көп. Ол қондырғылардың қолдану мерзімінің азаюына әкеледі;

– Жабық типті тарату құрылғысына қарағанда АТҚ – ның өлшемдерінің үлкен болуы.

Қосалқы стансада техникалық қауіпсіздікті қамтамасыз ету мақсатында ашық типті тарату құрылғысын жерлендіру міндетті болып табылады. Өйткені барлық қондырғылар жоғары кернеулі.

Ашық типті тарату құрылғысын жерлендіруді есептеу жоғары кернеулі қондырғыларды жөндеу жұмыстары немесе жоспар бойынша тексеріс кезінде адамдардың қауіпсіздігі үшін қажет. Жерлендіруді есептеу қосалқы стансаның АТҚ өлшемдері мен орналасқан аймаққа арналған климаттық зонасына байланысты болады.

7.2 Қосалқы стансадағы ашық түрлі таратылатын құрылғысының жерлендіруінің есептеу

Алғашқы мәліметтер:

$$U_{ATK} = 110 \text{ кВ};$$

АТҚ өлшемдері: $45 \cdot 40 \text{ м}$;

Сырт қабаттың меншікті кедергілері: $\rho_{1uzm} = 45 \text{ Ом} \cdot \text{м}$;

Төмен қабаттың меншікті кедергілері: $\rho_{2uzm} = 30 \text{ Ом} \cdot \text{м}$;

Тік стерженьдер сипаттамалары: $d = 0,08 \text{ м}$; $l = 5 \text{ м}$; $h_1 = 3,31 \text{ м}$;

III – климатты аймақ;

$$I_{кз} = 691 \text{ А};$$

Электродтардың енгізілуі – $t_0 = 0,5 \text{ м}$;

Шешімі:

1. 110 кВ ашық тарату құрылғысына алдымен меншікті кедергіні табамыз:

$$\rho_{1расч} = \rho_{1uzm} \cdot \Psi = 45 \cdot 2 = 90 \text{ Ом} \cdot \text{м}; \quad (7.1)$$

мұндағы Ψ – маусым коэффициенті;

Маусымдылық коэффициентін ескеретін ρ_1/ρ_2 қатынасы:

$$\frac{\rho_{1расч}}{\rho_{2расч}} = \frac{\rho_{1изм} \cdot \Psi}{\rho_{2изм}} = \frac{45 \cdot 2}{30} = 3; \quad (7.2)$$

Ұзынынан тұрғызылған электродтардың саны анықтаймыз:

$$n = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a}; \quad (7.3)$$

мұндағы S – жермен тұйықтағыш аудан, m^2 ;

a – жермен тұйықтағыш электрод аралығы, $a = 5$ м;

$$n = \frac{4 \cdot \sqrt{45 \cdot 40}}{5} \approx 34; \quad (7.4)$$

Тік электродтардың жермен салыстырғандағы ұзындықтары $l_{омн}$ келесідей табылады:

$$l_{омн} = (h + t_0) / l_e = (3,31 - 0,5) / 5 = 0,56 \text{ м}; \quad (7.5)$$

Тік электродтардан жасалған торлы тікелей жермен қосқыштың жерге қарағандағы меншікті кедергісі 2 қабат үшін ρ_3 , келесідей табылады:

$$\rho_3 = \rho_2 (\rho_1 / \rho_2)^k; \quad (7.6)$$

мұндағы k – дәреже көрсеткіші,

$$k = 0,43 \cdot (l_{омн} + 0,272 \cdot \ln \cdot (a \cdot \sqrt{2} / l_e)); \quad (7.7)$$

$$k = 0,43 \cdot (0,56 + 0,272 \cdot \ln \cdot (3 \cdot \sqrt{2} / 5)) = 0,222;$$

$$\rho_3 = 30 \cdot (100 / 30)^{0,222} = 39,192 \text{ Ом} \cdot \text{м};$$

Тікелей жермен қосқыштар контурлары мен оның ішіндегі тордың кедергілері төмендегідей есептеледі:

$$R_3 = 0,443 \cdot \frac{\rho_2}{\sqrt{S}} \cdot \left(\frac{\rho_1}{\rho_2} \right)^g + \frac{\rho_1}{L + n \cdot l_e}; \quad (7.8)$$

мұндағы n – тік өткізгішті көрсететін сан;

L – өткізгіш қашықтығы;

g – кедергі дәрежесі;

l_1 мен l_2 салыстырмалы ұзындық мәндері.

$$g = 2 \cdot h_1 / (\sqrt{S} + n \cdot l_2); \quad (7.9)$$

$$g = 2 \cdot 3,31 / (\sqrt{1800} + 57 \cdot 15,68) = 0,007;$$

$$l_1 = l_1 + l_2 \cdot \rho_1 / \rho_2, \text{ м}; \quad (7.10)$$

$$l_i = (3,31 - 0,5) + (3,31 - 0,5) \cdot 4,6 = 15,68, \text{ м};$$

$$L = 23 \cdot 45 + 24 \cdot 30 = 1755 \text{ м};$$

$$R_3 = 0,443 \cdot 30 \cdot \left(\frac{100}{30}\right)^{0,007} + \frac{100}{691 + 57 \cdot 5} = 0,35 \text{ Ом};$$

Жанасудың кернеу коэффициенті λ_1 төмендегідей есептеледі:

$$\lambda_1 = M \cdot \left(\frac{a \cdot \sqrt{S}}{l_e \cdot L_r}\right)^{0,45}; \quad (7.11)$$

мұндағы $\lambda = P/N$ – өткізгішаралық арақашықтық, м;
 P – тор ендері мен зындықтарының қосындысы, м;
 $M = \rho_1 / \rho_2$ қатынас қызметі, $M = 0,9$;

$$\lambda_1 = 0,9 \cdot \left(\frac{3 \cdot \sqrt{1800}}{5 \cdot 691}\right)^{0,45} = 0,204;$$

Төмендету коэффициенті:

$$\lambda_2 = \frac{R_h}{R_h + 1,5 \cdot \rho_1}; \quad (7.12)$$

мұнда ρ_1 – жоғары қабат кедергілері;
 R_h - адам кедергілері.

$$\lambda_2 = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 100} = 0,869;$$

Жанасудың кедергілері төмендегідей табылады:

$$U_{np} = I_3 \cdot R_3 \cdot \lambda_1 \cdot \lambda_2, \text{ В}; \quad (7.13)$$

$$U_{np} = 691 \cdot 0,35 \cdot 0,204 \cdot 0,869 = 42,874 \text{ В};$$

Жерге қосқандағы патенциал:

$$\varphi_3 = 691 \cdot 0,35 = 241,85 \text{ В};$$

Кернеуді жерге қосқан потенциал мен жанасу коэффициентінің көбейтіндісі арқылы есптейміз:

$$U_{np \max} = \phi_3 \cdot \lambda_1, B \quad (7.14)$$

$$U_{np \max} = 241,85 \cdot 0,204 = 49 \text{ B};$$

Жоғары кернеулі желілерде адам қауіпсіздік шарттары:

$$U_{np} = U_{np \max} - I_h \cdot 1,5 \cdot \rho_C \leq U_{\text{дон}} \quad (7.15)$$

келесіні аламыз:

$$I_h = U_{np \max} / (R_h + 1,5 \cdot \rho_C); \quad (7.16)$$

мұнда I_h – адам бойымен өтетін ток.

$$I_h = 49 / (1000 + 1,5 \cdot 100) = 0,043 \text{ A};$$

Қауіпсіздіктің шарттарын $U_{np, \text{дон}} = 450 \text{ B}$, МЕМСТ 12.1.038-82 тексереміз:

$$49 - 0,204 \cdot 1,5 \cdot 100 \leq 450;$$

$$18,4 \leq 450;$$

Шарттар қанағаттандырылады.

Қадам коэффициент:

$$\beta_1 = 0,15$$

β_2 коэффициентін табайық:

$$\beta_2 = R_h / (R_h + 6 \cdot \rho); \quad (7.17)$$

$$\beta_2 = 1000 / (1000 + 6 \cdot 100) = 0,625$$

Қадамның кернеуі:

$$U_{III} = I_3 \cdot R_3 \cdot \beta_1 \cdot \beta_2, \quad (7.18)$$

$$U_{III} = 691 \cdot 0,35 \cdot 0,15 \cdot 0,625 = 22,673 \text{ B};$$

Ток таралу аймағындағы адамдарға шарттар:

$$U_{III} = U_{1-2 \max} - I_h \cdot 6 \cdot \rho_1 \leq U_{\text{дон}}; \quad (7.19)$$

мұнда $U_{np, \text{дон}} = 450 \text{ B}$ мемлекеттік стандартқа сай.

$$U_{1-2 \max} = \phi_3 \cdot \beta_1, B \quad (7.20)$$

$$U_{1-2 \max} = 241,85 \cdot 0,15 = 36,2775 \text{ В};$$

Адамның бойынан ағатын ток:

$$I_h = U_{1-2 \max} / (R_h + 6 \cdot \rho_c), \text{ А} \quad (7.21)$$

$$I_h = 36,2775 / (1000 + 6 \cdot 100) = 0,023 \text{ А};$$

Қауіпсіздіктің шарттарына тексереміз:

$$U_{1-2 \max} - I_h \cdot 6 \cdot \rho_1 \leq U_{\text{дон}}; \quad (7.22)$$

$$36,2775 - 0,35 \cdot 6 \cdot 100 \leq 450;$$

$$15,2775 \leq 450;$$

Шарт қанағаттандырылады.

R_3 талаптарына сай тұйықтағыштардың қолданылуы қарастырамын:

$$R_3^I = \frac{U_{np \text{ дон}}}{I_3 \cdot \lambda_1 \cdot \lambda_2}, \text{ Ом}; \quad (7.23)$$

$$R_3^I = \frac{450}{691 \cdot 0,204 \cdot 0,869} = 3,673 \text{ Ом};$$

$$R_3^{II} = \frac{U_{ш \text{ дон}}}{I_3 \cdot \beta_1 \cdot \beta_2}, \text{ Ом}; \quad (7.24)$$

$$R_3^{II} = \frac{450}{691 \cdot 0,15 \cdot 0,625} = 6,946 \text{ Ом};$$

Есептеулердің нәтижелері $R_3 = 0,35 \text{ Ом}$ қажетті шарттарды қанағаттандырып, келесідей болады:

$$R_3 < R_{3 \text{ ПУЭ}}, \quad R_3 < R_3^I, \quad R_3 < R_3^{II}.$$

7.3 Өміртiршiлiк қауiпсiздiгi бөлiмi бойынша қорытынды

Бұл бөлiмдi шығару барысында №205 қосалқы стансасының ашық типтi тарату құрылғысының жерлендiруiн есептедiм. Себебi қосалқы стансада жерлендiру ең қажеттi шара болып табылады. Жерлендiрудi есептеудiң мақсаты жоғары кернеулi құрылғылармен жұмыс жасағанда, адам денесi конструкцияға тиген кезде немесе желiлер үзiлген кезiнде ток соғу қауiпiн болдырмау.

Қарастырылған шаралар стансадағы қызметкерлердің жұмыс орындарында қауіпсіз жұмыс жүргізу үшін және апатты жағдайларды азайту мақсатында есептелінді. Есептеу кезінде шыққан нәтижелер белгіленген ережелер мен қойылған талаптарға сай келіп, толықтай қанағаттандырды.

8 Экономикалық бөлім

8.1 Энергетикалық нысанның техника-экономикалық көрсеткіштерін есептеу

Дипломдық жұмысымның негізгі мақсаттары №205 110/10/10 кВ Қосалқы стансасын салуды жоспарлау кезінде экономикалық жағынан тиімді және сапалы техникалық жаңа базада ұйымдастыру тиімді екенін бағалау болып табылады. Қосалқы станцияға қажетті толық қаражат салымдары бойынша есептеулер 8.1-кестеге енгізіледі.

8.1 кесте – ҚС-ны салынатын қаржы

№	Атауы	Бағасы, тг	Саны, шт	Толық бағасы, тг
1	2	3	4	5
1	Күштік трансформатор ТРДН-25000/110	58000000	2	116000000
2	Күштік ажыратқыш 110кВ LW36-126	8000000	8	64000000
3	Күштік ажыратқыш 10кВ ВРЗ	4900000	18	88200000
4	Айырғыш 110кВ GW2-126	1600000	32	51200000
5	Сақтандырғыш 110 кВ ПТВ-110-50-2,5 У1	48000	2	96000
6	Сақтандырғыш 110 кВ ПРВТ-10.ІІ-6,3 У1	25000	2	50000
7	Кернеу трансформатор 110кВ ЗНГА-110	1850000	2	3700000
8	Кернеу трансформатор 10кВ ЗНОЛ-10	114800	2	229600
9	Ток трансформаторы 110кВ ТГФМ-110/400/5	1467000	120	176040000
10	Ток трансформаторы 10кВ ТШЛ 4000/5	75000	168	12600000
11	ЖКШ 110кВ ОПН-ІІ-110/70 УХЛ1	308000	4	1232000

8.1 кестенің жалғасы

1	2	3	4	5
12	ЖКШ 10кВ ОПН-II-10 УХЛ1	215000	2	430000
13	Шина 110кВ АС 120/19	60000	3	180000
14	Шина 10кВ ШМ1Т 10х160	210400	4	841600
15	Терминал Siemens 7SJ	1855000	1	1855000
16	Терминал Siemens 7SA	2095000	1	2095000
17	Терминал Siemens 7UT	1698000	1	1968000
Жалпы соммасы: 520717200 тг ≈ 521 млн.тг				

8.2 Инвестициялық жоспар

№205 110/10/10 кВ қосалқы стансасы 3 энергия көзінен қоректеніп, төменгі кернеуде 18 фидермен тұтынушыларға тарайды. Сонымен қоса дипломдық жұмыста қосалқы стансаның релелік қорғанысы мен қондырғылар және оларды таңдау шарттары көрсетілген. Инвестиция мөлшері желісінің құны бойынша мен қосалқы станцияның жабдықтарының құныларының қосындысынан табылады:

$$\Sigma K = K_o + K_c + K_m + K_{пр}, \quad (8.1)$$

мұндағы

K_o – қондырғыларды сатып алуға кететін ақшалай шығын, ΣK -ның 53 % болады;

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

K_m – монтаждалуы және іске қосуы, баптап-күту жұмыстарына кететін ақшалай шығын, ΣK -ның 11 % болады;

$K_{пр}$ – басқа да шығындарға кететін ақшалай шығын, ΣK -ның 6 % болады.

Қондырғылар сатып алуына кететін ақшалай шығын:

$$K_o = 521 \text{ млн.тг}$$

Қондырғыларды сатып алуға жұмсалатын шығын:

$$K = (521 \cdot 100) / 53 = 983,018 \text{ млн. тг.}, \quad (8.2)$$

Құрылыс жұмыстарына жұмсалатын шығын:

$$K_c = (983,018 \cdot 30) / 100 = 294,905 \text{ млн. тг.}, \quad (8.3)$$

Монтаждау, іске қосу, баптап-күту жұмыстарына жұмсалатын шығын:

$$K_M = (983,018 \cdot 11) / 100 = 108,131 \text{ млн. тг.}, \quad (8.4)$$

Басқа шығындарға жұмсалатын шығын:

$$K_{\text{ПР}} = (983,018 \cdot 6) / 100 = 58,981 \text{ млн. тг.}, \quad (8.5)$$

№205 қосалқы станциясы 2 трансформатордан тұрады. Олардың қуаты 25 МВА сондықтан толық қуат $S_{\text{ТР}} = 25 \text{ МВА}$ болып алынады. Сол себепті қуат коэффициентін 0,8-ге тең етіп алып:

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

$$P = 25 \cdot 0,8 = 20 \text{ МВт},$$

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

Келісім қуатты W – энергетикалық жабдықтау құрылымымен келісілген максимал жағдайындағы жүктеме кезіндегі абоненттің есептік сағаттық қуаты.

Трансформаторлар үш ауысымды режимде жұмыс істейді. Сол себепті трансформаторлардың максимум қолданылу сағаты $T_m = 4800 - 6000$ етіп алынады. Менің жағдайымда макс қолданылу уақыты $T_m = 5200$ сағат деп алдым. Осыдан шығатыны төмендегідей:

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

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

Кәсіпорын қаражатты кіргізілетін амортизация аударылымдарының сомасы нешетүрлі тәсілдермен анықталыну мүмкіндігі бар. Егерде жаңадан өндірілетін өнім құнына біркелкі салынатын негізгі қорлар құнына тең болу шартына сүйенетін болсақ, келісідей есептеуге болады:

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

мұндағы $Z_{\text{амр}}$ – амортизациялық аударылымы, млн теңге;

K – басты қордың құны, млн теңге;

h_0 – амортизация аударылымдарының нормасы, %.

$$Z_{\text{амр}} = \frac{983,018 \cdot 6}{100} = 58,981 \text{ млн. теңге.}$$

Амортизация аударымдарының нормасын 6 % деп қабылдап алдым.

Электр қондырғыларының физикалық немесе моральді тозуына байланысты олардың тозуына кеткен шығындардың орнын толтыру үшін электр қондырғыларының құнының бөлігінен ақша бөлінеді. Бұл бөлінетін ақша амортизациялық шығын деп аталады. Ол барлық шығынның 51%-ын құрайды.

Шығынның қалған 49%-ын келесідей табамыз:

$$Z_{доп} = Z_{амп} \cdot \frac{49}{51} = \frac{58,981 \cdot 49}{51} = 56,668 \text{ млн. тенге}, \quad (8.9)$$

Осыдан толық шығын төменгідей болады:

$$Z_{пол} = Z_{амп} + Z_{доп}, \quad (8.10)$$

$$Z_{пол} = 58,981 + 56,668 = 115,649 \text{ млн. тенге.}$$

Осы мәндерден өзіндік құнды келесідей есептеймін:

$$S = \frac{Z_{пол}}{W}, \quad (8.11)$$

$$S = \frac{115,649}{104} = 1,11 \frac{\text{тенге}}{\text{кВт} \cdot \text{саг}}.$$

Табыс ескерілу үшін, өзіндік құнға 10% қосамын. Ол келесідей есептеледі:

$$S_{ПС} = S \cdot 1,1 = 1,11 \cdot 1,1 = 1,221 \frac{\text{тенге}}{\text{кВт} \cdot \text{саг}}, \quad (8.12)$$

Жылдық кірісті анықтаймыз. Ол үшін қосалқы станса арқылы кірістік салықты 20% деп аламын:

$$\sum \Pi_2 = W_{год} \cdot 0,1 \cdot S_{ПС} \cdot 0,8, \quad (8.13)$$

$$\sum \Pi_2 = 104 \cdot 0,1 \cdot 1,221 \cdot 0,8 = 10,158 \text{ млн. тг.}$$

Ақтөбе қаласындағы электрэнергиясы 2018 жылдың мамыр айындағы тарифі бойынша 18,32 теңге/кВт·сағ құрайды. ҚС-ның баға түрленуші механизімін және де олардың құрамаларын қарастырсам:

- электрстанциясынан электрэнергияны сатып алу бағасы - 6,7 теңге/кВт·сағ;

- АО "KEGOC" тарифінің бағасы - 2,5 теңге/кВт·сағ;

- «РЭК» тарифінің бағасы - 5,931 теңге/кВт·сағ;

- «ПС №205» ЖШС жеке тарифінің бағасы 1,221 теңге/кВт·сағ.

Сол жағдайда қосалқы стансаның электрэнергиясының өзіндік бағасы 16,352 теңге/кВт·сағ құрады. Электр энергияны тұтынушыларға 17,7 теңге/кВт·сағ бағасымен сатқан кезде, ЖШС 1,348 теңге/кВт·сағ көлемінде кіріс алады, [Ә15].

Кіріс қаражат салығын есептеген жағдайдағы берілген түрдегі жылдық кіріс келесінідей құрайды:

$$\sum \Pi_{\text{кп}} = W_{\text{год}} \cdot 1,348 \cdot 0,8 = 104 \cdot 1,348 \cdot 0,8 = 112,15 \text{ млн теңге,} \quad (8.14)$$

ҚС-ның екі түрінен де алынған суммалық кірісі келесіні құрайды:

$$\sum \Pi = \sum \Pi_{\text{кп}} + \sum \Pi_{\text{г}} = 112,15 + 10,158 = 122,308 \text{ млн теңге,} \quad (8.15)$$

NPV таза әдеттегі құны анықтау

Әр жылдың табысы CF қазіргі уақыт бойынша беріледі.

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

мұндағы CF – жыл сайын қаражаттық түсімі;

n – тарату жылдарының саны;

r – банк бойынша пайыздық қойылымы.

Таза келтірілген құн төмендегідей анықталады:

$$NPV = \sum_1^n \frac{CF_n}{(1+r)^n} - I_0, \quad (8.17)$$

мұндағы I_0 – толық қосындысының инвестиция.

Ақша ағымы төмендегі өрнекпен бойынша анықталады:

$$CF = \sum \Pi + Z_{\text{амп}}, \quad (8.18)$$

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

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

$$CF = 122,308 + 58,981 = 181,289 \text{ млн. тг.},$$

8.4 кесте – Таза келтірілген бағасын есебінің нәтижесі

Жылдар	CF, млн. теңге	$1/(1+10\%)^n$	NPV, млн. теңге
0	0	1,000	- 983,018
1	181,289	0,909	- 818,226
2	181,289	0,826	- 668,481
3	181,289	0,751	- 532,332
4	181,289	0,683	- 408,511
5	181,289	0,621	- 295,93
6	181,289	0,564	- 193,683
7	181,289	0,513	- 100,681
8	181,289	0,467	- 16,019
9	181,289	0,424	60,847

Есептеулер бойынша біздің салған инвестиция бізге 9 жылда пайда алып келеді.

$$PV = 181,289 \cdot (0,909 + 0,826 + 0,751 + 0,683 + 0,621 + 0,564 + 0,513 + 0,467 + 0,424) = 1043,862 \text{ млн. тг.}$$

Рентабелділік индексі $-(PI)$ – таза дисконттық пайданы инвестицияға бөлу арқылы анықтай аламыз.

$$PI = \sum_{t=1}^n \frac{PV / (1+i)^t}{K_0} = \frac{1043,862 / 0,424}{983,018} = 2,5, \quad (8.19)$$

РР орнын толтырылу мерзімін анықтау

Осы әдіс алғашқы инвестиция салымын төлеуші үшін керекті мерзімді анықтау арқылы аламыз. Орнын толтырылу есептелу амалдары инвестиция жекеленген кірісті бірдей таратумен тәуелді болуы тиіс. Егерде кірістей қаражаттары бірдей болса, онда төлеу мерзімі бір уақыттағы шығынды жылдық кірісінің мәніне бөлу арқылы есептеледі.

$$PP = \frac{\Sigma K}{CF} = \frac{983,018}{181,289} \approx 5,42 \text{ жыл.} \quad (8.20)$$

Менің дипломдық жұмысымды экономикалық жағынан қорытындылағанда, қосалқы станса салған қаражатымызды 5 жыл 5 айда толығымен ақтайды.

Қорытынды

Дипломдық жұмыстың мақсаты №205 110/10/10 кВ 2х25 МВА қосалқы стансаның релелік қорғанысын орнаттым. Бұл жұмысты орындау кезінде қосалқы стансаның комплекстік сұлбасы сызылып, керекті жоғары кернеулі АТҚ ұяшықтары, коммутациялық аппараттар мен қондырғылар есептеліп таңдалды..

Күштік трансформаторлардың негізгі және резервті қорғанысытары орнатылды. Негізгі қорғаныс ретінде дифференциалдық қорғанысы орнатылды және Siemens компаниясының 7UT613 түрлі цифрлік терминалына параметрлеу жасадық. Тағы да трансформатордың қорғанысы ретінде газдық қорғанысын талдап, қажеттілігін сараптап QJ - 50 газдық релесін орнаттық.

Желінің қорғанысы үшін дистанциондық қорғанысы және нөл реттілік тоқтық қорғанысын орнаттық. Осы қорғанысқа да Siemens компаниясының 7SA611 түрлі цифрлік терминалына параметрлеу жасадық.

Арнайы бөлімінде 500 кВ шинаның дифференциалдық қорғанысын 7UT613 түрлі цифрлік терминалына арнайы есептеулер жүргізіп параметрлеу жасадық.

Өміртіршілік қауіпсіздігі бөлімінде қосалқы стансаның ашық типті тарату құрылғысының жерлендіруіне есептеулер жасалды. Жұмыс жағдайы, есептеу қажеттіліктері мен артықшылығы көрсетілді.

Экономикалық бөлімінде қосалқы станцияның инвестициялық жоспарын құрастырып, рентабельділігін анықтадық. Сонымен қоса қосалқы стансамыздың өзінің салымдарының толығымен ақтайтын уақытын есептеп көрсеттік.

Әдебиеттер тізімі

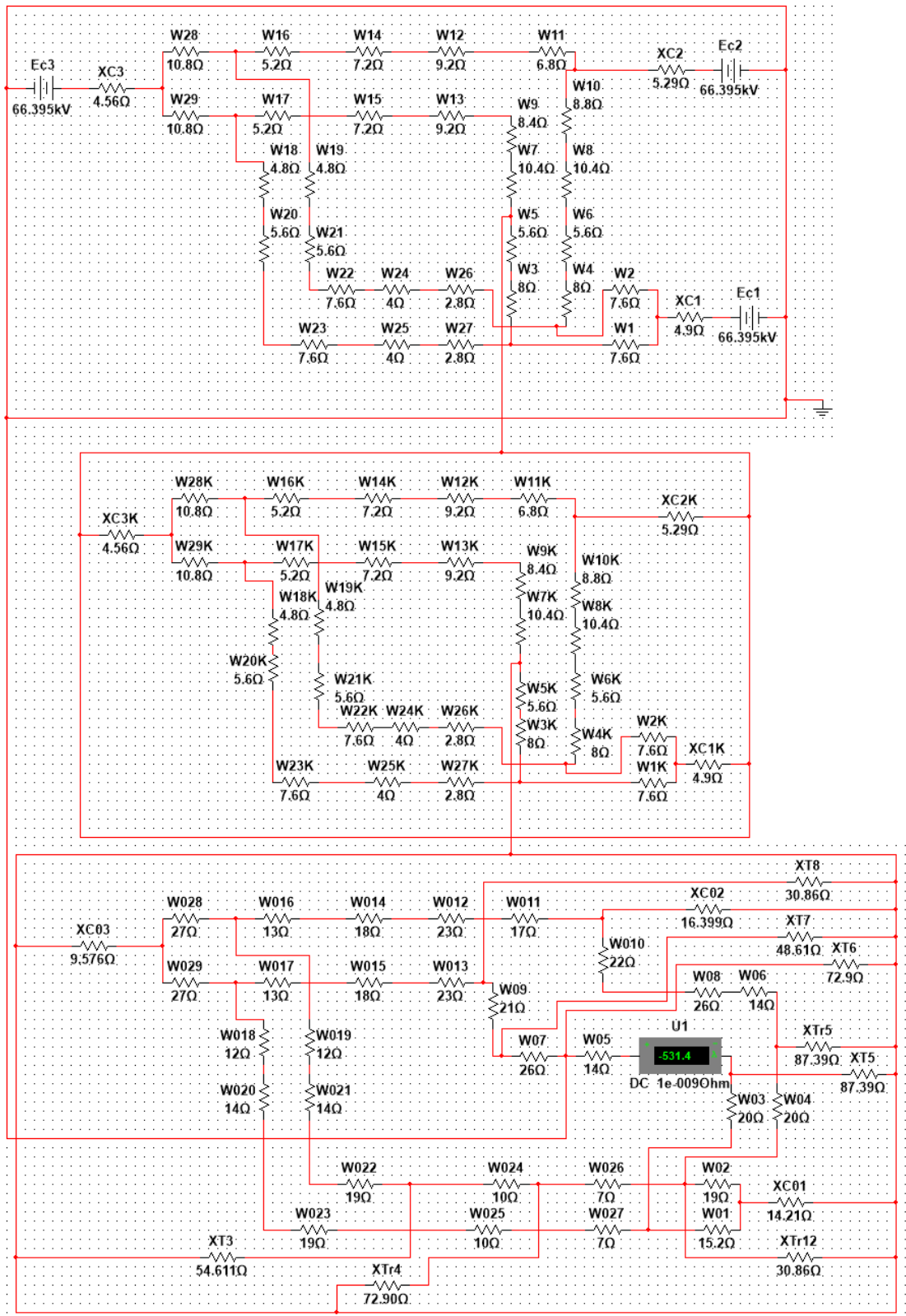
Негізгі:

- 1 Рожкова Л.Д., Карнеева Л.К. Электрооборудование электрических станций и подстанций. – 3-е изд., стер. М.: Академия, 1987. – 448 с.
- 2 Хожин Г.Х. Электр станциялары мен қосалқы станциялар. Оқулық. Алматы: «Ғылым» ғылыми орталығы, 2002. – 312 б.
- 3 Чернобровов Н.В. Релейная защита. Учебное пособие для техникумов. 5-е изд. перераб и доп М., "Энергия",-1974,-680с.

Қосымша:

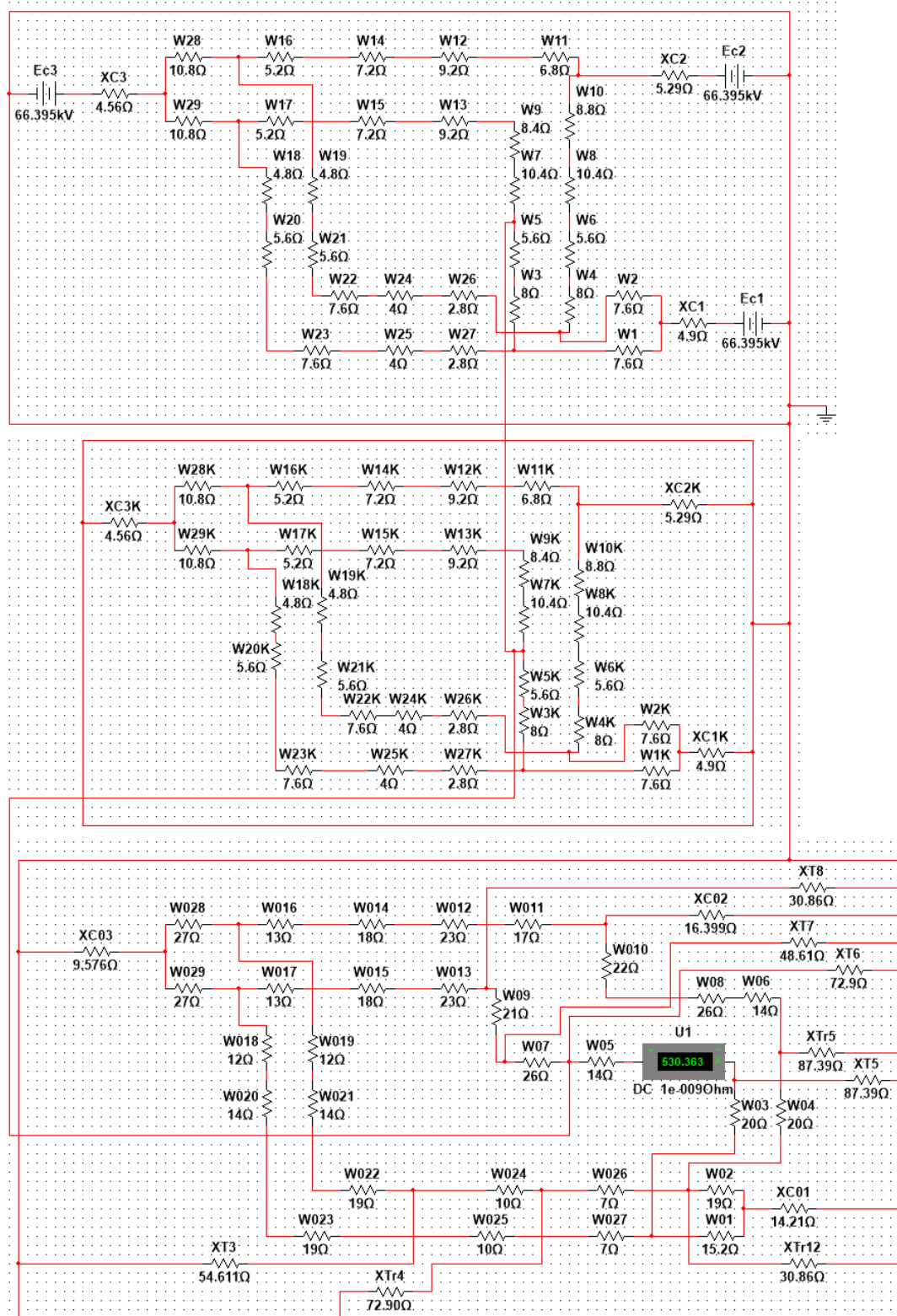
- 4 Арыстанов Н.Н., Агимов Т.Н. 05071800 – Электр энергетика мамандығы студенттері үшін №1,2,3 есептік-графикалық жұмысты орындауға әдістемелік нұсқаулар. – Алматы: АЭЖБУ, 2011. – 46 б.
- 5 Жақыпов А.А., Түзелбаев Б.И. Сала экономикасы: «Бітірушілер жұмысының экономикалық бөлімін орындауға арналған әдістемелік нұсқаулар» (Электр энергетикасы бағыты бойынша оқитын бакалаврлар үшін) – Алматы: АЭЖБИ, 2008. – 24 б.
- 6 Руководство по эксплуатации версия 4.6. SIPROTEC. Многофункциональное устройство защиты и местного управления 7SJ6. – 2008. – 734 с.
- 7 Қазақстан Республикасы Үкіметінің 2012 жылғы 24 қазандағы № 1355 қаулысымен бекітілген электр қондырғыларын орнату қағидалары. 2012. – 408 б.
- 8 Технический каталог. Кентауский трансформаторный завод – 2014. –184с.
- 9 Руководство по эксплуатации версия 4.6. SIPROTEC. Дифференциальная защита 7UT6. – 2003. – 583 с.
- 10 Руководство по эксплуатации версия 4.0. SIPROTEC. Дифференциальная защита 7UT621. – 2002. – 398 с.
- 11 Руководство по эксплуатации версия 4.6. SIPROTEC. Устройство дистанционной защиты 7SA6. – 2001. – 300 с.
- 12 www.en-res.ru сайты
- 13 www.fsk-ees.ru сайты
- 14 www.elektra500.ru сайты
- 15 www.zeto.ru сайты
- 16 www.esalmaty.kz сайты
- 17 www.forca.ru сайты

А қосымшасы



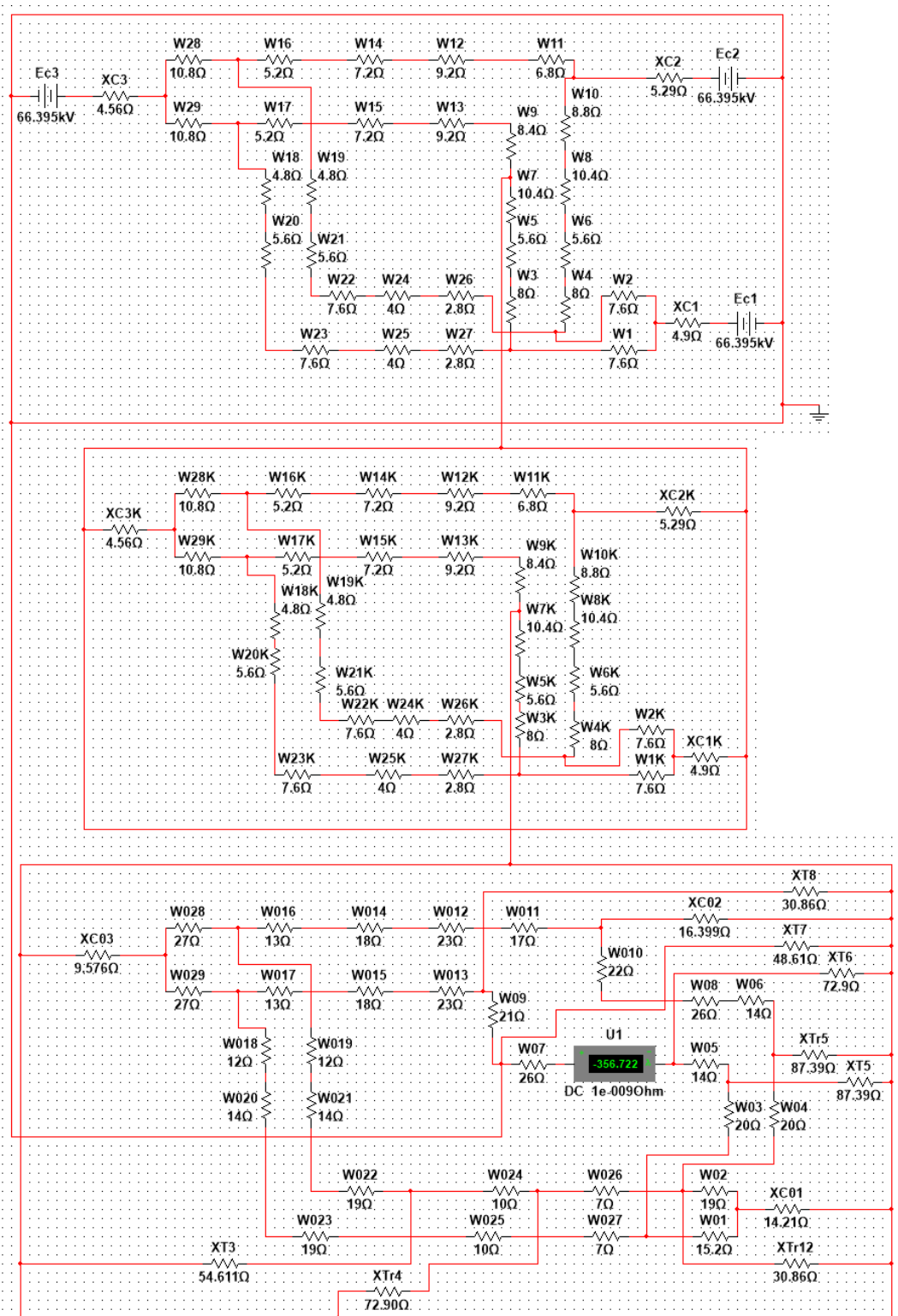
А1 сурет – 5 желінің соңындағы К¹ жерге қысқа тұйықталу тогының сұлбасы

А қосымшасының жалғасы



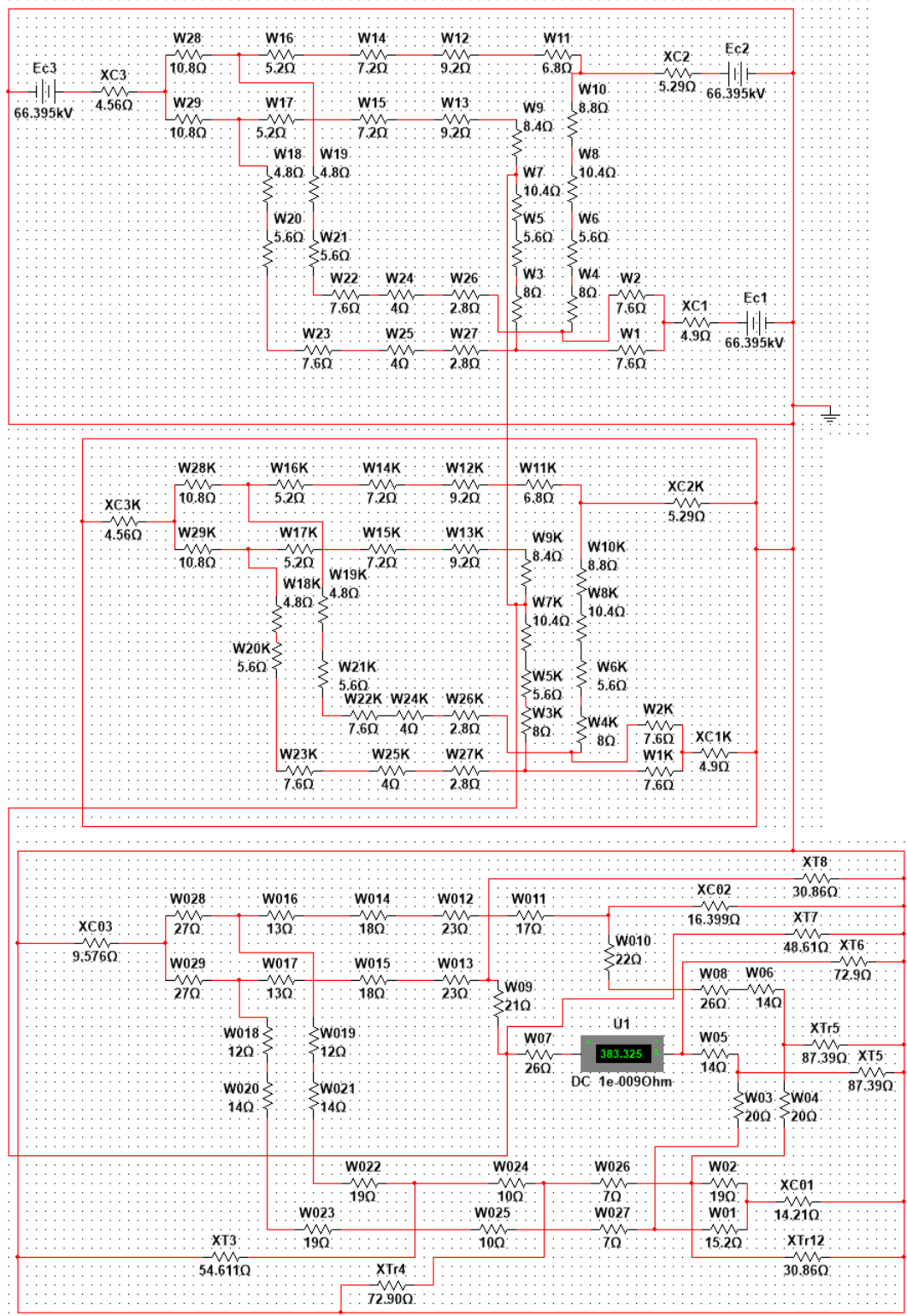
А2 сурет – 5 желінің соңындағы $K^{1,1}$ жерге қысқа тұйықталу тогының сұлбасы

А қосымшасының жалғасы



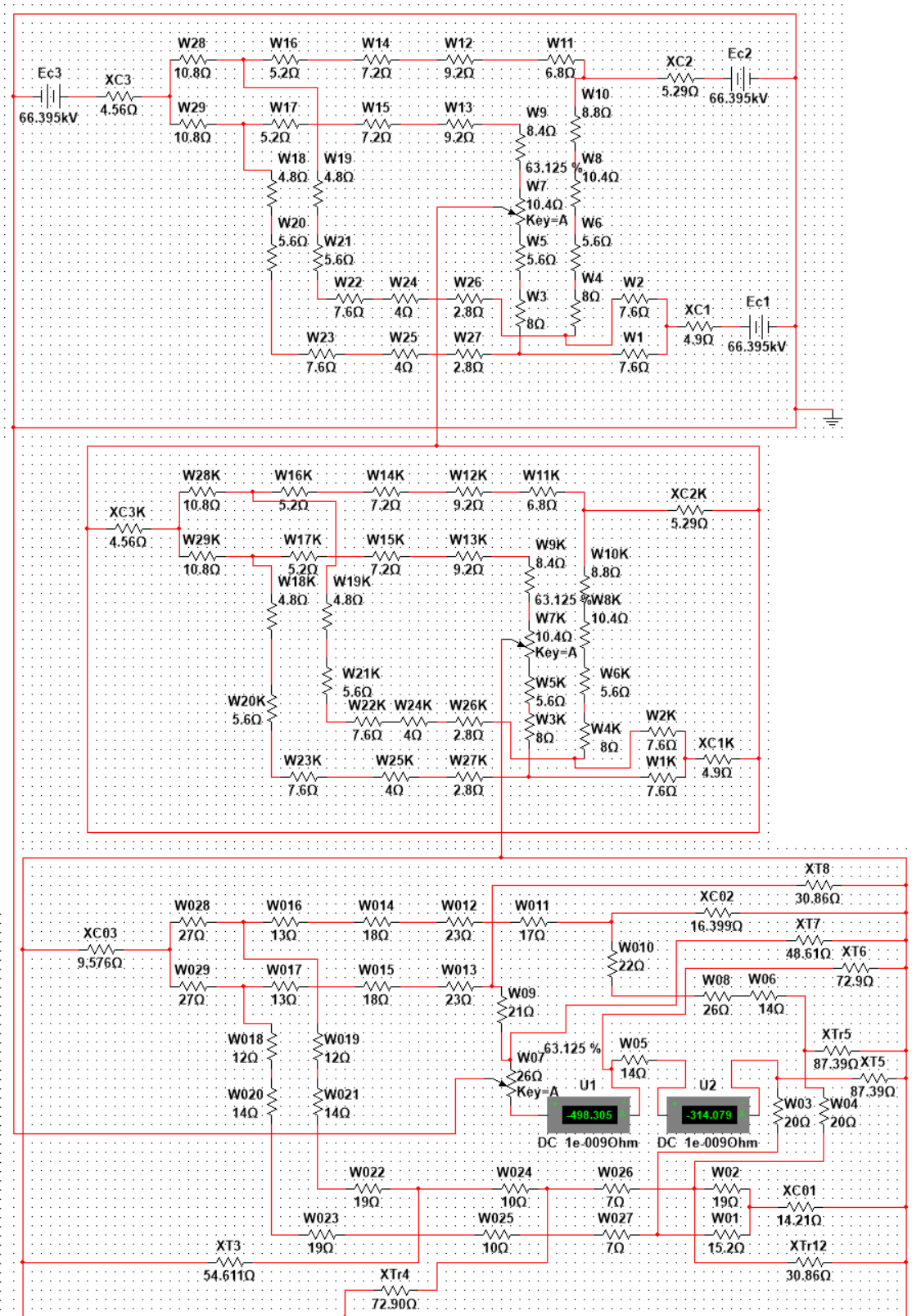
А3 сурет – 7 желінің соңындағы K^1 жерге қысқа тұйықталу тогының сұлбасы

А қосымшасының жалғасы



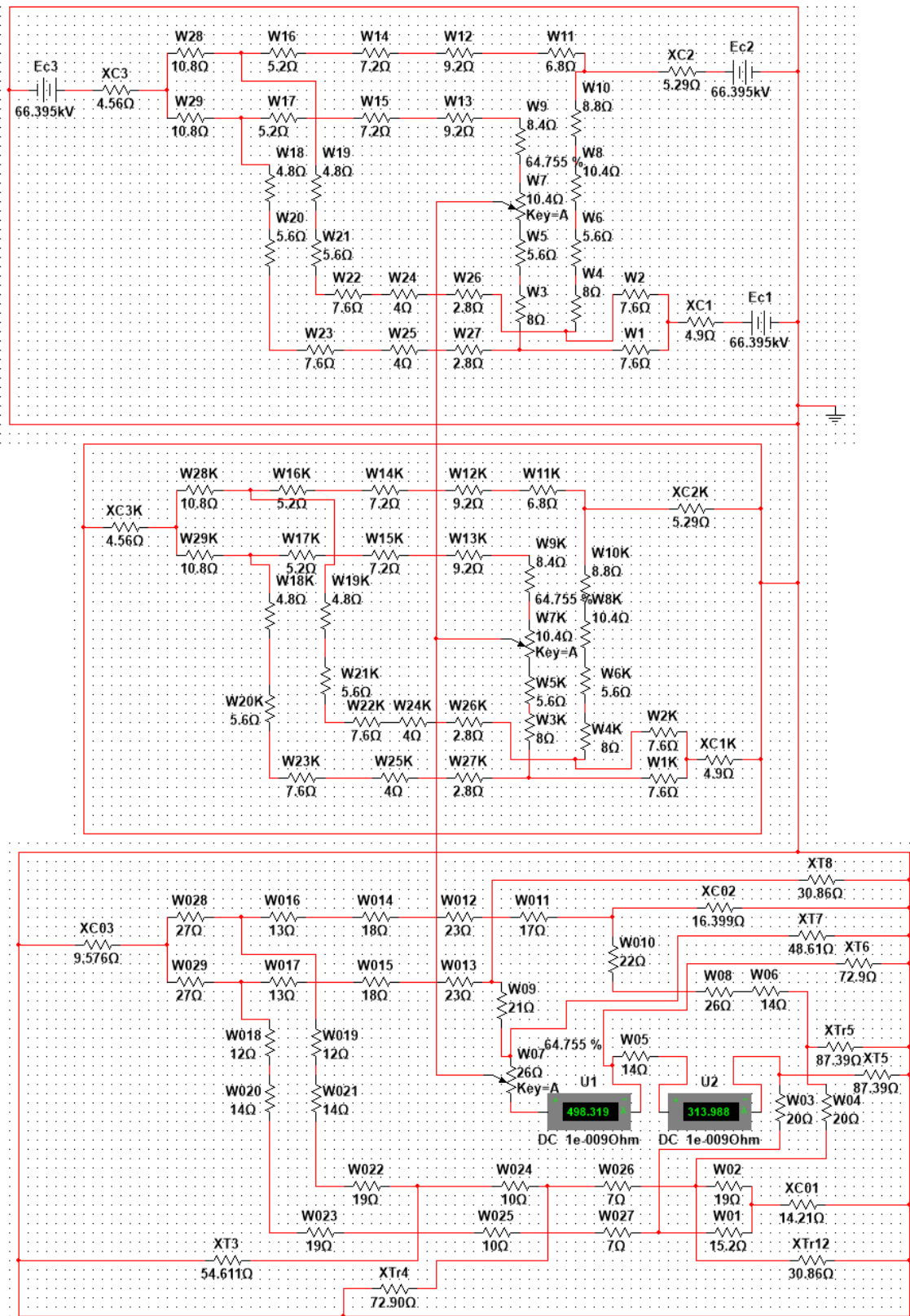
А4 сурет – 7 желінің соңындағы $K^{1,1}$ жерге қысқа тұйықталу тогының сұлбасы

А қосымшасының жалғасы



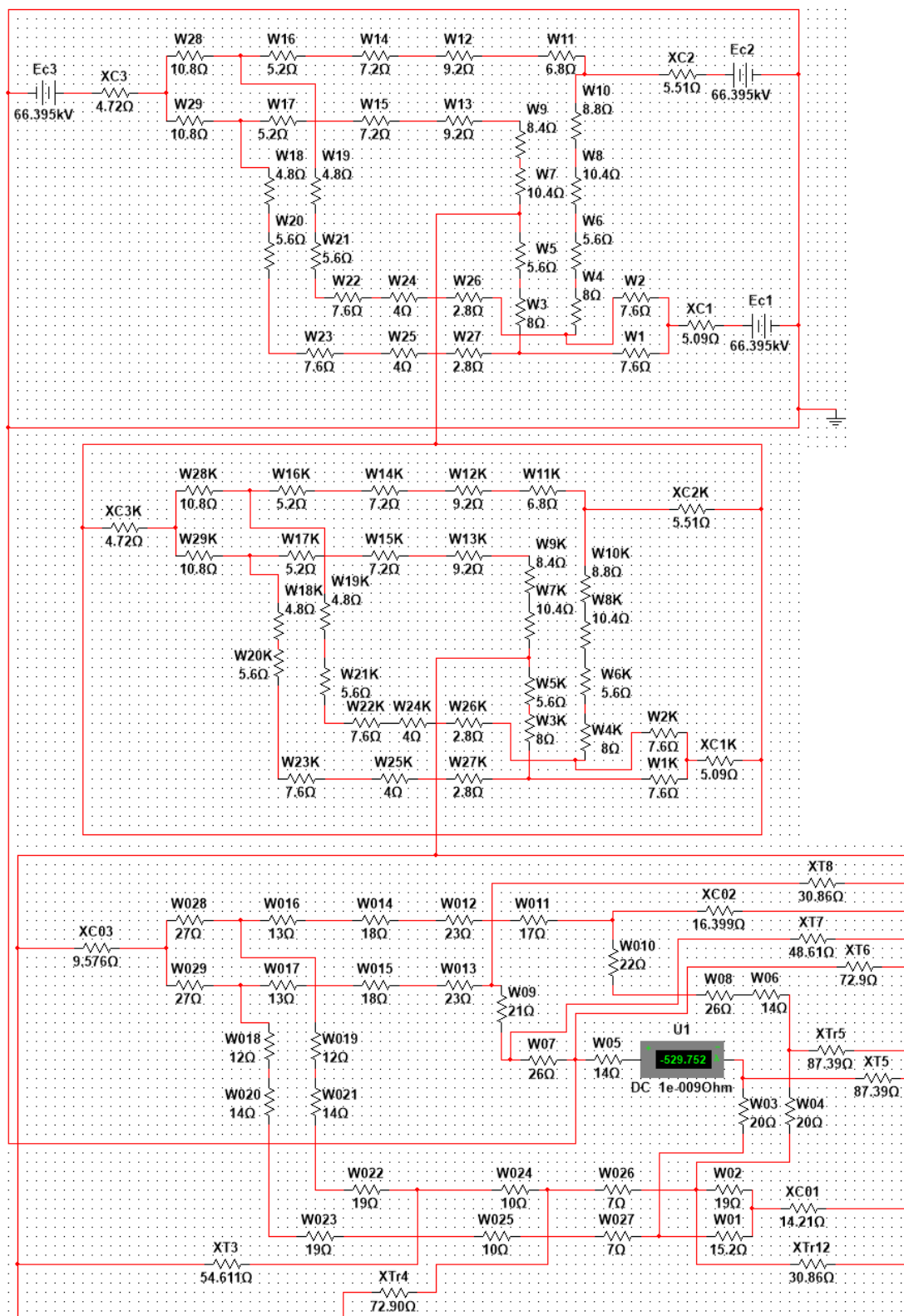
А5 сурет – 7 желінің соңындағы K^1 жерге патенциометр арқылы қысқа тұйықталу тогының сұлбасы

А қосымшасының жалғасы



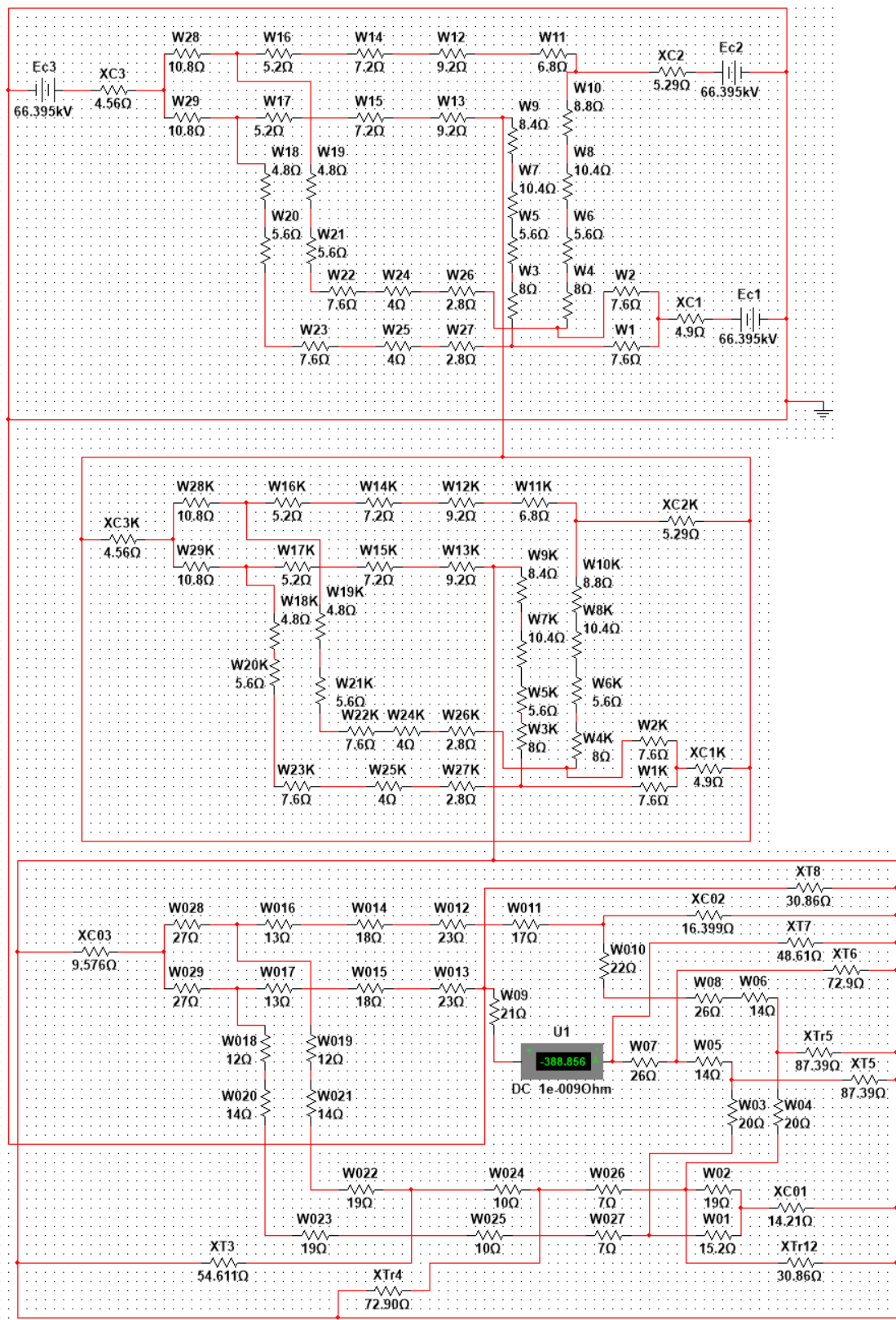
А6 сурет – 7 желінің соңындағы $K^{1,1}$ жерге патенциометр арқылы қысқа тұйықталу тогының сұлбасы

А қосымшасының жалғасы



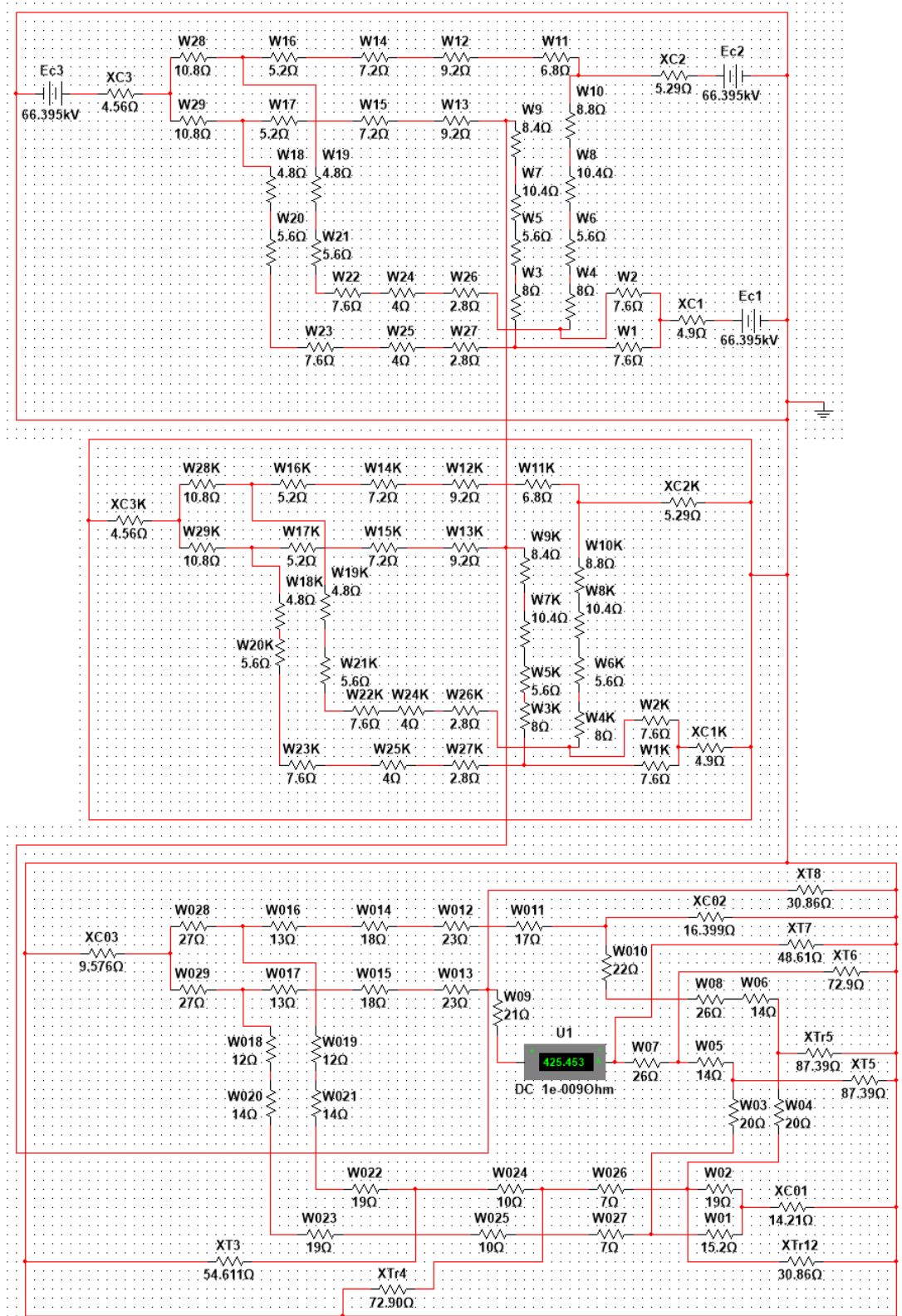
А7 сурет - 5 желінің сонындағы К¹ жерге минималды режимдегі қысқа тұйықталу тогының сұлбасы

А қосымшасының жалғасы



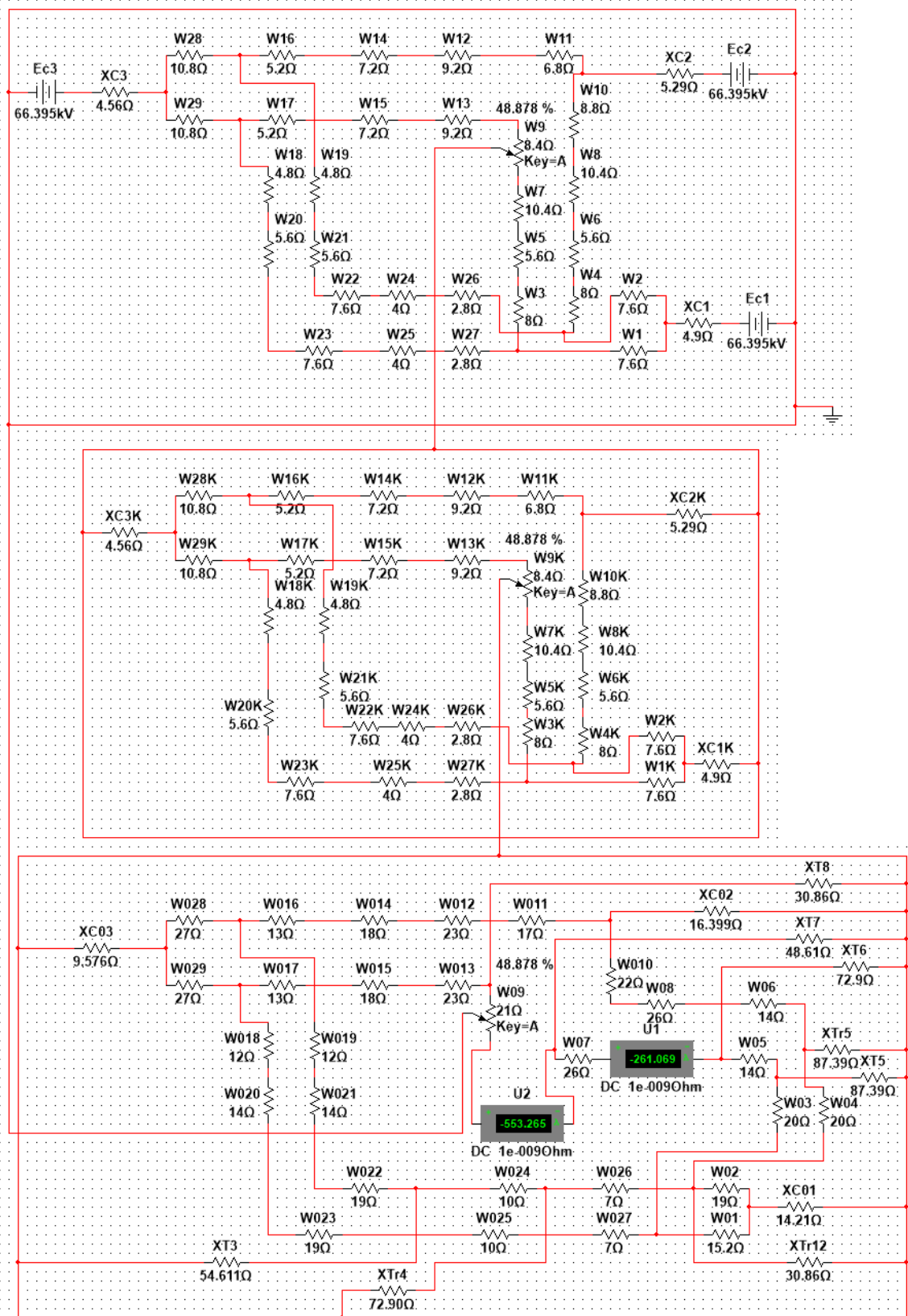
А8 сурет – 9 желінің соңындағы К¹ жерге қысқа тұйықталу тогының сұлбасы

А қосымшасының жалғасы



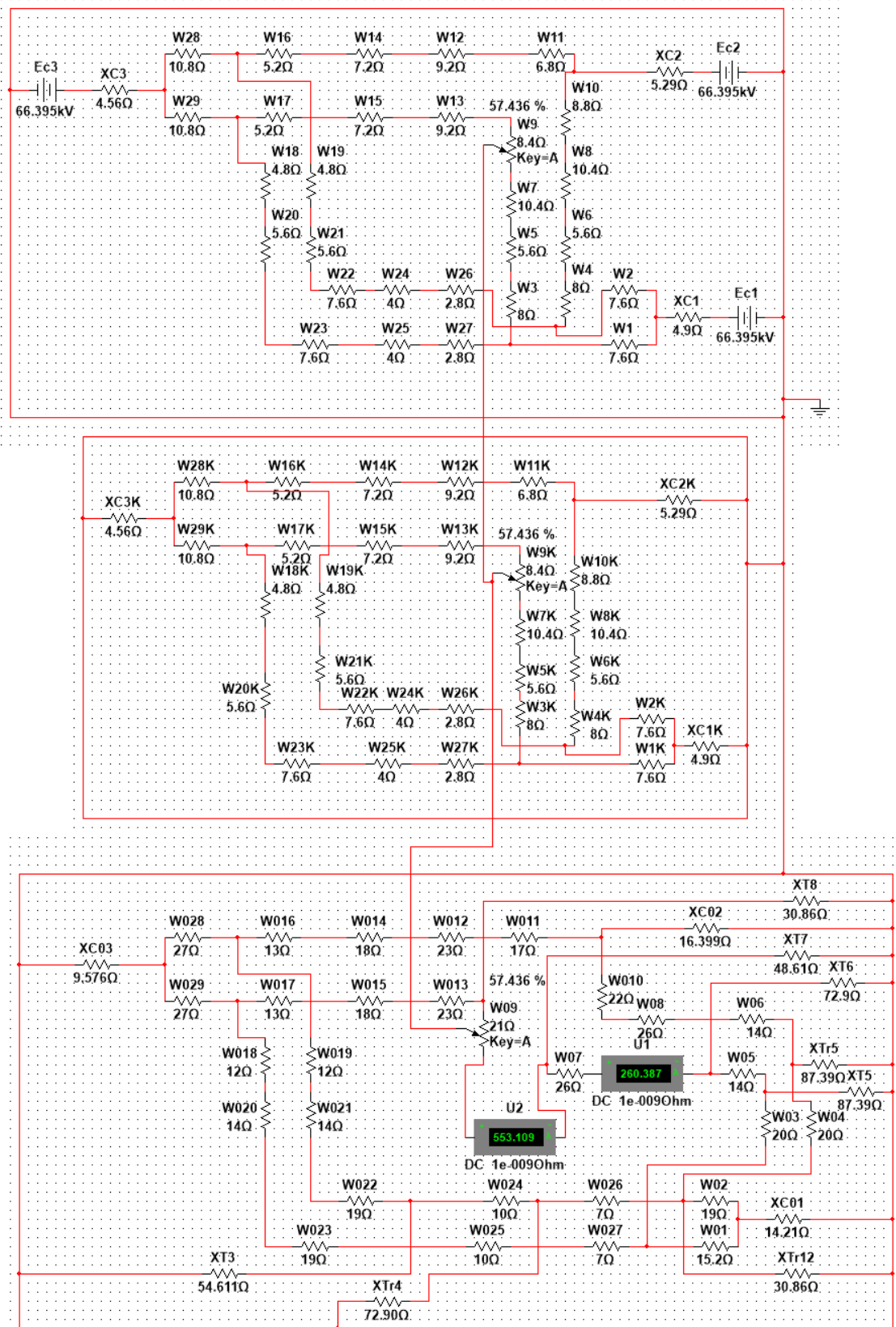
А9 сурет – 9 желінің соңындағы $K^{1.1}$ жерге қысқа тұйықталу тогының сұлбасы

А қосымшасының жалғасы



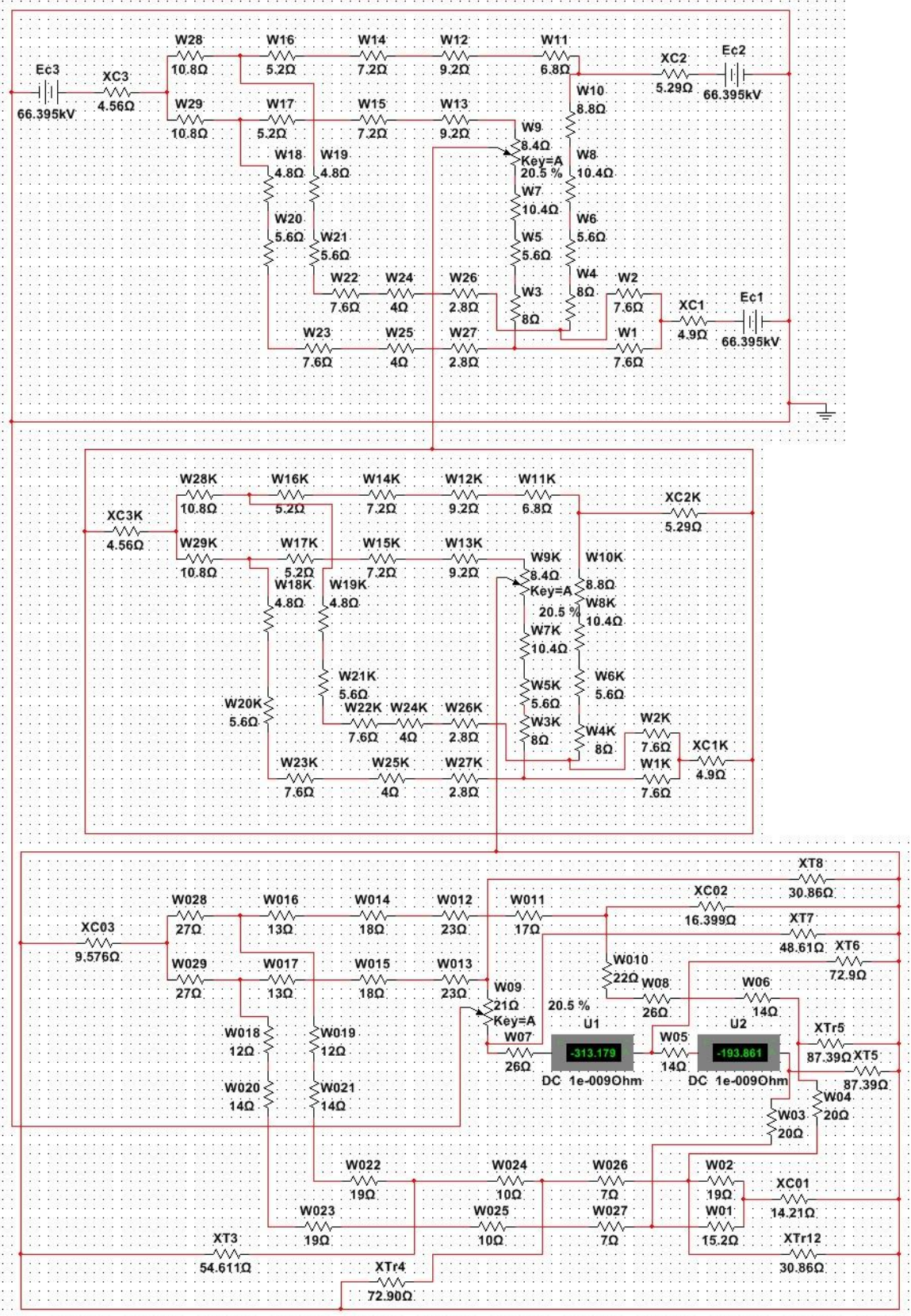
A10 сурет – 9 желінің соңындағы K^1 жерге патенциометр арқылы қысқа тұйықталу тогының сұлбасы

А қосымшасының жалғасы



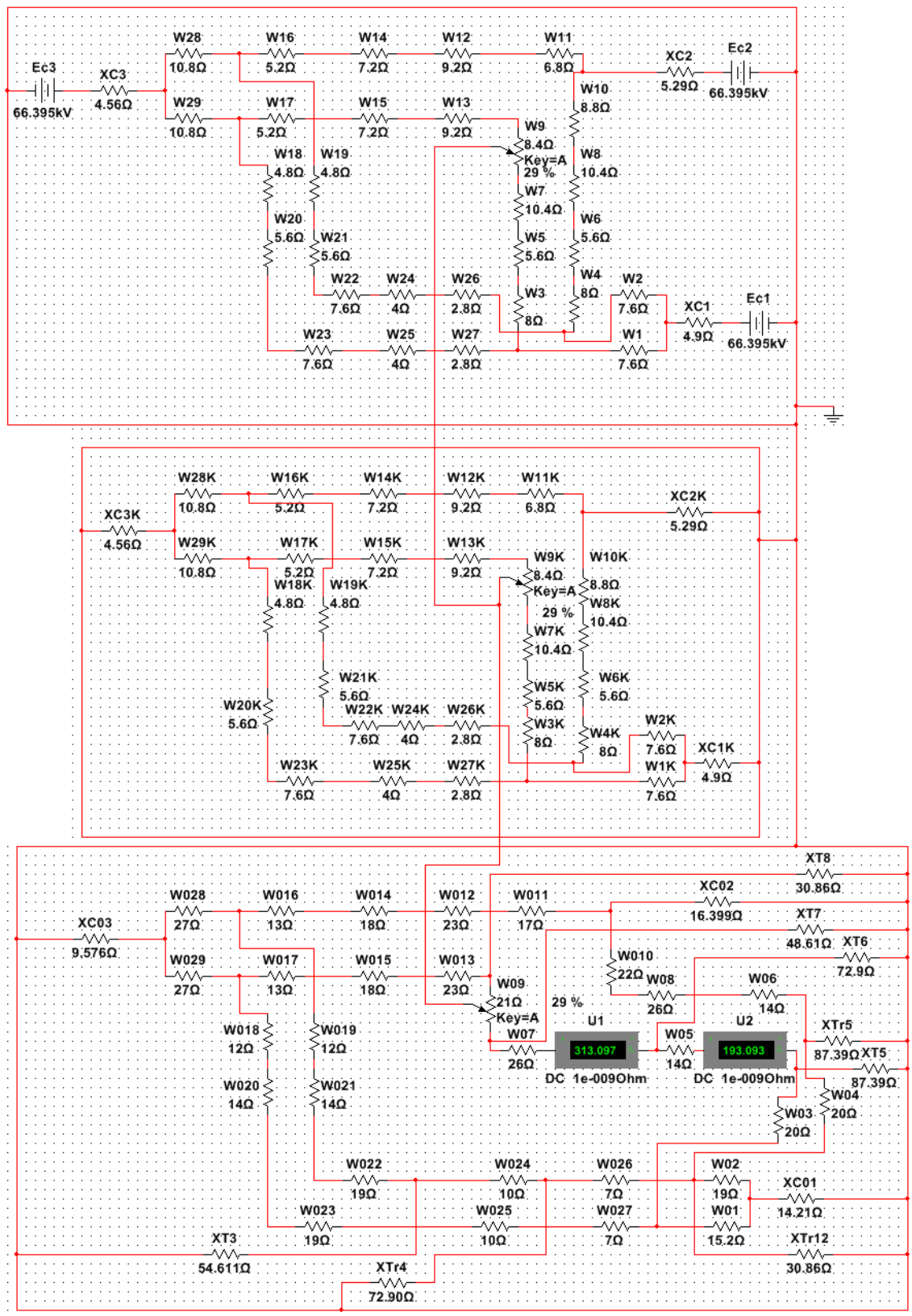
А11 сурет – 9 желінің соңындағы $K^{1,1}$ жерге патенциометр арқылы қысқа тұйықталу тогының сұлбасы

А қосымшасының жалғасы



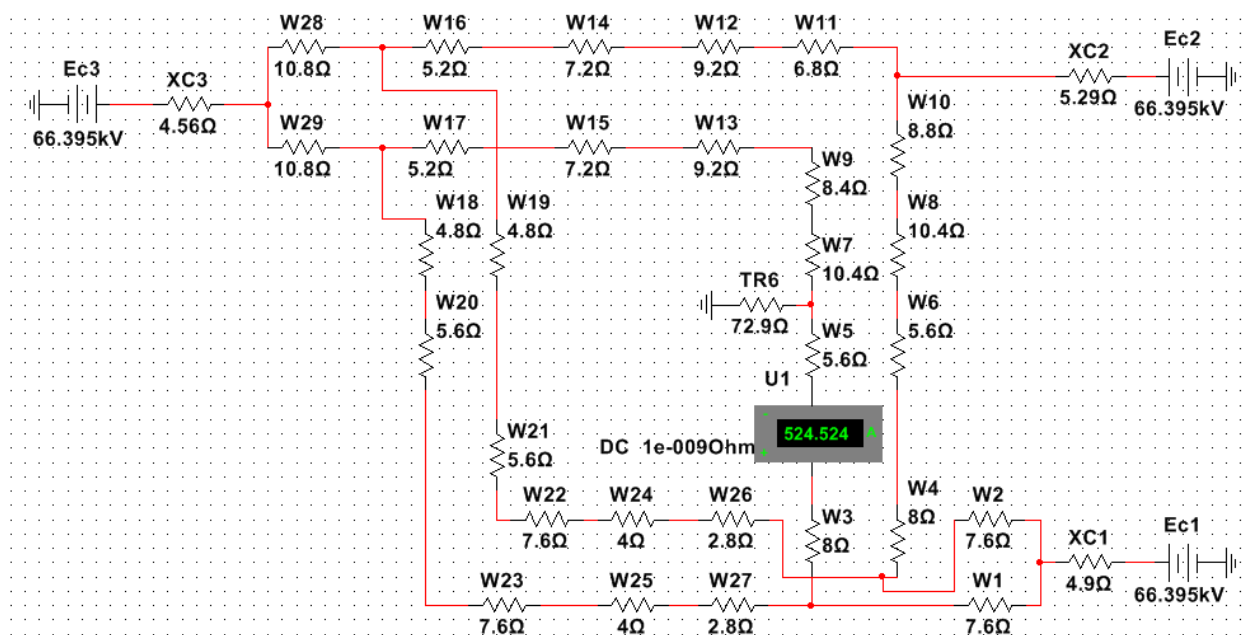
А12 сурет – 9 желінің соңындағы K^1 жерге патенциометр арқылы қысқа тұйықталу тогының сұлбасы

А қосымшасының жалғасы



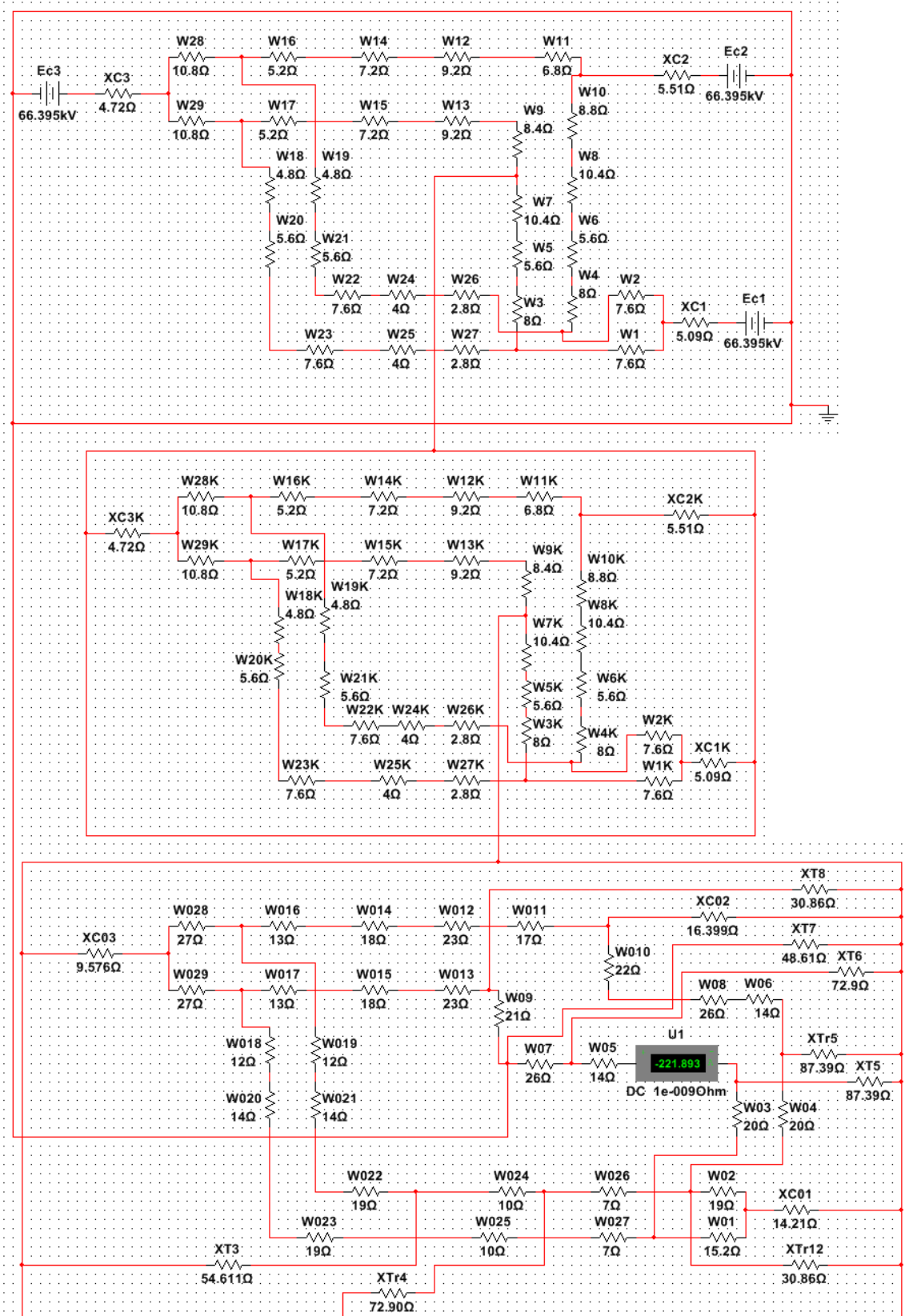
А13 сурет – 9 желінің соңындағы $K^{1,1}$ жерге патенциометр арқылы қысқа тұйықталу тогының сұлбасы

А қосымшасының жалғасы



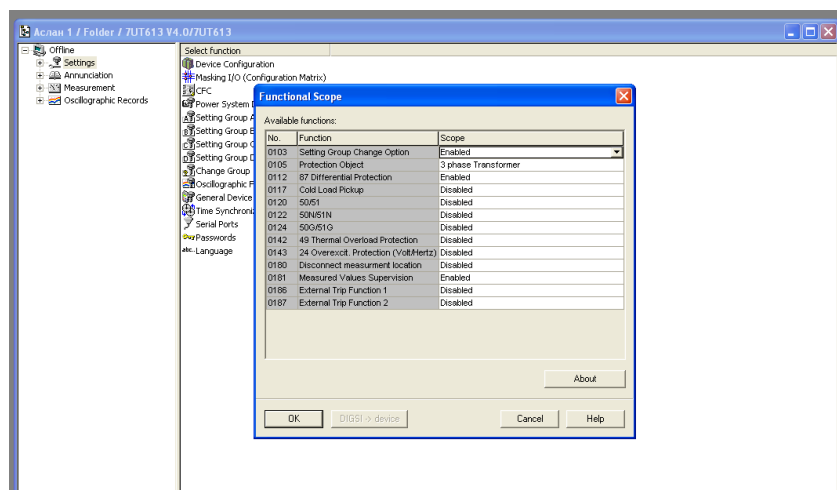
А14 сурет – Т6 трансформаторының төменгі жағындағы үш фазалы қысқа тұйықталу тоғын есептеу сұлбасы

А қосымшасының жалғасы

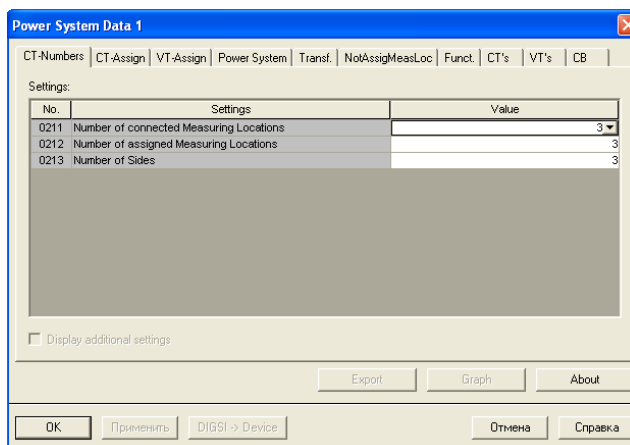


А15 сурет - 7 желінің соңындағы K^1 жерге минималды режимдегі қысқа тұйықталу тоғының сұлбасы

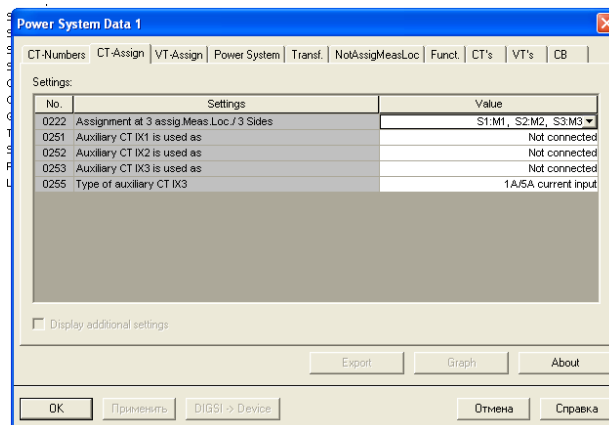
Дифференциалдық қорғанысының параметрлеу



А16 сурет – Функционалды баптауы

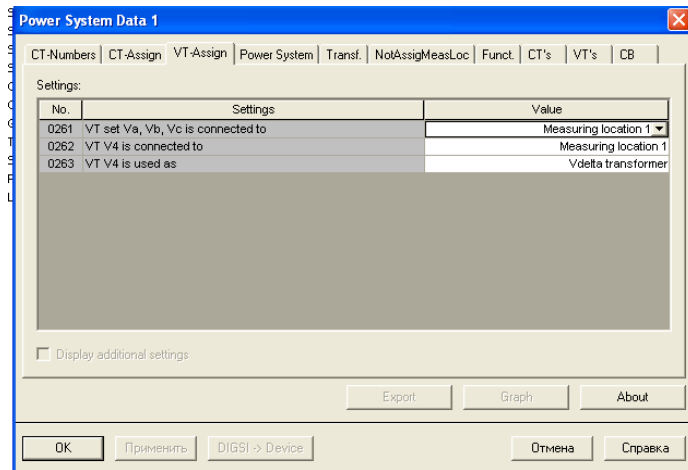


А17сурет – Ток бойынша кіріс сандары

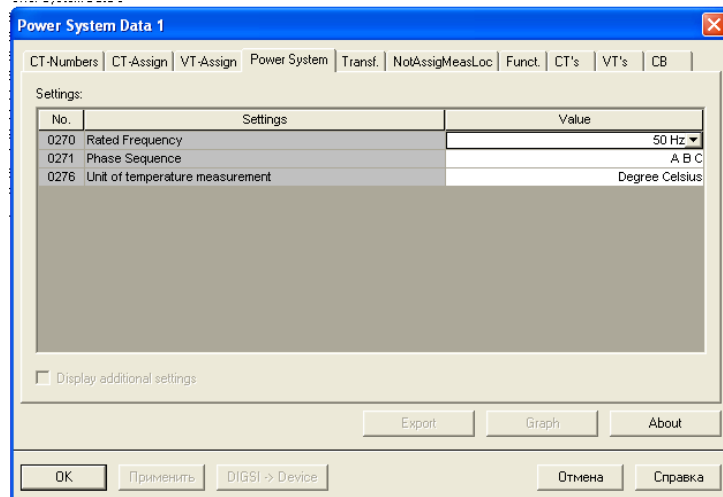


А18 сурет – Ток бойынша шығыс сандары

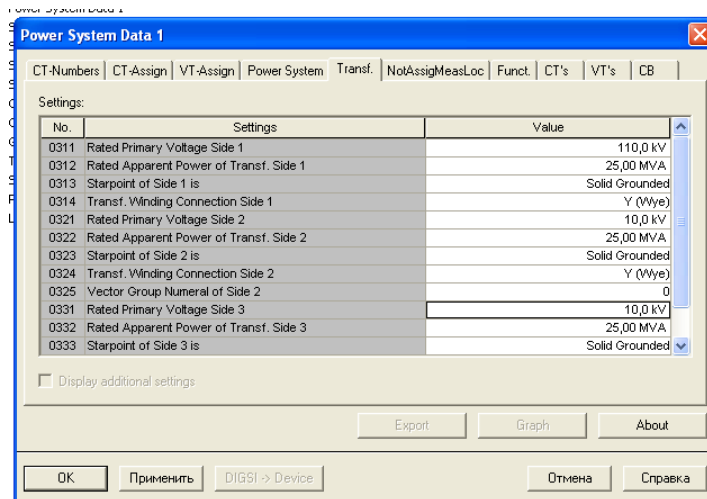
А қосымшасының жалғасы



А19 сурет – Кернеу бойынша шығыс сандары

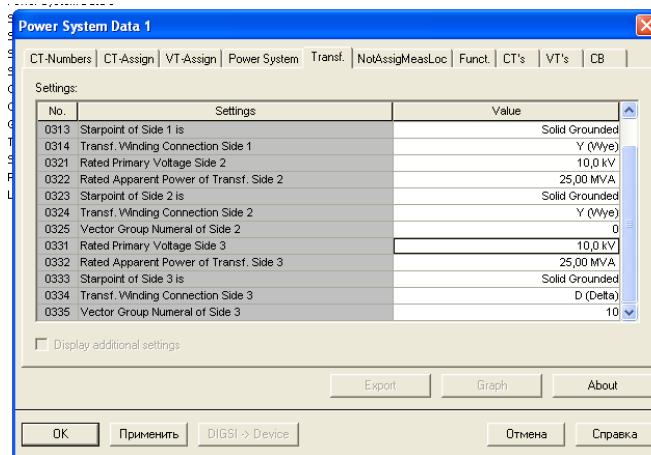


А20 сурет – Жүйелерді баптауы

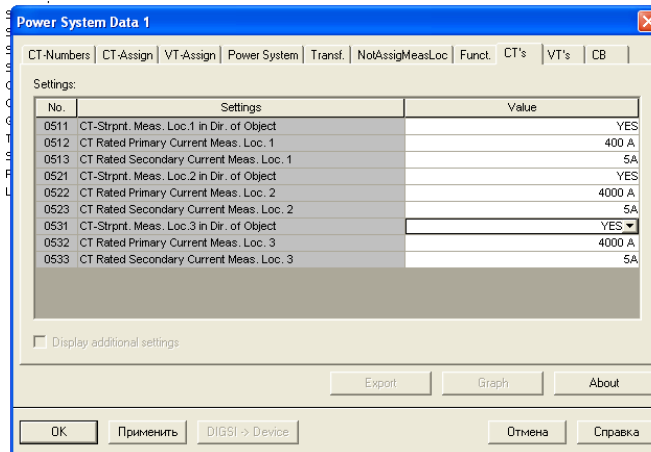


А21 сурет – Трансформаторлардың баптауы

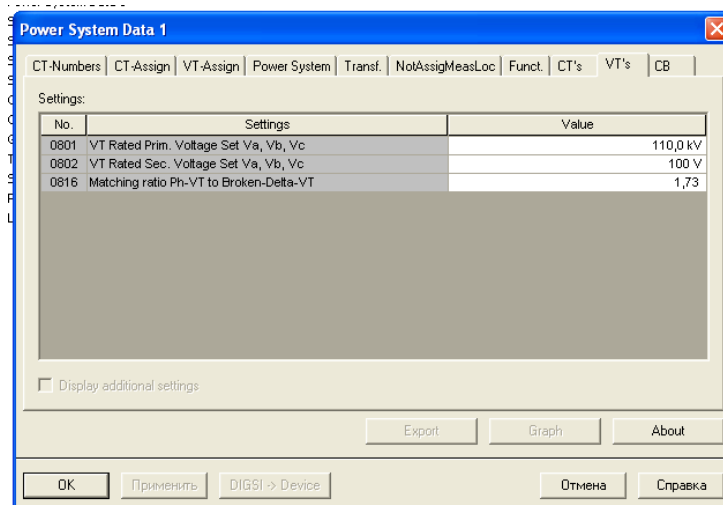
А қосымшасының жалғасы



А22 сурет – Трансформаторлардың баптауы

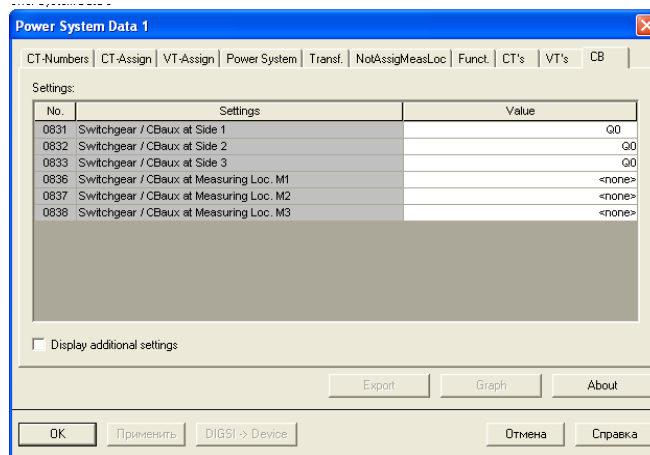


А23 сурет – Ток трансформаторларының параметрлері

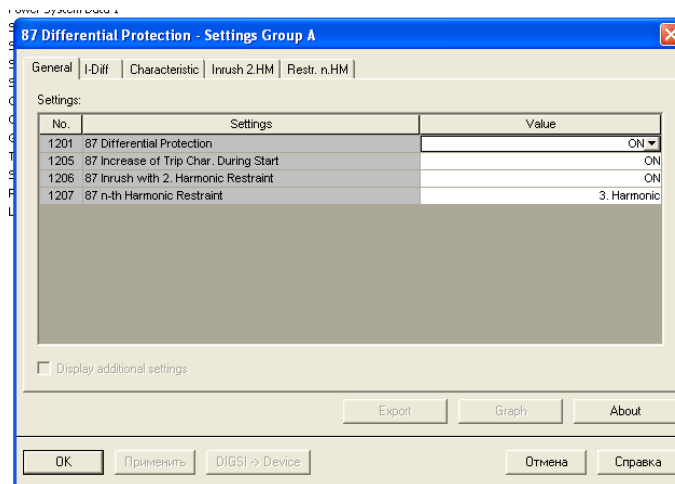


А24 сурет – Кернеу трансформаторлардың параметрлері

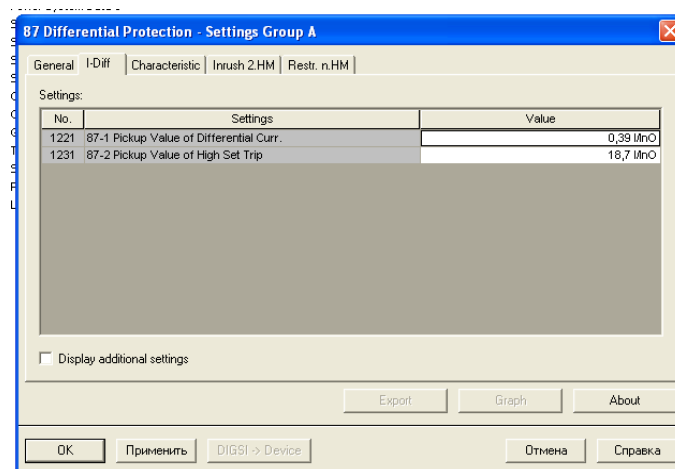
А қосымшасының жалғасы



А25 сурет – Ажыратқыштардың баптауы

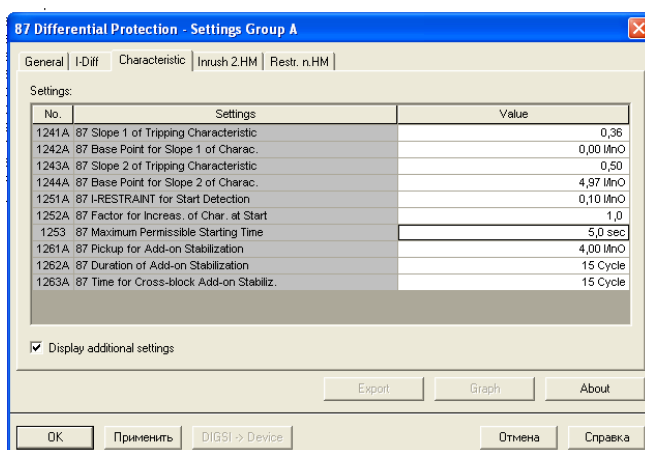


А26 сурет – Дифференциядық қорғаныс тағайындамалары

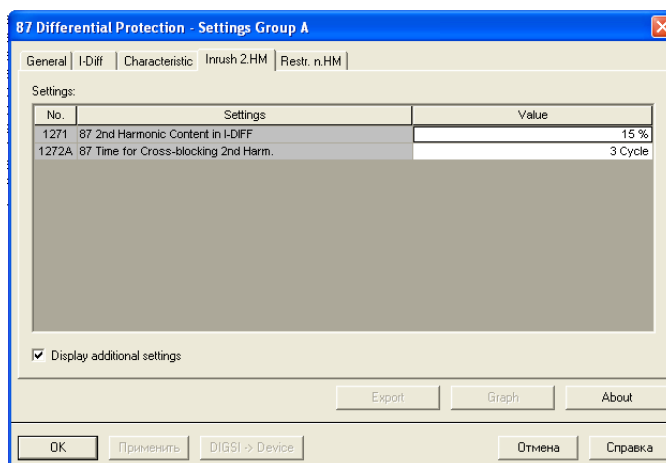


А27 сурет – Дифференциядық қорғаныс тағайындамалары

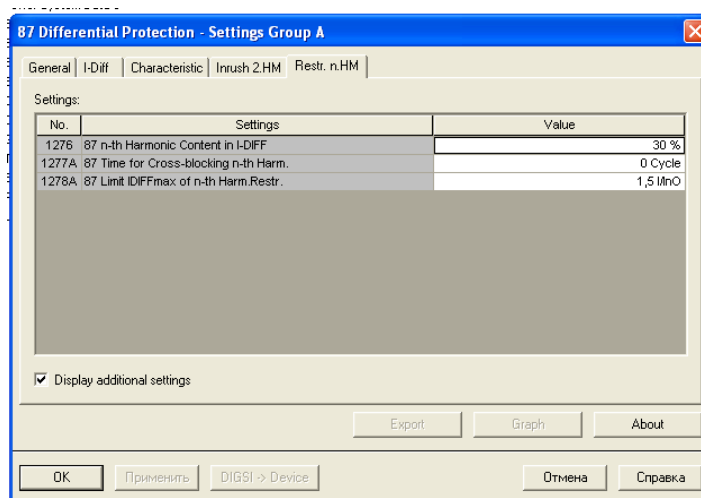
А қосымшасының жалғасы



А28 сурет – Дифференциядық қорғаныс сипаттамалары



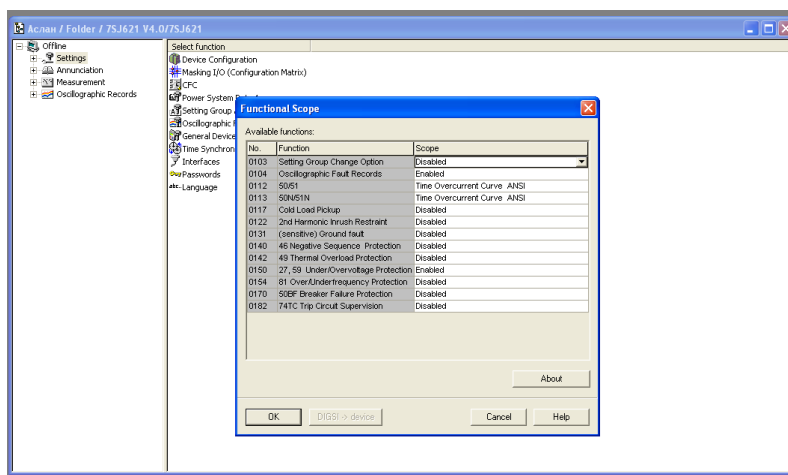
А29 сурет – Дифференциядық қорғаныс тағайындамалары



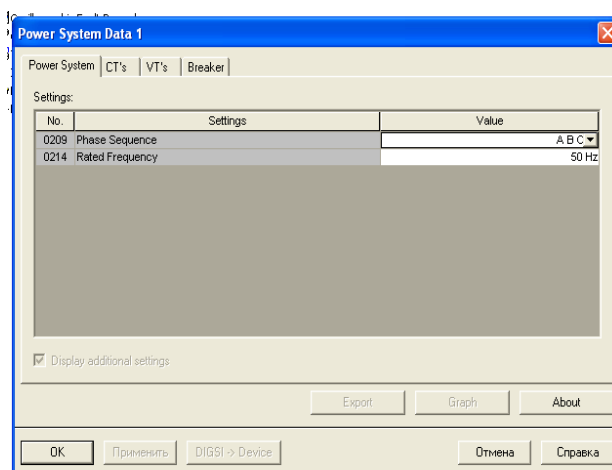
А30 сурет – Дифференциядық қорғаныс тағайындамалары

А қосымшасының жалғасы

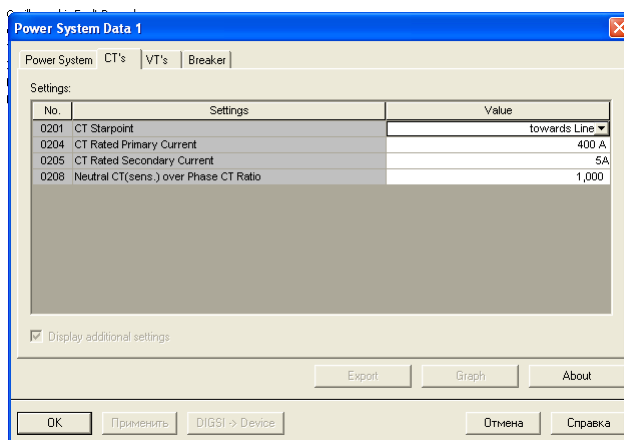
Максималды ток қорғанысы мен асқын жүктеме кезіндегі параметрлеуі



А31 сурет – Терминалының конфигурациясы

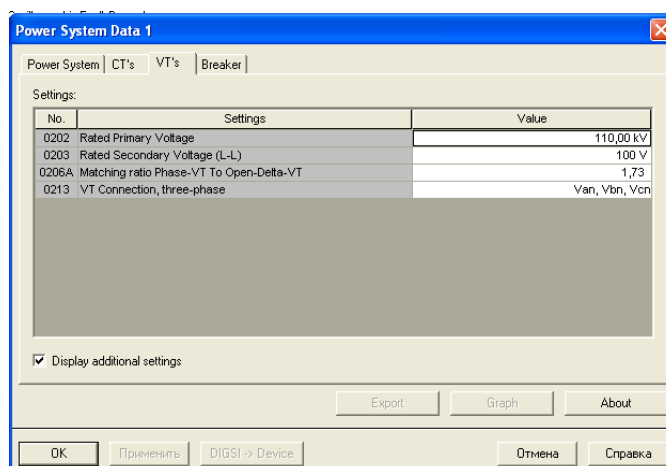


А32 сурет – Энергожүйенің конфигурациясы

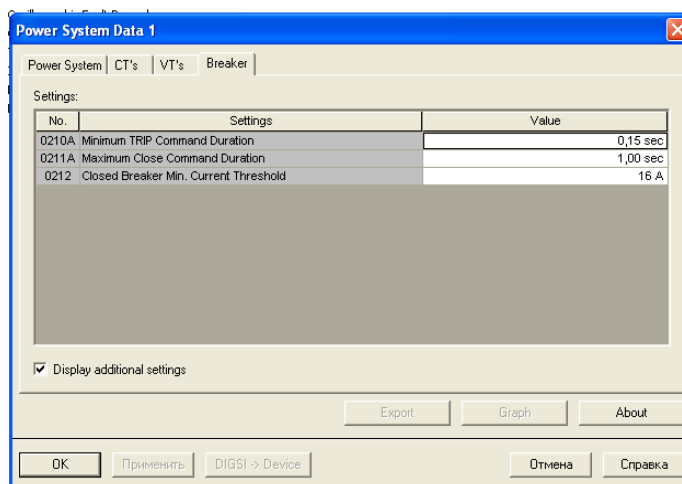


А33 сурет – Ток трансформаторларының параметрлері

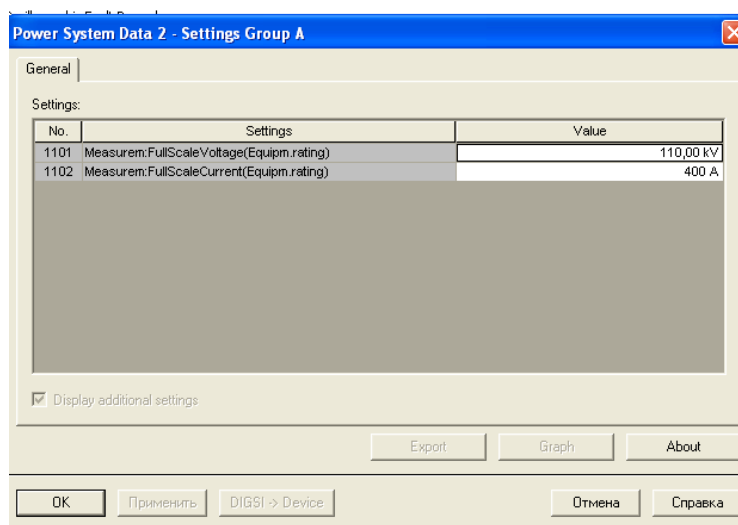
А қосымшасының жалғасы



А34 сурет – Кернеу трансформаторларының параметрлері

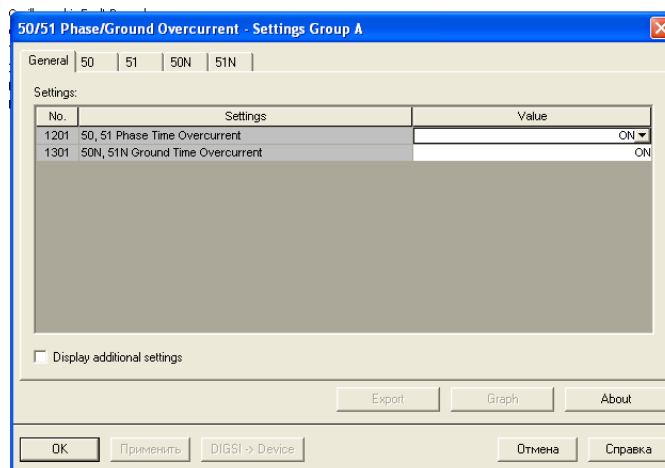


А35 сурет – Ажыратқыштарының параметрлері

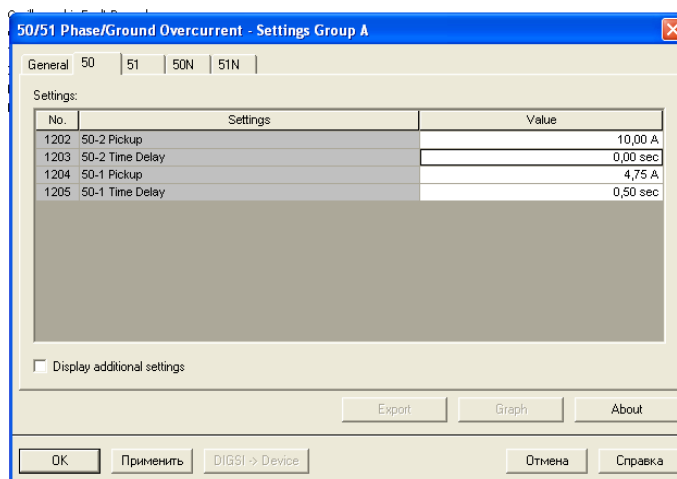


А36 сурет – Басты баптаулары

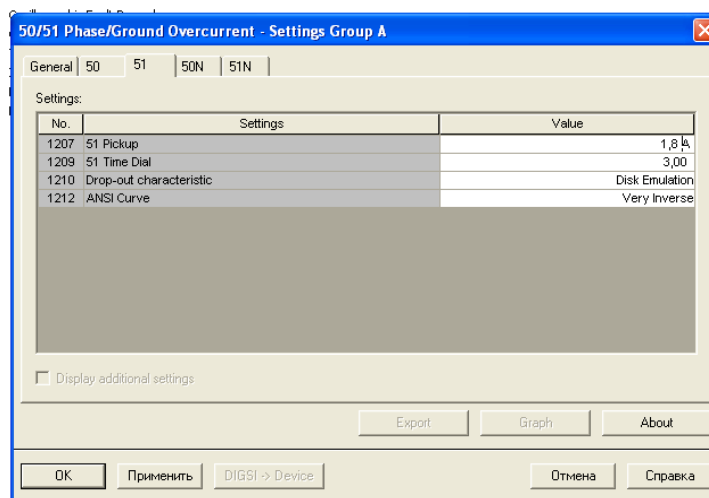
А қосымшасының жалғасы



А37 сурет – Қорғаныстарды іске қосылуы

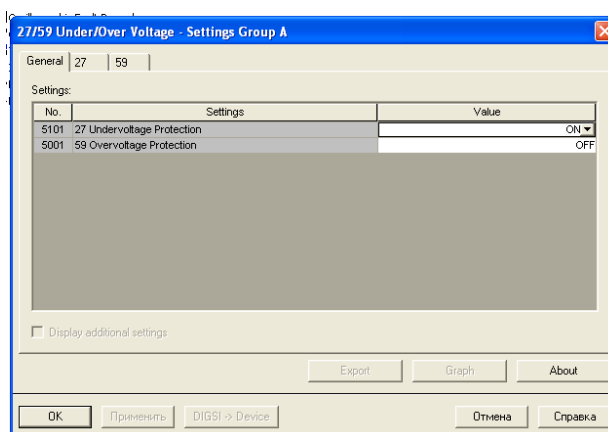


А38 сурет – Максималды ток қорғанысы

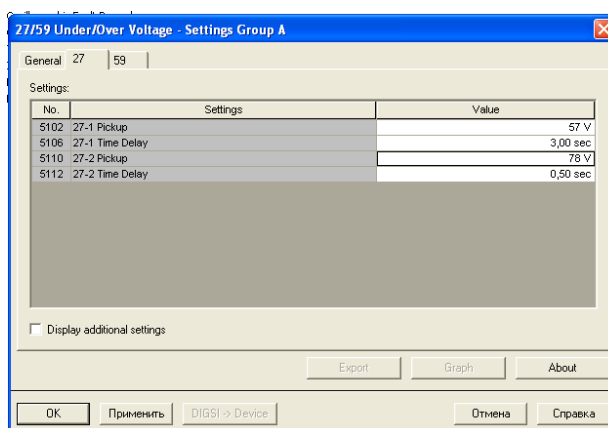


А39 сурет – Асқын жүктемесі

А қосымшасының жалғасы

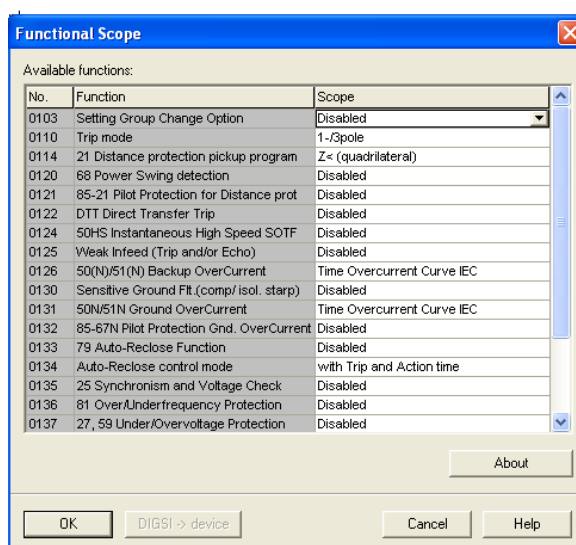


А40 сурет – Кернеу бойынша бұғаттауды іске қосылуы



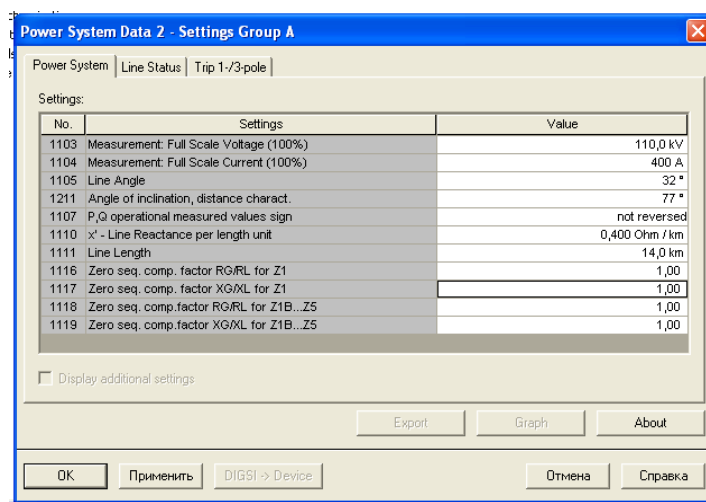
А41 сурет – Кернеу бойынша бұғаттауы

Дистанциондық қорғанысының параметрлеуі

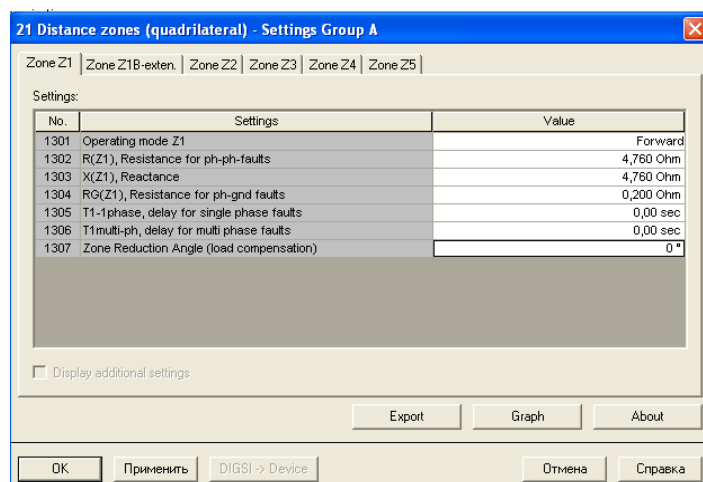


А42 сурет – Функционалды баптауы

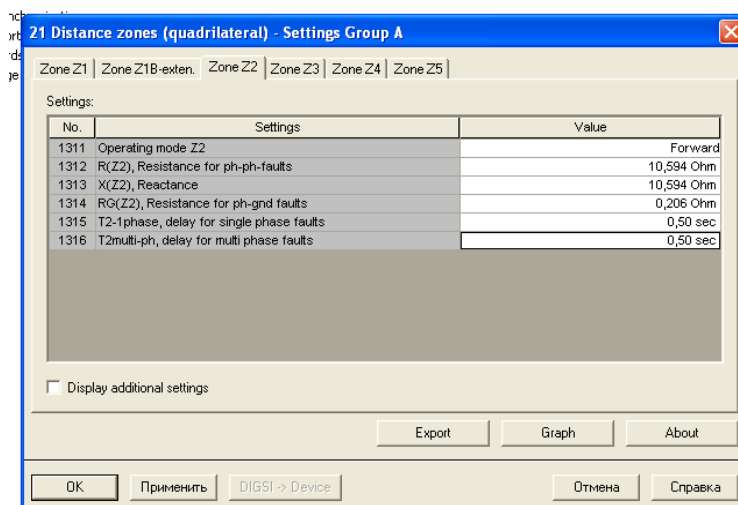
А қосымшасының жалғасы



А43 сурет – Энергетикалық жүйесінің баптауы

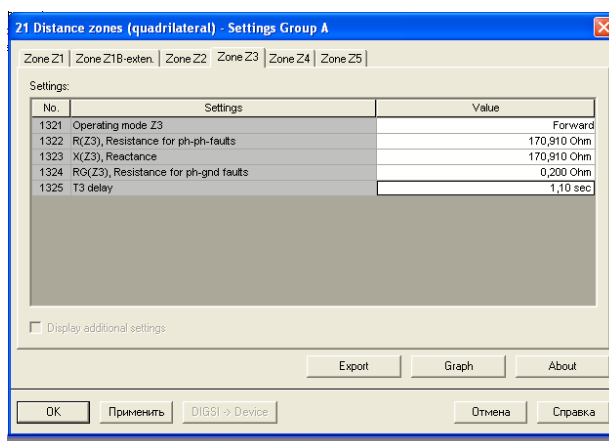


А44 сурет – Дистанциондық қорғанысының I сатысы

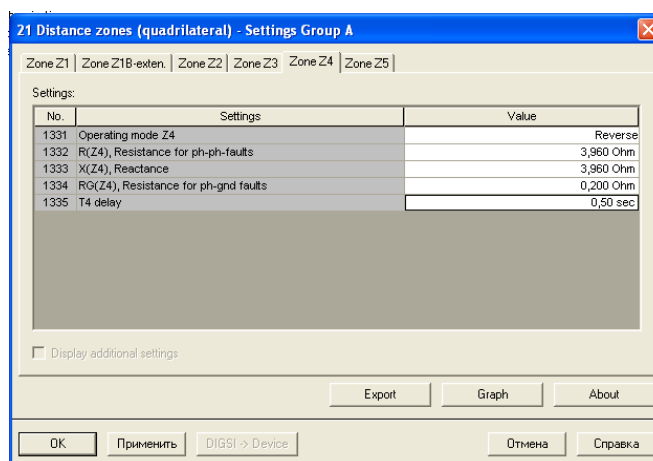


А45 сурет – Дистанциондық қорғанысының II сатысы

А қосымшасының жалғасы

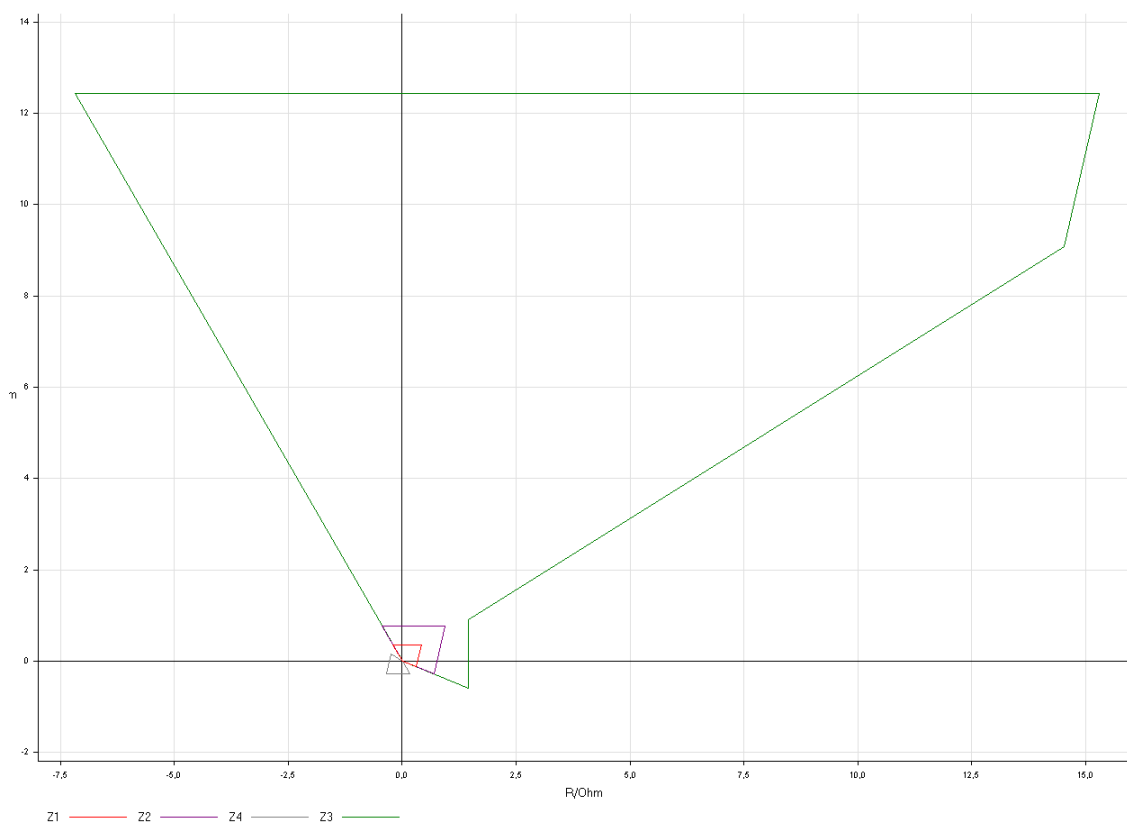


А46 сурет – Дистанциондық қорғанысының III сатысы



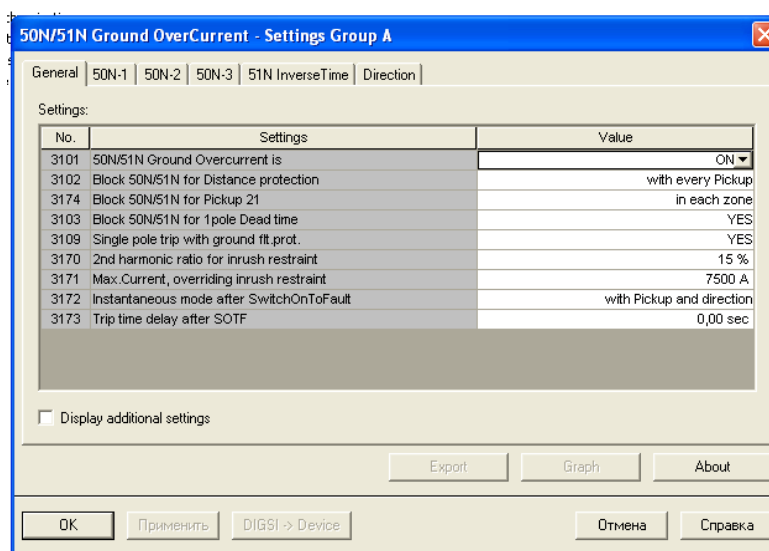
А47 сурет – Дистанциондық қорғанысының IV сатысы

А қосымшасының жалғасы



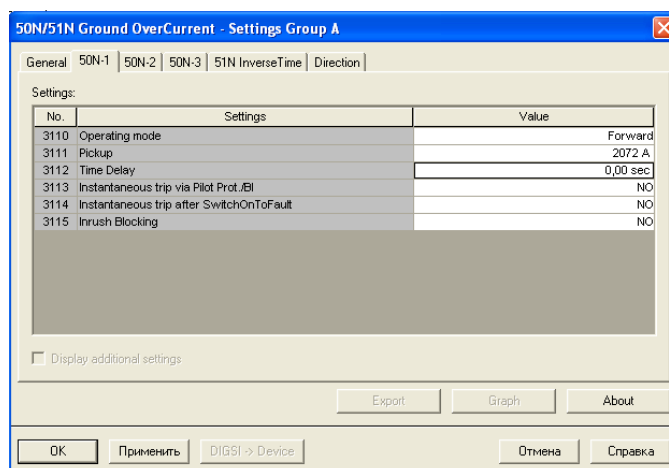
А48 сурет – Дистанциондық қорғаныстағы көпбұрыш тәрізді жұмыс істеу сипаттамасы

Төрт сатылы нөл реттік ток қорғанысының параметрлеуі

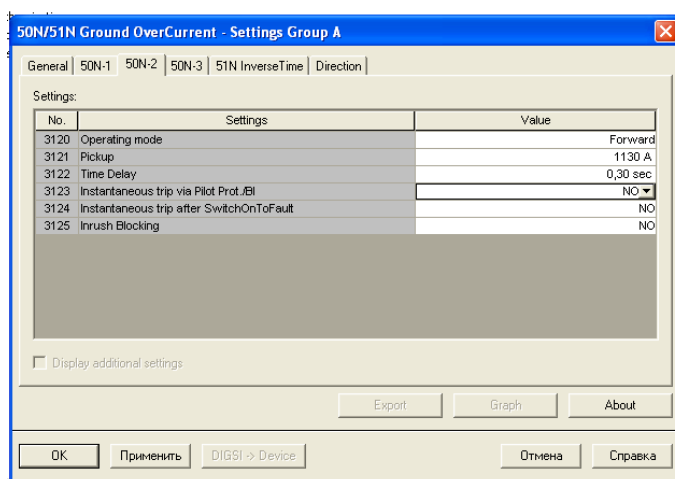


А49 сурет – Бастапқы баптаулар

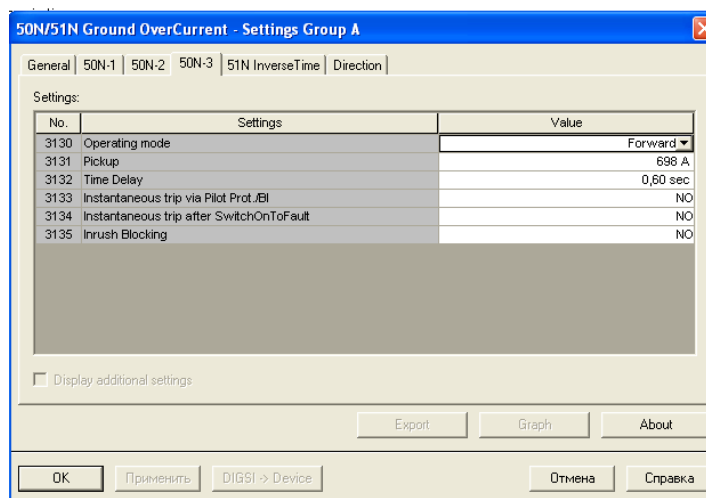
А қосымшасының жалғасы



А50 сурет – Төрт сатылы нөл реттік ток қорғанысының I сатысы

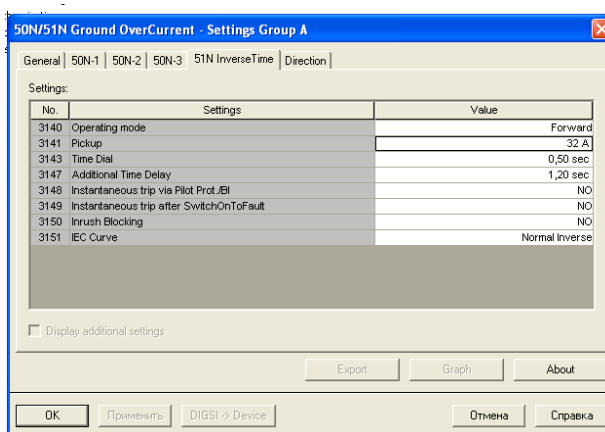


А51 сурет – Төрт сатылы нөл реттік ток қорғанысының II сатысы



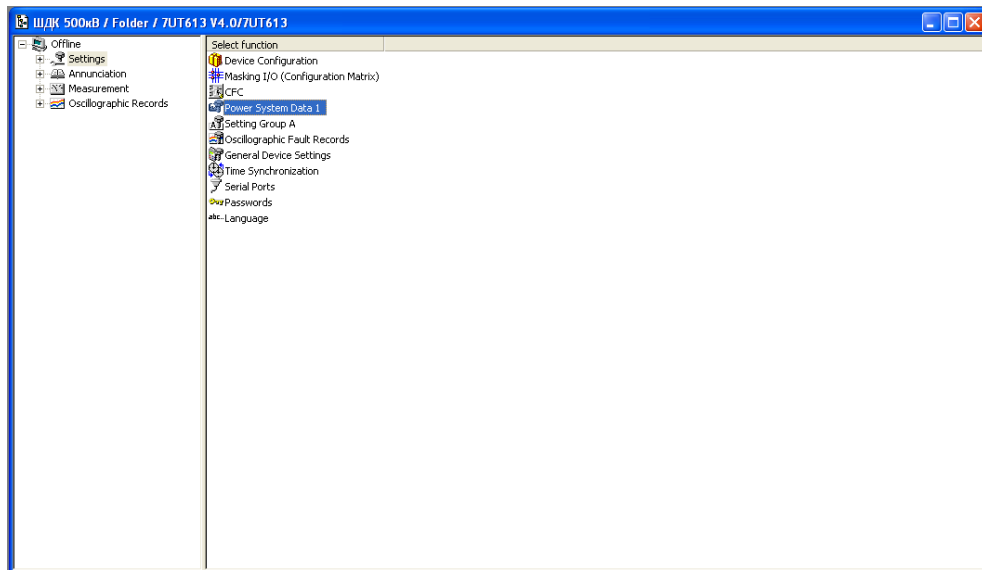
А52 сурет – Төрт сатылы нөл реттік ток қорғанысының III сатысы

А қосымшасының жалғасы

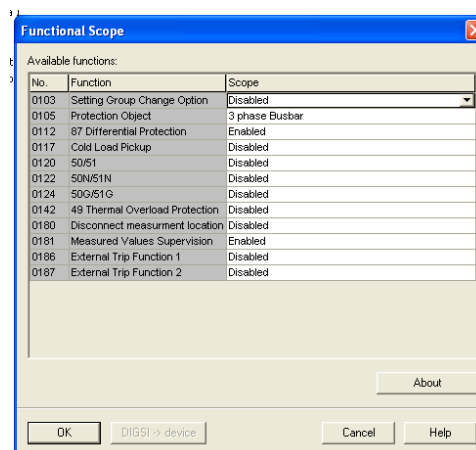


А53 сурет – Төрт сатылы нөл реттік ток қорғанысының IV сатысы

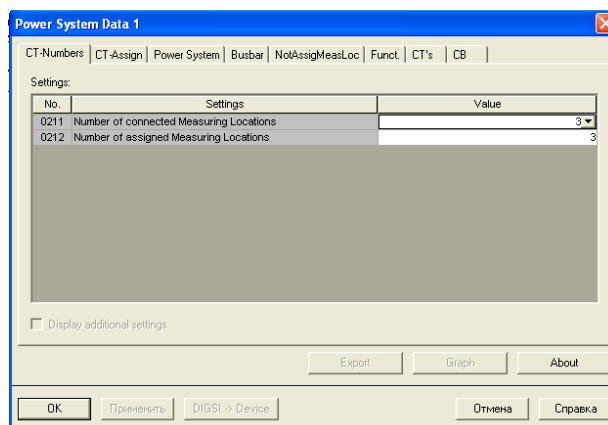
Б қосымшасы



Б1 сурет – Алғашқы мәзірі

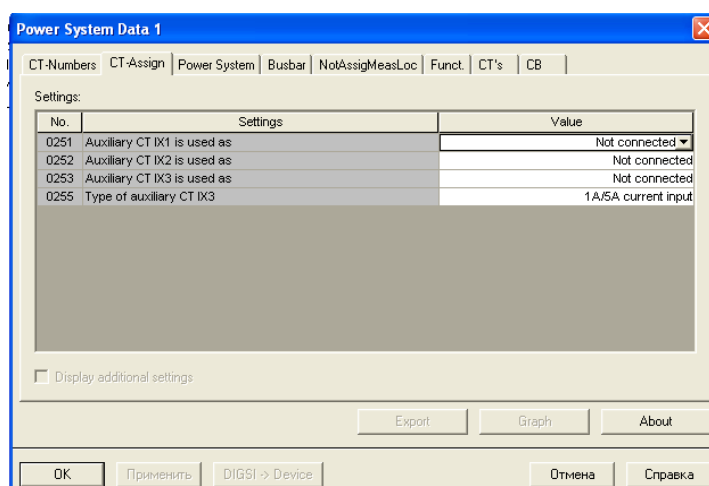


Б2 сурет – Функциялық баптауы

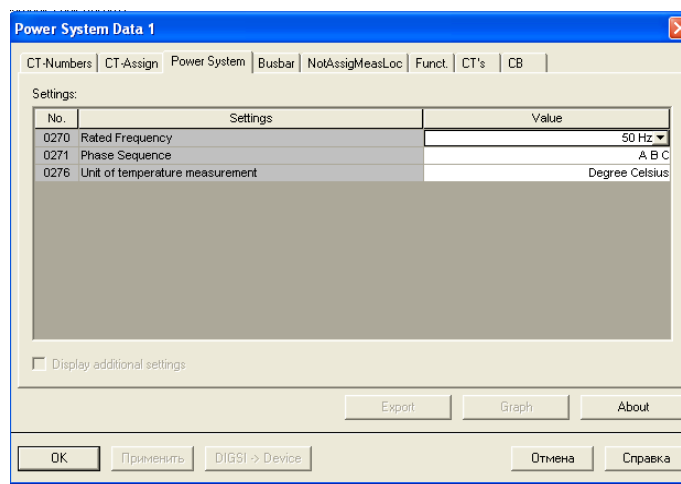


Б3 сурет – Ток бойынша кіріс саны

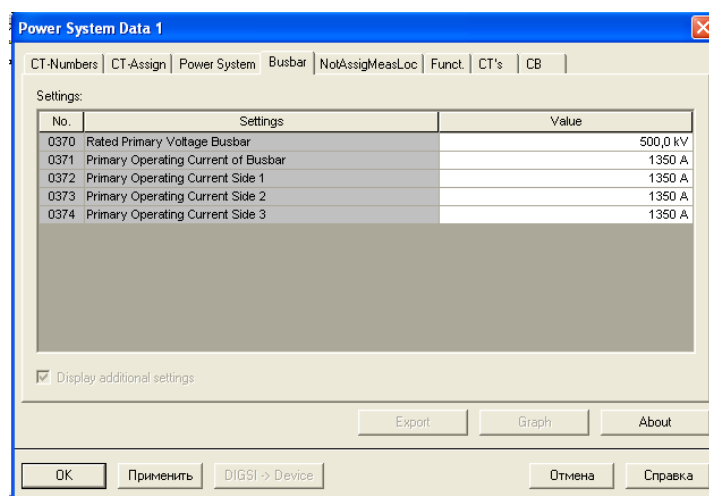
Б қосымшасының жалғасы



Б4 сурет – Ток трансформаторның екіншілік тогы

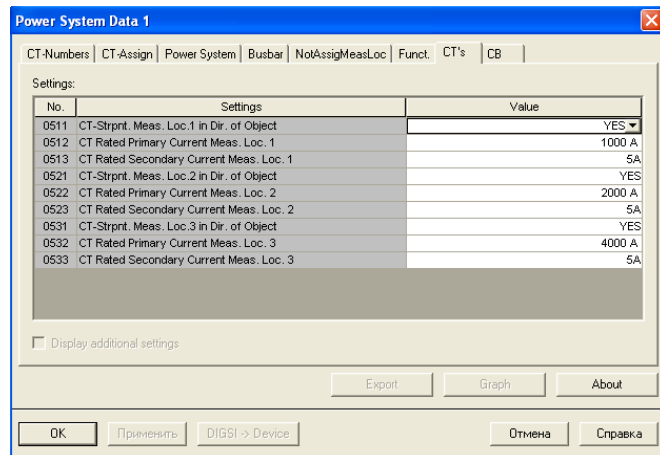


Б5 сурет – Жүйенің баптауы

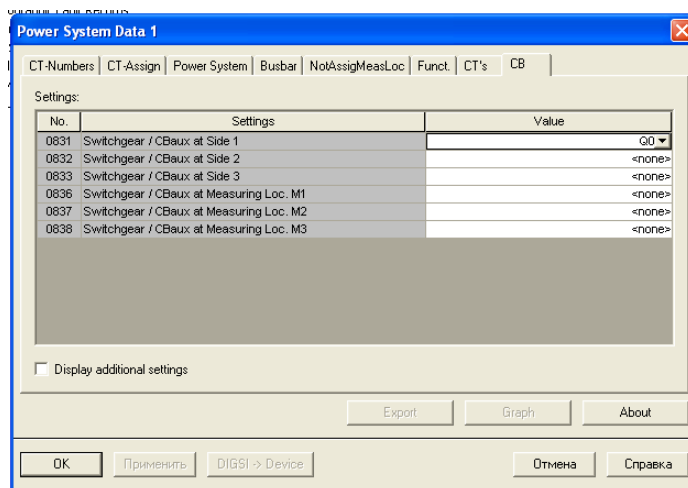


Б6 сурет – Шинаның баптаулары

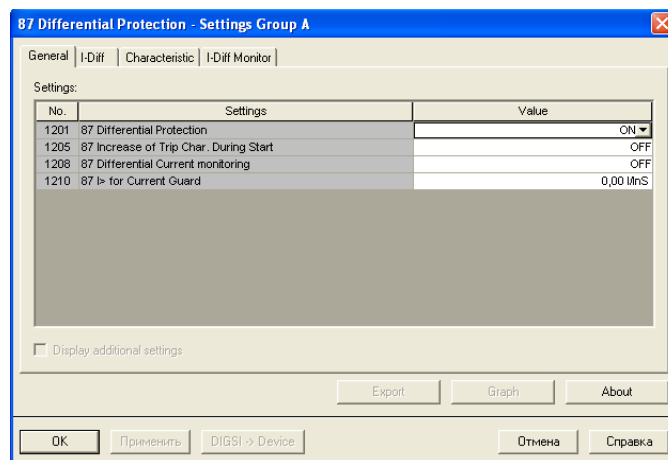
Б қосымшасының жалғасы



Б7 сурет – Ток трансформаторының баптауы

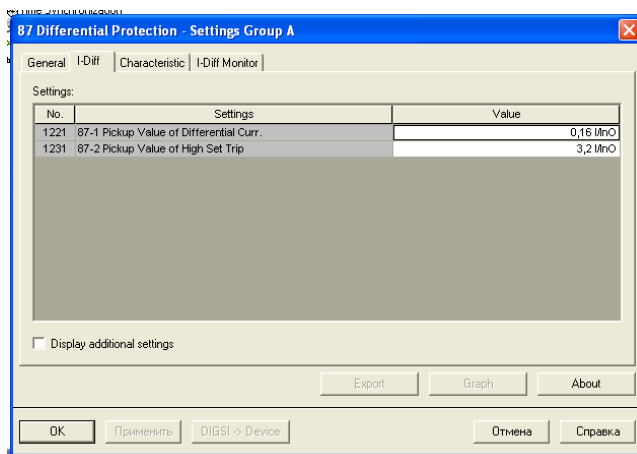


Б8 сурет – Ажыратқыштың баптауы

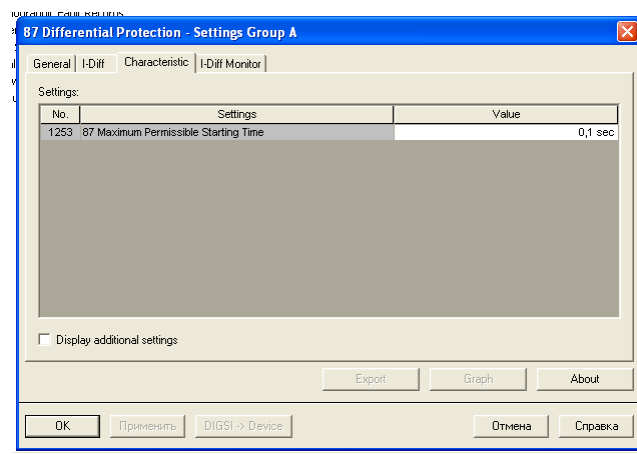


Б9 сурет – Шинаның дифференциалдық қорғанысының баптауы

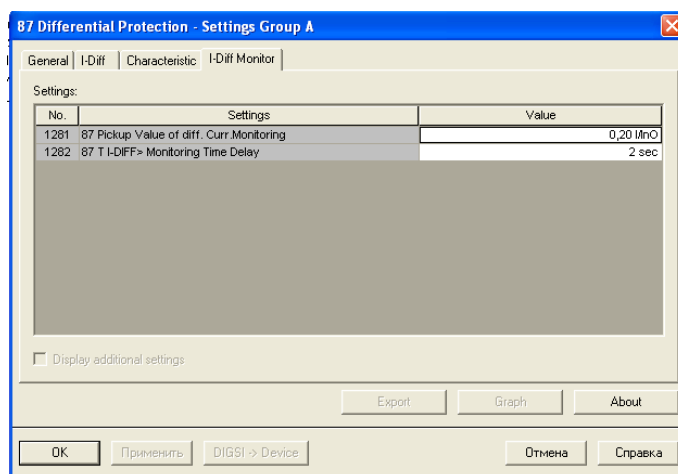
Б қосымшасының жалғасы



Б10 сурет – Шинаның дифференциалдық қорғанысының мәндерінің енгізілуі



Б11 сурет – Шинаның дифференциалдық қорғанысының іске қосылу уақыты



Б12 сурет – Шинаның дифференциалдық қорғанысының бақылауы