

Аннотация

В данном курсовом проекте рассчитана релейная защита трансформатора.

Произведен выбор мощности трансформаторов на подстанции. Выбраны схемы распределительных устройств. Рассчитаны токи короткого замыкания. Выбраны выключатели, трансформаторы тока и напряжения.

В графической части приведены полная принципиальная электрическая схема подстанции 110/10 кВ а также схема РЗ и А трансформатора.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат				
Разраб.				а	<i>Проектирование релейной защиты понижающего трансформатора ТРДН-40000/110/10/10</i>	Лит.	Лист	Листов
Провер.							2	41
Н. Контр.								
Утв.								

Содержание

Введение	4
1. Исходные данные	6
2. Выбор основного оборудования	7
3. Выбор схем распределительных устройств	11
4. Расчет токов короткого замыкания	13
5. Выбор выключателей, трансформаторов тока и напряжения	21
6. Расчет защиты трансформаторов	27
7. Схема подключения реле ДЗТ-11	39
Заключение	40
Список литературы	41

										Лис
										32
Изм.	Лис	№ докум.	Подп.	Дат						
	<i>m</i>			<i>a</i>						

Введение

1.1 В электрической части энергосистем могут возникать повреждения и ненормальные режимы работы электрооборудования электростанций и подстанций, линий электропередачи и электроустановок потребителей электроэнергии.

Релейная защита осуществляет автоматическую ликвидацию повреждений и ненормальных режимов в электрической части энергосистем и является важнейшей автоматикой, обеспечивающей их надежную и устойчивую работу.

Релейная защита осуществляет непрерывный контроль за состоянием всех элементов электростанций энергосистемы и реагирует на возникновение повреждений и ненормальных режимов. При возникновении повреждений релейная защиты должна выявить поврежденный участок и отключить его от энергосистемы, воздействуя на соответствующие специальные силовые выключатели, предназначенные для размыкания токов повреждения.

При возникновении ненормальных режимов релейная защита также должна выявлять их и в зависимости от характера нарушения либо отключать оборудование, если возникла опасность его повреждения, либо производить автоматические операции, необходимые для восстановления нормального режима, либо осуществлять сигнализацию оперативному персоналу, который должен принимать меры к ликвидации ненормального режима.

1.2 В современных энергетических системах значение релейной защиты особенно возрастает в связи с бурным ростом мощностей энергосистем, объединением их в единые электрически связанные системы в пределах нескольких областей, всей страны, и даже нескольких государств. Характерным для современных энергосистем является развитие сетей высокого и сверхвысокого напряжения, с помощью которых производится объединение энергетических систем и передача больших потоков

										Лис
										82
Изм.	Лис	№ докум.	Подп.	Дат						
	т			а						

электрической энергии от мощных электростанций к крупным центрам потребления.

В России строятся крупнейшие тепловые, гидравлические и атомные электростанции, увеличивается мощность энергетических блоков. Соответственно растет мощности электрических подстанций, усложняется конфигурация электрических сетей и повышается их нагрузка.

Рост нагрузок, увеличение протяженности линий электропередачи, ужесточение требований к устойчивости энергосистем осложняют условия работы релейной защиты и повышают требования к ее быстродействию, чувствительности и надежности.

В связи с этим идет непрерывный процесс развития и совершенствования техники релейной защиты, направленный на создание все более совершенных защит, отвечающих требованиям современной энергетики.

1.3 Создаются и вводятся в эксплуатацию новые защиты для дальних линий электропередач сверхвысокого напряжения, для крупных генераторов, трансформаторов и энергетических блоков. Совершенствуются способы резервирования отказа защит и выключателей. Все более определенной становится тенденция отказа от электромеханических реле и переход на статические, бесконтактные системы.

Широкое распространение в связи с этим получает применение в устройствах релейной защиты полупроводниковых приборов, микросхем и микропроцессоров. Используются ЭВМ для расчета уставок защиты, поскольку такие расчеты в современных энергосистемах очень трудоемки и занимают много времени.

1.4 В связи с ростом токов короткого замыкания, вызванным увеличением генераторной мощности энергосистем, актуальное значение приобретают вопросы точности трансформации первичных токов, питающих измерительные органы релейной защиты.

В данном проекте произведен расчет и выбор релейной защиты для трансформатора ПС 2.

										Лис
										82
Изм.	Лис	№ докум.	Подп.	Дат						
	т			а						

1. Исходные данные

В соответствии с заданием выдана структурная схема объекта и необходимые данные для проектирования курсового проекта.

- $\cos\phi=0,87$ - для всех нагрузок;
- $U_{\text{вн}}=110$ кВ; $U_{\text{сн}}=35$ кВ; $U_{\text{нн}}=10$ кВ
- $P_{\text{сн1}} = 29$ МВт; $P_{\text{нн1}} = 28$ МВт; $P_{\text{нн2}} = 43$ МВт; $P_{\text{нн3}} = 20$ МВт;
- $P_{\text{нн4}} = 14$ МВт; $P_{\text{сн5}} = 22$ МВт; $P_{\text{нн5}} = 17$ МВт;
- Токи КЗ на шинах ЭС1: $I_{\text{КЗmax}}= 10,7$ кА; $I_{\text{КЗmin}}= 7,5$ кА;
- Токи КЗ на шинах ЭС2: $I_{\text{КЗmax}}= 15,1$ кА; $I_{\text{КЗmin}}=10,6$ кА;
- Длины линий: $L_{W1}= 59$ км; $L_{W2}= 54$ км; $L_{W3}= 49$ км; $L_{W4}= 55$ км;
- $L_{W5}= 31$ км, $L_{W6}= 41$ км.

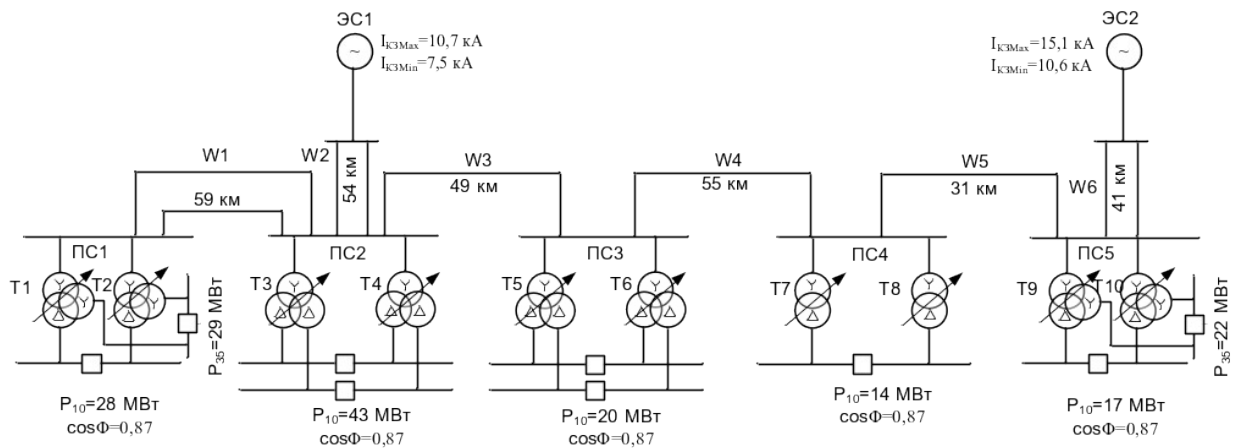


Рисунок 1.1 – Структурная схема

										Лис
										84
Изм.	Лис	№ докум.	Подп.	Дат						
	<i>m</i>			<i>a</i>						

2. Выбор основного оборудования

Нормами технологического проектирования [2] рекомендуется устанавливать на ПС два трансформатора связи, чтобы в случае отключения одного из них оставшийся в работе смог частично или полностью обеспечить потребителей электроэнергией. Установка трех и более трансформаторов, как правило, нецелесообразно, так как приводит к существенному увеличению капитальных вложений в схему РУ. Так же НТП [2] рекомендует устанавливать трансформаторы с расщепленной обмоткой низкого напряжения, для ограничения токов короткого замыкания.

Выбираем два параллельно работающих трансформатора. Выбранные трансформаторы должны обеспечивать питание всех потребителей при оптимальной загрузке трансформатора - $(0,7-0,8) S_{н.т.}$, а в аварийном режиме один трансформатор, оставшийся в работе, обеспечит питание потребителей с учетом перегрузки на 40%.

Условия выбора трансформаторов связи:

$$U_{н.вн} \geq U_{уст}$$

$$U_{н.ср} \geq U_{уст} \quad (2.1)$$

$$U_{н.низ} \geq U_{уст.}$$

$$S_{н.т.} \geq S_{ф.т.} = 0,7 \cdot S_{max}$$

где $U_{н.вн}$, $U_{н.ср}$, $U_{н.низ}$, - номинальные напряжения высокой, средней и низкой стороны трансформатора соответственно;

$U_{уст.}$ - установившееся напряжение в цепи;

$S_{н.т.}$ - номинальная мощность трансформатора;

$S_{ф.т.}$ - фактическая мощность трансформатора.

2.1 По указанным условиям определяем параметры выбираемого трансформаторов Т1 и Т2:

									Лис
									82
Изм.	Лис	№ докум.	Подп.	Дат					
	т			а					

$$115 \text{ кВ} \geq 110 \text{ кВ}$$

$$38,5 \text{ кВ} \geq 35 \text{ кВ}$$

$$11 \text{ кВ} \geq 10 \text{ кВ}$$

$$S_{\max} = \frac{P_{\max}}{\cos \phi} = \frac{29 + 28}{0,87} = 65,5 \text{ МВА}$$

$$S_{\text{н.т.}} = 0,7 * S_{\max} = 0,7 * 65,5 = 45,9 \text{ МВ*А}$$

Так как предприятием является потребитель I категории то выбираем марку трансформатора ТДТН-63000/110/35/10, при этом

$$63 \text{ МВ*А} \geq 45,9 \text{ МВ*А}$$

Проверим выбранный трансформатор на режим, если один из трансформаторов аварийно отключен

$$\frac{S_{\max}}{S_{\text{н.т.}}} \leq 1,3 - 1,4$$

$$\frac{65,5}{63} = 1,04 < 1,4$$

т. е. в аварийном режиме при отключении одного из трансформаторов второй не будет перегружен свыше 40%.

2.2 По указанным условиям определяем параметры выбираемого трансформаторов Т3 и Т4:

$$115 \text{ кВ} \geq 110 \text{ кВ}$$

$$10,5 \text{ кВ} \geq 10 \text{ кВ}$$

$$S_{\max} = \frac{P_{\max}}{\cos \phi} = \frac{43}{0,87} = 49,4 \text{ МВА}$$

$$S_{\text{н.т.}} = 0,7 * S_{\max} = 0,7 * 49,4 = 34,6 \text{ МВ*А}$$

Так как предприятием является потребитель I категории то выбираем марку трансформатора ТРДН-40000/110/10/10, при этом

$$40 \text{ МВ*А} \geq 34,6 \text{ МВ*А}$$

									Лис
									82
Изм.	Лис	№ докум.	Подп.	Дат					
	т			а					

Проверим выбранный трансформатор на режим, если один из трансформаторов аварийно отключен

$$\frac{S_{max}}{S_{н.т.}} \leq 1,3 - 1,4$$

$$\frac{49,4}{40} = 1,24 \leq 1,4$$

т. е. в аварийном режиме при отключении одного из трансформаторов второй не будет перегружен свыше 40%.

2.3 По указанным условиям определяем параметры выбираемого трансформаторов Т5 и Т6:

$$115 \text{ кВ} \geq 110 \text{ кВ}$$

$$10,5 \text{ кВ} \geq 10 \text{ кВ}$$

$$S_{max} = \frac{P_{max}}{\cos \phi} = \frac{20}{0,87} = 23 \text{ МВА}$$

$$S_{н.т.} = 0,7 * S_{max} = 0,7 * 23 = 16,1 \text{ МВ*А}$$

Выбираем трансформатор типа ТРДН-25000/110/10/10, проверим его:

$$25 \text{ МВ*А} \geq 16,1 \text{ МВ*А}$$

Проверим выбранный трансформатор на режим, если один из трансформаторов аварийно отключен

$$\frac{S_{max}}{S_{н.т.}} \leq 1,3 - 1,4$$

$$\frac{23}{25} = 0,92 \leq 1,4$$

т. е. в аварийном режиме при отключении одного из трансформаторов второй не будет перегружен свыше 40%.

2.4 По указанным условиям определяем параметры выбираемого трансформаторов Т7 и Т8:

						Лис
						32
Изм.	Лис	№ докум.	Подп.	Дат		
	т			а		

$$115 \text{ кВ} \geq 110 \text{ кВ}$$

$$11 \text{ кВ} \geq 10 \text{ кВ}$$

$$S_{\max} = \frac{P_{\max}}{\cos \phi} = \frac{14}{0,87} = 16,1 \text{ МВА}$$

$$S_{\text{н.т.}} = 0,7 * S_{\max} = 0,7 * 16,1 = 11,3 \text{ МВ*А}$$

Выбираем трансформатор типа ТДН-16000/110/10/10, проверим его:

$$16 \text{ МВ*А} \geq 11,3 \text{ МВ*А}$$

Проверим выбранный трансформатор на режим, если один из трансформаторов аварийно отключен

$$\frac{S_{\max}}{S_{\text{н.т.}}} \leq 1,3 - 1,4$$

$$\frac{16,1}{16} = 1,01 \leq 1,4$$

т. е. в аварийном режиме при отключении одного из трансформаторов второй не будет перегружен свыше 40%.

2.5 По указанным условиям определяем параметры выбираемого трансформаторов Т1 и Т2:

$$115 \text{ кВ} \geq 110 \text{ кВ}$$

$$38,5 \text{ кВ} \geq 35 \text{ кВ}$$

$$11 \text{ кВ} \geq 10 \text{ кВ}$$

$$S_{\max} = \frac{P_{\max}}{\cos \phi} = \frac{22+17}{0,87} = 44,8 \text{ МВА}$$

$$S_{\text{н.т.}} = 0,7 * S_{\max} = 0,7 * 44,8 = 31,4 \text{ МВ*А}$$

Так как предприятием является потребитель I категории то выбираем марку трансформатора ТДТН-40000/110/35/10, при этом

$$40 \text{ МВ*А} \geq 31,4 \text{ МВ*А}$$

						Лис
						32
Изм.	Лис	№ докум.	Подп.	Дат		
	т			а		

Проверим выбранный трансформатор на режим, если один из трансформаторов аварийно отключен

$$\frac{S_{max}}{S_{Н.Т.}} \leq 1,3 - 1,4$$

$$\frac{44,8}{40} = 1,12 < 1,4$$

т. е. в аварийном режиме при отключении одного из трансформаторов второй не будет перегружен свыше 40%.

Т а б л и ц а 2.1 – Технические данные трансформаторов

Тип	S _{ном} , МВА	U _{н,вн} , кВ	U _{н,сн} , кВ	U _{н,нн} , кВ	u _к , % <u>ВН-СН</u> <u>ВН-НН</u> <u>СН-НН</u>	ΔP _{к.з.} , кВт	ΔP _{х.х.} , кВт	I _{х.х.} , %
ТДТН- 63000/110	63	115	38,5	6,6	<u>10,5</u> <u>17,5</u> <u>6,5</u>	280	55	0,6
ТДТН- 40000/110	40	115	38,5	11	<u>10,5</u> <u>17,5</u> <u>6,5</u>	200	39	0,6
ТРДН- 40000/110	40	115	-	10,5- 10,5	10,5	170	34	0,55
ТРДН- 25000/110	25	115	-	10,5- 10,5	10,5	120	25	0,55
ТДН- 16000/110	16	115	-	11	10,5	85	17	0,9

									Лис
									32
Изм.	Лис	№ докум.	Подп.	Дат					
	т			а					

3. Выбор схем распределительных устройств

3.1. Выбор схемы распределительного устройства на высоком напряжении 110 кВ

Расчет количества линий на высоком напряжении 110 кВ не проводится, так как заданием уже определено их количество. Согласно задания количество линий и трансформаторов следующее:

На ПС2: 5 линий и два трансформатора.

Распределительное устройство высокого напряжения имеет более пяти присоединений. Согласно стандарту организации ОАО «ФСК ЕЭС», для подстанций с шестью присоединениями на напряжение 110...220 кВ применяется схема с одной рабочей и обходной системами шин.

Выбор данной схемы обуславливается тем, что проектируемый участок сети достаточно ответственный, и соответственно схема распределительных устройств так же должна быть достаточно надежной.

3.2 Выбор схем РУ на напряжение 10 кВ

Число линий на НН 10 кВ определяется по формуле:

$$n_{Л,НН} = \frac{\sum P_{\max НН}}{P_{1Л}}$$

где $P_{1Л}=1,5...5$ МВт – пропускная способность линии.

При расчетах количество полученных линий округляется в большую сторону для удобства расчетов и надежности.

Для ПС2:

$$n_{Л,НН,ПС2} = \frac{43}{3} = 14,3 \approx 16 \text{ линий};$$

На РУ 10 кВ для ПС 2 применяется схема с двумя секционированными системами сборных шин, со встроенными втычными контактами.

Для РУ 6-35 кВ применяется схема с одной секционированной системой сборных шин. На каждую цепь необходим один выключатель, который служит для включения и отключения цепи в нормальном и аварийном режиме.

						Лис
						32
Изм.	Лис	№ докум.	Подп.	Дат		
	т			а		

Достоинством схемы является простота. Операции с разъединителями необходимы только при выводе присоединения в целях обеспечения безопасного производства работ. Вследствие однотипности простоты операций с разъединителями аварийность из-за неправильных действий с ними дежурного персонала мала, что относится к достоинствам рассматриваемой схемы. Помимо этого авария на сборных шинах приводит к отключению только одного источника и половины потребителей;

Вторая секция и все присоединения к ней остаются в работе.

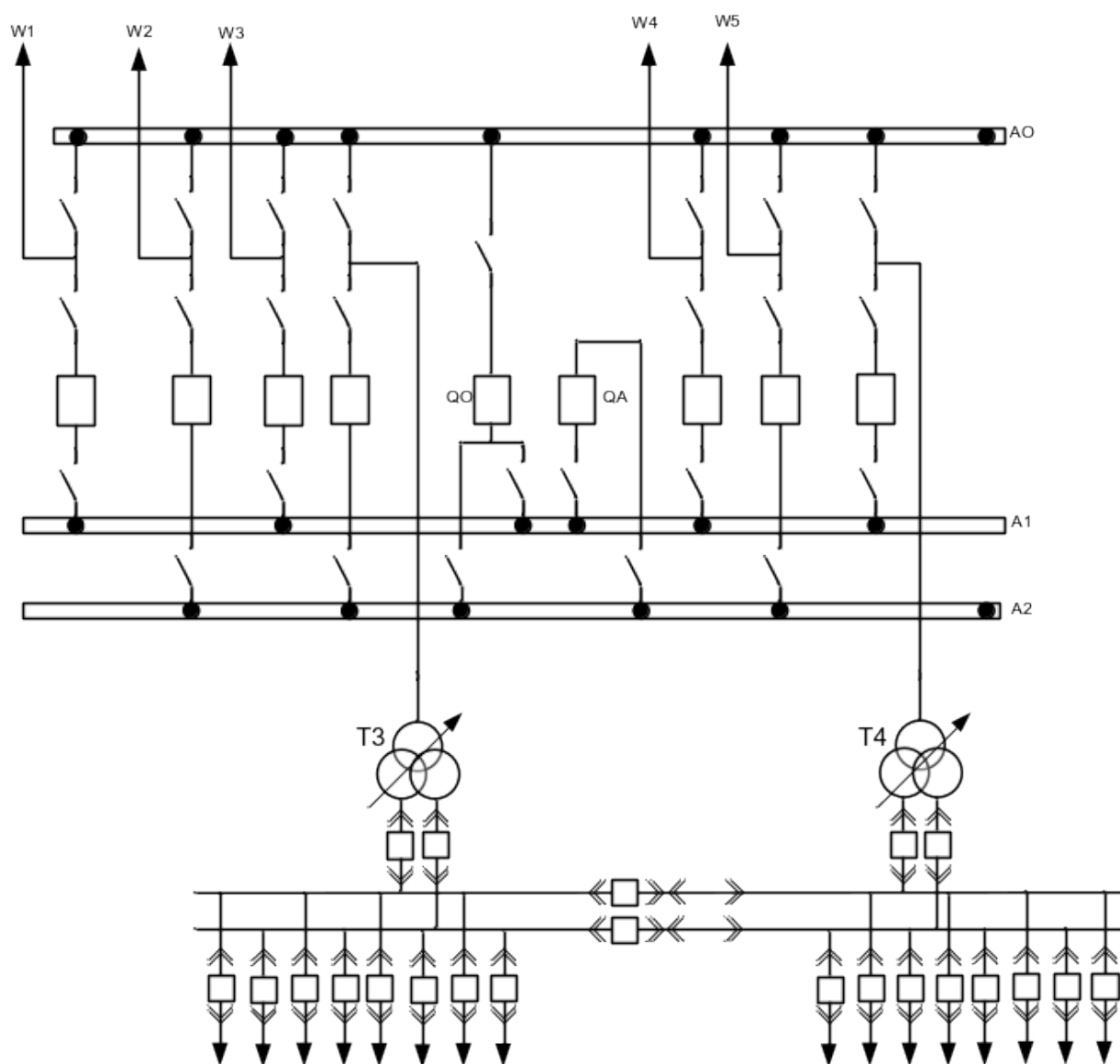


Рисунок 3.1 – Неполная принципиальная схема подстанций

						Лис
						32
Изм.	Лис	№ докум.	Подп.	Дат		
	т		а			

4. Расчет токов короткого замыкания

Расчеты токов КЗ необходимы:

- для сопоставления, оценки выбора главных схем электрических станций, сетей и подстанций;
- выбора и проверки электрических аппаратов и проводников;
- проектирования и настройки устройств РЗ и автоматики;
- проектирования заземляющих устройств;
- определения влияния токов нулевой последовательности линий электропередачи на линии связи;
- анализа аварий в электроустановках и электрических системах;
- анализа устойчивости работы энергосистем.

В соответствии с заданным заданием рассчитываются токи КЗ на ПС1 на шинах ВН и НН.

4.1 Составление расчетной схемы

Расчетная схема электроустановки - упрощенная однолинейная схема установки с указанием всех элементов, а также их параметров, влияющие на токи КЗ и, следовательно, они должны быть учтены при выполнении операций расчета. Вид расчетной схемы будет следующим:

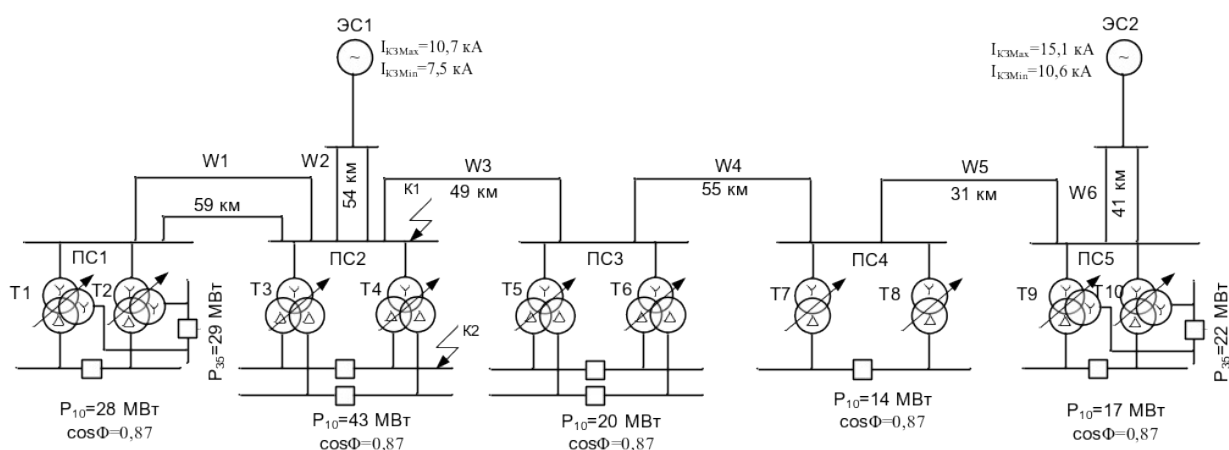


Рисунок 4.1 – Расчетная схема

						Лис
						82
Изм.	Лис	№ докум.	Подп.	Дат		
	т			а		

$$x_8 = x_{y0} \cdot l = 0,4 \cdot 55 = 220\text{М}$$

$$x_9 = x_{y0} \cdot l = 0,4 \cdot 31 = 12,40\text{М}$$

$$x_{10} = x_{11} = x_{y0} \cdot l = 0,4 \cdot 41 = 16,40\text{М}$$

Для ПС 1:

$$U_{кв\max} = 0,5(U_{квн} + U_{квс} - U_{кcn}) = 0,5(18 + 11 - 6,5) = 11,25\%$$

$$U_{кc\max} = 0,5(U_{квс} + U_{кcn} - U_{квн}) = 0,5(11 + 6,5 - 18) = 0,$$

$$U_{кн\max} = 0,5(U_{квн} + U_{кcn} - U_{квс}) = 0,5(18 + 6,5 - 11) = 6,75\%,$$

$$U_{кв\min} = 0,5(U_{квн} + U_{квс} - U_{кcn}) = 0,5(17 + 10 - 6,5) = 10,25\%$$

$$U_{кc\min} = 0,5(U_{квс} + U_{кcn} - U_{квн}) = 0,5(10 + 6,5 - 17) = 0,$$

$$U_{кн\min} = 0,5(U_{квн} + U_{кcn} - U_{квс}) = 0,5(17 + 6,5 - 10) = 6,75\%,$$

$$X_{\text{ТРМИН}} = X_{13} = X_{14} = \frac{U_{k.\min} \cdot (U_{\text{cp.ВН}} \cdot (1 - \Delta U_{\text{РПН}}))^2}{100 \cdot S_{\text{НОМ.ТР}}} = \frac{10,25 \cdot (115 \cdot (1 - 0,1602))^2}{100 \cdot 63} = 15,20\text{М}$$

$$X_{\text{ТРМИН}} = X_{15} = X_{16} = \frac{U_{k.\min} \cdot (U_{\text{cp.ВН}} \cdot (1 - \Delta U_{\text{РПН}}))^2}{100 \cdot S_{\text{НОМ.ТР}}} = \frac{0 \cdot (115 \cdot (1 - 0,1602))^2}{100 \cdot 63} = 00\text{М}$$

$$X_{\text{ТРМИН}} = X_{17} = X_{18} = \frac{U_{k.\min} \cdot (U_{\text{cp.ВН}} \cdot (1 - \Delta U_{\text{РПН}}))^2}{100 \cdot S_{\text{НОМ.ТР}}} = \frac{6,75 \cdot (115 \cdot (1 - 0,1602))^2}{100 \cdot 63} = 100\text{М}$$

$$X_{\text{ТРМАХВН}} = X_{13} = X_{14} = \frac{U_{k.\max} \cdot U_{\text{max.ВН}}^2}{100 \cdot S_{\text{НОМ.ТР}}} = \frac{11,25 \cdot 126^2}{100 \cdot 63} = 28,40\text{М}$$

$$X_{\text{ТРМАХВН}} = X_{15} = X_{16} = \frac{U_{k.\max} \cdot U_{\text{max.ВН}}^2}{100 \cdot S_{\text{НОМ.ТР}}} = \frac{0 \cdot 126^2}{100 \cdot 63} = 00\text{М}$$

$$X_{\text{ТРМАХВН}} = X_{17} = X_{18} = \frac{U_{k.\max} \cdot U_{\text{max.ВН}}^2}{100 \cdot S_{\text{НОМ.ТР}}} = \frac{6,75 \cdot 126^2}{100 \cdot 63} = 170\text{М}$$

Для ПС 2:

$$X_{\text{ТРМИНВН}} = X_{19} = X_{20} = \frac{U_{k.\min} \cdot (U_{\text{cp.НН}} \cdot (1 - \Delta U_{\text{РПН}}))^2}{100 \cdot S_{\text{НОМ.ТР}}} = \frac{0,125 \cdot 9,59 \cdot (115 \cdot (1 - 0,1602))^2}{100 \cdot 40} = 2,80\text{М}$$

$$X_{\text{ТРМИННН1}} = X_{\text{ТРМИННН2}} = X_{21} = X_{22} = X_{23} = X_{24} = \frac{U_{k.\min} \cdot (U_{\text{cp.ВН}} \cdot (1 - \Delta U_{\text{РПН}}))^2}{100 \cdot S_{\text{НОМ.ТР}}} = \frac{1,75 \cdot 9,59 \cdot (115 \cdot (1 - 0,1602))^2}{100 \cdot 40} = 40,80\text{М}$$

$$X_{\text{ТРМАХНН}} = X_{19} = X_{20} = \frac{U_{k.\max} \cdot U_{\text{max.ВН}}^2}{100 \cdot S_{\text{НОМ.ТР}}} = \frac{0,125 \cdot 11,46 \cdot 126^2}{100 \cdot 40} = 5,50\text{М}$$

$$X_{\text{ТРМАХНН1}} = X_{\text{ТРМАХНН2}} = X_{21} = X_{22} = X_{23} = X_{24} = \frac{U_{k.\max} \cdot U_{\text{max.ВН}}^2}{100 \cdot S_{\text{НОМ.ТР}}} = \frac{1,75 \cdot 11,46 \cdot 126^2}{100 \cdot 40} = 76,40\text{М}$$

Для ПС 3:

										Лис
										82
Изм.	Лис	№ докум.	Подп.	Дат						
	т			а						

$$X_{ТРИМИНВН} = X_{25} = X_{26} = \frac{U_{k.\min} \cdot (U_{ср.ВН} \cdot (1 - \Delta U_{РПН}))^2}{100 \cdot S_{НОМ.ТР}} = \frac{0,125 \cdot 9,84 \cdot (115 \cdot (1 - 0,1602))^2}{100 \cdot 25} = 4,60 \text{М}$$

$$X_{ТРИМИНН1} = X_{ТРИМИНН2} = X_{27} = X_{28} = X_{29} = X_{30} = \frac{U_{k.\min} \cdot (U_{ср.ВН} \cdot (1 - \Delta U_{РПН}))^2}{100 \cdot S_{НОМ.ТР}} = \frac{1,75 \cdot 9,84 \cdot (115 \cdot (1 - 0,1602))^2}{100 \cdot 25} = 64,20 \text{М}$$

$$X_{ТРМАХВН} = X_{25} = X_{26} = \frac{U_{k.\max} \cdot U_{\max.ВН}^2}{100 \cdot S_{НОМ.ТР}} = \frac{0,125 \cdot 11,72 \cdot 126^2}{100 \cdot 25} = 9,30 \text{М}$$

$$X_{ТРМАХНН1} = X_{ТРМАХНН2} = X_{27} = X_{28} = X_{29} = X_{30} = \frac{U_{k.\max} \cdot U_{\max.ВН}^2}{100 \cdot S_{НОМ.ТР}} = \frac{1,75 \cdot 11,72 \cdot 126^2}{100 \cdot 25} = 130,20 \text{М}$$

Для ПС 4:

$$X_{ТРИМИН} = X_{31} = X_{32} = \frac{U_{k.\min} \cdot (U_{ср.ВН} \cdot (1 - \Delta U_{РПН}))^2}{100 \cdot S_{НОМ.ТР}} = \frac{9,8 \cdot (115 \cdot (1 - 0,1602))^2}{100 \cdot 16} = 58,380 \text{М}$$

$$X_{ТРМАХ} = X_{31} = X_{32} = \frac{U_{k.\max} \cdot U_{\max.ВН}^2}{100 \cdot S_{НОМ.ТР}} = \frac{11,71 \cdot 126^2}{100 \cdot 16} = 1090 \text{М}$$

Для ПС 5:

$$U_{кв \max} = 0,5(U_{квн} + U_{квс} - U_{кcn}) = 0,5(18 + 11 - 6,5) = 11,25\%$$

$$U_{кс \max} = 0,5(U_{квс} + U_{кcn} - U_{квн}) = 0,5(11 + 6,5 - 18) = 0,$$

$$U_{кн \max} = 0,5(U_{квн} + U_{кcn} - U_{квс}) = 0,5(18 + 6,5 - 11) = 6,75\%,$$

$$U_{кв \min} = 0,5(U_{квн} + U_{квс} - U_{кcn}) = 0,5(17 + 10 - 6,5) = 10,25\%$$

$$U_{кс \min} = 0,5(U_{квс} + U_{кcn} - U_{квн}) = 0,5(10 + 6,5 - 17) = 0,$$

$$U_{кн \min} = 0,5(U_{квн} + U_{кcn} - U_{квс}) = 0,5(17 + 6,5 - 10) = 6,75\%$$

$$X_{ТРИМИН} = X_{33} = X_{34} = \frac{U_{k.\min} \cdot (U_{ср.ВН} \cdot (1 - \Delta U_{РПН}))^2}{100 \cdot S_{НОМ.ТР}} = \frac{10,25 \cdot (115 \cdot (1 - 0,159))^2}{100 \cdot 40} = 23,90 \text{М}$$

$$X_{ТРИМИН} = X_{35} = X_{36} = \frac{U_{k.\min} \cdot (U_{ср.ВН} \cdot (1 - \Delta U_{РПН}))^2}{100 \cdot S_{НОМ.ТР}} = \frac{0 \cdot (115 \cdot (1 - 0,159))^2}{100 \cdot 40} = 00 \text{М}$$

$$X_{ТРИМИН} = X_{37} = X_{38} = \frac{U_{k.\min} \cdot (U_{ср.ВН} \cdot (1 - \Delta U_{РПН}))^2}{100 \cdot S_{НОМ.ТР}} = \frac{6,75 \cdot (115 \cdot (1 - 0,159))^2}{100 \cdot 40} = 15,70 \text{М}$$

$$X_{ТРМАХВН} = X_{11} = X_{12} = \frac{U_{k.\max} \cdot U_{\max.ВН}^2}{100 \cdot S_{НОМ.ТР}} = \frac{11,25 \cdot 126^2}{100 \cdot 40} = 44,60 \text{М}$$

$$X_{ТРМАХВН} = X_{33} = X_{34} = \frac{U_{k.\max} \cdot U_{\max.ВН}^2}{100 \cdot S_{НОМ.ТР}} = \frac{0 \cdot 126^2}{100 \cdot 40} = 00 \text{М}$$

						Лис
						82
Изм.	Лис	№ докум.	Подп.	Дат		
	т			а		

$$X_{TPMAXBH} = X_{35} = X_{36} = \frac{U_{k.max} \cdot U_{max.BH}^2}{100 \cdot S_{НОМ.ТР}} = \frac{6,75 \cdot 126^2}{100 \cdot 40} = 26,8 \text{ Ом}$$

4.3 Расчет тока короткого замыкания в точке К1

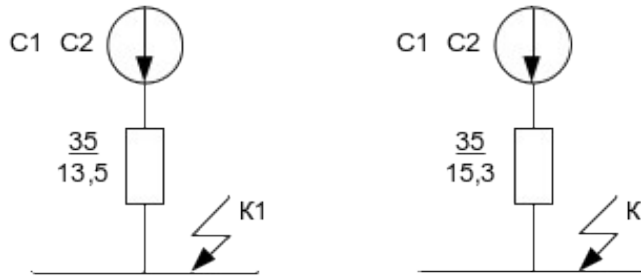


Рисунок 4.3 – Схема замещения для расчета тока КЗ в точке К1

Произведем расчет периодического тока КЗ:

$$X_{39max} = X_1 + \frac{X_5}{2} = 6,2 + \frac{21,6}{2} = 17 \text{ Ом}$$

$$X_{39min} = X_1 + \frac{X_5}{2} = 8,9 + \frac{21,6}{2} = 19,7 \text{ Ом}$$

$$X_{40max} = X_2 + \frac{X_{10}}{2} + X_7 + X_8 + X_9 = 4,4 + \frac{16,4}{2} + 19,6 + 22 + 12,4 = 66,6 \text{ Ом}$$

$$X_{40min} = X_2 + \frac{X_{10}}{2} + X_7 + X_8 + X_9 = 6,3 + \frac{16,4}{2} + 19,6 + 22 + 12,4 = 68,5 \text{ Ом}$$

$$X_{41max} = \frac{X_{39} \cdot X_{40}}{X_{39} + X_{40}} = \frac{17 \cdot 66,6}{17 + 66,6} = 13,5 \text{ Ом}$$

$$X_{41min} = \frac{X_{39} \cdot X_{40}}{X_{39} + X_{40}} = \frac{19,7 \cdot 68,5}{19,7 + 68,5} = 15,3 \text{ Ом}$$

$$I_{KmaxBH}^3 = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot X_{27}} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 13,5} = 4,9 \text{ кА}$$

$$I_{KminBH}^3 = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot X_{27}} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 15,3} = 4,3 \text{ кА}$$

4.4 Расчет тока короткого замыкания в точке К2 (параллельная работа трансформаторов)

						Лис
						32
Изм.	Лис	№ докум.	Подп.	Дат		
	т			а		

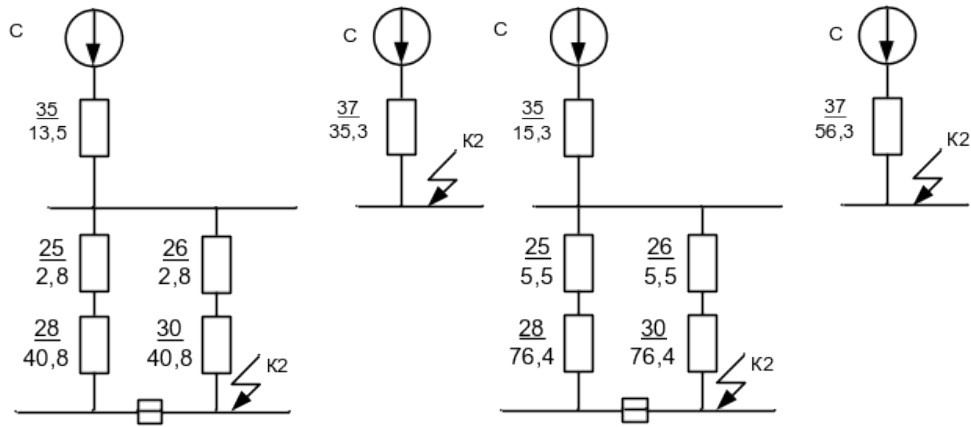


Рисунок 4.6 – Схема замещения для расчета тока КЗ в точке К2

Рассчитаем максимальный периодический ток КЗ:

$$X_{36} = \frac{X_{25} + X_{28}}{2} = \frac{2,8 + 40,8}{2} = 21,8 \text{ Ом};$$

$$X_{37} = X_{35} + X_{36} = 13,5 + 21,8 = 35,3 \text{ Ом};$$

$$I_{K \max \text{ HH}}^3 = \frac{U_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot X_{37}} \cdot \frac{U_{\text{ср.ВН}} \cdot (1 - \Delta U_{\text{РЛН}})}{U_{\text{ном\text{HH}}}} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot 35,3} \cdot \frac{115 \cdot (1 - 0,1602)}{10,5} = 16,6 \text{ кА}.$$

Рассчитаем минимальный периодический ток КЗ:

$$X_{36} = \frac{X_{25} + X_{28}}{2} = \frac{5,5 + 76,4}{2} = 40,95 \text{ Ом};$$

$$X_{37} = X_{35} + X_{36} = 15,3 + 40,95 = 56,3 \text{ Ом};$$

$$I_{K \min \text{ HH}}^3 = \frac{U_{\text{ном}} \cdot \frac{U_{\text{max}}}{U_{\text{ном\text{HH}}}}}{\sqrt{3} \cdot X_{37}} = \frac{110 \cdot \frac{126}{10,5}}{\sqrt{3} \cdot 56,3} = 13,6 \text{ кА}.$$

4.5 Расчет тока короткого замыкания в точке К2 (раздельная работа трансформаторов)

Рассчитаем максимальный периодический ток КЗ:

$$X_{38} = X_{25} + X_{28} = 2,8 + 40,8 = 43,6 \text{ Ом};$$

$$X_{39} = X_{35} + X_{38} = 13,5 + 43,6 = 57,1 \text{ Ом};$$

$$I_{K \max \text{ HH}}^3 = \frac{U_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot X_{39}} \cdot \frac{U_{\text{ср.ВН}} \cdot (1 - \Delta U_{\text{РЛН}})}{U_{\text{ном\text{HH}}}} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot 57,1} \cdot \frac{115 \cdot (1 - 0,1602)}{10,5} = 10,2 \text{ кА}.$$

									Лис
									84
Изм.	Лис	№ докум.	Подп.	Дат					
	т			а					

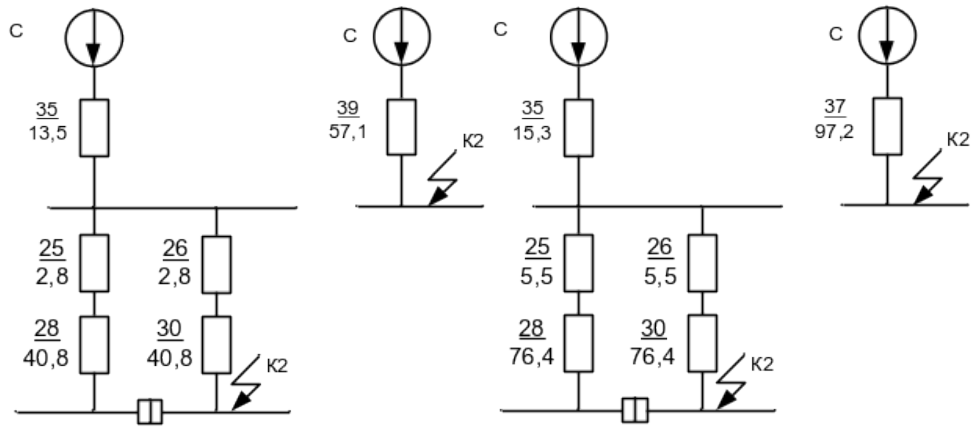


Рисунок 4.7 – Схема замещения для расчета тока КЗ в точке К2

Рассчитаем минимальный периодический ток КЗ:

$$X_{38} = X_{20} + X_{24} = 5,5 + 76,4 = 81,9 \text{ Ом};$$

$$X_{39} = X_{35} + X_{38} = 15,3 + 81,9 = 97,2 \text{ Ом};$$

$$I_{K \min \text{HH}}^3 = \frac{U_{\text{ном}} \cdot \frac{U_{\text{max}}}{U_{\text{номHH}}}}{\sqrt{3} \cdot X_{39}} = \frac{110 \cdot \frac{126}{10,5}}{\sqrt{3} \cdot 97,2} = 7,9 \text{ кА}.$$

Т а б л и ц а 4.1 – Сводная таблица токов КЗ

Точки КЗ	$I_{\text{п.0max}}$, кА	$I_{\text{п.0min}}$, кА
К1	4,9	4,3
К2 (параллельная работа трансформаторов)	16,6	13,6
К2 (раздельная работа трансформаторов)	10,2	7,9

5 Выбор выключателей и разъединителей

5.1 Выбор выключателей РУВН 110 кВ

В пределах РУ выключатели выбираются по цепи трансформатора, в нашем случае это трансформаторы ТРДН-40000/110/10.

Выключатели выбираются по следующим условиям:

$$U_{н.выкл} \geq U_{уст.}$$

$$I_{н.выкл.} \geq I_{н.цепи}$$

$$I_{н.выкл.} \geq I_{\max.цепи}$$

$$I_{н.цепи} = 0,147 \text{ кА}$$

$$I_{\max.цепи} = 2 * I_{н.цепи} = 2 * 0,147 = 0,294 \text{ кА}$$

По полученным данным выбираем выключатель ВГТ-110-40/2500

110кВ – номинальное напряжение

40кА- ток отключения.

2500А- номинальный ток.

Т а б л и ц а 5.1 – Технические данные выключателя ВГТ-110-40/2500

Тип	U _н , кВ	I _н , кА	I _{отк,н} , кА	β _н , %	i _{дин} , кА	I _{тер} , кА	t _{терм} , сек
ВГТ-110-40/2500	110	2,5	40	45	102	40	3

5.2 Выбор выключателей на РУНН 10 кВ

Номинальный и максимальный ток:

$$I_{н.цепи} = \frac{40000}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 1101 \text{ А}$$

Максимальный ток цепи

$$I_{\max.} = 1,4 * I_{н.цепи} = 1,4 * 1101 = 1541 \text{ А в цепи ввода}$$

Выбирают вакуумный выключатель серии ВВ/TEL-10-20/1600

								Лис
								32
Изм.	Лис	№ докум.	Подп.	Дат				
	т			а				

Т а б л и ц а 5.2 – Технические данные выключателя ВВ/TEL-10-20/1600

Тип	U _н , кВ	I _н , кА	I _{отк.н} , кА	β _н , %	i _{дин} , кА	I _{тер} , кА	t _{с.в} , с
ВВ/TEL-10-20/1600	10	1	20	40	80	20	0,03

5.3 Выбор измерительных трансформаторов тока 110 кВ

Трансформаторы тока устанавливаются на каждом выключателе. Выбираем трансформатор тока, не встроенный в выключатель .

$$U_{ном} = 110 \text{ кВ};$$

Выбирают трансформатор тока типа ТГФ-110-1-600/5 У5 (именно такой коэффициент трансформации будет выбран ниже по результатам расчетов РЗиА трансформатора)

Т а б л и ц а 5.3 – Технические данные трансформатора ТГФ-110-1-600/5 у5

Тип	U _н , кВ	I _{нп} , А	I _{нл} , А	I _{тер} , кА		i _{дин} , кА	крат. обмотки	S _н , ВА	
				1 с	3 с			изм. об.	защ. об.
ТГФ-110-1-600/5	110	5	600	20	3	50	20	50	30

5.4 Выбор измерительных трансформаторов напряжения 110 кВ

Трансформаторы напряжения выбирают только по номинальному напряжению.

$$U_{ном} = 110 \text{ кВ};$$

Выбрали трансформатор серии ЗНОГ-110.

Т а б л и ц а 5.4 – Технические данные трансформатора ЗНОГ-110

Тип	U _{ном}		S _{ном} , ВА в классе точности				S _{max} , ВА
	ВН, кВ	НН, В	0,2	0,5	1	3	
ЗНОГ-110	110 / √3	100 / √3	200	400	600	1200	2000

									Лис
									82
Изм.	Лис	№ докум.	Подп.	Дат					
	т			а					

5.5 Выбор измерительных трансформаторов на стороне 10 кВ

5.5.1 Выбор измерительных трансформаторов тока

$$I_{\max} = 1541 \text{ А}$$

Комплектные распределительные устройства серии КРУ-СЭЩ К 63 поставляются со встроенными трансформаторами тока серии ТОЛ-10. На низкую сторону трансформатора и на секционный выключатель КРУ-СЭЩ К 63 поставляется со встроенным трансформатором тока типа ТОЛ-10 рассчитанное на первичный ток $I_{н1} = 2000 \text{ А}$.

Т а б л и ц а 5.5 – Технические данные трансформатора ТОЛ-10

Тип	U _н , кВ	I _{нп} , А	I _{н1} , А	I _{тер} , кА		i _{дин} , кА	крат. обмотки	S _н , ВА	
				1,5 с	3 с			изм. об.	защ. об.
ТОЛ-10	10	1	2000	40	-	100	12	10	30

5.5.2 Выбор измерительных трансформаторов напряжения 10 кВ

Трансформаторы напряжения выбирают только по номинальному напряжению.

$$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ};$$

Выбрали трансформатор серии ЗНОЛ-10 (трансформатор напряжения, заземленный, однофазный, с литой изоляцией).

Т а б л и ц а 5.6 – Технические данные трансформатора ЗНОЛ-10

Тип	U _{ном}		S _{ном} , ВА в классе точности				S _{max} , ВА
	ВН, кВ	НН, В	0,2	0,5	1	3	
ЗНОЛ-10	10 / √3	100 / √3	50	75	150	300	630

5.6 Выберем разъединители на стороне 110 кВ.

$$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ};$$

$$I_{\text{н.цепи}} = 0,21 \text{ кА}$$

$$I_{\text{max.цепи}} = 1,4 * I_{\text{н.цепи}} = 1,4 * 0,21 = 0,294 \text{ кА}$$

									Лис
									32
Изм.	Лис	№ докум.	Подп.	Дат					
	т			а					

Выбираем разъединитель наружной установки серии SGF123n-110/1600 УХЛ1.

Т а б л и ц а 5.7 – Технические данные разъединителя SGF123n-110/1600 УХЛ1/

Тип	U_n , кВ	I_n , кА	$i_{дин}$, кА	$I_{гер}$, кА	$t_{гер}$, с
SGF123n-110/1600 УХЛ1	110	1.6	100	40	3

										Лис
										32
Изм.	Лис	№ докум.	Подп.	Дат						
	<i>т</i>			<i>а</i>						

6. Расчет защиты трансформатора

6.1 Газовая защита

Защита реагирует на газообразование внутри бака трансформатора, возникающее в результате разложения масла или разрушения изоляции под действием значительных повышений температур.

Газовое реле имеет сигнальный элемент, срабатывающий на сигнал при повреждениях, сопровождающихся слабым газообразованием, и отключающий элемент, срабатывающий на отключение при повреждениях внутри бака трансформатора. Отключающий элемент действует без выдержки времени на отключение блока с остановом котла и турбины.

Газовая защита реагирует также на понижение уровня масла в трансформаторе. В этом случае первым срабатывает сигнальный контакт, а затем при продолжающемся снижении уровня масла срабатывает отключающий контакт, выключая трансформатор.

Защита выполняется на реле типа РЗТ-80.

Чувствительность реле типа РЗТ-80 регулируется в пределах от 0,65 до 1,5 м/с. Время действия реле при работе лопасти колеблется от 0,5 до 0,05 с.

Особенности газовой защиты

По своему принципу действия газовая защита может работать не только при повреждениях и опасных ненормальных режимах, но и при появлении в кожухе трансформатора воздуха, при толчках (движении) масла, вызванных любой причиной, и механических сотрясениях, имеющих место вследствие вибрации корпуса трансформатора.

Для предупреждения неправильного отключения трансформатора отключающая цепь защиты при доливке масла переводится на сигнал.

Основными достоинствами газовой защиты являются: простота ее устройства, высокая чувствительность, малое время действия при значительных повреждениях, действие на сигнал или отключение в зависимости от размеров повреждения.

										Лис
										82
Изм.	Лис	№ докум.	Подп.	Дат						
	т			а						

Газовая защита является наиболее чувствительной защитой трансформатора от повреждения его обмоток и особенно при витковых замыканиях. Все масляные трансформаторы мощностью 1000 кВА и выше поставляются вместе с газовой защитой.

Газовая защита не действует при повреждениях на выводах трансформатора, поэтому должна дополняться второй защитой от внутренних повреждений.

Для выбранного трансформатора ТРДН-40000/110/10/10, в данном проекте, для защиты бака трансформатора выставляем уставку на реле РЗТ скорость потока масла 150 см/с. Для защиты устройства РПН трансформатора выставляем уставку со скоростью потока масла 120 см/с.

										Лис
										32
Изм.	Лис	№ докум.	Подп.	Дат						
	<i>m</i>			<i>a</i>						

6.2 Продольная дифференциальная токовая защита трансформатора связи

Выбор уставок производится, исходя из следующих условий:

Защита должна надежно сработать при к.з. в зоне действия этой защиты. При этом коэффициент чувствительности должен быть около 2;

Защита не должна сработать при включении трансформатора на холостой «толчком», а также при восстановлении напряжения на нем после отключения КЗ в сети, т.е. защита должна быть отстроена от броска намагничивающего тока трансформатора;

Защита не должна срабатывать при внешних к.з., т.е. защита должна быть отстроена от токов небаланса, появившихся в реле при внешних к.з.

Защита осуществляется с помощью реле типа ДЗТ-11 характеризующаяся наличием одной тормозной обмотки в НТТ реле, что дает возможность обеспечить торможение от тока в одном комплекте трансформаторов тока. Использование тормозной обмотки дает возможность не отстраивать минимальный ток срабатывания защиты от токов небаланса при таких внешних повреждениях, когда имеется торможение, поскольку недействие защиты в этих режимах обеспечивается торможением. Это обуславливает большую чувствительность защиты.

6.2.1 Определяются первичные токи для всех сторон защищаемого трансформатора

$$I_{ном} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} * U_{ном}}, \quad (6.1)$$

где, $S_{ном}$ - номинальная мощность трансформатора,

$U_{ном}$ - номинальное напряжение обмотки

$$I_{номВН} = \frac{40000}{\sqrt{3} * 115} = 201 A,$$

$$I_{номНН} = \frac{40000}{2 * \sqrt{3} * 10,5} = 1101 A,$$

									Лис
									32
Изм.	Лис	№ докум.	Подп.	Дат					
	т			а					

6.2.2 Определяются вторичные токи в плечах защиты исходя из коэффициентов трансформации и коэффициентов схемы

$$K_I = \frac{I_{\text{ном}} * K_{\text{сх}}}{5}, \quad (6.2)$$

$$K_{\text{ТВН}} = \frac{201 * \sqrt{3}}{5} = \frac{347,7}{5}, \quad K_{\text{ТВН}} = 600/5$$

$$K_{\text{ТНН}} = \frac{1101 * 1}{5} = \frac{1101}{5}, \quad K_{\text{ТВН}} = 2000/5$$

$$I_{\text{ном.в.}} = \frac{I_{\text{ном}} * K_{\text{сх}}}{K_I}, \quad (6.3)$$

$$I_{\text{ном.в.}} = \frac{201 * \sqrt{3}}{600/5} = 2,9 A,$$

$$I_{\text{ном.л.}} = \frac{1101 * 1}{2000/5} = 2,8 A,$$

6.2.3 Определяется минимальный ток срабатывания защиты

$$I_{\text{с.з.}} = 1,5 * I_{\text{ном}}, \quad (6.4)$$

$$I_{\text{с.з.}} = 1,5 * 201 = 301,5 A,$$

6.2.4 Определяется ток срабатывания реле на основной стороне

$$I_{\text{с.р.}} = \frac{I_{\text{с.з.}} * K_{\text{сх}}}{K_I}, \quad (6.5)$$

$$I_{\text{с.р.}} = \frac{301,5 * \sqrt{3}}{600/5} = 4,4 A,$$

6.2.5 Определяется число витков рабочей обмотки НТТ реле для основной стороны ВН

$$W_{\text{ВН}} = \frac{F}{I_{\text{с.р.}}}, \quad (6.6)$$

где, F-ближайшее меньшее число витков W основной(принимается 100)

$$W_{\text{ВН}} = \frac{100}{4,4} = 22,7,$$

Принимается 23 витков

6.2.6 Уточняется значение тока срабатывания реле

										Лис
										32
Изм.	Лис	№ докум.	Подп.	Дат						
	т			а						

$$I_{\text{ср}} = \frac{F}{W_{\text{ВН}}}, \quad (6.7)$$

$$I_{\text{ср}} = \frac{100}{23} = 4,4 \text{ A}$$

6.2.7 Уточняется значение тока срабатывания защиты

$$I_{\text{с.з.}} = \frac{I_{\text{ср}} * K_I}{K_{\text{сх}}}, \quad (6.8)$$

$$I_{\text{с.з.}} = \frac{4,4 * 600 / 5}{\sqrt{3}} = 305,2 \text{ A},$$

6.2.8 Определяется число витков рабочей обмотки НТТ реле на стороне НН

$$W_{\text{НН}} = W_{\text{НН}} \frac{I_{\text{ном.вт.}}}{I_{\text{вт.НН}}}, \quad (6.9)$$

$$W_{\text{НН}} = 23 * \frac{2,9}{2,8} = 23,8,$$

Принимаем 24 витков

6.2.9 Определяются токи небаланса на стороне НН

$$I'_{\text{нб}} = K_a * K_{\text{одн}} * E * I_{\text{К1}}^{(3)}, \quad (6.10)$$

$$I'_{\text{нб}} = 1 * 1 * 0,1 * 16600 \cdot \frac{10,5}{115} = 151,6 \text{ A},$$

$$I''_{\text{нб}} = \frac{\Delta U}{100} * I_{\text{К1}}^{(3)} \quad (6.11)$$

$$I''_{\text{нб}} = \frac{15,9}{100} * 16600 \cdot \frac{10,5}{115} = 241 \text{ A},$$

$$I'''_{\text{нб}} = \left| \frac{W_{\text{расч}} - W_{\text{прин}}}{W_{\text{расч}}} \right| * I_{\text{К1}}^{(3)} \quad (6.12)$$

$$I'''_{\text{нб}} = \left| \frac{23,8 - 24}{23,8} \right| * 16600 \cdot \frac{10,5}{115} = 12,7 \text{ A},$$

$$\sum I_{\text{нб}} = I'_{\text{нб}} + I''_{\text{нб}} + I'''_{\text{нб}}, \quad (6.13)$$

$$\sum I_{\text{нб}} = 151,6 + 241 + 12,7 = 405,3 \text{ A},$$

где, $I'_{\text{нб}}$ - составляющая, обусловленная погрешностью трансформаторов тока;

						Лис
						82
Изм.	Лис	№ докум.	Подп.	Дат		
	т			а		

$I''_{нб}$ - составляющая, обусловленная регулированием напряжения защищаемого трансформатора;

$I'''_{нб}$ - составляющая, обусловленная неточностью установки на насыщающемся трансформаторе реле расчетных чисел витков,

6.2.10 Выбирается необходимое число витков тормозной обмотки НТТ реле

Рассматривается внешнее к.з. между тремя фазами в максимальном режиме работы системы

$$W_{ТНН} = \frac{K_{омс} * I_{б} * W_{СН.расч}}{I_{торм} * tg\alpha}, \quad (6.14)$$

где, $tg\alpha$ -тангенс угла наклона тормозной характеристики, принимается равным 0,8 из заводской характеристики реле

$K_{омс} = 1,5$ - коэффициент отстройки

$$W_{ТНН} = \frac{1,5 * 405,3 * 23,8}{16600 * \frac{10,5}{115} * 0,8} = 11,94,$$

Принимается 13 витков

6.2.11 Проверка защиты на чувствительность

$$K_{ч} = \frac{0,87 * I^{(3)}}{I_{с.з.}} \geq 2,$$

$$K_{ч} = \frac{0,87 * 7900 * \frac{10,5}{115}}{305,2} = 2,06 \geq 2$$

						Лис
						34
Изм.	Лис	№ докум.	Подп.	Дат		
	т			а		

6.3 Максимальная токовая защита с пуском по напряжению

Максимальные токовые защиты предназначены для резервирования основных защит трансформатора и для защиты шин пониженного напряжения.

6.3.1 Расчет максимальной токовой защиты установленной на стороне 110 кВ

6.3.1.1 Ток срабатывания защиты определяется по условию отстройки от номинального тока трансформатора

$$I_{с.з.} = \frac{K_{отс}}{K_B} * I_{НОМ}, \quad (6.15)$$

где, $I_{номВН} = \frac{40000}{\sqrt{3} * 115} = 201 A,$

$$I_{с.з.} = \frac{1,2}{0,8} * 201 = 316,7 A$$

6.3.1.2 Проверка чувствительности защиты

При двухфазном к.з. на шинах 10,5 кВ и отдельной работе трансформаторов

$$K_{\nu} = \frac{0,87 * 7900}{316,7} \cdot \frac{10,5}{115} = 1,98 > 1,5$$

6.3.1.3 Определение тока срабатывания реле

$$I_{с.р.} = \frac{I_{с.з.} * K_{сх}}{K_I},$$

$$I_{с.р.} = \frac{316,7 * \sqrt{3}}{600 / 5} = 4,6 A$$

Применяется к установке реле РТ-40/6.

6.3.2 Расчет максимальной токовой защиты с комбинированным пуском по напряжению, установленной на стороне 10,5 кВ

6.3.2.1 Определяется ток срабатывания защиты

$$I_{с.з.} = \frac{K_{отс}}{K_B} * I_{раб.макс}, \quad (6.16)$$

$$I_{номНН} = \frac{40000}{2 * \sqrt{3} * 10,5} = 1101 A,$$

									Лис
									82
Изм.	Лис	№ докум.	Подп.	Дат					
	т			а					

$$I_{\text{раб. max}} = \frac{S_{\text{назр. НН}}}{\sqrt{3} * U_{\text{НН}}},$$

$$I_{\text{раб. max}} = \frac{43000}{2 * \sqrt{3} * 10,5} = 1360 \text{ A},$$

$$I_{\text{с.з.}} = \frac{1,2}{0,8} * 1360 = 2040 \text{ A}$$

6.3.2.2 Проверка чувствительности по току

$$K_{\text{ч}} = \frac{0,87 * 7900}{2040} = 3,37 \geq 1,5$$

6.3.2.3 Определяется ток срабатывания реле

$$I_{\text{с.р.}} = \frac{2040 * 1}{2000 / 5} = 5,1 \text{ A}$$

Применяется реле РТ-40/6

6.3.2.4 Определяется первичное напряжение срабатывания защиты для минимального реле напряжения

$$U_{\text{с.з.}} \leq \frac{U_{\text{min}}}{K_{\text{отс}} * K_{\text{В}}}, \quad (6.17)$$

$$U_{\text{с.з.}} \leq \frac{0,85 * 10,5}{1,2 * 1,2} = 6198 \text{ В},$$

По условию отстройки от напряжения самозапуска при включении АПВ и АВР заторможенных двигателей нагрузки

$$U_{\text{с.з.}} \leq \frac{U_{\text{зан}}}{K_{\text{отс}}},$$

$$U_{\text{с.з.}} \leq \frac{0,7 * 10,5}{1,2} = 6125 \text{ В},$$

Применяется $U_{\text{с.з.}} = 6125 \text{ В}$,

6.3.2.5 Определяется напряжение срабатывания реле

$$U_{\text{ср}} = \frac{U_{\text{с.з.}}}{K_{\text{V}}}, \quad (6.18)$$

$$U_{\text{ср}} = \frac{6125}{10000 / 100} = 61,25 \text{ В},$$

6.3.3.6 Выбор выдержек времени защит производится по ступенчатому принципу

									Лис
									82
Изм.	Лис	№ докум.	Подп.	Дат					
	т			а					

$$t_{c.z.MT3-10} = t_{c.z.CB-10} + \Delta t = 0,8 + 0,5 = 1,3c(PB - 128),$$

$$t_{c.z.MT3-110} = t_{c.z.MT3-10} + \Delta t = 1,3 + 0,3 = 1,6c(PB - 01),$$

6.4 Максимальная токовая защита от перегрузки

6.4.1 Определяется ток срабатывания защиты от перегрузки на стороне

ВН

$$I_{c.z.} = \frac{K_{отс}}{K_B} * I_{ном},$$

где, $K_{отс} = 1,05$ - коэффициент отстройки;

$K_B = 0,8$ - коэффициент возврата реле тока;

$I_{ном}$ - номинальный ток обмотки трансформатора с учетом регулирования напряжения,

$$I_{c.z.} = \frac{1,05}{0,8} * \frac{40000}{\sqrt{3} * 115} = 264A,$$

6.4.2 Время срабатывания защиты $t_{c.z.} \approx 9c$

6.4.3 Определяется ток срабатывания защиты от перегрузки на стороне

НН

$$I_{c.z.} = \frac{1,05}{0,8} * \frac{40000}{2 * \sqrt{3} * 10,5} = 1445A,$$

6.4.4 Время срабатывания защиты $t_{c.z.} \approx 6c$

										Лис
										32
Изм.	Лис	№ докум.	Подп.	Дат						
	т			а						

Список литературы

1. Шабад М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей. -Л.: Энергоатомиздат, 1985, -296с.
2. Правила устройства электроустановок. /Энергосервис Москва -6-е изд., перераб. и доп., 2006 -648с.
3. Чернобровов Н.В., Семенов В.А., – Релейная защита энергетических систем: Учебное пособие для техникумов. – М.:Энергоатомиздат, 2007. – 800с.
4. Руководящие указания по релейной защите. Выпуск 13А. Релейная защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов 100-500 кВ: Схемы. – М.: Энергоатомиздат, 1985
5. Рожкова Л.Д., Козулин В.С., - Электрооборудование станций и подстанций. – М.:Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.
6. Королёв Е.П., Либерзон Э.М. Расчёты допустимых нагрузок в токовых цепях релейной защиты. – М.: Энергия, 1980.

										Лис
										82
Изм.	Лис	№ докум.	Подп.	Дат						
	т			а						