

ВВЕДЕНИЕ

Электроэнергетическая отрасль России – это развивающийся в масштабе всей страны высокоавтоматизированный комплекс электростанций, электрических сетей и объектов электросетевого хозяйства, объединённых единым технологическим циклом и централизованным оперативно-диспетчерским управлением.

В настоящее время электрическая энергия является наиболее широко используемой формой энергии. Это обусловлено относительной легкостью ее получения, преобразования, передачи на большое расстояние и распределения между приемниками. Огромную роль в системах электроснабжения играют электрические подстанции – электроустановки, предназначенные для преобразования и распределения электрической энергии.

В связи с повсеместным расширением производства, строительства новых предприятий, жилых микрорайонов увеличивается и потребление электроэнергии. В данный момент многие подстанции очень сильно устарели или же их мощности не хватает для питания всех потребителей. Чтобы устранить эту проблему необходимо строить новые подстанции с возможностью их дальнейшего расширения или реконструировать и модернизировать уже имеющиеся подстанции. Все это должно происходить по новым требованиям экономичности и надежности.

Проектируемая районная понизительная подстанция «Казачья» будет служить для приема, преобразования и дальнейшей передачи электроэнергии потребителям.

Все установленное на подстанции оборудование должно быть оптимальным по стоимости, не слишком дорогим, иначе затраты на строительство подстанции будут слишком высоки, вследствие чего она не окупится и станет не выгодной для эксплуатации.

Также все оборудование должно проходить проверку по разным критериям, чтобы во время эксплуатации возникало как можно меньше аварийных ситуаций и не создавалось угрозы для работы персонала.

На данной подстанции, согласно ПУЭ, будет устанавливаться 2 трансформатора. Это делается из-за того, что на ней присутствуют потребители I и II категории. Перерыв в электроснабжении для потребителей I категории допускается лишь на время автоматического восстановления питания, а для II категории - на время, необходимое для включения резервного питания силами дежурного персонала или выездной оперативной бригады. Перерыв же в электроснабжении потребителей III категории допускается на время, не превышающего одних суток. Дабы избежать больших перерывов в электроснабжении, схема подстанции на стороне высшего напряжения имеет обходную систему шин, предназначенную для переключения на нее присоединений на время ремонта их коммутационного или другого оборудования, согласно п.1.3.10 [6]. Со стороны низшего напряжения резервирование идет через секционный выключатель, который соединяет две секции шины.

										Лист
										6
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.605.00.ПЗ					

На подстанции будут выбраны устройства автоматического управления. Устройства автоматического управления делятся на две группы: устройства автоматического управления нормального режима и устройства автоматического управления аварийного режима. Устройства автоматического управления нормального режима выполняют задачи: управление режимом энергосистем по частоте и мощности, регулирование напряжения и перетоков реактивной мощности и другие задачи. Устройства автоматического управления аварийного режима решают две задачи: фиксируют факт и место нарушения нормального режима и отделяют аварийный участок; предотвращают распространение аварии и восстанавливают нормальный режим. Первую задачу решают устройства релейной защиты (РЗ) и резервирования отказов выключателя (УРОВ). Вторую задачу решают устройства автоматического повторного включения (АПВ) и автоматика ввода резерва (АВР).

Открытое распределительное устройство подстанции, как правило, защищают от прямых ударов молнии (ПУМ). Защита от ПУМ будет осуществлена установкой стержневых молниеотводов на порталах подстанции. Молниеотводы, установленные на порталах подстанций, требуют меньше металла на изготовление, чем отдельно стоящие молниеотводы. Они располагаются ближе к защищаемому оборудованию, поэтому эффективнее используются их защитные зоны.

Обязательным этапом монтажа любой трансформаторной подстанции является обустройство заземления. Заземление – это важнейшая процедура при установке и эксплуатации какой-либо аппаратуры, работающей под высоким напряжением. Расчет заземления представляет собой расчет заземляющих устройств, посредством которых выполняется подсоединение электроустановки в целом или отдельного оборудования.

Качество заземления определяется значением сопротивления заземления (чем ниже, тем лучше). Электрическое сопротивление заземляющего устройства различно для разных условий и нормируется требованиями ПУЭ и соответствующих стандартов.

										Лист
										7
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.605.00.ПЗ					

1. РАЗРАБОТКА СТРУКТУРНОЙ СХЕМЫ ПОДСТАНЦИИ

1.1 Составление структурной схемы проектируемого объекта

При проектировании подстанции перед разработкой главной схемы следует выбрать структурную схему выдачи электроэнергии, на которой указываются основные её функциональные части (распределительное устройство (РУ), трансформаторы) и связи между ними. Структурные схемы служат основой для дальнейшей разработки более подробных и полных принципиальных схем, а также для общего ознакомления с работой подстанции.

Для повышения надежности электроснабжения потребителей в период проведения ежегодного технического обслуживания первичного оборудования, а так же ограничения токов короткого замыкания применяем двухобмоточные трансформаторы с расщепленной вторичной обмоткой.

Типовая структурная схема транзитной двухтрансформаторной подстанции изображена на рисунке 1.1.

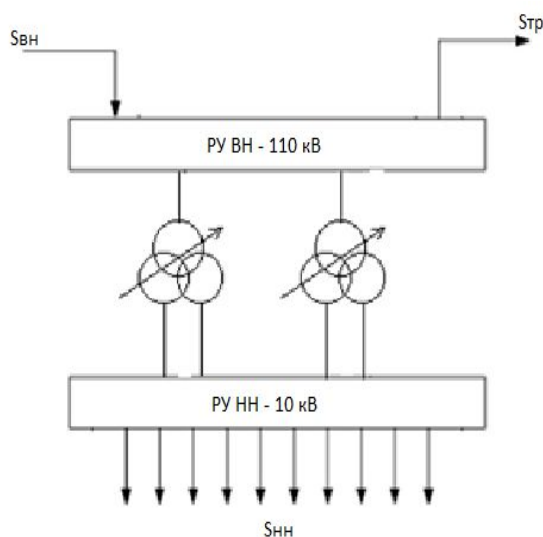


Рисунок 1.1 – Структурная схема проектируемой подстанции: $S_{ВН}$ – поток мощности, приходящей на шины ВН подстанции; $S_{ТР}$ – поток мощности, уходящий с шин ВН подстанции (транзитная мощность); $S_{НН}$ – поток мощности, соответствующий нагрузке подстанции на шинах НН.

На подстанции устанавливается два двухобмоточных трансформатора с РПН. Электроэнергия поступает от энергосистемы в РУ – 110 кВ подстанции, часть энергии через транзит проходит в энергосистему, часть трансформируется и распределяется между потребителями в РУ – 10 кВ.

1.2 Распределение потоков мощности

Часть мощности, поступающей из питающей сети, передается по транзитным линиям. Для упрощения расчетов будем считать, что $\cos \phi$ нагрузки одинаков для всех линий электропередачи. Тогда мощность, поступающая из питающей сети, определяется по формуле:

										Лист
										8
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.605.00.ПЗ					

$$S_{\text{ВН}} = S_{\text{ТР}} + S_{\text{НН}},$$

где $S_{\text{ТР}}$ – мощность, передающаяся по транзитным линиям;
 $S_{\text{НН}}$ – мощность нагрузки на шинах НН;

$$S_{\text{ВН}} = 100 + 82 = 182 \text{ МВА.}$$

Через трансформаторы протекает мощность, равная мощности нагрузки. На рисунке 1.2 приведена структурная схема распределения мощности.

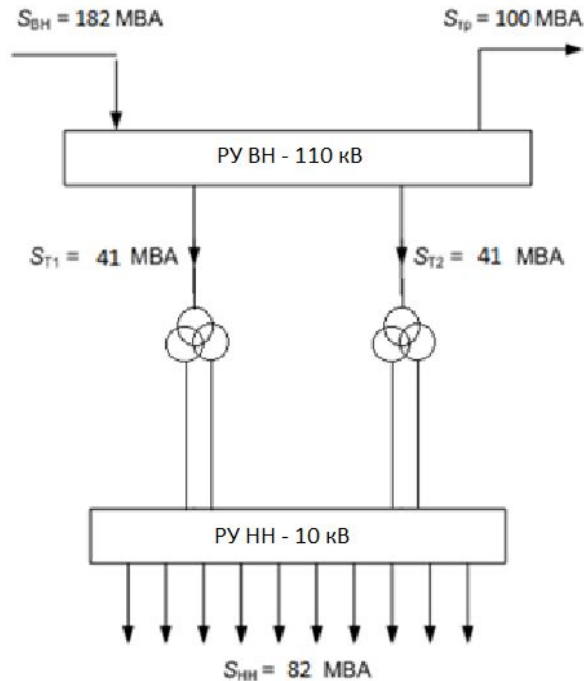


Рисунок 1.2 – Структурная схема распределения мощности

1.3 Выбор линий электропередач

Для выбора типа линий электропередачи рассчитаем токи этих линий в нормальном и аварийном режимах в соответствии с методикой [1]. Результаты расчетов сведем в таблицу 1.1.

Таблица 1.1 – Расчет токов нормального и аварийного режимов

Нормальный режим	Аварийный режим
Ток линии, питающей подстанцию	
$I_{\text{норм.пит.л}} = \frac{S_{\text{ВН}}}{\sqrt{3}U_{\text{ВН}}n},$ $I_{\text{норм.пит.л}} = \frac{182 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3 \cdot 3} = 159,2 \text{ А.}$	$I_{\text{авар.пит.л}} = \frac{S_{\text{ВН}}}{\sqrt{3}U_{\text{ВН}}(n-1)},$ $I_{\text{авар.пит.л}} = \frac{182 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3 \cdot (3-1)} = 238,8 \text{ А.}$

Продолжение таблицы 1.1.

Ток транзитной линии	
$I_{\text{норм.транз.л}} = \frac{S_{\text{ТР}}}{\sqrt{3}U_{\text{ВН}}n_{\text{транз.л}}},$ $I_{\text{норм.транз.л}} = \frac{100 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3 \cdot 2} = 131,2 \text{ А.}$	$I_{\text{авар.транз.л}} = \frac{S_{\text{ТР}}}{\sqrt{3}U_{\text{ВН}}(n_{\text{транз.л}} - 1)},$ $I_{\text{авар.транз.л}} = \frac{100 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3 (2 - 1)} = 262,4 \text{ А.}$
Ток отходящих линий на стороне НН	
$I_{\text{норм.л.НН}} = \frac{S_{\text{НН}}}{\sqrt{3}U_{\text{НН}}n_{\text{нагр}}},$ $I_{\text{норм.л.НН}} = \frac{82 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10^3 \cdot 20} = 225,4 \text{ А.}$	$I_{\text{авар.л.НН}} = 2 \cdot I_{\text{норм.л.НН}},$ $I_{\text{авар.л.НН}} = 2 \cdot 225,4 = 450,8 \text{ А.}$

Исходя из результатов расчетов таблицы 1.1, выбираем линии по экономической плотности тока $j_{\text{э}}=0,8 \text{ А/мм}^2$ [2].

Питающая линия:

$$F_{\text{э}} = \frac{I_{\text{пит.л.}}}{j_{\text{э}}} = \frac{159,2}{0,8} = 199 \text{ мм}^2.$$

Выбираем провод марки АС-240/39 с допустимым током вне помещений $I_{\text{доп}}=610 \text{ А}$ [2, таблица 3.15]. Линия выдержит ток аварийного режима:

$$I_{\text{доп}} > I_{\text{авар}}; 610 \text{ А} > 238,8 \text{ А}.$$

Транзитная линия:

$$F_{\text{э}} = \frac{I_{\text{транз.л}}}{j_{\text{э}}} = \frac{131,2}{0,8} = 164 \text{ мм}^2$$

Выбираем провод марки АС-185/29 с допустимым током вне помещений $I_{\text{доп}}=510 \text{ А}$ [2]. Линия выдержит ток аварийного режима ($510 \text{ А} > 262,4 \text{ А}$).

При условии равной загрузки отходящих кабелей на стороне НН их сечение находится также по экономической плотности тока $j_{\text{э}}=1 \text{ А/мм}^2$:

$$F_{\text{э}} = \frac{I_{\text{л.НН}}}{j_{\text{э}}} = \frac{225,4}{1} = 225,4 \text{ мм}^2$$

Ближайший по сечению кабель марки АПвП-240 с допустимым током $I_{\text{доп}}=450 \text{ А}$ [3] не выдержит ток аварийного режима ($450 \text{ А} > 450,8 \text{ А}$), поэтому

									Лист
									10
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.605.00.ПЗ				

выбираем 2 кабеля АПвП-120 с допустимым током 305 А, которые будут соединены в параллель ($2 \times 305 \text{ А} > 450,8 \text{ А}$).

1.4 Выбор числа и мощности трансформаторов

Суммарная потребляемая мощность потребителей в нормальном режиме должна быть равной $(0,6 - 0,7) \cdot S_{\text{Н.Т.}}$, чтобы в случае возникновения аварийного режима один трансформатор, оставшийся в работе, мог обеспечить электроснабжение потребителей не превышая допустимой перегрузки в 40%.

Условия выбора трансформатора [1]:

$$\begin{aligned}U_{\text{Н.ВН}} &\geq U_{\text{ном.ВН}}; \\U_{\text{Н.НН}} &\geq U_{\text{ном.НН}}; \\S_{\text{Н.Т}} &\geq S_{\text{ф.Т}}, \quad S_{\text{ф.Т}} = 0,7 \cdot S_{\text{НН}},\end{aligned}$$

где $U_{\text{Н.ВН}}$, $U_{\text{Н.НН}}$ - номинальное напряжение высокой и низкой стороны трансформатора соответственно;

$U_{\text{ном.ВН}}$, $U_{\text{ном.НН}}$ - номинальные напряжения на шинах подстанции;

$S_{\text{Н.Т}}$ - номинальная мощность трансформатора;

$S_{\text{ф.Т}}$ - фактическая мощность, пропускаемая трансформатором;

$S_{\text{НН}}$ - максимальная нагрузка потребителей РУ НН.

Тогда фактическая мощность трансформатора:

$$S_{\text{ф.Т}} = 0,7 \cdot S_{\text{max}} = 0,7 \cdot 82 = 57,4 \text{ МВА.}$$

По указанным условиям определяем параметры выбираемого трансформатора:

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

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

По таблице 5.17 [2] выбираем трансформатор марки ТРДЦН-63000/110, при этом:

$$63 \text{ МВА} \geq 57,4 \text{ МВА.}$$

Проверим трансформаторы на режим, если один из них аварийно отключён:

$$\begin{aligned}\frac{S_{\text{НН}}}{S_{\text{Н.Т}}} &\leq 1,4; \\ \frac{82}{63} &= 1,3 \leq 1,4,\end{aligned}$$

т.е. в аварийном режиме при отключении одного из трансформаторов второй будет перегружен на 30%.

									Лист
									11
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.605.00.ПЗ				

Коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме:

$$K_3 = \frac{S_{\max}}{2 \cdot S_{\text{н.т}}} = \frac{82}{2 \cdot 63} = 0,65 < 0,7$$

Выбранный трансформатор ТРДЦН-63000/110 подходит по всем параметрам. Данный трансформатор является трёхфазным, двухобмоточным с расщеплённой обмоткой низкого напряжения; с принудительной циркуляцией воздуха и масла, с ненаправленным потоком масла; выполнение одной из обмоток с устройством регулирования под напряжением (РПН).

					13.03.02.2017.605.00.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		12

2 РАЗРАБОТКА ГЛАВНОЙ СХЕМЫ

2.1 Выбор схем распределительных устройств

Функциональное назначение РУ как элемента электрической системы заключается в непрерывном приеме, передачи и распределении потоков электрической энергии в нормальных режимах и локализации места повреждения при аварийных режимах.

Из сложного комплекса предъявляемых условий, влияющих на выбор РУ, можно выделить основные требования к схемам:

- 1) надежность – бесперебойное электроснабжение потребителей электроэнергией нормированного качества;
- 2) приспособленность к проведению ремонтных работ – возможность проведения ремонтных работ без нарушения или ограничения электроснабжения потребителей;
- 3) обеспечение возможности расширения или реконструкции – т.е. развитие схемы не должно сопровождаться коренными изменениями схемы;
- 4) оперативная гибкость электрической схемы – определяется ее приспособленностью для создания необходимых эксплуатационных режимов и проведения оперативных переключений;
- 5) экономичной целесообразностью – оценивается приведенными затратами, включающими в себя затраты на сооружение установки, ее эксплуатации и возможный ущерб от нарушения электроснабжения;
- 6) безопасность и удобство в эксплуатации.

2.1.1 Выбор схемы РУ ВН 110 кВ

Согласно стандарту организации ОАО «ФСК ЕЭС» [5] в РУ 110-220 кВ применение схем с обходной системой шин – с одной рабочей и обходной системами шин (схемы 12 и 12Н), с двумя рабочими и обходной системами шин (13Н и 14) возможны в следующих случаях:

-когда в РУ имеются присоединения, отключение которых при выводе выключателя из работы (отключении его оперативным персоналом) недопустимо даже кратковременно, а подключение этих присоединений через два выключателя экономически нецелесообразно или технически невозможно;

-когда обходная система шин необходима для организации схемы устройства плавки гололеда, для районов с загрязненной атмосферой и необходимости периодической очистки изоляции, при других обоснованиях.

Также схемы РУ подстанций должны удовлетворять экономически целесообразному уровню надежности [5]. Поэтому выбор схемы РУ ВН будем выполнять с учетом надежности из двух схем: «две рабочие с обходной системами шин» и «одна рабочая секционированная с обходной системами шин». Потребителем проектируемой подстанции «Казачья» является химический комбинат с потребляемой нагрузкой $S_{\max} = 82$ МВА. На п/ст «Казачья» имеется два потребителя – цветная металлургия и химическая

										Лист
										13
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.605.00.ПЗ					

промышленность с равными долями от общей мощности, равной $S_{п/ст 1}=100$ МВА. Примем, что $\cos\varphi$ для всех нагрузок одинаков и составляет $\cos\varphi=0,8$.

Показатели надежности оборудования приведены в таблице 2.1 [2].

Таблица 2.1 - Параметры выключателей и шин

Объект	ω , 1/ГОД	T_B , ч	$\mu_{пл}$, 1/ГОД	$T_{пл}$, ч
Выключатели	0,01	26,6	$\frac{1}{20} \approx 0,05$	300
Шины (* - на одно присоединение)	0,013*	5	0,17*	3*

где ω – параметр потока отказов или частота отказов (показывает сколько отказов может произойти за год);

T_B – средняя продолжительность одного аварийного ремонта (среднее время восстановления);

$\mu_{пл}$ – частота плановых ремонтов;

$T_{пл}$ – средняя продолжительность одного планового ремонта.

Сведем в таблицу 2.2 показатели предприятий о числе часов использования максимума нагрузки в год [2].

Таблица 2.2 – Показатели предприятий

Потребитель	T_{max} , ч/ГОД (число часов использования максимума нагрузки в год)
Цветная металлургия	7500
Химическая промышленность	7500
Химический комбинат	7000

2.1.1.1. Расчет показателей надежности и ущерба схемы с двумя рабочими и обходной системой шин

Расчет будем выполнять таблично-логическим методом.

Расчетное время $t_p = 8760$ ч.

На рисунке 2.2 представим данную схему, с обозначенными на ней элементами.

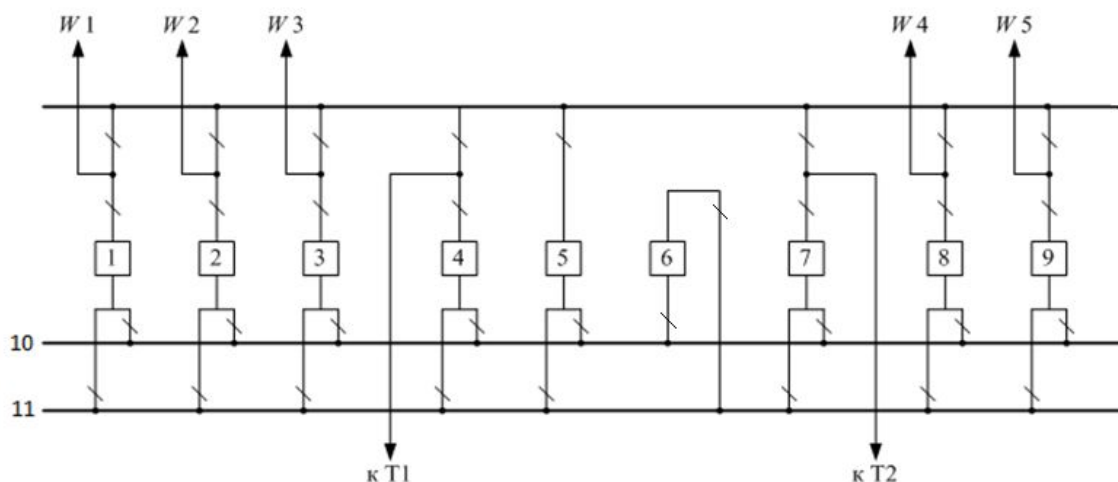


Рисунок 2.2 – Схема с двумя рабочими и обходной системами шин: W1, W2, W3 – питающие линии; W4, W5 – транзитные линии; номерами $i=1 \dots 9$ обозначены ячейки выключателей, а $j=10, 11$ – сборные шины.

Назначаем расчетные режимы работы:

- $j=0$ – нормальный режим;
- $j=1-11$ – режимы с плановыми ремонтами;
- $j=12-22$ – режимы с аварийными ремонтами.

Для каждого из режимов определяем относительные времена их существования (статистическая вероятность):

$$\tau_j = \frac{t_j}{t_p} = \begin{cases} \frac{\mu_{\text{пл.и}} \cdot T_{\text{пл.и}}}{t_p} & \text{-плановый ремонт} \\ \frac{\omega_i \cdot T_{\text{в.и}}}{t_p} & \text{-аварийный ремонт} \end{cases}; \quad (2.1)$$

$$\tau_{1-9} = \frac{\mu_{\text{пл.выкл}} \cdot T_{\text{пл.выкл}}}{t_p} = \frac{0,05 \cdot 300}{8760} = 1,712 \cdot 10^{-3};$$

$$\tau_{10,11} = \frac{\mu_{\text{пл.шин}} \cdot T_{\text{пл.шин}}}{t_p} = \frac{0,17 \cdot 3}{8760} = 5,82 \cdot 10^{-5};$$

$$\tau_{12-20} = \frac{\omega_{\text{выкл}} \cdot T_{\text{в.выкл}}}{t_p} = \frac{0,01 \cdot 26,6}{8760} = 3,037 \cdot 10^{-5};$$

$$\tau_{21,22} = \frac{\omega_{\text{шин}} \cdot T_{\text{в.шин}}}{t_p} = \frac{0,013 \cdot 5}{8760} = 7,42 \cdot 10^{-6}.$$

Вычисляем относительное время существования нормального режима:

$$\tau_0 = 1 - \sum_{j=1}^{22} \tau_j = 1 - \left((1,712 \cdot 10^{-3} + 3,037 \cdot 10^{-5}) \cdot 9 + (5,82 \cdot 10^{-5} + 7,42 \cdot 10^{-6}) \cdot 2 \right) = 0,984.$$

Присвоим каждой аварии свой номер и для каждой аварии вычислим недоотпущенную мощность:

– I – погашение 10 СШ:

$$\Delta P_I = 0 \text{ МВт};$$

Недоотпуска мощности не будет, так как при погашении 10 СШ в работе остается одна транзитная линия, которая может пропустить весь транзит; один трансформатор, который на время ремонта шины (5 ч.) может быть перегружен на 6 часов работы; две питающие линии, одна из которых подключена через обходную систему шин.

– II – погашение 11 СШ:

$$\Delta P_{II} = 0 \text{ МВт};$$

Недоотпуска мощности не будет, так как при погашении 11 СШ в работе остается одна транзитная линия, которая может пропустить весь транзит; один трансформатор, который на время ремонта шины (5 ч.) может быть перегружен на 6 часов работы; три питающие линии, одна из которых подключена через обходную систему шин.

– III – погашение РУ:

$$\Delta P_{III} = S_{НН} \cdot \cos \varphi + S_{ТР} \cdot \cos \varphi = 65,6 + 80 = 145,6 \text{ МВт.}$$

Условно недоотпущенная энергия из-за полного погашения РУ:

$$\Delta W_{\text{усл.III}} = \Delta P_{III} \cdot t_p = 145,6 \cdot 8760 = 1,28 \cdot 10^6 \text{ МВт} \cdot \text{ч.}$$

– IV – отключена питающая линия:

$$\Delta P_{IV} = 0 \text{ МВт};$$

Недоотпуска мощности не будет, т.к. оставшиеся в работе две питающие линии пропускают всю мощность, а отключенная линия за время оперативных переключений будет подключена через обходную систему шин.

– V – потеря одного трансформатора:

$$\Delta P_V = 0 \text{ МВт}$$

Так как оставшийся в работе трансформатор может быть перегружен в течение 6 часов и за время оперативных переключений второй трансформатор вступает в работу через обходную систему шин, то недоотпуска мощности в данной аварии не будет.

– VI – отключена транзитная линия:

									Лист
									16
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

13.03.02.2017.605.00.ПЗ

$$\Delta P_{VI} = 0 \text{ МВт};$$

Недоотпуска мощности не будет, так как отключенная транзитная линия за время оперативных переключений будет переведена на обходную систему шин.

Составим таблицы расчетных связей. В таблицах покажем связи между отказами элементов в соответствующих режимах работы и возникающих вследствие этого расчетными авариями. Таблицы приведены в приложении А.

За время оперативных переключений примем $T_{оп} = 0,5$ ч.

Среднее время одновременного простоя двух элементов при $T_{в,i} \approx, < T_{р,j}$:

$$T_{i,j} = T_{в,i} - \frac{T_{в,i}^2}{2 \cdot T_{р,j}} \quad (2.2)$$

где $T_{в,i}$ - среднее время восстановления отказавшего i -го элемента;

$T_{р,j}$ - среднее время ремонта j -го элемента уже находящегося в плановом ремонте.

Время одновременного простоя двух выключателей, при наложении аварийного ремонта одного на плановый ремонт другого:

$$T_{в,в} = 26,6 - \frac{26,6^2}{2 \cdot 300} = 25,42 \text{ ч.}$$

Время одновременного простоя двух шин, при наложении аварийного ремонта одной шины на плановый ремонт другой шины:

$$T_{ш,ш} = 9 \cdot 5 - \frac{(9 \cdot 5)^2}{2 \cdot 9 \cdot 3} = 7,5 \text{ ч.}$$

Время одновременного простоя двух выключателей, при наложении аварийного ремонта одного на аварийный ремонт другого:

$$T_{в,в} = 26,6 - \frac{26,6^2}{2 \cdot 26,6} = 13,3 \text{ ч.}$$

Время одновременного простоя двух шин, при наложении аварийного ремонта одной шины на аварийный ремонт другой шины:

$$T_{ш,ш} = 9 \cdot 5 - \frac{(9 \cdot 5)^2}{2 \cdot 9 \cdot 5} = 22,5 \text{ ч.}$$

Для каждого из расчетных видов аварий определим коэффициенты вынужденного простоя по следующей формуле [6]:

$$K_{el} = \frac{1}{t_p} \cdot \sum_{j=0}^m \left[\tau_j \cdot \sum_{i=1}^n (\omega_{ij} T_{ij} x_{ij}) \right], \quad (2.3)$$

					13.03.02.2017.605.00.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		17

где l – вид расчётной аварии;

x_{ij} - оператор поиска аварии вида l в клетке ij ;

$$x_{ij} = \begin{cases} 1, & \text{авария вида } l \text{ есть в клетке } ij, \\ 0, & \text{в } ij \text{ клетке нет аварии вида } l. \end{cases}$$

$$K_{el} = \frac{1}{8760} \cdot \left[\begin{aligned} &0,984 \cdot (0,01 \cdot 4 \cdot 0,5 + 0,013 \cdot 5 \cdot 9) + \\ &+ 1,712 \cdot 10^{-3} \cdot (0,01 \cdot 36 \cdot 0,5 + 0,013 \cdot 9 \cdot 5 \cdot 9) + \\ &+ 3,037 \cdot 10^{-5} \cdot (0,01 \cdot 36 \cdot 0,5 + 0,013 \cdot 9 \cdot 5 \cdot 9) \end{aligned} \right] = 6,904 \cdot 10^{-5};$$

$$K_{eII} = \frac{1}{8760} \cdot \left[\begin{aligned} &0,984 \cdot (0,01 \cdot 3 \cdot 0,5 + 0,013 \cdot 5 \cdot 9) + \\ &+ 1,712 \cdot 10^{-3} \cdot (0,01 \cdot 27 \cdot 0,5 + 0,013 \cdot 9 \cdot 5 \cdot 9) + \\ &+ 3,037 \cdot 10^{-5} \cdot (0,01 \cdot 27 \cdot 0,5 + 0,013 \cdot 9 \cdot 5 \cdot 9) \end{aligned} \right] = 6,847 \cdot 10^{-5};$$

$$K_{eIII} = \frac{1}{8760} \cdot \left[\begin{aligned} &0,984 \cdot 0,01 \cdot 0,5 + 1,712 \cdot 10^{-3} \cdot 0,01 \cdot 8 \cdot 0,5 + \\ &+ 5,82 \cdot 10^{-5} \cdot (14 \cdot 0,01 \cdot 0,5 + 2 \cdot 0,013 \cdot 7,5) + \\ &+ 3,037 \cdot 10^{-5} \cdot 0,01 \cdot 8 \cdot 0,5 + \\ &+ 7,42 \cdot 10^{-6} \cdot (14 \cdot 0,01 \cdot 0,5 + 2 \cdot 0,013 \cdot 22,5) \end{aligned} \right] = 5,719 \cdot 10^{-7};$$

$$K_{eIV} = \frac{1}{8760} \cdot [(1,712 \cdot 10^{-3} \cdot 0,01 \cdot 36) \cdot 25,42 + (3,037 \cdot 10^{-5} \cdot 0,01 \cdot 24) \cdot 13,3] = 1,8 \cdot 10^{-6};$$

$$K_{eV} = \frac{1}{8760} \cdot [(1,712 \cdot 10^{-3} \cdot 0,01 \cdot 6) \cdot 25,42 + (3,037 \cdot 10^{-5} \cdot 0,01 \cdot 15) \cdot 13,3] = 3,05 \cdot 10^{-7};$$

$$K_{eVI} = \frac{1}{8760} \cdot [(1,712 \cdot 10^{-3} \cdot 0,01 \cdot 14) \cdot 25,42 + (3,037 \cdot 10^{-5} \cdot 0,01 \cdot 17) \cdot 13,3] = 7,033 \cdot 10^{-7}$$

Определим математическое ожидание недоотпущенной энергии из-за ненадежности объекта.

$$M[\Delta W] = \sum_{l=1} K_{el} \cdot \Delta W_{ysl,l} = \sum_{l=1} K_{el} \cdot \Delta P_l \cdot t_p; \quad (2.4)$$

$$M[\Delta W] = 5,719 \cdot 10^{-7} \cdot 1,28 \cdot 10^6 = 732 \text{ (кВт}\cdot\text{ч)}.$$

Определим математическое ожидание ущерба из-за ненадежности объекта:

$$M[Y] = y_0 \cdot M[\Delta W], \quad (2.5)$$

где y_0 - удельный ущерб на единицу недоотпущенной электроэнергии.

$$y_0 = 142,88 \frac{\text{руб.}}{\text{кВт}\cdot\text{ч}}$$

Тогда математическое ожидание ущерба:

$$M[Y] = 142,88 \cdot 732 = 104,59 \text{ (тыс. руб.)}$$

					13.03.02.2017.605.00.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		18

2.1.1.2 Расчет показателей надежности и ущерба схемы с одной рабочей секционированной и обходной системой шин

Расчет также выполняем также таблично-логическим методом. На рисунке 2.3 представим данную схему, с обозначенными на ней объектами.

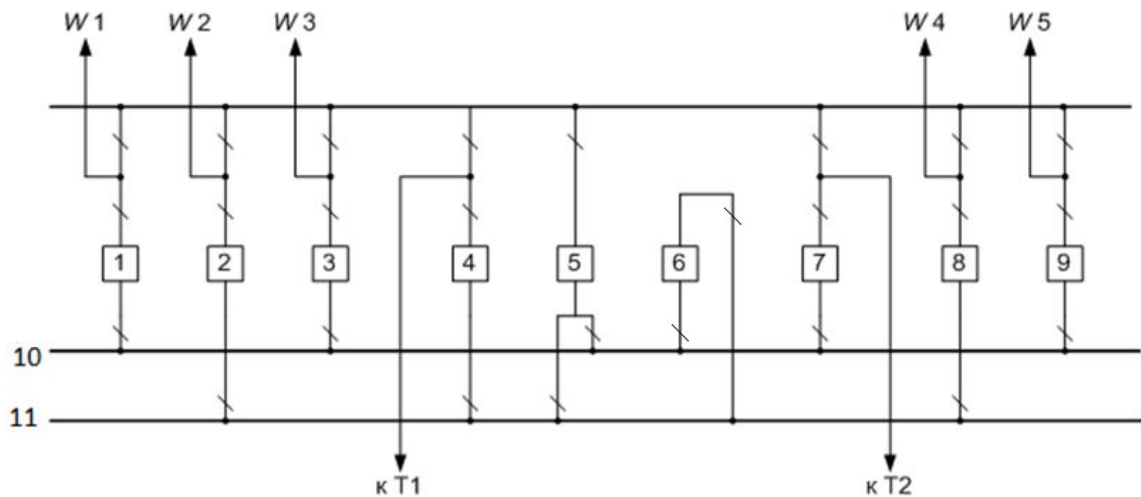


Рисунок 2.3 – Схема с одной рабочей секционированной и обходной системами шин: W1, W2, W3– питающие линии; W4, W5 – транзитные линии; номерами $i=1 \dots 9$ обозначены ячейки выключателей, а $j=10, 11$ – сборные шины.

Назначаем расчетные режимы работы:

- $j=0$ – нормальный режим;
- $j=1-11$ – режимы с плановыми ремонтами.
- $j=12-22$ – режимы с аварийными ремонтами.

Для каждого из режимов определяем относительные времена их существования (статистическая вероятность) согласно формулам (2.1):

$$\begin{aligned} \tau_{1-9} &= \frac{\mu_{\text{пл.выкл}} \cdot T_{\text{пл.выкл}}}{t_p} = \frac{0,05 \cdot 300}{8760} = 1,712 \cdot 10^{-3}; \\ \tau_{10,11} &= \frac{\mu_{\text{пл.шин}} \cdot T_{\text{пл.шин}}}{t_p} = \frac{0,17 \cdot 3}{8760} = 5,82 \cdot 10^{-5}; \\ \tau_{12-20} &= \frac{\omega_{\text{выкл}} \cdot T_{\text{в.выкл}}}{t_p} = \frac{0,01 \cdot 26,6}{8760} = 3,037 \cdot 10^{-5}; \\ \tau_{21,22} &= \frac{\omega_{\text{шин}} \cdot T_{\text{в.шин}}}{t_p} = \frac{0,013 \cdot 5}{8760} = 7,42 \cdot 10^{-6}. \end{aligned}$$

Вычисляем относительное время существования нормального режима согласно формуле:

$$\tau_0 = 1 - \sum_1^{22} \tau_j = 1 - \left((1,712 \cdot 10^{-3} + 3,037 \cdot 10^{-5}) \cdot 9 + (5,82 \cdot 10^{-5} + 7,42 \cdot 10^{-6}) \cdot 2 \right) = 0,984.$$

Присвоим каждой аварии свой номер и для каждой аварии вычислим недоотпущенную мощность:

– I – погашение 10 СШ:

$$\Delta P_I = 0 \text{ МВт};$$

Недоотпуска мощности не будет, так как при погашении 10 СШ в работе остается одна транзитная линия, которая может пропустить весь транзит; один трансформатор, который на время ремонта шины (5 ч.) может быть перегружен на 6 часов работы; две питающие линии, одна из которых подключена через обходную систему шин.

– II – погашение 11 СШ:

$$\Delta P_{II} = 0 \text{ МВт};$$

Недоотпуска мощности не будет, так как при погашении 11 СШ в работе остается одна транзитная линия, которая может пропустить весь транзит; один трансформатор, который на время ремонта шины (5 ч.) может быть перегружен на 6 часов работы; три питающие линии, одна из которых подключена через обходную систему шин.

– III – погашение РУ:

$$\Delta P_{III} = S_{\text{НН}} \cdot \cos \varphi + S_{\text{ТР}} \cdot \cos \varphi = 65,6 + 80 = 145,6 \text{ МВт}$$

Условная недоотпущенная энергия из-за полного погашения РУ:

$$\Delta W_{\text{усл.III}} = \Delta P_{III} \cdot t_p = 145,6 \cdot 8760 = 1,28 \cdot 10^6 \text{ МВт}\cdot\text{ч.}$$

– IV – отключена питающая линия:

$$\Delta P_{IV} = 0 \text{ МВт};$$

Недоотпуска мощности не будет, так как оставшиеся в работе две питающие линии пропускают всю мощность, а отключенная линия за время оперативных переключений будет подключена через обходную систему шин.

– V – потеря одного трансформатора более, чем на 6 часов:

Для такой аварии недоотпуск электроэнергии вычисляется с учетом того, что оставшийся в работе трансформатор работает с перегрузкой (на полную мощность потребителей) в течение первых 6-ти часов, после чего его мощность

									Лист
									20
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.605.00.ПЗ				

снижается до номинальной на 18 часов. После этого трансформатор снова можно загрузить на полную мощность потребителей на 6 часов, а потом дать номинальную нагрузку на 18 часов. Такой режим работы может продолжаться в течение пяти суток. Исходя из этого, при наличии аварии V в течение 26,6 часов недоотпуск мощности будет равен:

$$\Delta P = \frac{S_{\max} \cdot T_{\text{аварии}} - S_{\text{Н.Т}} \cdot (T_{\text{перегруз}} \cdot k_{\text{перегруз}} + T_{\text{недоотп}})}{T_{\text{аварии}} \cdot 8760 \cdot \sqrt{1 + \operatorname{tg}^2 \varphi}} \cdot T_{\max}$$

где $T_{\text{аварии}}$ - время существования аварии, ч;

$S_{\text{Н.Т}}$ - номинальная мощность трансформатора, МВА;

$T_{\text{перегруз}}$ - время допустимой перегрузки трансформатора, ч;

$k_{\text{перегруз}}$ - коэффициент перегрузки, учитывающий, на сколько перегружен один трансформатор при отключенной второй;

$T_{\text{недоотп}}$ - время, в течение которого нагрузка не получает полную мощность, ч;

T_{\max} - количество часов использования максимальной нагрузки.

$$T_{\text{недоотп}} = T_{\text{аварии}} - T_{\text{перегруз}};$$

$$T_{\text{недоотп}} = 26,6 - 8,6 = 18 \text{ ч.}$$

$$k_{\text{перегруз}} = \frac{S_{\text{НН}}}{(n_{\text{мп}} - 1) \cdot S_{\text{Н.Т}}} = \frac{82}{(2 - 1) \cdot 63} = 1,3;$$

$$\Delta P_V = \frac{82 \cdot 26,6 - 63 \cdot (8,6 \cdot 1,3 + 18)}{26,6 \cdot 8760 \cdot \sqrt{1 + 0,75^2}} \cdot 7000 = 8,24 \text{ МВт}$$

Условная недоотпущенная энергия при потере одного трансформатора:

$$\Delta W_{\text{усл.V}} = \Delta P_V \cdot t_p = 8,24 \cdot 8760 = 72,2 \cdot 10^3 \text{ МВт} \cdot \text{ч.}$$

– VI – отключена транзитная линия:

$$\Delta P_{VI} = 0 \text{ МВт};$$

Недоотпуска мощности не будет, так как отключенная транзитная линия за время оперативных переключений будет переведена на обходную систему шин.

Составим таблицы расчетных связей. В таблицах покажем связи между отказами элементов в соответствующих режимах работы и возникающих вследствие этого расчетными авариями. Таблицы приведены в приложении.

Время оперативных переключений примем $T_{\text{оп}} = 0,5$ ч.

Определим среднее время одновременного простоя двух элементов согласно формуле (2.2): время одновременного простоя двух выключателей, при наложении аварийного ремонта одного на плановый ремонт другого:

$$T_{\text{В,В}} = 26,6 - \frac{26,6^2}{2 \cdot 300} = 25,42 \text{ ч.}$$

									Лист
									21
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.605.00.ПЗ				

Время одновременного простоя двух шин, при наложении аварийного ремонта одной шины на плановый ремонт другой шины:

$$T_{Ш,Ш} = 9 \cdot 5 - \frac{(9 \cdot 5)^2}{2 \cdot 9 \cdot 3} = 7,5 \text{ ч.}$$

Время одновременного простоя двух выключателей, при наложении аварийного ремонта одного на аварийный ремонт другого:

$$T_{В,В} = 26,6 - \frac{26,6^2}{2 \cdot 26,6} = 13,3 \text{ ч.}$$

Время одновременного простоя двух шин, при наложении аварийного ремонта одной шины на аварийный ремонт другой шины:

$$T_{Ш,Ш} = 9 \cdot 5 - \frac{(9 \cdot 5)^2}{2 \cdot 9 \cdot 5} = 22,5 \text{ ч.}$$

Для каждого из расчетных видов аварий определим коэффициенты вынужденного простоя по следующей формуле (2.3):

$$K_{eI} = \frac{1}{8760} \cdot \left[\begin{array}{l} 0,984 \cdot (0,01 \cdot 4 \cdot 0,5 + 0,013 \cdot 5 \cdot 9) + \\ + 1,712 \cdot 10^{-3} \cdot (0,01 \cdot 36 \cdot 0,5 + 0,013 \cdot 9 \cdot 5 \cdot 9) + \\ + 3,037 \cdot 10^{-5} \cdot (0,01 \cdot 36 \cdot 0,5 + 0,013 \cdot 9 \cdot 5 \cdot 9) \end{array} \right] = 6,904 \cdot 10^{-5};$$

$$K_{eII} = \frac{1}{8760} \cdot \left[\begin{array}{l} 0,984 \cdot (0,01 \cdot 3 \cdot 0,5 + 0,013 \cdot 5 \cdot 9) + \\ + 1,712 \cdot 10^{-3} \cdot (0,01 \cdot 27 \cdot 0,5 + 0,013 \cdot 9 \cdot 5 \cdot 9) + \\ + 3,037 \cdot 10^{-5} \cdot (0,01 \cdot 27 \cdot 0,5 + 0,013 \cdot 9 \cdot 5 \cdot 9) \end{array} \right] = 6,847 \cdot 10^{-5};$$

$$K_{eIII} = \frac{1}{8760} \cdot \left[\begin{array}{l} 0,984 \cdot 0,01 \cdot 0,5 + 1,712 \cdot 10^{-3} \cdot 0,01 \cdot 8 \cdot 0,5 + \\ + 5,82 \cdot 10^{-5} \cdot (9 \cdot 0,01 \cdot 0,5 + 2 \cdot 0,013 \cdot 7,5) + \\ + 3,037 \cdot 10^{-5} \cdot 0,01 \cdot 8 \cdot 0,5 + \\ + 7,42 \cdot 10^{-6} \cdot (9 \cdot 0,01 \cdot 0,5 + 2 \cdot 0,013 \cdot 22,5) \end{array} \right] = 5,717 \cdot 10^{-7};$$

$$K_{eIV} = \frac{1}{8760} \cdot [(1,712 \cdot 10^{-3} \cdot 0,01 \cdot 24) \cdot 25,42 + (3,037 \cdot 10^{-5} \cdot 0,01 \cdot 24 \cdot 13,3)] = 1,203 \cdot 10^{-6};$$

$$K_{eV} = \frac{1}{8760} \cdot [(1,712 \cdot 10^{-3} \cdot 0,01 \cdot 16) \cdot 25,42 + (3,037 \cdot 10^{-5} \cdot 0,01 \cdot 16) \cdot 13,3] = 8,22 \cdot 10^{-7};$$

$$K_{eVI} = \frac{1}{8760} \cdot [(1,712 \cdot 10^{-3} \cdot 0,01 \cdot 16) \cdot 25,42 + (3,037 \cdot 10^{-5} \cdot 0,01 \cdot 16) \cdot 13,3] = 8,22 \cdot 10^{-7}$$

Определим математическое ожидание недоотпущенной энергии из-за ненадежности объекта согласно формуле (2.4):

$$M[\Delta W] = 5,717 \cdot 10^{-7} \cdot 1,28 \cdot 10^6 + 8,22 \cdot 10^{-7} \cdot 72,2 \cdot 10^3 = 792 \text{ кВт}\cdot\text{ч.}$$

					13.03.02.2017.605.00.ПЗ	Лист
						22
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Определим математическое ожидание ущерба из-за ненадежности объекта согласно формуле (2.5):

$$M[Y] = y_0 \cdot M[\Delta W],$$

где y_0 - удельный ущерб на единицу недоотпущенной электроэнергии.

$$y_0 = 142,88 \frac{\text{руб.}}{\text{кВт}\cdot\text{ч}}$$

Тогда математическое ожидание ущерба для данной схемы составит:

$$M[Y] = 4 \cdot 35,72 \cdot 792 = 113,2 \text{ (тыс. руб.)}$$

2.1.1.3 Выбор экономически оптимального варианта

Далее проведем оптимизацию технических решений с учетом надежности. Оптимальность принятия решения означает, что производственный эффект (располагаемая или установленная мощность, объем выдаваемой электроэнергии надлежащего качества и т.д.) достигается при минимальных затратах. Поэтому для каждого варианта схемы РУ определим приведенные затраты.

Количество ячеек в двух схемах одинаково и равна – $n_{\text{я}} = 9$ шт. Цена ячейки РУ 110 кВ с элегазовым выключателем составляет $C_{\text{я}} = 15000$ тыс.руб.[3]. Цена ячейки для схемы с одной рабочей секционированной и обходной системами шин будет меньше, так как данная схема имеет меньшее число разъединителей, и составляет:

$$C_{\text{я}(II)} = 0,95 \cdot C_{\text{я}}$$

Приведенные затраты в сооружение РУ в год найдем по формуле[2]:

$$З = E_{\text{н}} \cdot K + И + M[Y];$$

где $З$ - приведенные затраты;

$E_{\text{н}}$ - нормативный коэффициент эффективности капиталовложений;

$K = C_{\text{я}} \cdot n_{\text{я}}$ - единовременные капитальные вложения и капитальные затраты;

$И = И' + И_{\text{ф}} + \Delta И$; - ежегодные издержки;

где $И'$ - общие годовые эксплуатационные расходы по сетевому объекту без учета затрат на амортизацию, $И' = 0,049K$;

$И_{\text{ф}}$ - финансовые издержки, равные выплатам по кредитам и т.д.,

$И_{\text{ф}} = 0,064K$;

$\Delta И$ - затраты на возмещение потерь электрической энергии (математическое ожидание ущерба).

										Лист
										23
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.03.02.2017.605.00.ПЗ

С учетом выше изложенного формула для приведенных затрат будет выглядеть следующим образом:

$$\begin{aligned} Z &= 0,15 \cdot (C_{\text{я}} \cdot n_{\text{я}}) + 0,064 \cdot (C_{\text{я}} \cdot n_{\text{я}}) + 0,049 \cdot (C_{\text{я}} \cdot n_{\text{я}}) + M[Y] \\ &= (C_{\text{я}} \cdot n_{\text{я}}) \cdot (0,15 + 0,064 + 0,049) + M[Y]. \end{aligned}$$

Рассчитаем приведенные затраты для схемы с двумя рабочими и обходной системой шин:

$$Z_1 = (15000 \cdot 9) \cdot (0,15 + 0,064 + 0,049) + 104,59 = 35,7 \text{ (млн. руб.)}.$$

Рассчитаем приведенные затраты для схемы с одной рабочей секционированной и обходной системой шин:

$$Z_2 = (0,95 \cdot 15000 \cdot 9) \cdot (0,15 + 0,064 + 0,049) + 113,2 = 33,8 \text{ (млн. руб.)}.$$

Сравним затраты двух схем:

$$\Delta = \frac{35,7 - 33,8}{35,7} \cdot 100\% = 5,3\%.$$

Так как различия в затратах у данных вариантов схем расходятся более чем на 5%, то можно сделать выбор в пользу более экономически оптимального варианта – схема с одной рабочей секционированной и обходной системами шин (рис. 2.3).

2.1.2 Выбор схемы РУ НН 10 кВ

На РУ 10 кВ, согласно [5] принимаем схему с одиночными секционированными выключателями секциями шин (рис. 2.4). Данная схема применяется при двух трансформаторах с расщепленной обмоткой. Выбирая эту схему, мы учитываем возможность дальнейшего расширения схемы подстанции без реконструкции. Данная схема надёжна, так как системы секционируют, а в нормальном режиме работы между собой не связаны.

В нормальном режиме секционные выключатели QВ₁ и QВ₂ отключены с целью ограничения токов короткого замыкания. Обе системы шин нормально находятся под напряжением.

На отходящих линиях устанавливаются КРУ. Комплектное распределительное устройство – это распределительное устройство, состоящее из закрытых шкафов со встроенными в них аппаратами, измерительными и защитными приборами и вспомогательными устройствами. Установка КРУ снижает стоимость монтажа, позволяет широко применять механизацию и уменьшить время сооружения электроустановки.

						13.03.02.2017.605.00.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			24

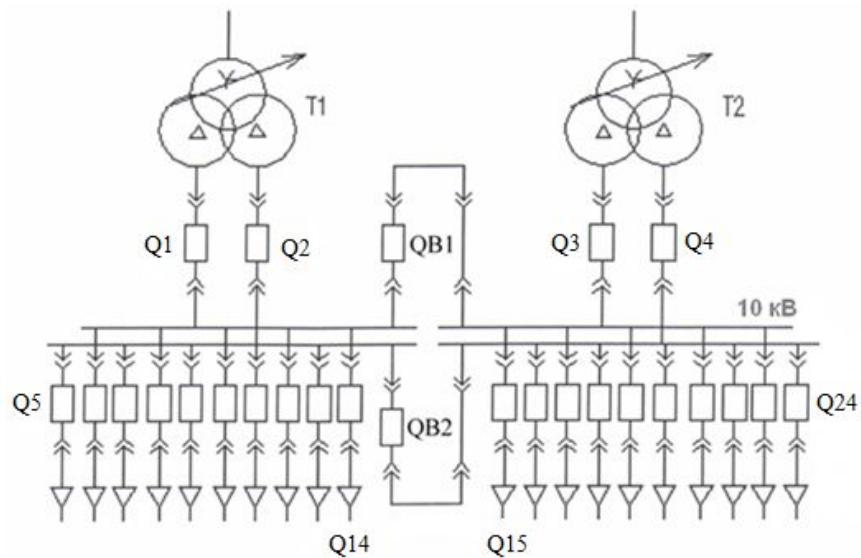


Рисунок 2.4 – Распределительное устройство 10 кВ

2.2 Расчет токов короткого замыкания

Коротким замыканием (КЗ) называется нарушение нормальной работы электрической установки, вызванное замыканием фаз между собой, а также замыканием фаз на землю с глухозаземлёнными нейтралью. Как правило, короткие замыкания сопровождаются увеличением токов в поврежденных фазах до значений, превосходящих в несколько раз номинальное значение.

Протекание токов КЗ приводит к увеличению потерь электроэнергии в проводниках и контактах, что вызывает их повышенный нагрев. Нагрев может ускорить старение и разрушение изоляции, вызвать выгорание контактов, потерю механической прочности шин и проводов и т.п. Протекание токов КЗ сопровождается также значительными электродинамическими усилиями между проводниками. Если не принять должных мер, под действием этих усилий токоведущие части, и их изоляция могут быть разрушены.

Таким образом, проводники и аппараты должны без повреждений переносить в течение заданного расчетного времени нагрев токами КЗ, т.е. должны быть термически стойкими и должны быть сконструированы так, чтобы выдерживать без повреждений усилия, возникающие при КЗ, т.е. должны обладать электродинамической стойкостью.

Расчёты токов КЗ необходимы:

- для оценки и выбора главных схем станций, подстанций и т.д.;
- выбора и проверки электрических аппаратов и проводников;
- проектирования и настройки устройств релейной защиты и автоматики;
- анализа аварий в электроустановках и электрических системах;
- анализа устойчивости работы энергосистем.

Определим исходные данные для расчета. Трансформаторы выбираем по каталогу в соответствии с исходными данными.

						Лист
					13.03.02.2017.605.00.ПЗ	25
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 2.4 - Исходные данные трансформаторов

Вид	S_n , МВА	$U_{квн-сн}$, %	$U_{квн-нн}$, %	$U_{ксн-нн}$, %	n , шт.
ТДЦ 125000/110(Т1, Т2)	125	-	11	-	2

Нам известен ток КЗ на системах шин 110 кВ:

Точка КЗ	$I_{П(0)}$, кА	$i_{a(0)}$, кА	$i_{уд(0)}$, кА
Системы шин 110 кВ (при включенном ШСВ 110 кВ)	11,965	16,92	29,321

Расчет будем производить в программе «ТоКо», разработанной на кафедре ЭССиСЭ. Данная программа позволяет определить периодический, апериодический и ударный токи в любой момент времени. Результаты расчета представлены в таблице 2.7.

Таблица 2.7 - Сводная таблица токов трехфазного КЗ в расчетных точках

Точка КЗ	$I_{П(0)}$, кА	$i_{a(0)}$, кА	$i_{уд(0)}$, кА
Секции сборных шин 10 кВ (при отключенном СВ)	14,648	20,715	37,901

Ток трехфазного короткого замыкания на низшей стороне при отдельной работе секций 1-го и 2-го трансформаторов меньше, чем при совмещенной, поэтому в нормальном режиме работы секционный выключатель между шинами НН будем держать отключенным.

2.3. Выбор выключателей и разъединителей

2.3.1 Выбор выключателей и разъединителей на шинах 110 кВ

Выключатель – это коммутационный аппарат, предназначенный для проведения тока цепи в нормальном режиме и отключения электроустановок при перегрузках и токах КЗ, чрезмерных понижениях напряжения и других аварийных режимах. Наиболее тяжелой и ответственной операцией является отключение токов КЗ и включение на существующее КЗ.

К выключателям высокого напряжения предъявляются следующие требования:

- надёжное отключение любых токов (от десятков ампер до номинального тока отключения);

- быстрота действия, т.е. наименьшее время отключения;
- пригодность для быстродействующего автоматического повторного включения, т.е. быстрое включение выключателя сразу же после отключения;
- возможность пофазного (пополюсного) управления для выключателей 110 кВ и выше;
- лёгкость ревизии и осмотра контактов;
- взрыво и пожаробезопасность;
- удобство транспортировки и эксплуатации.

Выключатели на шинах 110 кВ будут устанавливаться на ОРУ. Выключатели в пределах РУ будем выбирать по цепи самого мощного присоединения, т.е. по цепи трансформатора.

Определим номинальный ток цепи:

$$I_{\text{н.цепи}} = 0,7 \frac{S_{\text{н.т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{вн}}} = 0,7 \frac{63 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} = 115,73 \text{ А.}$$

Определим максимальный ток цепи:

$$I_{\text{макс.цепи}} = 2 \cdot I_{\text{н.цепи}} = 2 \cdot 115,73 = 231,46 \text{ А.}$$

Учитывая условия выбора выключателей [1], выбираем элегазовый выключатель 3AP1FG-245, производства «Сименс»[8].

Проверка выключателей:

1. По номинальному току:

$$I_{\text{н.выкл}} \geq I_{\text{макс.цепи}} \quad (2.7)$$

где $I_{\text{н.выкл}}$ - номинальный ток выключателя [8].

$$4000 \text{ А} \geq 231,73 \text{ А};$$

$$I_{\text{н.выкл}} \geq I_{\text{н.цепи}} \quad (2.8)$$

$$4000 \text{ А} \geq 115,73 \text{ А.}$$

2. Проверка по отключающей способности:

2.1. Отключение симметричного тока короткого замыкания:

$$I_{\text{н.откл}} \geq I_{\text{п(кз)}} \quad (2.9)$$

где $I_{\text{н.откл}}$ - номинальный ток отключения выключателя [8];

$I_{\text{п(кз)}}$ - периодический ток трёхфазного короткого замыкания на высокой стороне, рассчитанный в п. 2.2.

					13.03.02.2017.605.00.ПЗ	Лист
						27
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$50 \text{ кА} \geq 11,965 \text{ кА.}$$

2.2 Отключение апериодической составляющей полного тока короткого замыкания:

Время от начала короткого замыкания до прекращения соприкосновения дугогасительных контактов:

$$\tau = t_{3,\min} + t_{\text{с.в}},$$

где $t_{3,\min}$ – минимальное время действия релейной защиты ($t_{3,\min} = 0,01$ с) [5];
 $t_{\text{с.в}}$ – собственное время отключения выключателя [8].

$$\tau = 0,01 + 0,037 = 0,047 \text{ с.}$$

Определим апериодическую составляющую тока КЗ в момент расхождения контактов:

$$i_{\text{ар}} = \sqrt{2} I_{\text{п(кз)}} e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 11,965 \cdot e^{-\frac{0,047}{0,05}} = 6,6 \text{ кА,}$$

где T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания, в соответствии с таблицей П6.2 [9], $T_a = 0,05$ с;

Завод-изготовитель гарантирует выключателю апериодическую составляющую в отключаемом токе для времени τ [8]:

$$i_{\text{а.ном}} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta}{100} \cdot I_{\text{н.откл}} = \sqrt{2} \cdot \frac{33}{100} \cdot 50 = 23,33 \text{ кА,}$$

где β – допустимое относительное содержание апериодической составляющей в отключаемом токе, задано ГОСТ Р 52565-2006 [10] в виде кривой $\beta_{\text{н}} = f(\tau)$, приведенной на рис. 3.1 [4].

$$i_{\text{ар}} \leq i_{\text{а.ном}}; \quad (2.10)$$

$$6,6 \text{ кА} \leq 23,33 \text{ кА.}$$

3. Проверка на термическую стойкость по тепловому импульсу тока КЗ:

$$B_{\text{к}} \leq I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}}, \quad (2.11)$$

где $B_{\text{к}}$ – расчетный тепловой импульс;

$I_{\text{тер}}$ – предельный ток термической стойкости, $I_{\text{тер}} = 50$ кА [8];

$t_{\text{тер}}$ – длительность протекания тока термической стойкости, $t_{\text{тер}} = 3$ с [8].

						13.03.02.2017.605.00.ПЗ	Лист
							28
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			

$$I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} = 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}. \quad (2.12)$$

Тепловой импульс, выделяемый током короткого замыкания, определяется как:

$$B_{\text{к}} = I_{\text{п(кз)}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + T_{\text{а}}) = 11,965^2 \cdot (0,15 + 0,05) = 28,63 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (2.13)$$

где $t_{\text{отк}} = t_{\text{рз}} + t_{\text{отк.в}}$;

$t_{\text{рз}}$ – время действия основной защиты трансформатора [4],

$t_{\text{отк.в}}$ - полное время отключения выключателя [8];

$$t_{\text{отк}} = t_{\text{рз}} + t_{\text{отк.в}} = 0,1 + 0,05 = 0,15 \text{ с}.$$

Тогда согласно формуле (2.11):

$$28,63 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

4. Проверка на электродинамическую стойкость.

Электродинамическая стойкость выключателя задана номинальным током электродинамической стойкости $i_{\text{дин}} = 125 \text{ кА}$ в каталоге выключателя [8]. Проверка на электродинамическую стойкость выполняется по условиям:

$$i_{\text{у}} \leq i_{\text{дин}},$$

где $i_{\text{у}}$ – ударный ток короткого замыкания в цепи трансформатора, его мы рассчитывали в пункте 2.2.

$$125 \text{ кА} \geq 30,96 \text{ кА}.$$

Из расчетов видно, что данный выключатель удовлетворяет всем условиям проверки. Выключатель 3AP1FG-245 - колонковый трехполюсный автоматический компрессионный, в исполнении для наружной установки, производства акционерного общества «Сименс» [8]. Опорные изоляторы заполнены элегазом, который служит изоляционной и дугогасительной средой. В выключателе использован самокомпрессионный принцип гашения дуги, что сделало возможным снизить необходимую для коммутаций энергию привода. Пружинный привод с цельнолитым компактным корпусом, который не требует техобслуживания, экономичен, и имеет длительный срок службы. Гарантируемый уровень утечки элегаза ниже 0,5% в год. Верхнее и нижнее значения температуры окружающего воздуха: +40... -55 °С.

Учитывая условия выбора разъединителей [1], выбираем разъединитель SGF123 [11] по номинальному длительному току:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{мах.цепи}};$$

$$1600 \text{ А} \geq 231,46 \text{ А}.$$

						Лист
					13.03.02.2017.605.00.ПЗ	29
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Выбранный разъединитель проверяется:

1. На электродинамическую устойчивость:

$$i_y \leq i_{\text{дин.}};$$
$$29,321 \text{ кА} \geq 40 \text{ кА}.$$

2. На термическую стойкость согласно формуле (2.11):

$$B_{\text{К.доп}} = 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq B_{\text{К.расч}} = 11,965^2 \cdot (0,15 + 0,05) = 28,63 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Таким образом разъединитель SGF123 проходит условия проверки.

2.3.2 Выбор выключателей и разъединителей на шинах 10 кВ на отходящих линиях

Учитывая условия выбора [5, пункт 3.1], выбираем вакуумный выключатель ВВ/TEL-10-20/1000 У2 [12]:

1. По номинальному току:

$$I_{\text{Н.выкл}} \geq I_{\text{макс цепи}},$$

где $I_{\text{Н.выкл}}$ - номинальный ток выключателя [12];

$I_{\text{макс цепи}} = 237,31 \text{ А}$ - максимальный ток цепи в отходящих линиях.

$$1000 \text{ А} \geq 237,31 \text{ А};$$

$$I_{\text{Н.выкл}} \geq I_{\text{Н.цепи}},$$

где $I_{\text{Н.цепи}} = 225,44 \text{ А}$ - номинальный ток цепи отходящей линии.

$$1000 \text{ А} \geq 225,44 \text{ А}.$$

Выбранный выключатель проверяется:

1. На номинальный ток отключения по формуле (2.9):

$$20 \text{ кА} \geq 14,648 \text{ кА}$$

2. На возможность отключения аperiodической составляющей

Время от начала короткого замыкания до прекращения соприкосновения дугогасительных контактов:

$$\tau = t_{3, \text{min}} + t_{\text{с.в}}$$

					13.03.02.2017.605.00.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		30

где $t_{3, \min}$ – минимальное время действия релейной защиты ($t_{3, \min} = 0,01$);
 $t_{с.в}$ – собственное время отключения выключателя (по каталогу).

$$\tau = 0,01 + 0,015 = 0,025 \text{ с.}$$

Определим апериодическую составляющую тока КЗ в момент расхождения контактов:

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} I_{пр} e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 14,648 \cdot e^{-\frac{0,025}{0,01}} = 1,7 \text{ кА,}$$

где T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания, в соответствии с таблицей П 6.2 [9], $T_a = 0,01$ с;

$$i_{a_{ном}} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_n \%}{100\%} \cdot I_{ном.выкл.} = \sqrt{2} \cdot \frac{55}{100} \cdot 20 = 15,56 \text{ кА} > 1,7 \text{ кА.}$$

3. На электродинамическую устойчивость по формуле (2.10):

$$51 \text{ кА} \geq 37,901 \text{ кА.}$$

4. На термическую устойчивость по формулам (2.11), (2.12), (2.13):

$$B_{Кдоп} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq B_{Красч} = 14,648^2 \cdot (0,1 + 0,025 + 0,01) = 29,97 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Таким образом, выключатель ВВ/TEL-10-20/1000 У2 производства ЗАО «Таврида Электрик» [12] удовлетворяет условиям проверки. Выбранный выключатель встраивается в ячейки КРУ-СЭЩ-70 производства ЗАО Группа компаний «Электроцит» [13].

Комплектное распределительное устройство КРУ СЭЩ-70 предназначено для приема и распределения электрической энергии переменного трехфазного тока с номинальным значением напряжения 6-20 кВ и тока 630-3150А, частотой 50 Гц и 60 Гц.

Структура условного обозначения: СЭЩ – Самарский завод «Электроцит»; 70 – модификация КРУ.

Основные технические характеристики КРУ:

- Номинальное напряжение, кВ – 10;
- Наибольшее рабочее напряжение, кВ – 12;
- Номинальный ток сборных шин, А – 1000;
- Ток термической стойкости, кА – 31,5;
- Ток электродинамической стойкости главных цепей шкафов КРУН, кА – 81;
- Габаритные размеры шкафов КРУ, мм³ (высота × ширина × длина) – 750x2380x1520.

					13.03.02.2017.605.00.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		31

2.3.3 Выбор выключателей и разъединителей на шине 10 кВ на вводе трансформаторов

Определение номинального и максимального токов цепи:

$$I_{\text{ном.цепи}} = 5 \cdot I_{\text{ном.л.НН}} = 5 \cdot 225,44 = 1127,2 \text{ А};$$
$$I_{\text{мах.цах.}} = 10 \cdot I_{\text{ном.л.НН}} = 10 \cdot 225,44 = 2254,4 \text{ А}.$$

Учитывая условия выбора выключателей [5, пункт 3.1], выбираем вакуумный выключатель ВВУ-СЭЦ-П-10-31,5/2500У3 по формулам (2.6), (2.7), (2.8) [13]:

$$10 \text{ кВ} \geq 10 \text{ кВ};$$
$$2500 \text{ А} \geq 1127,2 \text{ А};$$
$$2500 \text{ А} \geq 2254,4 \text{ А}.$$

Выбранный выключатель проверяется:

1. На номинальный ток отключения по формулам (2.9):

$$31,5 \text{ кА} \geq 14,648 \text{ кА}.$$

2. На возможность отключения апериодической составляющей: время от начала короткого замыкания до прекращения соприкосновения дугогасительных контактов:

$$\tau = t_{3,\text{min}} + t_{\text{с.в}}$$

где $t_{3,\text{min}}$ – минимальное время действия релейной защиты ($t_{3,\text{min}} = 0,01$);

$t_{\text{с.в}}$ – собственное время отключения выключателя [13].

$$\tau = 0,01 + 0,03 = 0,04 \text{ с}.$$

Определим апериодическую составляющую тока КЗ в момент расхождения контактов:

$$i_{\text{ар}} = \sqrt{2} I_{\text{пр}} e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 14,648 \cdot e^{-\frac{0,06}{0,01}} = 0,051 \text{ кА},$$

где T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания, в соответствии с таблицей П6.2 [9], $T_a = 0,06$ с;

$$i_{\text{а.ном}} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_n \%}{100\%} \cdot I_{\text{ном.выкл.}} = \sqrt{2} \cdot \frac{40}{100} \cdot 31,5 = 17,82 \text{ кА} > 0,051 \text{ кА}.$$

3. На электродинамическую устойчивость по формуле (2.10):

$$80 \text{ кА} \geq 37,901 \text{ кА}.$$

									Лист
									32
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

13.03.02.2017.605.00.ПЗ

4. На термическую устойчивость по формуле (2.11):

$$B_{\text{Кдон}} = 31,5^2 \cdot 3 = 2976,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq B_{\text{Красч}} = 14,648^2 \cdot (0,1 + 0,05 + 0,06) = 45,06 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Таким образом, выключатели ВВУ-СЭЩ-П-10-31,5/2500У3 удовлетворяют условиям проверки. Выбранный выключатель также встраивается в ячейки КРУ серии КУ 10С[13].

2.4. Выбор контрольно-измерительных приборов на подстанции

Контроль за режимом работы основного и вспомогательного оборудования на подстанциях осуществляется с помощью контрольно-измерительных приборов. В таблице 2.8 приведен рекомендуемый перечень измерительных приборов, которые необходимо установить на подстанции.

Таблица 2.8

Цепь	Место установки	Перечень приборов
Понизительного трансформатора	НН	Амперметр, ваттметр, счетчики активной и реактивной энергии
Сборных шин 10 кВ	На каждой секции	Вольтметр для измерения междуфазного напряжения и вольтметр с переключением для измерения трех фазных напряжений
Сборных шин 110 кВ	На каждой системе шин	Вольтметр с переключением для измерения трех междуфазных напряжений и регистрирующий вольтметр; осциллограф и фиксирующий прибор (U_0)
Шиносоединит. и секционного выключателей	—	Амперметр
Обходного выключателя	—	Амперметр, ваттметр и варметр с двухсторонней шкалой, фиксирующий прибор.
Линии 110 кВ	—	Амперметр, ваттметр, варметр, фиксирующий прибор
Линии 10 кВ	—	Амперметр, расчетные счетчики активной и реактивной энергии
Трансформатора собственных нужд	НН	Амперметр, расчетный счетчик активной энергии

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

13.03.02.2017.605.00.ПЗ

Лист

33

Вместо измерительных приборов – счетчиков активной и реактивной энергии, амперметров, ваттметров и варметров можно применить один комбинированный прибор – многофункциональный микропроцессорный трехфазный счетчик электроэнергии АББ АЛЬФА Плюс [25]. Он предназначен для учета активной и реактивной энергии и мощности в 3-х фазных цепях переменного тока, контроля параметров качества электроэнергии, а также для работы в составе АСКУЭ.

Функциональные возможности:

- измерение активных и реактивных энергий и мощностей в двух направлениях;
- учет потребленной и выданной энергии в режиме многотарифности;
- измерение максимальной мощности нагрузки на расчетном интервале времени,
- фиксация даты и времени максимальной активной и реактивной мощности для каждой тарифной зоны;
- запись и хранение в памяти счетчика данных графика нагрузки;
- автоматический контроль нагрузки с возможностью ее отключения или сигнализации;
- передача результатов измерений по цифровым и импульсным интерфейсам связи;
- измерение параметров электроэнергии.

Счетчик АЛЬФА Плюс измеряет, вычисляет и отображает на дисплее до 46 величин, относящихся к параметрам электроэнергии. К ним относятся: токи и напряжения фаз; активная, реактивная и полная мощность сети; активная, реактивная и полная мощность фаз; коэффициент мощности $\cos\phi$ сети и каждой фазы; фазные углы векторов напряжений и токов; значение второй гармоники по фазам напряжения; значение второй гармоники по фазам тока; коэффициент искажения синусоидальности напряжения и тока; частота сети.

Вместо фиксирующего прибора (ФИП), необходимого для определения места повреждения, будем использовать более современный прибор – ИМФ-ЗР [26] – индикатор микропроцессорный фиксирующий. Он предназначен для непосредственного определения расстояния до места короткого замыкания на воздушных линиях электропередач напряжением 110кВ и выше.

Индикатор ИМФ-ЗР фиксирует:

- вид КЗ;
- расстояние до КЗ в километрах;
- дату и время возникновения аварии;
- длительность и ток короткого замыкания;
- токи и напряжения прямой, обратной и нулевой последовательностей.

Также прибор позволяет снять векторную диаграмму нагрузочного и аварийного режимов.

ИМФ-ЗР включает в себя осциллограф, который фиксирует осциллограммы входных токов и напряжений аварийного процесса.

Измерительные приборы схематично показаны на рисунке 2.7.

									Лист
									34
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.605.00.ПЗ				

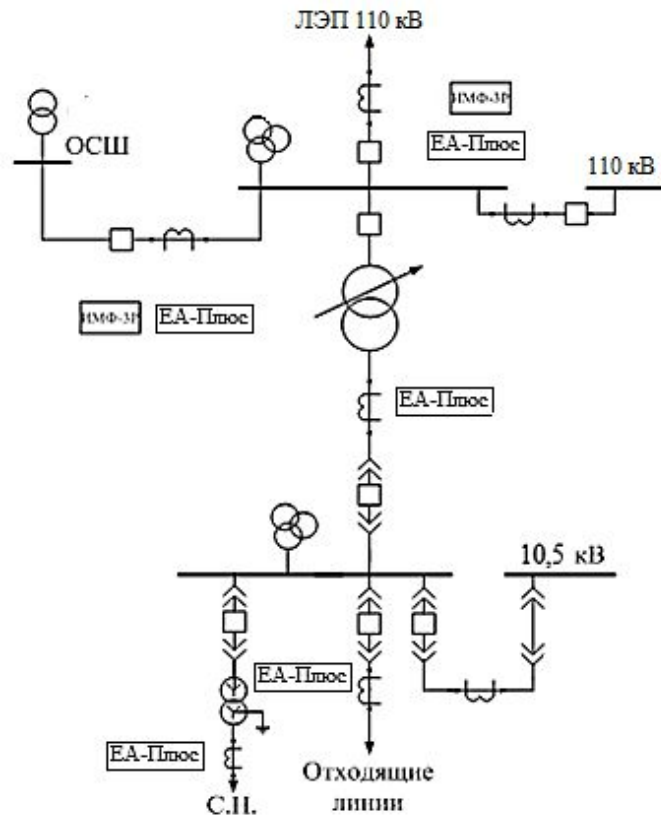


Рисунок 2.7 – Измерительные приборы в цепях понижающей подстанции

2.5 Выбор измерительных трансформаторов тока

Трансформатор тока предназначен для уменьшения первичного тока до значений, наиболее удобных для измерительных приборов и реле, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформаторы тока выбирают [1]:

– по номинальному напряжению: $U_{уст} \leq U_{ном}$;

– по номинальному току: $I_{раб.маx} \leq I_{1.ном}$,

Где $I_{1.ном}$ – номинальный первичный ток трансформатора тока (ТТ), причем номинальный ток должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей;

– по конструкции и классу точности;

– по электродинамической стойкости: $i_y \leq i_{дин}$;

– по термической стойкости: $B_K \leq I^2_{тер} \cdot t_{тер}$.

Выбор класса точности определяет назначение трансформатора тока. В соответствие с ПУЭ:

а) трансформаторы тока для включения электроизмерительных приборов должны иметь класс точности не ниже 3;

б) обмотки трансформаторов тока для присоединения счётчиков, по которым ведутся денежные расчеты, должны иметь класс точности 0,5;

в) для технического учёта допускается применение трансформаторов тока класса точности 1.

										Лист
										35
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.605.00.ПЗ					

Для обеспечения выбранного класса точности необходимо, чтобы действительная нагрузка вторичной цепи Z_2 не превосходила нормированной для данного класса точности нагрузки $Z_{2ном}$, Ом:

$$Z_2 \leq Z_{2ном}$$

2.5.1 Выбор трансформаторов тока в цепи отходящих линий 10 кВ

В ячейках КРУ СЭЩ-70 предусматривается к установке трансформатор тока типа ТОЛ-СЭЩ-10[13]. Вариант исполнения вторичных обмоток 0,5/10Р.

Схема подключения измерительных приборов представлена на рисунке 2.8, сравнение расчетных и каталожных данных приведено в таблице 2.9.

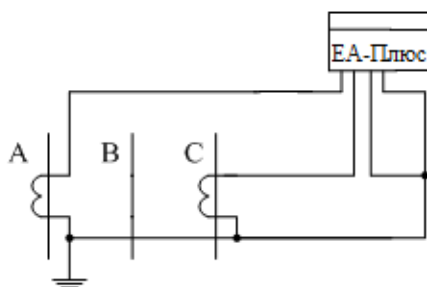


Рисунок 2.8 – Схема включения приборов

Таблица 2.9

Расчетные данные	Каталожные данные
	ТОЛ-10-200-0,5/10Р-У3 [27]
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{max доп}} = 225,4 \text{ А}$	$I_{1ном} = 200 \text{ А}$
$i_y = 37,901 \text{ кА}$	$i_{дин} = 100 \text{ кА}$
$B_k = 29,97 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$(K_T I_{1ном})^2 t_T = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выбранный трансформатор тока удовлетворяет вышеперечисленным требованиям.

Для проверки трансформатора тока по вторичной нагрузке, пользуясь схемой включения и каталожными данными приборов, определяем нагрузку по фазам для наиболее загруженного трансформатора тока (таблица 2.10).

Таблица 2.10

Прибор	Тип	Нагрузка, ВА, фазы		
		А	В	С
Счетчик АЛЬФА Плюс	A2R-4-0L-C25-T+	3,6	-	3,6

Выбор ТТ по вторичной нагрузке:

– индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому $Z_2 \approx r_2$ [5];

– вторичная нагрузка r_2 состоит из сопротивления приборов $r_{\text{приб}}$, соединительных проводов $r_{\text{пр}}$ и переходного сопротивления контактов $r_{\text{к}}$ (принимается 0,05 Ом при двух-трёх приборах и 0,1 Ом при большем числе приборов [1]):

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}}$$

Из таблицы 2.10 видно, что наиболее загружен трансформатор тока фазы А. Общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2},$$

где $S_{\text{приб}}$ – мощность прибора в одной фазе, $S_{\text{приб}} = 3,6$ МВА [25];

I_2 – вторичный ток трансформатора тока [27]:

$$r_{\text{приб}} = \frac{3,6}{5^2} = 0,14 \text{ Ом.}$$

Вторичная номинальная нагрузка трансформатора тока в классе точности 0,5 [27]:

$$z_{2\text{ном}} = 0,32 \text{ Ом.}$$

Сопротивление контактов при двух приборах принимаем $r_{\text{конт}} = 0,05$ Ом [5], тогда допустимое сопротивление проводов:

$$r_{\text{пр}} = z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{конт}} = 0,32 - 0,14 - 0,05 = 0,13 \text{ Ом.}$$

Для подстанций с высшим напряжением 110 кВ принимаем кабель с медными жилами, ориентировочная длина которого в ячейке КРУ 10 кВ $l = 5$ м [1], так как трансформаторы тока соединены в неполную звезду, то $l_{\text{расч}} = \sqrt{3} l$ [1].

Тогда сечение соединительных проводов:

$$q = \frac{\rho l_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}} = \frac{0,0175 \cdot \sqrt{3} \cdot 5}{0,13} = 1,17 \text{ мм}^2,$$

где $\rho = 0,0175$ Ом·мм²/м – удельное сопротивление провода с медными жилами, [1];

$l_{\text{расч}}$ – расчётная длина соединительных проводов, учитывающая схемы включения приборов и трансформаторов тока.

В качестве соединительного провода по условию механической прочности применяем контрольный кабель КРВГ с алюминиевыми жилами и округляем до ближайшего стандартного сечения, но при этом сечение не должно быть менее 2,5 мм², поэтому устанавливаем КРВГ сечением 2,5 мм² [17].

					13.03.02.2017.605.00.ПЗ	Лист
						37
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2.5.2 Выбор трансформатора тока в цепи секционного выключателя 10 кВ.

В цепи секционного выключателя выбор трансформатора тока производится аналогичным образом. В ячейках КРУ СЭЩ-70 предусматривается к установке трансформатор тока типа ТОЛ-СЭЩ-10. Вариант исполнения вторичных обмоток 0,5/10Р.

Схема подключения измерительных приборов представлена на рисунке 2.9, сравнение расчетных и каталожных данных приведено в таблице 2.11.

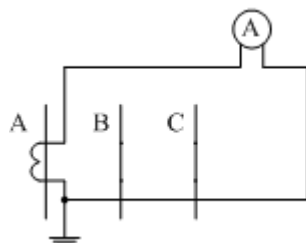


Рисунок 2.9 – Схема включения приборов

Таблица 2.11

Расчетные данные	Каталожные данные
	ТОЛ-10-1500-0,5/10Р-У3
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{max.} = 1127,2 \text{ А}$	$I_{1ном} = 1000 \text{ А}$
$i_y = 37,901 \text{ кА}$	$i_{дин} = 100 \text{ кА}$
$B_k = 45,06 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$(K_T I_{1ном})^2 t_T = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выбранный трансформатор тока удовлетворяет вышперечисленным требованиям.

Для проверки трансформатора тока по вторичной нагрузке, пользуясь схемой включения и каталожными данными приборов, определяем нагрузку по фазам для наиболее загруженного трансформатора тока (таблица 2.12).

Таблица 2.12

Прибор	Тип	Нагрузка, ВА, фазы		
		А	В	С
Амперметр	Э-335	0,5	-	-
Итого		0,5	-	-

Из таблицы 2.12 видно, что наиболее загружен трансформатор тока фазы А. Общее сопротивление приборов:

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2} = \frac{0,5}{5^2} = 0,02 \text{ Ом.}$$

Вторичная номинальная нагрузка трансформатора тока в классе точности 0,5:

$$z_{2\text{ном}} = 0,32 \text{ Ом.}$$

Сопротивление контактов при одном приборе принимаем $r_{\text{конт}} = 0,05 \text{ Ом}$, тогда допустимое сопротивление проводов:

$$r_{\text{пр}} = z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{конт}} = 0,32 - 0,05 - 0,02 = 0,25 \text{ Ом.}$$

Для подстанций с высшим напряжением 110 кВ принимаем кабель с алюминиевыми жилами, ориентировочная длина которого в ячейке КРУ 10 кВ $l=5\text{м}$ [1], т.к. трансформаторы тока соединены в неполную звезду, то $l_{\text{расч}} = \sqrt{3}l$. Тогда сечение соединительных проводов:

$$q = \frac{\rho l_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}} = \frac{0,0175 \cdot \sqrt{3} \cdot 5}{0,25} = 0,6 \text{ мм}^2,$$

где ρ – удельное сопротивление провода с медными жилами, равен $0,0175 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$ [1];

$l_{\text{расч}}$ – расчётная длина соединительных проводов, учитывающая схемы включения приборов и трансформаторов тока.

В качестве соединительного провода по условию механической прочности применяем контрольный кабель КРВГ с алюминиевыми жилами и округляем до ближайшего стандартного сечения, но при этом сечение не должно быть менее $2,5 \text{ мм}^2$, поэтому устанавливаем КРВГ сечением $2,5 \text{ мм}^2$ [17].

2.5.3. Выбор трансформатора тока в цепи понижающего трансформатора на стороне НН 10 кВ.

В цепи понижающего трансформатора на стороне НН 10 кВ выбор трансформатора тока производится аналогичным образом. В ячейках КРУ СЭЩ-70 предусматривается к установке трансформатор тока типа ТОЛ-СЭЩ-10. Вариант исполнения вторичных обмоток 0,5/10Р.

Схема подключения измерительных приборов представлена на рисунке 2.10, сравнение расчетных и каталожных данных приведено в таблице 2.13.

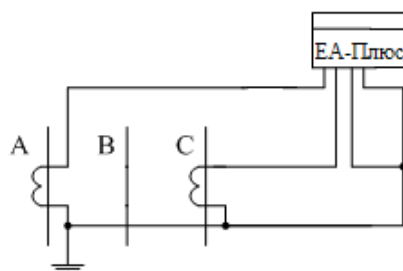


Рисунок 2.10 – Схема включения приборов

Таблица 2.13

	ТОЛ-10-1500-0,5/10Р-У3
Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 1127,2 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$
$i_y = 37,901 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 100 \text{ кА}$
$B_k = 45,06 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$(K_T I_{\text{ном}})^2 t_T = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выбранный трансформатор тока удовлетворяет вышеперечисленным требованиям.

Для проверки трансформатора тока по вторичной нагрузке, пользуясь схемой включения и каталожными данными приборов, определяем нагрузку по фазам для наиболее загруженного трансформатора тока (таблица 2.14).

Таблица 2.14

Прибор	Тип	Нагрузка, ВА, фазы		
		А	В	С
Счетчик АЛЬФА Плюс	A2R-4-0L-C25-T+	3,6	-	3,6

Из таблицы 2.14 видно, что наиболее загружен трансформатор тока фазы А. Общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2},$$

где $S_{\text{приб}}$ - мощность прибора в одной фазе, $S_{\text{приб}} = 3,6 \text{ МВА}$ [25];

I_2 - вторичный ток трансформатора тока [27]:

$$r_{\text{приб}} = \frac{3,6}{5^2} = 0,14 \text{ Ом}.$$

Вторичная номинальная нагрузка трансформатора тока в классе точности 0,5:

$$z_{2\text{ном}} = 0,32 \text{ Ом}.$$

Сопротивление контактов при трех приборах принимаем $r_{\text{конт}} = 0,05 \text{ Ом}$, тогда допустимое сопротивление проводов:

$$r_{\text{пр}} = z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{конт}} = 0,32 - 0,05 - 0,1 = 0,17 \text{ Ом}.$$

Для подстанций с высшим напряжением 110 кВ принимаем кабель с алюминиевыми жилами, ориентировочная длина которого в ячейке КРУ 10 кВ

									Лист
									40
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.605.00.ПЗ				

$l=5\text{ м}$ [1], т.к. трансформаторы тока соединены в неполную звезду, то $l_{\text{расч}} = \sqrt{3} l$. Тогда сечение соединительных проводов:

$$q = \frac{\rho l_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}} = \frac{0,0175 \cdot \sqrt{3} \cdot 5}{0,17} = 0,89 \text{ мм}^2,$$

где ρ – удельное сопротивление провода с медными жилами, принимаем $0,0175 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$ согласно [1].

$l_{\text{расч}}$ – расчётная длина соединительных проводов, учитывающая схемы включения приборов и трансформаторов тока.

В качестве соединительного провода по условию механической прочности применяем контрольный кабель КРВГ с алюминиевыми жилами и округляем до ближайшего стандартного сечения, но при этом сечение не должно быть менее $2,5 \text{ мм}^2$, поэтому устанавливаем КРВГ сечением $2,5 \text{ мм}^2$ [17].

1.5.3 Выбор трансформатора тока в цепи линии 110 кВ

В цепи линии 110 кВ выбор трансформатора тока производится аналогичным способом. В данной точке схемы к установке примем трансформатор тока типа ТРГ-110 [28].

Схема подключения измерительных приборов с учетом подключения счетчика ЕвроАЛЬФА, так как на ОВ он имеется, представлена на рисунке 2.11. Сравнение расчетных и каталожных данных приведено в таблице 2.15.

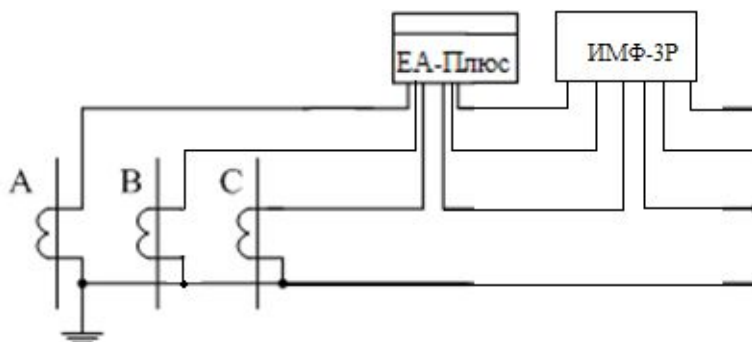


Рисунок 2.11 – Схема включения приборов

Таблица 2.15

Расчетные данные	Каталожные данные
	ТРГ-110-200-0,5/10Р [28]
$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{мах доп}} = 159,2 \text{ А}$	$I_{1\text{ном}} = 200 \text{ А}$
$i_y = 29,321 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 80 \text{ кА}$
$B_{\text{к}} = 28,63 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$(K_T I_{\text{ном}})^2 t_p = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выбранный трансформатор тока удовлетворяет вышеперечисленным требованиям.

Для проверки трансформатора тока по вторичной нагрузке, пользуясь схемой включения и каталожными данными приборов, определяем нагрузку по фазам для наиболее загруженного трансформатора тока (таблица 2.16).

Таблица 2.16

Прибор	Тип	Нагрузка, ВА, фазы		
		А	В	С
Счетчик АЛЬФА Плюс	A2R-4-0L-C25-T+	3,6	3,6	3,6
Индикатор микропроцессорный фиксирующий	ИМФ-3Р	0,5	0,5	0,5
Итого		4,1	4,1	4,1

Из таблицы 2.16 видно, что все фазы трансформатора тока загружены одинаково. Общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2},$$

где $S_{\text{приб}}$ – суммарная мощность приборов в одной фазе;

I_2 – вторичный ток трансформатора тока [27]:

$$r_{\text{приб}} = \frac{4,1}{5^2} = 0,16 \text{ Ом.}$$

Вторичная номинальная нагрузка трансформатора тока в классе точности 0,5:

$$z_{2\text{ном}} = 1,2 \text{ Ом.}$$

Сопротивление контактов при шести приборах принимаем $r_{\text{конт}} = 0,1 \text{ Ом}$, тогда допустимое сопротивление проводов:

$$r_{\text{пр}} = z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{конт}} = 1,2 - 0,16 - 0,1 = 0,94 \text{ Ом.}$$

Для подстанций с высшим напряжением 110 кВ принимаем кабель с алюминиевыми жилами, ориентировочная длина которого в цепи 110 кВ $l=80\text{м}$ [1], так как трансформаторы тока соединены в полную звезду, то $l_{\text{расч}} = l$. Тогда сечение соединительных проводов:

$$q = \frac{\rho l_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}} = \frac{0,0175 \cdot 80}{0,94} = 1,5 \text{ мм}^2,$$

где ρ – удельное сопротивление провода с медными жилами, $0,0175 \text{ Ом}\cdot\text{мм}^2/\text{м}$ [1];

$l_{\text{расч}}$ – расчётная длина соединительных проводов, учитывающая схемы включения приборов и трансформаторов тока.

В качестве соединительного провода по условию механической прочности применяем контрольный кабель КРВГ с алюминиевыми жилами и округляем до ближайшего стандартного сечения, но при этом сечение не должно быть менее $2,5 \text{ мм}^2$, поэтому устанавливаем КРВГ сечением $2,5 \text{ мм}^2$ [17].

2.6. Выбор трансформаторов напряжения

Трансформатор напряжения предназначен для понижения высокого напряжения до стандартного значения 100 или $100/\sqrt{3}$ и для отделения цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформаторы напряжения для питания электроизмерительных приборов выбираются:

- по напряжению установки: $U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$;
- по конструкции и схеме соединения обмоток;
- по классу точности;
- по вторичной нагрузке: $S_{2\Sigma} \leq S_{2\text{ном}}$,

где $S_{2\text{ном}}$ – номинальная мощность вторичной обмотки в выбранном классе точности;

$S_{2\Sigma}$ – нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения.

Сечение проводов в цепях трансформаторов напряжения определяется по допустимой потере напряжения. Согласно ПУЭ [14] потери напряжения от трансформаторов напряжения до расчётных счетчиков должно быть не более 0,5%, а до щитовых измерительных приборов – не более 1,5% при номинальной нагрузке.

Для упрощения расчетов при учебном проектировании можно принимать сечение проводов по условию механической прочности $2,5 \text{ мм}^2$ для медных жил и 4 мм^2 для алюминиевых жил.

2.6.1 Выбор трансформаторов напряжения на секции сборных шин НН

Трансформатор напряжения предназначен для питания катушек напряжения измерительных приборов и для контроля изоляции в сетях с малыми токами замыкания на землю. КРУ СЭЩ-70 комплектуется трансформаторами напряжения НАЛИ-СЭЩ-10, ЗНОЛ-СЭЩ-10 и НОЛ-СЭЩ-10. Выбираем НАЛИ-СЭЩ-10 [13], $U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$, $S_{\text{ном}} = 75 \text{ ВА}$ в классе точности 0,5. Этот трансформатор напряжения имеет две вторичные обмотки, одна из которых включена в звезду и к ней присоединяются катушки напряжения измерительных

										Лист
										43
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.605.00.ПЗ					

приборов, другая – соединена в разомкнутый треугольник и используется для контроля изоляции.

Трансформатор напряжения устанавливается на каждой секции сборных шин. К нему подключаются измерительные приборы всех присоединений данной секции.

Подсчет вторичной нагрузки приведен в таблице 2.17.

Таблица 2.17

Прибор	Тип	S одной обмотки, ВА	Число обмоток	cos φ	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
						P, Вт	Q, Вар
Счетчик АЛЬФА Плюс	A2R-4-0L-C25-T+	3,6 Вт	3	-	20	216	-

Вторичная нагрузка:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{216^2 + 0^2} = 216 \text{ ВА.}$$

Для соединения трансформаторов напряжения с приборами принимаем контрольный кабель КРВГ с сечением медных жил 2,5 мм² по условию механической прочности.

Трансформатор напряжения присоединяется к сборным шинам через предохранитель типа ПKN 001-10УЗ [32] и втычной разъединитель. Предохранитель выбирается по номинальному напряжению:

$$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ} = U_{\text{сети}} = 10 \text{ кВ.}$$

2.6.2 Выбор трансформатора напряжения на сборных шинах ВН.

На рабочие шины ВН примем к установке три однофазных трансформатора напряжения ЗНГ-110, $U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$, $S_{\text{ном}} = 150 \text{ ВА}$ в классе точности 0,5.

Подсчет вторичной нагрузки приведен в таблице 2.18.

Таблица 2.18

Прибор	Тип	S одной обмотки, ВА	Число обмоток	cos φ	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
						P, Вт	Q, Вар
Счетчик АЛЬФА Плюс	A2R-4-0L-C25-T+	3,6 Вт	3	-	5	54	
ИМФ-3Р	ИМФ-3Р	0,5	3	-	5	7,5	
Итого:						61,5	

Вторичная нагрузка:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{61,5^2 + 0^2} = 61,5 \text{ ВА.}$$

Три трансформатора ЗНГ-110, соединенных в звезду, имеют мощность $3 \cdot 150 = 450 \text{ ВА}$, что больше $S_{2\Sigma}$. Таким образом, трансформаторы напряжения будут работать в выбранном классе точности 0,5.

Для соединения трансформаторов напряжения с приборами принимаем контрольный кабель АКРВГ с сечением алюминиевых жил 4 мм^2 по условию механической прочности.

Трансформатор напряжения присоединяется к сборным шинам через разъединитель SGF123.

2.7 Расчёт токоведущих частей

2.7.1 Требования, предъявляемые к токоведущим частям

Основное электрическое оборудование подстанций (трансформаторы) и аппараты в этих цепях (выключатели, разъединители и др.) соединяются между собой проводниками разного типа, которые образуют токоведущие части электрической установки.

Токоведущие части должны проводить рабочие токи без чрезмерного повышения температуры; противостоять кратковременному электродинамическому и термическому действию токов КЗ; выдерживать механические нагрузки, создаваемые собственной массой и массой связанных с ними аппаратов, а также усилия, возникающие в результате атмосферных воздействий; удовлетворять требованиям экономичности. Расчёт производим по условиям [1].

2.7.2 Выбор сборных шин и ошиновки 110 кВ и токоведущих частей от трансформатора до ОРУ 110 кВ.

Токоведущие части от выводов трансформатора 110 кВ до выключателя выполняем гибкими проводами. Сечение провода выбираем по допустимому току $I_{\text{макс}} = 231,46 \text{ А}$ и по напряжению. Выбираем провод по таблице 3.15 [2] АС 240/39, $d=39 \text{ мм}$; $I_{\text{вне помещений}} = 610 \text{ А}$; $I_{\text{внутри помещений}} = 505 \text{ А}$.

Проверка на термическое действие тока КЗ не производится, т.к. токоведущие части выполнены голыми проводами на открытом воздухе.

Проверка по условиям короны необходима для гибких проводников при напряжении 35 кВ и выше [1].

Разряд в виде короны возникает при максимальном значении начальной критической напряжённости электрического поля:

									Лист
									45
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.605.00.ПЗ				

$$E_0 = 30,3m \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right) = 30,3 \cdot 0,82 \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{2,4}} \right) = 29,64 \text{ кВ/см},$$

где m – коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода; по [1] назначаем $m=0,82$;

r_0 - радиус провода, см;

$$r_0 = \frac{d_{\text{провода}}}{2} = \frac{3,9}{2} = 2 \text{ см}.$$

Напряжённость электрического поля около поверхности нерасщеплённого провода определяется по выражению:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}} = \frac{0,354 \cdot 220}{2 \cdot \lg \frac{302,4}{2}} = 14,78 \text{ кВ/см},$$

где U - номинальное напряжение, кВ;

D_{cp} - среднее геометрическое расстояние между проводами фаз; при горизонтальном расположении фаз $D_{cp} = 1,26 \cdot D = 1,26 \cdot 240 = 302,4$ см [1].

Провода не будут коронировать, если наибольшая напряжённость поля у поверхности любого провода не более $0,9E_0$. Условие отсутствия короны можно записать в виде:

$$1,07E \leq 0,9E_0,$$

$$15,81 \frac{\text{кВ}}{\text{см}} \leq 26,68 \frac{\text{кВ}}{\text{см}}.$$

Провод АС 240/39 проходит по условиям проверки.

2.7.3. Выбор токоведущих частей в цепи трансформатора со стороны 10 кВ

В открытой части на подстанции можно применять жёсткие шины. Назначаем алюминиевые шины. При токах до 3000 А применяются одно- и двухполосные шины. При больших токах рекомендуются шины коробчатого сечения. Соединение трансформатора с КРУ выполняется шинным мостом из прямоугольных алюминиевых шин. Согласно ПУЭ шинный мост и ошиновка в пределах ЗРУ по экономической плотности тока не проверяются. Выбор шинного моста производим по допустимому току (т.е. по нагреву). Причем шины выполняются на ток наиболее мощного присоединения. В данном случае это ток утяжеленного режима трансформатора $I_{\text{мах тр-ра}} = 2424,87$ А. Принимаем по таблице двухполосные шины сечением $2(120 \times 80)$ мм², $I_{\text{ном.дон.}} = 2650$ А.

Поправочный коэффициент на температуру воздуха согласно [3] равен 0,94; тогда $I_{\text{дон.}} = 0,94 \cdot 2650 = 2491$ А, что больше $I_{\text{мах тр-ра}} = 2424,87$ А.

Проверка шин на термическую стойкость.

									Лист
									46
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.605.00.ПЗ				

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_{\text{Красч}}}}{C} = \frac{\sqrt{45,06 \cdot 10^3}}{91} = 2,33 \text{ мм}^2,$$

где $B_{\text{к}}$ – тепловой импульс, выделяемый током КЗ;

C – функция, для алюминия $C = 91 \text{ А с}^{1/2} / \text{мм}^2$ [5].

Шины термически стойки, так как:

$$q_{\min} = 91,06 \text{ мм}^2 \leq q = (120 \times 80) \text{ мм}^2$$

Проверка двухполосных шин на механическую прочность.

Так как каждая фаза выполняется из двух полос, то возникают усилия между полосами и между фазами. Для того чтобы уменьшить это усилие в пролёте между полосами устанавливают прокладки. Пролёт между прокладками $l_{\text{п}}$ выбирается таким образом, чтобы электродинамические силы, возникающие при КЗ, не вызывали соприкосновения полос:

$$l_{\text{п}} \leq 0,216 \sqrt{\frac{a_n}{i_{\text{уд}}^{(3)}}} \sqrt[4]{\frac{E \cdot J_n}{k_{\phi}}} = 0,216 \sqrt{\frac{1,6}{37901}} \sqrt[4]{\frac{7 \cdot 10^{10} \cdot 4,424}{0,25}} = 1,481 \text{ см};$$

где $h = 12 \text{ см}$ – ширина шины;

$b = 0,8 \text{ см}$ – высота шины;

a_n – расстояние между осями полос, $a_n = 2 \cdot b = 1,6 \text{ см}$;

$i_{\text{уд}}^{(3)}$ – ударный ток трёхфазного короткого замыкания в точке КЗ, кА;

E – модуль упругости материала шин, определяется по таблице 4.2 [20]; Па;

$J_n = 0,72 \cdot hb^3$ – момент инерции полосы, см^4 ;

$J_n = 0,72 \cdot 12 \cdot 0,8^3 = 4,424 \text{ см}^4$

k_{ϕ} – коэффициент формы, определяется по рисунку 4.5 [20].

Механическая система две полосы – изоляторы должна иметь частоту собственных колебаний больше 200 Гц, чтобы не произошло резкого увеличения усилия в результате механического резонанса. Исходя из этого величина $l_{\text{п}}$ выбирается ещё по одному условию:

$$l_{\text{п}} \leq 0,133 \cdot 10^{-2} \sqrt[4]{\frac{E \cdot J_n}{m_n}} = 0,133 \cdot 10^{-2} \sqrt[4]{\frac{7 \cdot 10^{10} \cdot 4,424}{2,592}} = 0,782 \text{ см},$$

где m_n – масса полосы на единицу длины, кг/м.

Масса полосы определяется по сечению q , плотности материала шин (для алюминия $2,7 \cdot 10^{-3} \text{ кг/см}^3$) и длине 100 см:

$$m_{\text{п}} = 2,7 \cdot 10^{-3} \cdot 12 \cdot 0,8 \cdot 100 = 2,592 \text{ кг/м}.$$

										Лист
										47
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.03.02.2017.605.00.ПЗ

В расчёт принимается меньшая из двух рассчитанных величин, т.е. выбираем $l_n = 0,782$ см. Силу взаимодействия между полосами в пакете из двух полос можно определить по формуле:

$$f_n = \frac{k_\phi}{4} \frac{i_{y0}^2}{b} 10^{-7} = \frac{0,25 \cdot (37,901 \cdot 10^3)^2}{4 \cdot 8 \cdot 10^{-3}} 10^{-7} = 1122,25 \quad \text{Н/м,}$$

где $b = 8 \text{ мм} = 8 \cdot 10^{-3} \text{ м}$.

Напряжение в материале шин от взаимодействия полос:

$$\sigma_n = \frac{f_n l_n^2}{12 W_n} = \frac{1122,25 \cdot 1,481^2}{12 \cdot 1,28} = 1,6 \text{ МПа,}$$

где $W_n = hb^2 / 6$ - момент сопротивления одной полосы, см^3 ;

$$W_n = 12 \cdot 0,8^2 / 6 = 1,28 \text{ см}^3$$

Напряжение в материале шин от взаимодействия фаз определим по формуле:

$$\sigma_\phi = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \frac{l^2}{a W_\phi} i_{y0}^2 = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \frac{2^2}{0,8 \cdot 11,06} \cdot (37,901 \cdot 10^3)^2 = 11,25 \text{ МПа,}$$

где l - длина пролёта между изоляторами, м;

$W_\phi = 1,44hb^2$ - момент сопротивления пакета шин;

$$W_\phi = 1,44 \cdot 12 \cdot 0,8^2 = 11,06 \text{ см}^3$$

a - расстояние между фазами, $a = 0,8 \text{ м}$.

Шины механически прочны, если:

$$\sigma_{\max} = \sigma_\phi + \sigma_n \leq \sigma_{\text{дон}}$$

$\sigma_{\text{дон}}$ задаётся в таблице 4.2 [1] в зависимости от материала шины. Убеждаемся в механической прочности шин:

$$\sigma_{\max} = 11,25 + 1,6 = 12,85 \text{ МПа} \leq 40 \text{ МПа}$$

2.8 Выбор изоляторов

В распределительных устройствах шины крепятся на опорных, проходных и подвесных изоляторах. Жёсткие шины крепятся на опорных изоляторах, выбор которых производится по следующим условиям [1]:

					13.03.02.2017.605.00.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		48

$$U_{уст} \leq U_{ном};$$

$$F_{расч} \leq F_{доп};$$

где $F_{расч}$ - сила, действующая на изолятор;

$F_{доп}$ - допустимая нагрузка на головку изолятора; $F_{доп} = 0,6 \cdot F_{разр}$; $F_{разр}$ - разрушающая нагрузка на изгиб.

При горизонтальном или вертикальном расположении изоляторов всех фаз расчётная сила рассчитывается следующим образом:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \frac{i_{уд}^2}{a} l k_h 10^{-7} = f_{\phi} \cdot l \cdot k_h$$

где k_h - поправочный коэффициент на высоту шины, если она расположена на ребро:

$$k_h = \frac{H}{H_{из}}; \quad H = H_{из} + b + \frac{h}{2},$$

где $H_{из}$ - высота изолятора;

b и h – размеры шины.

Проходные изоляторы выбираются по условиям:

$$U_{уст} \leq U_{ном};$$

$$I_{мах} \leq I_{ном};$$

$$F_{расч} \leq F_{доп}.$$

Для проходных изоляторов расчётная сила:

$$F_{расч} = 0,5 \cdot f_{\phi} \cdot l$$

Учитывая условия выбора опорных изоляторов, назначаем опорные изоляторы на стороне 10 кВ ИО-10-7,5 П УЗ [21]:

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

$$F_{доп} = 0,6 \cdot 7500 = 4500 \text{ Н};$$

$$H = 120 + 8 + \frac{120}{2} = 188 \text{ мм}; \quad k_h = \frac{188}{120} = 1,57$$

$$F_{расч} = \sqrt{3} \frac{37901^2}{0,8} \cdot 2 \cdot 1,57 \cdot 10^{-7} = 976,57 \text{ Н};$$

$$F_{расч} = 976,57 \text{ Н} \leq F_{доп} = 4500 \text{ Н}.$$

					13.03.02.2017.605.00.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		49

Расшифровка изолятора ИО-10-7,5 II УЗ: И – изолятор; О – опорный; 10 – номинальное напряжение, кВ; 7,5 – значение разрушающего усилия, кН; II – вариант исполнения; У – для работы в умеренном климате; З – для работы в закрытых помещениях с естественной циркуляцией. Производитель: «АВК-Энерго [21].

Учитывая условия выбора проходных изоляторов, назначаем проходные изоляторы на стороне 10 кВ ИП-10/3150-30 УХЛ:

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

$$2424,87 \text{ А} \leq 3150 \text{ А};$$

$$F_{\text{расч}} = 0,5 \cdot \sqrt{3} \cdot \frac{37901^2}{0,8} \cdot 2 \cdot 10^{-7} = 311 \text{ Н};$$

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot 30000 = 18000 \text{ Н};$$

$$311 \text{ Н} \leq 18000 \text{ Н}.$$

Расшифровка изолятора ИП-10/3150-30 УХЛ: И – изолятор; П - проходной; 10 – номинальное напряжение, кВ; 3150 – номинальный ток, А; 30 – значение разрушающего усилия, кН; У - для работы в районах с умеренным климатом; ХЛ – с холодным климатом.

Учитывая условия выбора опорных изоляторов, назначаем опорные изоляторы на стороне 110 кВ С6-1050 I УХЛ, T1:

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot 6000 = 3600 \text{ Н};$$

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \frac{29321^2}{0,8} \cdot 2 \cdot 10^{-7} = 372,27 \text{ Н};$$

$$F_{\text{расч}} = 372,27 \text{ Н} \leq F_{\text{доп}} = 3600 \text{ Н}.$$

Расшифровка изолятора С6-1050 I УХЛ, T1: С – стержневой опорный изолятор; 6 – значение разрушающего усилия, кН; 1050 – номинальный ток, А; I – вариант исполнения; У - для работы в районах с умеренным климатом; ХЛ – с холодным климатом; Т - с тропическим климатом; 1 – для работы на открытом воздухе.

2.9. Выбор ограничителей перенапряжения

2.9.1 Ограничители перенапряжения на РУ ВН

Для защиты от грозовых перенапряжений в сети высокого напряжения устанавливаем ОПН на высокой стороне силовых трансформаторов и на секциях шин 110 кВ у измерительных трансформаторов напряжения [14]. В проведении специальных расчетов перенапряжений нет необходимости, а выбор

						13.03.02.2017.605.00.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			50

характеристик ОПН произведем упрощенно по наибольшему рабочему напряжению ОПН и его энергоемкости согласно методике [23].

Частичное разземление нейтралей силовых трансформаторов 110-220 кВ применяется в качестве эффективной меры ограничения токов однофазного короткого замыкания. Кроме того, разземление нейтралей силовых трансформаторов в ряде случаев способствует организации релейной защиты. Разземление нейтрали силового трансформатора приводит к необходимости защиты изоляции нейтрали от воздействующих на нее в процессе эксплуатации грозовых (и коммутационных) перенапряжений, для чего в нейтраль устанавливаются специальные ОПН, обозначаемые ОПНН[23].

Наибольшее рабочее напряжение ОПНН, определенное расчетным путем [23] и проверенное опытом эксплуатации, для сети 110 кВ составляет не менее $U_{\text{нрo}}=104$ кВ, а энергоемкость одного импульса тока пропускной способности 2000 мкс - $W_{\text{уд}}=2,5-3$ кДж/кВ [23]. Таким образом для защиты изоляции нейтрали силового трансформатора примем к установке ОПННП-110/105/10/550 УХЛ1 [24]. Основные технические характеристики приведены в таблице 2.19.

Таблица 2.19

Характеристики	ОПННП-110/105/10/550-УХЛ1
Класс напряжения сети, кВ	110
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение ограничителя, кВ (действ.)	105
Номинальный разрядный ток, кА	10
Пропускная способность:	
-20 прямоугольных импульсов тока длительностью 2 мс с амплитудой, А	550
- с удельной поглощаемой энергией одного импульса, кДж/кВ	2,8
Остающееся напряжение на ОПН при импульсе тока 30/60 мкс с амплитудой, кВ:	
-250 А, кВ, не более	259
-500 А, кВ, не более	269
-1000 А, кВ, не более	278
Остающееся напряжение на ОПН при импульсе тока 8/20 мкс с амплитудой:	
- 5000 А, кВ, не более	312
- 10000 А, кВ, не более	329
- 20000 А, кВ, не более	361

Для защиты обмотки 110 кВ измерительного трансформатора напряжения от грозовых (и коммутационных) перенапряжений рабочее напряжение ОПН в сети 110 кВ должно быть не менее $U_{\text{нрo}}=176$ кВ согласно ГОСТ 1516.3[23];

энергоемкость ОПН - $W_{уд}=2,5-3,5$ кДж/кВ [23]. Примем к установке ОПНП-110/146/10/550-УХЛ1 [24]. Основные технические характеристики выбранного ОПН приведены в таблице 2.20.

Таблица 2.20

Характеристики	ОПНП-110/176/10/550-УХЛ1
Класс напряжения сети, кВ	220
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение ограничителя, кВ (действ.)	176
Номинальный разрядный ток, кА	10
Пропускная способность: -20 прямоугольных импульсов тока длительностью 2 мс с амплитудой, А	550
- с удельной поглощаемой энергией одного импульса, кДж/кВ	2,8
Остающееся напряжение на ОПН при импульсе тока 30/60 мкс с амплитудой, кВ: -250 А, кВ, не более	434
-500 А, кВ, не более	448
-1000 А, кВ, не более	463
Остающееся напряжение на ОПН при импульсе тока 8/20 мкс с амплитудой: - 5000 А, кВ, не более	519
- 10000 А, кВ, не более	548
- 20000 А, кВ, не более	602

2.9.2 Ограничители перенапряжения на РУ НН.

Для защиты от грозовых перенапряжений в сетях 10 кВ установим ОПН на стороне 10 кВ силовых трансформаторов и на секциях шин 10 кВ у измерительных трансформаторов напряжения[14].

Выбор ОПН будем производить по наибольшему рабочему напряжению и энергоемкости ОПН согласно методике [23]. Наибольшее рабочее напряжение ОПН не менее $U_{нро}=12$ кВ по ГОСТу 1516.3 [23]; рекомендуемая энергия одного импульса тока пропускной способности, отнесенная к значению $U_{нро} - W_{уд}=2-3$ кДж/кВ. Примем к установке ОПНП-10/12/10/400-УХЛ1 [24]. Основные технические характеристики приведены в таблице 2.21.

Таблица 2.21

Характеристики	ОПНП- 10/12/10/400- УХЛ1
Класс напряжения сети, кВ	10
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение ограничителя, кВ (действ.)	12
Номинальный разрядный ток, кА	10
Пропускная способность: -20 прямоугольных импульсов тока длительностью 2 мс с амплитудой, А - с удельной поглощаемой энергией одного импульса, кДж/кВ	400 2,1
Остающееся напряжение на ОПН при импульсе тока 30/60 мкс с амплитудой, кВ: -250 А, кВ, не более -500 А, кВ, не более -1000 А, кВ, не более	28,9 29,8 30,8
Остающееся напряжение на ОПН при импульсе тока 8/20 мкс с амплитудой: - 5000 А, кВ, не более - 10000 А, кВ, не более - 20000 А, кВ, не более	34,7 37,0 40,4

3 РАЗРАБОТКА СХЕМЫ ПИТАНИЯ СОБСТВЕННЫХ НУЖД

Состав потребителей собственных нужд подстанций зависит от типа подстанции, мощности трансформаторов, наличия синхронных компенсаторов, типа электрооборудования. На всех подстанциях необходимо устанавливать не менее двух трансформаторов.

Предельная мощность каждого трансформатора собственных нужд для подстанции 110-220 кВ должна быть не более 630 кВ·А и выбирается она по нагрузкам собственных нужд с учётом коэффициентов загрузки и одновременности, при этом отдельно учитываются летняя и зимняя нагрузки, а также нагрузки в период ремонтных работ на ПС [1].

На подстанциях может применяться оперативный ток: постоянный, переменный и выпрямленный. Согласно [1] для проектируемой ПС назначаем оперативный постоянный ток. Источником постоянного оперативного тока служит аккумуляторная батарея. На проектируемой ПС устанавливается одна аккумуляторная батарея 220 В. Батареи работают в режиме постоянного подзаряда от выпрямительных устройств.

Установим на подстанции аккумуляторные батареи типа Vartabloc. Срок службы аккумуляторных батарей при соблюдении всех правил эксплуатации и монтажа (в соответствии с правилами Технического описания изготовителя) составляет не менее 20 лет.

Для определения типа элемента аккумуляторной батареи необходимо знать нагрузку батареи в аварийном режиме $I_{ав}$. Она складывается из нагрузки постоянно подключенных потребителей $I_{п}$ и временной нагрузки $I_{вр}$ потребителей, подключаемых в аварийном режиме. При отсутствии точной информации, в приближенных расчетах можно принимать значения постоянно включенных нагрузок для подстанций 110кВ – 30А.

Временную нагрузку для подстанций 110 кВ можно принять равной 70 А.

$$I_{ав} = I_{п} + I_{вр} = 30 + 70 = 100 \text{ А} .$$

Для аккумуляторов Varta тип определяют по допустимому току разряда $I_{разр}$ при получасовом (часовом) режиме разряда:

$$I_{разр} \geq 1,05I_{ав} = 1,05 \cdot 100 = 105 \text{ А} .$$

По таблице характеристик элементов Vartabloc выбираем тип аккумуляторной батареи Vb 2305, с $I_{разр} = 222,5 \text{ А}$.

Число элементов батареи постоянное. Определяется, исходя из того, что в режиме постоянного подзаряда напряжение на щите постоянного тока должно быть не более $1,1 U_{НОМ}$, то есть, 242 В. А напряжение на одном элементе при этом для Vartabloc равно 2,23 В.

									Лист
									54
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.605.00.ПЗ				

$$n = \frac{U_{ш}}{U_3} = \frac{242}{2,23} = 108 \text{ эл}$$

где n – общее число последовательных элементов.

Выбранный аккумулятор проверяется по наибольшему толчковому току:

$$I_{\text{разр}(30'')} \geq I_{\text{т max}}$$

где $I_{\text{разр}(30'')}$ – разрядный ток в режиме тридцатисекундного разряда;

$$I_{\text{т max}} = I_{\text{ав}} + I_{\text{пр}} \text{ – максимальный толчковый ток;}$$

$I_{\text{пр}}$ – ток, потребляемый электромагнитными приводами выключателей, включающихся в конце аварийного режима.

Учитывается одновременное включение двух выключателей на стороне НН. Ток потребляемый электромагнитом включения выключателя LF1 $I_{\text{пр}} = 5 \text{ A}$.

$$I_{\text{т max}} = 100 + 2 \cdot 5 = 110 \text{ A};$$

$$I_{\text{разр}(30'')} = 650 \text{ A} \geq I_{\text{т max}} = 110 \text{ A}.$$

Выполним проверку батареи по допускаемому отклонению напряжения на шинах в условиях наибольшего толчкового тока.

По току разряда, отнесенному к одной пластине аккумулятора

$$I_{\text{p}(k=1)} = \frac{I_{\text{т max}}}{k} = \frac{110}{5} = 22 \text{ A},$$

где $k = 5$ – число положительных электродов.

Определим величину остаточного напряжения на шинах (рисунок 5.1) оно равно 1,77В.

Величина остаточного напряжения на шинах:

$$U_{\text{ост}} = U_p n = 1,77 \cdot 108 = 191,16 \text{ В},$$

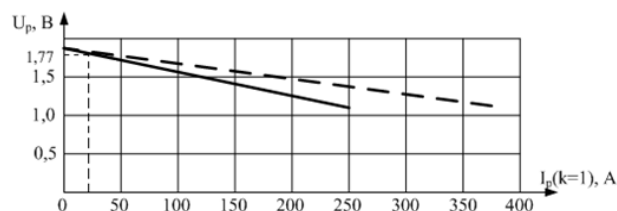


Рисунок 5.1 – Характеристики элемента Vartabloc с пластинами емкостью 50 (—)А·ч и 100 (----) А·ч.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

13.03.02.2017.605.00.ПЗ

Лист

55

Определим отклонение напряжения на аккумуляторах:

$$\frac{U_{ш}}{U_{ном}} = \frac{U_{р.п}}{U_{ном}} \cdot 100\% = \frac{191,16}{220} \cdot 100\% = 86,9\% .$$

Найденное значение $\frac{U_{ш}}{U_{ном}}$ сравнивается с допустимыми значениями отклонений напряжения с учетом потери напряжения в соединительных кабелях. Потерю напряжения в соединительном кабеле принимаем 5%.

$$dU_{ЭМ} = 86,9 - 5 = 81,5\% .$$

Допустимое отклонение напряжения для электромагнитов включения выключателя составляет 80–110 %. Как видно, принятые аккумуляторные батареи обеспечивают необходимое напряжение.

3.1 Расчёт нагрузки собственных нужд подстанции

Расчётную нагрузку определяют согласно следующим формулам:

$$P_{расч} = \kappa_C \cdot P_{уст} ;$$

$$Q_{расч} = P_{расч} \cdot tg\varphi ,$$

где κ_C - коэффициент спроса, учитывающий неполную загрузку приёмников.

Принимаем $\cos\varphi = 1$ для осветительной нагрузки и обогрева; и $\cos\varphi = 0,85$ для двигательной нагрузки. Полученные данные сведём в таблицу 3.1.

Таблица 3.1 – Потребление собственных нужд подстанции

Наименование приёмника	Установленная мощность		$\cos\varphi$	$tg\varphi$	κ_C	Расчётная нагрузка			
	единиц, кол-во	всего, кВт				Летом		Зимой	
						P , кВт	Q , квар	P , кВт	Q , квар
Охлаждение трансформаторов	30x2	60	0,85	0,62	0,85	51	31,62	51	31,62
Маслоочистительная установка	2x28	56	0,85	0,62	0,2	11,2	6,94	11,2	6,94
Аппараты связи	-	2	1	0	1	2	-	2	-
Силовая нагрузка	-	5	0,85	0,62	0,85	4,25	2,64	4,25	2,64

Продолжение таблицы 3.1

Постоянно включённые лампы	-	1	1	0	1	1	-	1	-
Подогрев приводов разъединителей	8x0,6	4,8	1	0	1	-	-	4,8	-
Подогрев КРУ 10 кВ	32x1	32	1	0	1	-	-	32	-
Итого:						69,5	41,2	106,3	41,2

Расчётная нагрузка:
В летний период:

$$S_{л} = \sqrt{P_{л}^2 + Q_{л}^2} = \sqrt{69,5^2 + 41,2^2} = 81 \text{ кВА.}$$

В зимний период:

$$S_{з} = \sqrt{P_{з}^2 + Q_{з}^2} = \sqrt{106,3^2 + 41,2^2} = 113,96 \text{ кВА.}$$

Аварийные и ремонтные нагрузки:

Аварийная вентиляция: $P = 0,18$ кВт; $\cos \varphi = 0,85$; $Q = 0,11$ квар.

Ремонтная нагрузка (сварочный аппарат): $P = 23$ кВт; $\cos \varphi = 1$; $Q = 0$ квар.

$$S_{рем} = \sqrt{P_{р.н.}^2 + Q_{р.н.}^2} + \sqrt{P_{а.в.}^2 + Q_{а.в.}^2} = 23 + \sqrt{0,18^2 + 0,11^2} = 23,21 \text{ кВА.}$$

3.2 Выбор трансформаторов собственных нужд

За расчётную полную мощность принимаем S_3 :

$$S_{расч} = S_3 = 113,96 \text{ кВА.}$$

Количество трансформаторов собственных нужд принимаем равным двум. Если подстанция с постоянным дежурством, то можно допустить перегрузку одного трансформатора на 30% в течение двух часов послеаварийного отключения:

$$S_m \geq \frac{S_{расч}}{1,3} = \frac{113,96}{1,3} = 87,66 \text{ кВА.}$$

Назначаем два трансформатора с.н. ТМ-100-10. При двух трансформаторах СН в нормальном режиме каждый должен быть загружен на 50-60%. Определяем нагрузку трансформаторов в ремонтном режиме:

$$S_H = S_3 + S_{рем} = 113,96 + 23,21 = 137,17 \text{ кВА.}$$

Проверим выбранные трансформаторы на загрузку:

$$\frac{S_H}{2 \cdot S_m} = \frac{137,17}{2 \cdot 100} = 0,68.$$

Перегрузки не будет. Выбранные трансформаторы проходят по условиям проверки.

Согласно пункту 5.12 [1] выбираем схему СН с оперативным постоянным током. Схема питания СН подстанции представлена на рисунке 3.1.

Шины 380/220 В секционируются для увеличения надежности электроснабжения собственных нужд; секционный разъединитель нормально разомкнут. Цепи и аппараты собственных нужд защищаются плавкими предохранителями.

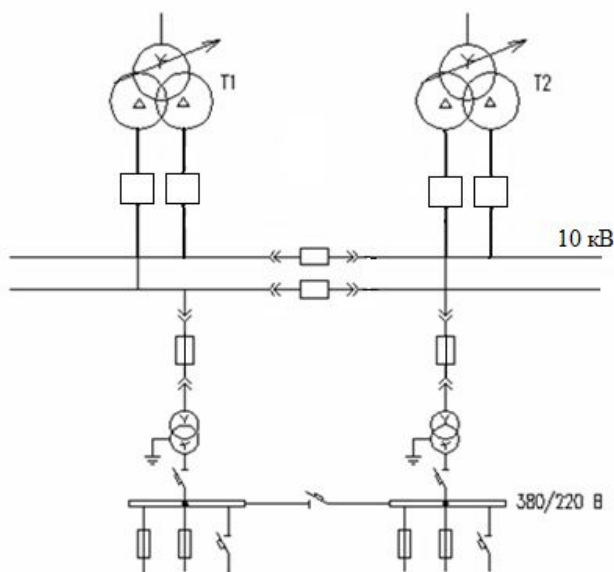


Рисунок 3.1 – Схема питания собственных нужд подстанции

Плавкий предохранитель выбирают по номинальному напряжению – 10 кВ и по номинальному току. Номинальный ток предохранителя должен быть больше максимального тока нагрузки трансформатора:

$$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{НОМ.ТР}},$$

где $I_{\text{НОМ}}$ - номинальный ток предохранителя;

$I_{\text{НОМ.ТР}}$ - номинальный ток трансформатора:

$$I_{\text{НОМ.ТР}} = \frac{S_{\text{НОМ.ТР}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10} = 5,77 \text{ А.}$$

Тогда номинальный ток предохранителя должен быть 8 А, согласно [30]. Учитывая условия выбора назначаем предохранитель ПКТ 101-10-8-31,5 УЗ [31].

4 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА ПОДСТАНЦИИ

4.1 Общие сведения

Системы электроснабжения - это сложный производственный комплекс, все элементы которого участвуют в едином производственном процессе, основными специфическими особенностями которого является быстротечность явлений и неизбежность повреждений аварийного характера. Поэтому надежное и экономичное функционирование систем электроснабжения возможно только при автоматическом управлении ими. Для этой цели используется комплекс автоматических устройств, среди которых первостепенное значение имеют устройства релейной защиты и автоматики. Увеличение потребления электроэнергии и усложнение схем электроснабжения требуют постоянного совершенствования этих устройств. Наблюдается тенденция создания автоматизированных систем управления на основе использования цифровых универсальных и специализированных вычислительных машин. Вместе с тем широко применяются и простейшие средства защиты и автоматики: плавкие предохранители, автоматические выключатели, магнитные пускатели, реле прямого действия, магнитные трансформаторы тока, устройства переменного оперативного тока и др. Наиболее распространены токовые защиты, простые устройства автоматического повторного включения (АПВ), автоматического включения резерва (АВР) и автоматической частотной разгрузки (АЧР), используемые в установках с выключателями, оборудованными пружинными приводами.

На каждом элементе системы электроснабжения обычно устанавливают основную и резервную защиты. Основная защита предназначена для действия при коротком замыкании в пределах всего защищаемого элемента со временем, меньшем, чем у других защит, а резервная защита работает вместо основной защиты в случае отказа или вывода из работы основной.

Такое резервирование называется ближним. К резервной защите обычно предъявляются требования срабатывать и при повреждениях на смежных элементах в случае отказа их собственной защиты или выключателей. При этом резервная защита выполняет дальнейшее резервирование. В условиях эксплуатации из-за ряда причин защита может не срабатывать с заданными функциями: не сработать при повреждении в пределах защищаемого элемента (отказ срабатывания); сработать при внешних коротких замыканиях (излишнее срабатывание) и при отсутствии повреждений в системе электроснабжения (ложное срабатывание).

Требования, предъявляемые к релейной защите.

1. Селективность или избирательность - это способность защиты отключить только поврежденный элемент сети. Нарушение селективности может привести к углублению аварии.

2. Чувствительность. Защита должна быть достаточно чувствительной к повреждению в конце защищаемой зоны в минимальном режиме работы системы при замыкании через дугу.

										Лист
										59
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.605.00.ПЗ					

3.Быстродействие. Определяется опасностью развала энергосистемы. Защиты, время срабатывания которых не превышает 0,1-0,2 с., считаются быстродействующими.

4.Резервирование защиты. Помимо основной защиты каждый элемент должен иметь и резервную защиту.

5.Надежность. Обеспечивается правильным проектированием, правильным выбором устройств и проводов. Необходимо систематически проводить проверку.

Для защиты присоединений подстанции будем использовать шкафы производства НПП ЭКРА. ООО НПП ЭКРА организовано в 1991 г. ведущими специалистами ВНИИР (г. Чебоксары) в области релейной защиты, электроавтоматики и противоаварийной автоматики для электроэнергетики.

Основным видом деятельности предприятия является разработка и производство сложных комплектных устройств релейной защиты и электроавтоматики, основанных на применении новейшей микропроцессорной элементной базы и информационных технологий. Предприятие выполняет научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы, ведет производство и выпуск, осуществляет наладку и ввод в эксплуатацию комплектных устройств релейной защиты и электроавтоматики.

Все устройства релейной защиты и автоматики соответствуют требованиям стандартов России, требованиям Международной Электротехнической Комиссии (МЭК-IEC), современным требованиям ведомственных документов РАО "ЕЭС России", а также сертифицированы независимым испытательным центром, аккредитованным Госстандартом России. Устройства по своим техническим и экономическим характеристикам находятся на уровне с устройствами аналогичного назначения таких известных транснациональных фирм, как SIEMENS, ABB, ALSTOM.

4.2 Релейная защита и автоматика РУ ВН 110 кВ

4.2.1 Релейная защита и автоматика ЛЭП 110 кВ

В соответствии с правилами устройства электроустановок для линий в сетях 110-500 кВ с эффективно заземленной нейтралью должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от многофазных замыканий и от замыканий на землю [1]. Защита на каждой стороне ЛЭП 110 - 220 кВ должна включать в себя основную и резервную защиту, кроме того, они должны быть оборудованы устройствами, блокирующими их действие при качаниях [1]. Для линий напряжением 110-220 кВ вопрос о типе основной защиты должен решаться в первую очередь с учетом требования сохранения устойчивости работы энергосистемы [1]. В качестве основной защиты для удовлетворения требований быстродействия предусматривают высокочастотную защиту [1].

									Лист
									60
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.605.00.ПЗ				

При выполнении основной защиты по пункту 3.2.115 ПУЭ в качестве резервных следует применять [1]:

- от многофазных КЗ, как правило, дистанционные защиты, преимущественно трехступенчатые;
- от замыканий на землю ступенчатые токовые направленные или ненаправленные защиты нулевой последовательности.

В качестве дополнительной защиты рекомендуется использовать токовую отсечку без выдержки времени [1].

В соответствии с нормами технологического проектирования подстанции (НТП ПС) стандарта организации ОАО «ФСК ЕЭС» [15] на линиях с двухсторонним питанием должны устанавливаться две независимые защиты от всех видов повреждения: быстродействующая защита с абсолютной селективностью и комплект ступенчатых защит [15, п. 9.9.1]. Комплект ступенчатых защит должен содержать дистанционную и токовую направленную защиту нулевой последовательности. Отдельные (по выбору) ступени дистанционной защиты должны блокироваться при качаниях [15, п. 9.9.4].

Должна предусматриваться возможность оперативного и автоматического ускорения ступенчатых защит и выбора ускоряемых ступеней [15, п. 9.9.5].

Защиты, имеющие цепи напряжения, неисправность которых приводит к ложному отключению, должны блокироваться при нарушении цепей напряжения [15, п. 9.9.7].

В качестве основной быстродействующей защиты необходимо применять один из следующих вариантов [15, п. 9.9.2]:

- 1) продольную дифференциальную защиту (ДЗЛ);
- 2) дифференциально-фазную (ДФЗ) защиту;
- 3) защиту с высокочастотной блокировкой (направленная высокочастотная фильтровая защита);
- 4) комплект ступенчатых защит с передачей блокирующих или разрешающих сигналов

При выборе автоматики в соответствии с ПУЭ устройства АПВ должны предусматриваться для быстрого восстановления питания потребителей или межсистемных и внутрисистемных связей путем автоматического включения выключателей, отключенных устройствами релейной защиты [1, п. 3.3.2]. Должно предусматриваться автоматическое повторное включение воздушных линий всех типов напряжением выше 1 кВ. Отказ от применения АПВ должен быть в каждом отдельном случае обоснован.

Устройства трехфазного АПВ (ТАПВ) должны осуществляться преимущественно с пуском при несоответствии между ранее поданной оперативной командой и отключенным положением выключателя; допускается также пуск устройства АПВ от защиты [1, п. 3.3.5]. Могут применяться, как правило, устройства ТАПВ однократного или двукратного действия. Устройство ТАПВ двукратного действия рекомендуется принимать для воздушных линий, в особенности для одиночных с односторонним питанием [1, п. 3.3.6].

Устройства резервирования при отказе выключателей (УРОВ) должны предусматриваться в электроустановках 110-500 кВ. Допускается не

										Лист
										61
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.605.00.ПЗ					

предусматривать УРОВ в электроустановках 110-220 кВ при соблюдении следующих условий [1, п. 3.2.18]:

1) обеспечиваются требуемая чувствительность и допустимые по условиям устойчивости времени отключения от устройств дальнего резервирования;

2) при действии резервных защит нет потери дополнительных элементов из-за отключения выключателей, непосредственно не примыкающих к отказавшему выключателю (например, отсутствуют секционированные шины, линии с ответвлением).

При отказе одного из выключателей поврежденного элемента (линия, трансформатор, шины) электроустановки УРОВ должно действовать на отключение выключателей, смежных с отказавшим. То есть конструктивно УРОВ 110-220 кВ может выполняться как одно целое устройство на систему шин, секцию, распределительное устройство или отдельно для каждого выключателя, что дает возможность независимого обслуживания каждого устройства.

Допускается применение упрощенных УРОВ, действующих при КЗ с отказами выключателей не на всех элементах (например, только при КЗ на линиях); при напряжении 35-220 кВ, кроме того, допускается применение устройств, действующих лишь на отключение шиносоединительного (секционного) выключателя.

В соответствии с НТП [15] должно предусматриваться автоматическое повторное включение (АПВ) воздушных линий электропередачи и сборных шин (ошиновок) открытых распределительных устройств [15, п. 9.10.1].

На воздушных линиях, обходном выключателе, шинах (ошиновке) напряжением 110-220 кВ должно применяться 3-фазное АПВ (ТАПВ) с пуском по цепи «несоответствия» и/или от защит [1, п. 9.10.4].

На ВЛ с двухсторонним питанием ТАПВ должно выполняться с однократным действием, а на ВЛ с односторонним питанием - с двукратным действием.

На линиях с односторонним питанием, а также с двухсторонним питанием, если при отключении выключателя нет опасности потери синхронизма, пуск АПВ должен выполняться без контроля напряжения и синхронизма (простое АПВ).

Сведем в таблицу 4.1 релейную защиту и автоматику ЛЭП 110 кВ.

Таблица 4. 1 – Релейная защита и автоматика ЛЭП 110 кВ

№	Вид защиты	Вид повреждения
1	ДФЗ	– основная защита от всех видов КЗ
2	ДЗ	– резервная защита от многофазных КЗ
3	ТНЗНП	– резервная защита от однофазные КЗ на землю
4	ТО	– многофазные замыкания
5	ТАПВ	–
6	УРОВ	– отказ выключателя

В качестве основной защиты на линии выберем шкаф типа ШЭ2607 087, так как данный комплект кроме дифференциально-фазной защиты содержит комплект ступенчатых защит, кроме того он предназначен для схемы с обходным выключателем. Шкаф предназначен для работы в качестве основной быстродействующей защиты или резервной защиты на линиях напряжением 110 – 220 кВ, оборудованных устройствами ТАПВ, при всех видах КЗ.

Защита содержит релейную и высокочастотную части. Релейная защита представлена полукомплексом: дифференциально-фазная защита, направленная высокочастотная защита, комплект ступенчатых защит и устройство резервирования отказа выключателя для схемы с одной секционированной системой шин с обходным выключателем [16].

В состав высокочастотной части входят: приемопередатчик, обеспечивающий передачу ВЧ сигналов по линии, и аппаратура автоматического контроля канала связи. В качестве высокочастотной части защиты могут использоваться приемопередатчики типов ПВЗУ-Е, ПВЗУ-Е (ВОЛС), АВАНТ. Высокочастотная аппаратура поставляется предприятием-изготовителем отдельно и монтируется в шкаф непосредственно на месте эксплуатации.

В качестве резервной защиты на линии выберем шкаф типа ШЭ2607 011, так как он кроме того, что является резервной защитой линии, он имеет автоматику управления линейным выключателем с трехфазным приводом. Шкаф содержит один комплект дистанционной защиты (ДЗ), токовую направленную защиту нулевой последовательности (ТНЗНП), токовую отсечку (ТО), автоматику разгрузки при перегрузке по току (АРПТ), максимальную токовую защиту (МТЗ), а также автоматику управления выключателем (АУВ), автоматику повторного включения (АПВ) и устройство резервирования отказов выключателя (УРОВ) [13].

Автоматика управления выключателем формирует сигналы на включение и отключение выключателя по командам, приходящим от защит и устройств, телемеханики или ключа дистанционного управления.

4.2.2 Релейная защита и автоматика трансформатора 110/10 кВ

В соответствии с ПУЭ [1, п. 3.2.51] для трансформаторов должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от следующих видов повреждений и ненормальных режимов работы:

- 1) многофазных замыканий в обмотках и на выводах;
- 2) однофазных замыканий на землю в обмотке и на выводах, присоединенных к сети с глухозаземленной нейтралью;
- 3) витковых замыканий в обмотках;
- 4) токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ;
- 5) токов в обмотках, обусловленных перегрузкой;
- 6) понижения уровня масла;

									Лист
									63
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.605.00.ПЗ				

7) однофазных замыканий на землю в сетях 3-10 кВ с изолированной нейтралью, если трансформатор питает сеть, в которой отключение однофазных замыканий на землю необходимо по требованиям безопасности.

Газовая защита от повреждений внутри кожуха, сопровождающихся выделением газа, и от понижения уровня масла должна быть предусмотрена для трансформаторов мощностью 6,3 МВ·А и более. Газовая защита должна действовать на сигнал при слабом газообразовании и понижении уровня масла и на отключение при интенсивном газообразовании и дальнейшем понижении уровня масла. Для защиты контакторного устройства РПН с разрывом дуги в масле следует предусматривать отдельное газовое реле и реле давления.

Для защиты от повреждений на выводах, а также от внутренних повреждений должны быть предусмотрена продольная дифференциальная токовая защита без выдержки времени на трансформаторах мощностью 6,3 МВ·А и более. Продольная дифференциальная защита должна быть выполнена так, чтобы в зону ее действия входили соединения трансформатора со сборными шинами [1, п. 3.2.55].

На трансформаторах мощностью 1 МВ·А и более в качестве защиты от токов в обмотках, обусловленных внешними многофазными КЗ, должна быть предусмотрена защита с действием на отключение на понижающих трансформаторах – максимальная токовая защита с комбинированным пуском напряжения или без него. Защиту от токов, обусловленных внешними многофазными КЗ, следует устанавливать [1, п. 3.2.61]:

- 1) на двухобмоточных трансформаторах – со стороны основного питания;
- 2) на понижающем двухобмоточном трансформаторе, питающем отдельно работающие секции, – со стороны питания и со стороны каждой секции.

Допускается защиту от токов, обусловленных внешними многофазными КЗ, предусматривать только для резервирования защит смежных элементов и не предусматривать для действия при отказе основных защит трансформаторов, если выполнение для такого действия приводит к значительному усложнению защиты. При выполнении защиты от токов, обусловленных внешними многофазными КЗ, должны также рассматриваться необходимость и возможность дополнения ее токовой отсечкой, предназначенной для отключения с меньшей выдержкой времени КЗ на шинах среднего и низшего напряжений.

На трансформаторах мощностью 0,4 МВ·А и более в зависимости от вероятности и значения возможной перегрузки следует предусматривать максимальную токовую защиту от токов, обусловленных перегрузкой, с действием на сигнал [1, п. 3.2.69].

Для подстанций без постоянного дежурства персонала допускается предусматривать действие этой защиты на автоматическую разгрузку или отключение (при невозможности ликвидации перегрузки другими средствами).

При выборе автоматики в соответствии с ПУЭ устройствами АПВ должны быть оборудованы все одиночные понижающие трансформаторы мощностью более 1 МВА на подстанциях энергосистем, имеющие выключатель и максимальную токовую защиту с питающей стороны, когда отключение трансформатора приводит к обесточению электроустановок потребителей.

										Лист
										64
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.605.00.ПЗ					

Допускается в отдельных случаях действие АПВ и при отключении трансформатора защитой от внутренних повреждений [1, п. 3.3.26].

Трансформаторы с РПН распределительных подстанций для поддержания или заданного изменения напряжения должны оснащаться системой автоматического регулирования коэффициента трансформации. При необходимости автоматические регуляторы должны обеспечивать встроенное регулирование напряжения [1, п. 3.3.61].

В соответствии с НТП [15] на одиночно работающих трансформаторах 110-220 кВ можно использовать АПВ, когда отключение трансформатора приводит к обесточению нагрузки потребителей [15, п. 6.3.12].

Сведем в таблицу 4.2 релейную защиту и автоматику трансформатора 110/10 кВ.

Таблица 4.2 – Релейная защита и автоматика трансформатора 110/10 кВ

№	Вид защиты	Вид повреждения
1	ДЗТ	– многофазные замыкания в обмотках и на выводах
2	ТЗНП	– однофазные замыкания на землю
3	Защита от перегрузки	– перегрузка
4	Газовая защита	– понижение уровня масла; – повреждение внутри бака
5	Струйная защиты	– РПН
6	МТЗ с пуском по напряжению	– внешние многофазные КЗ
7	ТО	– внешние многофазные КЗ
8	Регулятор РПН	–
9	АПВ	–
10	УРОВ	– отказ выключателя

4.2.2.1. Выбор терминала защиты трансформатора 110/10 кВ

В качестве защиты на трансформаторе выберем шкаф типа ШЭ2607 041 073, так как данный шкаф применяется для схемы соединения подстанции «одна рабочая секционированная с обходным выключателем». Шкаф содержит два комплекта защит с возможностью независимого обслуживания [16].

Первый комплект, выполненный на базе микропроцессорного терминала БЭ2704V041, реализует функции основных и резервных защит трансформатора и содержит:

- дифференциальную токовую защиту трансформатора (ДЗТ) от всех видов КЗ внутри бака трансформатора,
- токовую защиту нулевой последовательности стороны ВН (ТЗНП),

- максимальную токовую защиту стороны высокого напряжения с пуском по напряжению (МТЗ ВН),
- максимальную токовую защиту стороны низкого напряжения первой секции с пуском по напряжению (МТЗ НН₁),
- максимальную токовую защиту стороны низкого напряжения второй секции с пуском по напряжению (МТЗ НН₂),
- защиту от перегрузки (ЗП),
- реле тока для блокировки РПН при перегрузке,
- токовые реле для пуска автоматики охлаждения,
- реле минимального напряжения сторон СН, НН₁ и НН₂, реагирующие на понижение междуфазного напряжения для пуска по напряжению МТЗ ВН, МТЗ НН₁, МТЗ НН₂,
- реле минимального междуфазного напряжения сторон СН, НН₁ и НН₂, для блокировки РПН,
- реле максимального напряжения обратной последовательности сторон СН, НН₁ и НН₂ для пуска по напряжению МТЗ ВН, МТЗ НН₁, МТЗ НН₂,
- УРОВ стороны ВН трансформатора.

Кроме того, комплект 1 обеспечивает прием сигналов от газовой защиты трансформатора (ГЗТ), газовой защиты РПН трансформатора (ГЗ РПН), датчиков температуры, уровня масла, неисправности цепей охлаждения.

Функция УРОВ ВН комплекта 1 реализует принцип индивидуального устройства, причем возможно выполнение универсального УРОВ как по схеме с дублированным пуском, так и по схеме с автоматической проверкой исправности выключателя.

Второй комплект, выполненный на базе микропроцессорного терминала типа БЭ2704 V073, реализует функции:

- автоматики управления выключателем ВН;
- УРОВ ВН;
- АПВ ВН;
- максимальной токовой защиты ВН (МТЗ ВН) с комбинированным пуском по напряжению от многофазных КЗ (двухфазных, двухфазных на землю, трехфазных);
- токовой ненаправленной защиты нулевой последовательности ВН (ТЗНП) от КЗ на землю;

Комплект 2 обеспечивает прием сигналов от отключающих ступеней газовых защит трансформатора, РПН и действует на отключение через две группы отключающих реле.

Питание оперативным постоянным током комплектов шкафа осуществляется от отдельных автоматических выключателей. Это позволяет обеспечить полноценную защиту трансформатора при возникновении неисправности в любом из комплектов.

4.2.2.2. Выбор терминала для регулирования РПН трансформатора 110/10 кВ

						13.03.02.2017.605.00.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			66

Для автоматического регулирования коэффициента трансформации под нагрузкой установим шкаф ШЭ2607 156. Комплект выполнен на базе терминалов серии БЭ2502[16].

Терминал осуществляет:

– автоматическое поддержание напряжения в заданных пределах – поддержание заданного уровня напряжения $U_{\text{под}}$ осуществляется регулированием коэффициента трансформации силового трансформатора путем формирования команд на увеличение или уменьшение номера ступени РПН;

– коррекцию уровня напряжения по току нагрузки – для компенсации падения напряжения в распределительной сети предусмотрено увеличение уровня напряжения, зависящего от тока;

– блокирование работы РПН – автоматическое регулирование блокируется в соответствующем направлении при перегрузке по току, при перенапряжении, при повышенном напряжении нулевой $3U_0$ или обратной U_2 последовательности, при снижении напряжения ниже минимального допустимого, а также при обнаружении неисправности привода.

4.2.3 Релейная защита и автоматика шин 110 кВ

В соответствии с ПУЭ [1] для сборных шин подстанции 110 кВ отдельные устройства релейной защиты должны быть предусмотрены для одиночной секционированной системы шин. В качестве защиты сборных шин подстанций следует предусматривать, как правило, дифференциальную токовую защиту без выдержки времени, охватывающую все элементы, которые присоединены к системе шин.

Дифференциальная защита должна быть выполнена с устройством контроля исправности вторичных цепей задействованных трансформаторов тока, действующим с выдержкой времени на вывод защиты из работы и на сигнал[1, п. 3.2.123].

Защиту шин следует выполнять так, чтобы при опробовании поврежденной системы шин, обеспечивалось селективное отключение системы без выдержки времени[1, п. 3.2.128].

При выборе автоматики шин 110 кВ в соответствии с ПУЭ должно предусматриваться автоматическое повторное включение шин подстанций.

АПВ шин подстанций при наличии специальной защиты шин и выключателей, допускающих АПВ, должно выполняться по одному из двух вариантов [1, п. 3.3.24]:

1) автоматическим опробованием (постановка шин под напряжение выключателем от АПВ одного из питающих элементов);

2) автоматической сборкой схемы; при этом первым от устройства АПВ включается один из питающих элементов (например, линия, трансформатор), при успешном включении этого элемента производится последующее, возможно более полное автоматическое восстановление схемы доаварийного режима путем включения других элементов. АПВ шин по этому варианту рекомендуется

										Лист
										67
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.605.00.ПЗ					

применять в первую очередь для подстанций без постоянного дежурства персонала.

Должна обеспечиваться достаточная чувствительность защиты шин на случай неуспешного АПВ.

Сведем в таблицу 4.3 релейную защиту и автоматику шин 110 кВ.

Таблица 4.3 – Релейная защита и автоматика шин 110 кВ

№	Вид защиты	Вид повреждения
1	ДЗШ	– основная защита от всех видов КЗ
2	ТАПВ	–
3	УРОВ	– отказ выключателя

В качестве защиты для шин 110 кВ выберем шкаф типа ШЭ2607 061 [16]. Так как шкаф предназначен для защиты шин напряжением 110 кВ с фиксированным присоединением элементов и с изменяемой фиксацией присоединения элементов. При этом число защищаемых присоединений не более восемнадцати.

Шкаф содержит реле дифференциальной защиты шин (ДЗШ) с торможением, состоящее из пускового органа (ПО) и избирательных органов первой (ИО1) и второй систем шин (ИО2), реле чувствительного токового органа (ЧТО), реле минимального напряжения, реагирующих на междуфазные напряжения первой и второй систем шин, реле максимального напряжения, реагирующих на напряжения обратной последовательности первой и второй систем шин, реле контроля исправности токовых цепей, комплект УРОВ для шиносоединительного выключателя (ШСВ), логику “очувствления” ДЗШ, логику опробования, логику запрета АПВ, цепи отключения, пуска УРОВ и запрета АПВ.

В шкафу предусмотрен комплект индивидуального УРОВ для ШСВ, причем возможно выполнение универсального УРОВ как по схеме с дублированным пуском, так и по схеме с автоматической проверкой исправности выключателя.

В схеме шкафа предусмотрено действие на запрет АПВ шин:

- при неуспешном АПВ шин;
- при неполнофазном или полнофазном отказе выключателя одного из питающих присоединений;
- при отключении от УРОВ выключателя любого присоединения или от УРОВ выключателя трансформатора при срабатывании его защиты;
- при срабатывании ДЗШ (оперативный запрет АПВ).

Имеется возможность ручного опробования системы шин от ШСВ, ОВ, четырех линий. При этом обеспечивается отключение того выключателя, которым производится опробование.

4.2.4 Релейная защита и автоматика обходного выключателя 110 кВ

В соответствии с ПУЭ на обходном выключателе (ОВ) 110 кВ при наличии шиносоединительного выключателя должны быть предусмотрены защиты (используемые при проверке и ремонте защиты, выключателя и трансформаторов тока любого из элементов, присоединенных к шинам):

- 3-ступенчатая дистанционная защита и токовая отсечка от многофазных КЗ;
- четырехступенчатая токовая направленная защита нулевой последовательности от замыкания на землю.

Рекомендуется предусматривать перевод основных быстродействующих защит линий 110 кВ и выше на обходной выключатель.

Выбор автоматики на обходном выключателе аналогичен выбору автоматики на ЛЭП 220 кВ по п. 3.2.1.

Сведем в таблицу 4.4 релейную защиту и автоматику ОВ 110 кВ.

Таблица 4.4 – Релейная защита и автоматика ОВ 110 кВ

№	Вид защиты	Вид повреждения
1	ДЗ	– многофазные КЗ
2	ТО	– многофазные замыкания
3	ТНЗНП	– однофазные КЗ на землю
4	ТАПВ	–
5	УРОВ	– отказ выключателя

В качестве защиты на ОВ 110 кВ выберем шкаф типа ШЭ 2607 013, так как шкаф содержит по одному комплекту защит, что является целесообразным с точки зрения экономии. Шкаф предназначен в качестве резервной защиты присоединения и автоматики управления обходным выключателем. Применяется для выключателей с трехфазным приводом.

Шкаф содержит по одному комплекту, реализующих функции дифференциальной защиты, токовой направленной защиты нулевой последовательности, токовой отсечки, УРОВ, максимальной токовой защиты, АРПТ. Первый комплект включает дополнительно АУВ и АПВ

Также шкаф может быть использован для защиты линий и автоматики управления линейным выключателем, если требуется оперативное изменение уставок.

4.2.5 Релейная защита и автоматика шиносоединительного выключателя 110 кВ

В соответствии с ПУЭ на шиносоединительном (ШСВ) выключателе должны быть предусмотрены защиты (используемые для разделения систем шин

									Лист
									69
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.605.00.ПЗ				

при отсутствии УРОВ или выведении его или защиты шин из действия, а также для повышения эффективности дальнего резервирования) [1, п. 3.2.129]:

- двухступенчатая токовая защита от многофазных КЗ;
- трехступенчатая токовая защита нулевой последовательности от замыканий на землю.

Допускается установка более сложных защит на шиносоединительном выключателе, если это требуется для повышения эффективности дальнего резервирования.

Выбор автоматики на шиносоединительном выключателе аналогичен выбору автоматики на ЛЭП 110 кВ по п. 3.2.1.

Сведем в таблицу 4.5 релейную защиту и автоматику ШСВ 110 кВ.

Таблица 4.5 – Релейная защита и автоматика ШСВ 110 кВ

№	Вид защиты	Вид повреждения
1	МТЗ	– многофазных КЗ
2	ТЗНП	– однофазные КЗ на землю
3	ТАПВ	–
4	УРОВ	– отказ выключателя

В качестве защиты на ШСВ 110 кВ выберем шкаф ШЭ 2607 015. Шкаф предназначен для управления и защиты ШСВ [16]. Выполненный на базе терминала БЭ2704V015, реализует функции автоматики управления выключателем (АУВ), АПВ, УРОВ и дополнительно содержит максимальную токовую защиту (МТЗ) от междуфазных КЗ и токовую ненаправленную защиту нулевой последовательности (ТЗНП) от КЗ на землю.

АУВ формирует сигналы на включение и отключение выключателя по командам “Включить” и “Отключить”, обеспечивает контроль положения выключателя “Включено” и “Отключено”, блокировку выключателя от многократных включений, фиксацию положения выключателя.

АПВ обеспечивает однократное или двукратное автоматическое повторное включение выключателя. Пуск АПВ реализован с контролем напряжений на шинах и функциями контроля отсутствия, наличия, или синхронизма напряжений. При контроле синхронизма фиксируются разность модулей векторов напряжений с обеих сторон включаемого выключателя, разность углов между векторами напряжений и разность частот напряжений.

Функция УРОВ шкафа реализует принцип индивидуального устройства, причем возможно выполнение универсального УРОВ как по схеме с дублированным пуском, так и по схеме с автоматической проверкой исправности выключателя.

Максимальная токовая защита выполнена двухступенчатой. Токовая ненаправленная защита нулевой последовательности содержит три ступени. Имеется возможность ускорения действия МТЗ, ТЗНП при включении выключателя.

Питание оперативным постоянным током терминала, цепей электромагнитов включения и первой группы электромагнитов отключения, цепей второй группы электромагнитов отключения выполнены отдельно, благодаря чему обеспечивается возможность отключения выключателя даже при неисправном терминале. При этом обеспечивается правильная сигнализация положения выключателя.

4.3. Релейная защита и автоматика РУ НН 10 кВ

Релейная защита электрооборудования класса напряжения 10 кВ реализована на базе микропроцессорных терминалов, которые предназначены для установки в релейных отсеках КРУ.

4.3.1. Релейная защита и автоматика КЛ 10 кВ

В соответствии с ПУЭ для линий в сетях 10 кВ с изолированной нейтралью должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от многофазных замыканий и от однофазных замыканий на землю.

Защиту от многофазных замыканий следует предусматривать в двухфазном исполнении и включать в одни и те же фазы по всей сети данного напряжения для обеспечения отключения в большинстве случаев двойных замыканий на землю только одного места повреждения. Защита должна быть выполнена одно-, двух- или трехрелейной в зависимости от требований чувствительности и надежности.

На одиночных линиях с односторонним питанием от многофазных замыканий должна устанавливаться, как правило, двухступенчатая токовая защита, первая ступень которой выполнена в виде токовой отсечки, а вторая – в виде максимальной токовой защиты с независимой или зависимой характеристикой выдержки времени.

Защита от однофазных замыканий на землю должна быть выполнена в виде [1, п. 3.2.96]:

- селективной защиты (устанавливающей поврежденное направление), действующей на сигнал;
- селективной защиты (устанавливающей поврежденное направление), действующей на отключение, когда это необходимо по требованиям безопасности;
- устройства контроля изоляции; при этом отыскание поврежденного элемента должно осуществляться специальными устройствами; допускается отыскание поврежденного элемента поочередным отключением присоединений.

Защита от однофазных замыканий на землю должна быть выполнена, как правило, с использованием трансформаторов тока нулевой последовательности. Защита в первую очередь должна реагировать на установившиеся замыкания на землю; допускается также применение устройств, регистрирующих кратковременные замыкания, без обеспечения повторности действия.

									Лист
									71
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.605.00.ПЗ				

Защита от однофазных замыканий на землю, действующая на отключение без выдержки времени по требованиям безопасности, должна отключать только элемент, питающий поврежденный участок; при этом в качестве резервной должна быть предусмотрена защита, выполняемая в виде защиты нулевой последовательности с выдержкой времени около 0,5 с, действующая на отключение всей электрически связанной сети – секции шин или питающего трансформатора.

В соответствии с НТП ПС [15, п. 9.15.4] на отходящих фидерах необходимо предусматривать:

- максимальную токовую защиту;
- токовую отсечку;
- защиту от замыканий на землю;
- дуговую защиту;
- УРОВ.

Защита от дуговых замыканий должна выполняться с контролем тока [15, п. 9.15.6].

На линиях, питающих внешних потребителей, должна предусматриваться селективная сигнализация при однофазных замыканиях на землю.

На каждом выключателе 6–35 кВ присоединений, отказ выключателя которых не резервируется защитами других присоединений, должно предусматриваться устройство резервирования при отказе выключателя (УРОВ) с пуском от защит присоединений.

УРОВ присоединений 6-35 кВ допускается выполнять в виде действия защиты присоединения с дополнительной выдержкой времени (времени УРОВ) на отключение питающих присоединений.

Сведем в таблицу 4.6 релейную защиту и автоматику КЛ 10 кВ.

Таблица 4.6 – Релейная защита и автоматика КЛ 10 кВ

№	Вид защиты	Вид повреждения
1	ТО	– от многофазных замыканий
2	МТЗ	– от многофазных замыканий
3	ОЗЗ	– защита от замыканий на землю
4	УРОВ	– отказ выключателя

Для выполнения функций релейной защиты, автоматики, управления и сигнализации КЛ с номинальным напряжением 10 кВ установим микропроцессорный терминал типа БЭ2502А01.

Терминал осуществляет функции трехступенчатой максимальной токовой защиты (МТЗ) от междуфазных повреждений, защиты от однофазных замыканий на землю (ЗОЗЗ), защиты от дуговых замыканий (ЗДЗ), устройства резервирования отказа выключателя (УРОВ), двукратного автоматического повторного включения выключателя (АПВ), автоматики управления выключателем (АУВ), выполнения команд внешних воздействий автоматической

частотной разгрузки (АЧР) с частотным автоматическим повторным включением (ЧАПВ) и противоаварийной автоматики (ПАА) [18].

Терминал выполняется по индивидуальной карте заказа.

4.3.2. Релейная защита и автоматика секционного выключателя 10 кВ

В соответствии с ПУЭ секционном выключателе 3–35 кВ должна быть предусмотрена двухступенчатая токовая защита от многофазных КЗ.

Устройства АВР должны предусматриваться для восстановления питания потребителей путем автоматического присоединения резервного источника питания при отключении рабочего источника питания, приводящем к обесточению электроустановок потребителя.

Устройства АВР могут устанавливаться на трансформаторах, линиях, секционных и шиносоединительных выключателях, электродвигателях и т. п.

Для обеспечения действия АВР при обесточении питаемого элемента в связи с исчезновением напряжения со стороны питания рабочего источника (например, для случаев, когда релейная защита рабочего элемента действует только на отключение выключателей со стороны питания) в схеме АВР должен предусматриваться пусковой орган напряжения. Указанный пусковой орган при исчезновении напряжения на питаемом элементе и при наличии напряжения со стороны питания другого рабочего источника должен действовать с выдержкой времени на отключение выключателя своего рабочего источника питания с приемной стороны.

При действии устройства АВР, когда возможно включение выключателя на КЗ, как правило, должно предусматриваться ускорение действия защиты этого выключателя. При этом должны быть приняты меры для предотвращения отключения резервного питания по цепи ускорения защиты за счет бросков тока включения.

В соответствии с НТП [15, п. 9.15.2] на секционном выключателе предусматривать:

- максимальную токовую защиту;
- дуговую защиту;
- автоматическое включения резерва (АВР).

В настоящее время выполняют АВР с запретом при действии на отключение внутренних и внешних токовых защит.

Требования к УРОВ приведены выше в п. 3.3.2.

Сведем в таблицу 4.7 релейную защиту и автоматику СВ 10 кВ.

Таблица 4.7 – Релейная защита и автоматика СВ 10 кВ

№	Вид защиты	Вид повреждения
1	МТЗ	– от многофазных замыканий
2	АВР с пуском по напряжению	– для восстановления питания, на ТН секции
3	УРОВ	– отказ выключателя

Для выполнения функций релейной защиты, автоматики, управления и сигнализации СВ с номинальным напряжением 10 кВ установим микропроцессорный терминал типа БЭ2502А02.

Терминал осуществляют функции трехступенчатой максимальной токовой защиты от междуфазных повреждений (МТЗ), защиты от дуговых замыканий (ЗДЗ), логической защиты шин (ЛЗШ), устройства резервирования отказа выключателя (УРОВ), автоматического включения резерва (АВР), автоматики управления выключателем (АУВ) [19].

Терминал выполняется по индивидуальной карте заказа.

4.3.3. Релейная защита и автоматика вводного выключателя 10 кВ

В соответствии с НТП [15, п. 9.15.1] на вводных ячейках необходимо предусматривать:

- максимальную токовую защиту с возможностью комбинированного пуска по напряжению;
- дуговую защиту;
- защиту минимального напряжения;
- УРОВ.

Защита от дуговых замыканий должна выполняться с контролем тока [15, п. 9.15.5].

В соответствии ПУЭ [1, п. 3.3.2] устройства АПВ должны предусматриваться для быстрого восстановления питания потребителей или межсистемных и внутрисистемных связей путем автоматического включения выключателей, отключенных устройствами релейной защиты.

Должно предусматриваться автоматическое повторное включение шин подстанции.

Сведем в таблицу 4.8 устройства релейной защиты и автоматики вводного выключателя 10 кВ.

Таблица 4.8 – Релейная защита и автоматика вводного выключателя 10 кВ

№	Вид защиты	Вид повреждения (примечание)
1	МТЗ	– от многофазных замыканий
2	ЗМН	–
3	УРОВ	– отказ выключателя

Для выполнения функций релейной защиты, автоматики, управления и сигнализации рабочих вводов в сетях с номинальным напряжением 10 кВ установим микропроцессорный терминал типа БЭ2502А03.

Терминал осуществляет функции трехступенчатой максимальной токовой защиты от междуфазных повреждений (МТЗ), защиты от несимметричного режима (ЗНР), защиты от дуговых замыканий (ЗДЗ), логической защиты шин (ЛЗШ), устройства резервирования отказа выключателя (УРОВ), однократного

автоматического повторного включения выключателя (АПВ), автоматического включения резерва (АВР), автоматики управления выключателем (АУВ) [20].

4.3.4. Релейная защита и автоматика шин 10 кВ

В соответствии с ПУЭ специальные устройства релейной защиты для одиночной секционированной и двойной систем шин 6-10 кВ понижающих подстанций, как правило, не следует предусматривать, а ликвидация КЗ на шинах должна осуществляться действием защит трансформаторов от внешних КЗ и защит, установленных на секционном или шиносоединительном выключателях. В целях повышения чувствительности и ускорения действия защиты шин мощных подстанций допускается применять защиту, включенную на сумму токов питающих элементов.

Защиту шин следует выполнять так, чтобы при опробовании поврежденной системы или секции шин обеспечивалось селективное отключение системы (секции) без выдержки времени.

В соответствии с НТП [15, п. 9.15.3] на каждой секции шин должна быть предусмотрена:

- дуговая защита шин – защита без выдержки времени на отключение питающих элементов;

- логическая защита шин, то есть совокупность защит установленных на выключателях секционном, вводном и кабельной линии. Она представляет собой отсечку, устанавливаемую на вводных и секционном выключателях. При КЗ на шинах поврежденная секция отключается без выдержки времени. При КЗ на любом отходящем присоединении сработавшая защита поврежденного присоединения блокирует действие отсечки ввода или секционного выключателя;

- сигнализация замыканий на землю – неселективная сигнализация, срабатывающая при замыкании на землю в любой точке электрически связанной сети 10 кВ.

В соответствии с ПУЭ [15, п. 3.3.25] на двухтрансформаторных понижающих подстанциях при отдельной работе трансформаторов, как правило, должны предусматриваться устройства АПВ шин низшего напряжения в сочетании с устройствами АВР; при внутренних повреждениях трансформаторов должно действовать АВР, при прочих повреждениях – АПВ.

Автоматическое ограничение снижения частоты должно выполняться с таким расчетом, чтобы при любом возможном дефиците мощности в энергообъединении, энергосистеме, энергоузле возможность снижения частоты ниже уровня 45 Гц была исключена полностью, время работы с частотой ниже 47 Гц не превышало 20 с, а с частотой ниже 48,5 Гц - 60 с.

Автоматическая частотная разгрузка предусматривает отключение потребителей небольшими долями по мере снижения частоты (АЧР I) или по мере увеличения продолжительности существования пониженной частоты (АЧР II).

										Лист
										75
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.605.00.ПЗ					

Устройства АЧР должны устанавливаться, как правило, на подстанциях энергосистемы. Допускается их установка непосредственно у потребителей под контролем энергосистемы.

Объемы отключения нагрузки устанавливаются, исходя из обеспечения эффективности при любых возможных дефицитах мощности; очередность отключения выбирается так, чтобы уменьшить ущерб от перерыва электроснабжения, в частности должно применяться большее число устройств и очередей АЧР, более ответственные потребители должны подключаться к более дальним по вероятности срабатывания очередям.

Действие АЧР должно быть согласовано с работой устройств АПВ и АВР. Недопустимо уменьшение объема АЧР за счет действия устройств АВР или персонала.

Устройства ЧАПВ используются для уменьшения перерыва питания отключенных потребителей в условиях восстановления частоты в результате реализации резервов генерирующей мощности, ресинхронизации или синхронизации по отключившейся электропередаче.

При размещении устройств и распределении нагрузки по очередям ЧАПВ следует учитывать степень ответственности потребителей, вероятность их отключения действием АЧР, сложность и длительность неавтоматического восстановления электропитания. Как правило, очередность включения нагрузки от ЧАПВ должна быть обратной по сравнению с принятой для АЧР.

Сведем в таблицу 4.9 устройства релейной защиты и автоматики шин 10 кВ.

Таблица 4.9 – Релейная защита и автоматика шин 10 кВ

№ п./п.	Вид защиты(автоматики)	Исполнение	Примечание
1	Дуговая защита	в ячейках КРУ	с контролем тока
2	УКИ		на ТН секции
3	ЛЗШ		
4	АЧР	2 ступени	
5	ЧАПВ		

Защита шин реализуется совместным действием терминалов отходящих присоединений и терминалов вводного и секционного выключателей.

При КЗ на шинах, ток КЗ не протекает ни в одной защите отходящей линии, поэтому отсечка не блокируется. Последствия дугового короткого замыкания в распределительных устройствах низкого напряжения могут быть очень тяжелыми. Дуговой разряд способен вывести из строя дорогое оборудование и вызвать продолжительные и дорогостоящие простои. Кроме того, электрическая дуга может нанести тяжелые травмы персоналу. Причинами дуги могут быть, например, повреждение изоляции, неисправность оборудования, неправильные соединения, перенапряжения, загрязнение, влага и т.д. Воздействие этих факторов можно предотвратить надлежащим техническим обслуживанием. Кроме того, к коротким замыканиям через дугу могут также приводить ошибки

персонала. При обнаружении и минимизации последствий дугового разряда ключевым фактором является время. Дуговой разряд, в течение 500 мс способен значительно повредить изоляцию. При длительности дугового разряда менее 100 мс, повреждения часто имеют меньший масштаб, а если дуга устраняется меньше чем за 35 мс, повреждения почти незаметны.

Для реализации на подстанции ЗДЗ установим устройство дуговой защиты ОВОД-МД. Устройство предназначено для защиты шкафов комплектных распределительных устройств подстанций 0,4-35 кВ при возникновении в них коротких замыканий, сопровождаемых открытой электрической дугой.

4.3.5. Релейная защита и автоматика трансформатора напряжения 10 кВ на секции НН

Для выполнения функций релейной защиты, автоматики, контроля и сигнализации трансформатора напряжения секции в сетях с номинальным напряжением 6 кВ установим микропроцессорный терминал типа БЭ2502А04.

Терминал осуществляет функции трехступенчатой автоматики ограничения снижения напряжения (АОСН), защиты от повышения напряжения (ЗПН), защиты от однофазных замыканий на землю (ЗОЗЗ) по напряжению нулевой последовательности $3U_0$, измерительного органа (ИО) напряжения обратной последовательности, контроля исправности трансформаторов напряжения (ТН), автоматической частотной разгрузки (АЧР), автоматического включения резерва (АВР) [16].

Защита минимального напряжения: ЗМН выполнена трехступенчатой. Каждая из ступеней ЗМН-1, ЗМН-2 и ЗМН-3 срабатывает при снижении всех трех напряжений ниже уставок соответствующих ИО минимального напряжения.

При срабатывании ЗМН-1 и ЗМН-2 формируются импульсные сигналы, действующие на отключение выключателя (через терминал защиты ввода или секционного выключателя).

Предусмотрена возможность использования функции ЗМН в качестве автоматики ограничения снижения напряжения.

Защита от повышения напряжения: ЗПН срабатывает при превышении порогового уровня хотя бы одного из трех линейных напряжений и возвращается в исходное состояние при снижении всех трех напряжений ниже уставки ИО минимального напряжения.

Защита от однофазных замыканий на землю: ЗОЗЗ реализована по напряжению нулевой последовательности $3U_0$.

АЧР содержит две очереди: АЧР-I и АЧР-II, а также частотное автоматическое повторное включение (ЧАПВ). Предусмотрена возможность блокирования обеих очередей АЧР от ИО, реагирующего на скорость понижения частоты напряжения $\Delta F/\Delta T$.

									Лист
									77
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.605.00.ПЗ				

4.4. Продольная дифференциальная токовая защита (ДЗТ) трансформатора

На проектируемой подстанции установлен понижающий двухобмоточный трансформатор 115/11 кВ мощностью 63 МВА. Трансформатор имеет встроенное регулирование напряжения под нагрузкой (РПН) в нейтрали ВН в пределах $\pm 12\%$ номинального напряжения. Исходная схема для расчета приведена на рисунке 2.1. Расчет тока короткого замыкания выполнен в п.2.2.

4.4.1. Параметрирование терминала

Схема соединения силового трансформатора ВН/НН1/НН2 – $Y_0/\Delta/\Delta$.

Вторичные обмотки главных ТТ на всех сторонах соединены по схеме «звезда» (Табл. 4.10):

Таблица 4.10

Сторона	Наимен.	Сх. соед. обм. тр-ра	Сх. соед. втор. обм. ТТ	Сх. вкл. ТТ на ст. 3(4)	К _{ТТ}
1	ВН	$Y(K_{сх,обм,ВН}=1)$	$Y(K_{сх,ТТ,ВН}=1)$	-	200/5
2	НН 1	$\Delta(K_{сх,обм,НН1}=\sqrt{3})$	$Y(K_{сх,ТТ,НН1}=1)$	$K_{вкл,ТТ,НН1}=1$	1000/5
3	НН 2	$\Delta(K_{сх,обм,НН2}=\sqrt{3})$	$Y(K_{сх,ТТ,НН2}=1)$	$K_{вкл,ТТ,НН2}=1$	1000/5

Таким образом, в зависимости от схемы соединения обмоток силового трансформатора, от схемы соединения вторичных обмоток главных ТТ соответствующей стороны и от схемы включения ТТ НН (на фазные/линейные токи) параметр «Схема соединения стороны 1/3, (1/3,2/3)» выбирается в соответствии с выражением [18]:

$$K_{сх,стор/2(3)} = \frac{K_{сх,обм,стор}}{K_{сх,обм,2(3)}} \cdot \frac{K_{сх,ТТ,стор}}{K_{сх,ТТ,3(4)} \cdot K_{вкл,ТТ,2(3)'}}$$

где $K_{сх,обм,стор}$ – коэффициент, учитывающий схему соединения обмотки силового трансформатора соответствующей стороны. $K_{сх,обм,стор} = 1$ – если обмотка соответствующей стороны силового трансформатора собрана в «звезду» и $K_{сх,обм,стор} = \sqrt{3}$ – если обмотка силового трансформатора собрана в «треугольник»;

$K_{сх,обм,2(3)}$ – коэффициент, учитывающий схему соединения обмотки НН силового трансформатора;

$K_{сх,ТТ,стор}$ – коэффициент, учитывающий схему соединения вторичных обмоток главных ТТ соответствующей стороны трансформатора. $K_{сх,ТТ,стор} = 1$ – если вторичная обмотка главного ТТ соответствующей стороны трансформатора собрана в «звезду» и $K_{сх,ТТ,стор} = \sqrt{3}$ – если вторичная обмотка главного ТТ собрана в «треугольник»;

$K_{сх,ТТ,2(3)}$ – коэффициент, учитывающий схему соединения вторичных обмоток главных ТТ на стороне НН. Схема соединения вторичных обмоток главных ТТ на стороне НН всегда должна быть по схеме «звезда» ($K_{сх,ТТ,3(4)} = 1$);

$K_{\text{ВКЛ,ТТ,2(3)}}$ – коэффициент, учитывающий схему включения ТТ НН на линейные/фазные токи. При определении «Схемы соединения стороны» для терминалов защит трансформатора БЭ2704 041, БЭ2704 042 принимаем $K_{\text{ВКЛ,ТТ,2(3)}} = 1$, т.е. считается, что ТТ НН всегда устанавливаются за «треугольником».

Получаем:

$$K_{\text{СХ,ВН/НН1}} = \frac{K_{\text{СХ,ОБМ,СТОП}}}{K_{\text{СХ,ОБМ,2}}} \cdot \frac{K_{\text{СХ,ТТ,СТОП}}}{K_{\text{СХ,ТТ,2}} \cdot K_{\text{ВКЛ,ТТ,2}}} = \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot \frac{1}{1 \cdot 1} = \frac{1}{\sqrt{3}}$$

$$K_{\text{СХ,ВН/НН2}} = \frac{K_{\text{СХ,ОБМ,СТОП}}}{K_{\text{СХ,ОБМ,3}}} \cdot \frac{K_{\text{СХ,ТТ,СТОП}}}{K_{\text{СХ,ТТ,3}} \cdot K_{\text{ВКЛ,ТТ,3}}} = \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot \frac{1}{1 \cdot 1} = \frac{1}{\sqrt{3}}$$

В зависимости от результата расчета $K_{\text{СХ,ВН/НН1}}$ и $K_{\text{СХ,ВН/НН2}}$ в соответствии с Приложением Б таблицей Б.1, выбирается значение параметра : «Схема соединения ВН/НН1» – Y/Δ; «Схема соединения СН/НН1» – Y/Δ.

Первичные токи трансформатора, соответствующие типовой мощности, составляют:

–на стороне ВН 110 кВ: $I_{\text{НОМ,ВН}} = \frac{S_{\text{НОМ.ТР}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{СТОП}}} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 158(A),$

–на стороне НН1 и НН2 10 кВ: $I_{\text{НОМ,НН1(НН2)}} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 3307 (A).$

Базисные токи по сторонам соответственно равны:

–на стороне ВН 110кВ: $I_{\text{БАЗ,ВН}} = \frac{K_{\text{СХ,ТТ,ВН}} \cdot K_{\text{АТ,ВН}}}{K_{\text{ТТ,ВН}}} \cdot I_{\text{НОМ,ВН}} = \frac{1 \cdot 1}{200/5} \cdot 158 = 3,95 (A),$

–на стороне НН1 и НН2 10 кВ: $I_{\text{БАЗ,НН1(НН2)}} = \frac{1 \cdot 1}{1000/5} \cdot 3307 = 16,5 (A),$

4.4.2. Расчет и выбор параметров срабатывания ДТЗ

4.4.2.1. Ток начала торможения ДТЗ

Согласно методическим указаниям расчета уставок защит трансформаторов фирмы ООО НПП «ЭКРА» [18, п.1.3.1] принимаем ток начала торможения равным $I_{\text{T,0}} = 1,0$.

4.4.2.2. Относительный начальный ток срабатывания ДТЗ

Относительный начальный ток срабатывания ДТЗ определяется в соответствии с выражением:

$$I_{\text{Д,0}} \geq K_{\text{ОТС}} \cdot I_{\text{НБ,РАСЧ*}} = K_{\text{ОТС}} \cdot I_{\text{НБ,РАСЧ*}} (K_{\text{ОДН}} \cdot K_{\text{ПЕР}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{ВЫР}} + \Delta f_{\text{ПТТ}}) \cdot I_{\text{T,0,РАСЧ}}$$

						Лист
					13.03.02.2017.605.00.ПЗ	79
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки, учитывающий погрешности измерительного органа терминала, ошибки расчета и необходимый запас. Может быть принят равным из диапазона от 1,1 до 1,3, для расчета возьмем $K_{отс} = 1,3$;

$I_{нб,расч*}$ – относительный ток небаланса в переходном режиме работы защищаемого трансформатора;

$K_{пер}$ – коэффициент, учитывающий переходный процесс, в соответствии с [18] следует принимать: $K_{пер} = 2$ – при использовании на разных сторонах защищаемого трансформатора разнотипных трансформаторов тока;

$K_{одн}$ – коэффициент однотипности трансформатора тока всегда следует принимать равным 1;

ε – относительное значение полной погрешности ТТ в режиме, соответствующем установившемуся КЗ. В соответствии с [18] полная погрешность для ТТ 10Р составляет 0,1;

$\Delta U_{рпн}$ – относительная погрешность, обусловленная наличием РПН, принимается равной большему значению диапазона регулирования $\Delta U_{рпн} = \max(\Delta U_{рпн,MAX}; \Delta U_{рпн,MIN})$ для выбранного силового трансформатора равна 0,08;

$\Delta f_{выр}$ – относительная погрешность выравнивания токов плеч. Данная погрешность определяется погрешностями входных ТТ и аналого-цифровыми преобразователями терминала. Может быть принята равной $\Delta f_{выр} = 0,02$ [18];

$\Delta f_{птт}$ – относительная погрешность выравнивания внешнего трансформатора, используемого для выравнивания значения базисного тока соответствующей стороны. В нашем случае внешний промежуточный выравнивающий трансформатор не используется, поэтому $\Delta f_{птт} = 0$;

$I_{т.0,расч}$ – расчетное значение тока начала торможения, в качестве которого принимается принятое значение уставки (фирмой «ЭКРА» рекомендуется вне зависимости от принятого значения уставки принимать данное расчетное значение $I_{т.0,расч}$ равным 1 [18]).

Получаем относительный начальный ток срабатывания:

$$I_{д.0} = 1,3 \cdot (1 \cdot 2 \cdot 0,1 + 0,08 + 0,02 + 0) \cdot 1 = 0,39$$

Принимаем $I_{д.0} = 0,4$.

4.4.2.3. Коэффициент торможения

Определяется коэффициент торможения в соответствии со следующим выражением:

$$K_T \geq \frac{K_{отс} \cdot I_{нб} - I_{д.0}}{I_T - I_{т.0}},$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки, принимаемый $K_{отс} = 1,1$;

$I_{д.0}$ – принятое значение минимального тока срабатывания;

$I_{т.0}$ – принятое значение тока начала торможения;

									Лист
									80
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

13.03.02.2017.605.00.ПЗ

$I_{НБ}$ – расчетный ток небаланса, вызванный протеканием по защищаемому трансформатору, ошиновке НН трансформатора сквозного тока и рассчитываемый по выражению:

$$I_{НБ.РАСЧ*} = (K_{ОДН} \cdot K_{ПЕР} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{ВЫР} + \Delta f_{ПТТ}) \cdot I_{СКВ*}$$

где ε – относительное значение полной погрешности ТТ в режиме КЗ. В соответствии с [18] для ТТ 10Р погрешность принимается – 0,1.

$I_{СКВ*}$ – максимальное значение тока, равное току внешнего металлического КЗ, приведенное к базисному току стороны внешнего КЗ, определяемый по выражению:

$$I_{СКВ*} = \frac{I_{КЗ.НН}}{K_T} \cdot \frac{1}{I_{НОМ.ТР}},$$

где $I_{КЗ.НН}$ – ток внешнего КЗ на низкой стороне, $I_{КЗ.НН} = 14,648$ кА [18, п. 2.2];
 K_T – коэффициент трансформации:

$$K_T = \frac{U_{НН}}{U_{ВН}};$$

$I_{НОМ.ТР}$ – номинальный ток силового трансформатора:

$$I_{НОМ.ТР} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 165,33 \text{ (А)};$$

I_T – расчетный тормозной ток, определяемый по выражению:

$$I_T = \sqrt{I_{СКВ*} \cdot (I_{СКВ*} - I_{НБ}) \cdot \cos \beta},$$

Принимаем для расчета $\varepsilon = 0,10$, $\beta = 15^\circ$.

Тогда согласно выше перечисленным формулам получаем:

$$I_{СКВ*} = \frac{14648 \cdot 10,5}{110} \cdot \frac{1}{165,33} = 4,23;$$

$$I_{НБ.РАСЧ*} = (1 \cdot 2 \cdot 0,1 + 0,08 + 0,02 + 0) \cdot 4,23 = 1,269;$$

$$I_T = \sqrt{4,23 \cdot (4,23 - 1,269) \cdot \cos 15^\circ} = 3,5;$$

$$K_T \geq \frac{1,3 \cdot 1,269 - 0,4}{3,5 - 1} = 0,49.$$

Принимаем $K_T = 0,5$.

4.4.2.4. Ток торможения блокировки ДТЗ

					13.03.02.2017.605.00.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		81

Для исключения отказа защиты при максимальных нагрузках трансформатора рассчитаем ток торможения блокировки в соответствии с выражением:

$$I_{Т.БЛ} = K_{ОТС} \cdot K_{пред.нагр} \cdot I_{НОМ*},$$

где $K_{ОТС}$ – коэффициент отстройки, принимали равным 1,3;

$K_{пред.нагр}$ – коэффициент, определяющий предельную нагрузочную способность трансформатора в зависимости от его мощности, принимается из диапазона от 1,5 до 2,0: $K_{пред.нагр} = 1,8$ – для трансформаторов средней мощности;

$I_{НОМ*}$ – относительный номинальный ток трансформатора определяемый по выражению:

$$I_{НОМ*} = \frac{I_{НОМ,НАГР}}{I_{БАЗ.СТОП}} \cdot \frac{K_{сх,ТТ,СТОП}}{K_{ТТ,СТОП}}.$$

Тогда ток торможения блокировки:

$$I_{Т.БЛ} = K_{ОТС} \cdot K_{пред.нагр} \cdot \frac{I_{НОМ,НАГР}}{I_{БАЗ.СТОП}} \cdot \frac{K_{сх,ТТ,СТОП}}{K_{ТТ,СТОП}} = 1,3 \cdot 1,8 \cdot \frac{158}{3,95} \cdot \frac{1}{200/5} = 2,34;$$

Принимаем значение тока торможения блокировки $I_{Т.БЛ} = 2,4$.

4.4.2.5. Ток срабатывания дифференциальной отсечки

По условию отстройки от БТН:

$$I_{ОТС*} \geq 6,5,$$

Также по условию отстройки от максимального тока небаланса при внешнем КЗ, определяемого по выражению:

$$I_{ОТС*} = 1,5 \cdot I_{КЗ} \cdot (K_{ОДН} \cdot K_{ПЕР} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{ВЫР} + \Delta f_{ПТТ});$$

$$I_{ОТС*} = 1,5 \cdot \frac{2230 \cdot 1}{3,95 \cdot 200/5} \cdot (1 \cdot 2 \cdot 0,1 + 0,08 + 0,02 + 0) = 6,35.$$

Принимаем $I_{ОТС*} = 6,5$.

4.4.2.6. Уровень блокировки по 2-ой гармонике

Принимаем $K_{2БЛ} = 0,1$.

На рисунке 4.1 представлена характеристика срабатывания, построенная по рассчитанным уставкам.

										Лист
										82
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.605.00.ПЗ					

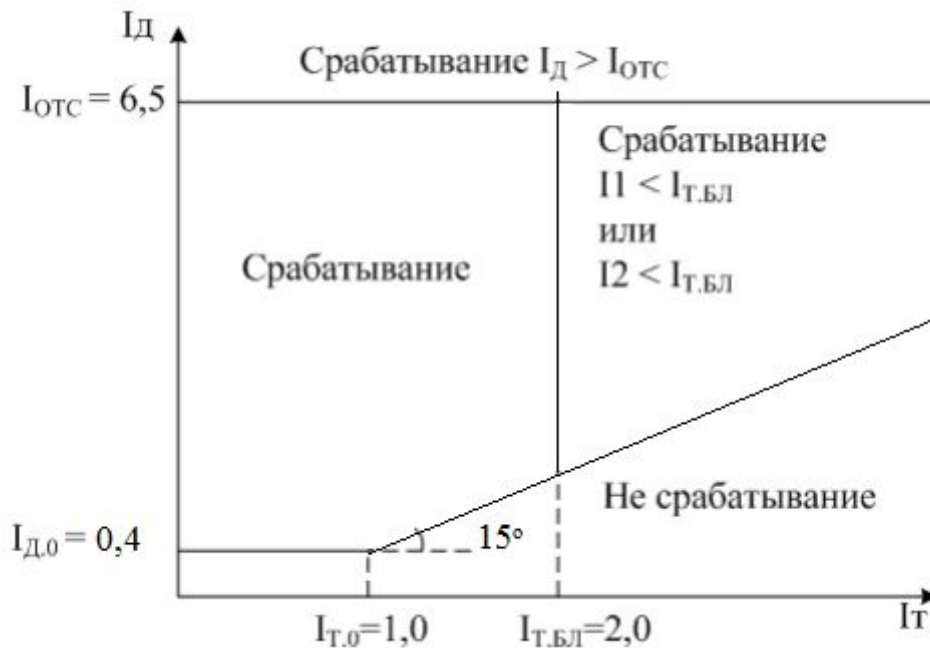


Рисунок 4.1 – Характеристика срабатывания

4.4.2.7. Проверка чувствительности ДТЗ трансформатора

Коэффициент чувствительности найдем по следующей формуле:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{min}} \cdot K_{\text{T}} \cdot \frac{1}{I_{\text{ном.тр}}}}{I_{\text{Д,0}}}$$

где I_{min} - ток КЗ в минимальном режиме работы при $S_{\text{кз(С1)}}=8000$ МВА,
 $S_{\text{кз(С2)}}=5000$ МВА рассчитанный в программе «ТоКо», $I_{\text{min}} = 14,582$ кА.
 Следовательно, получаем:

$$K_{\text{ч}} = \frac{14582 \cdot \frac{10,5}{220} \cdot \frac{1}{162,33}}{0,39} = 11.$$

Таким образом, минимальный расчетный коэффициент чувствительности $K_{\text{ч}} = 11$. Чувствительность защиты обеспечивается с большим запасом ($K_{\text{ч}} > 2$) во всём диапазоне токов и во всех режимах.

5 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

5.1. Понятие охраны труда

Охрана труда – система правовых, социально-экономических, организационно-технических, санитарно-гигиенических и лечебно-профилактических мероприятий и средств, обеспечивающих безопасность, сохранение здоровья и работоспособность человека в процессе его трудовой деятельности. Функциями охраны труда являются исследования санитарии и гигиены труда, проведение мероприятий по снижению влияния вредных факторов на организм работников в процессе труда. Основным методом охраны труда является использование техники безопасности. (ГОСТ 12.0.002—2003 ССБТ «Термины и определения»).

Согласно ГОСТ Р 12.0.006-2002 ССБТ на станции предусматривается создание системы управления охраной труда (СУОТ). Назначение СУОТ – обеспечение безопасных условий труда для работников на всех стадиях производственного процесса, создание мер по предупреждению и устранению нарушений норм по охране труда.

Работы на действующем электросиловом оборудовании должны производиться в строгом соответствии с правилами безопасности и правилами технической эксплуатации. Рабочие места должны быть безопасными и безвредными, соответствовать требованиям научной организации труда, эргономики и технической эстетики, чтобы обеспечить здоровые условия труда и способствовать повышению производительности труда всего обслуживающего персонала станции.

5.2 Электробезопасность

Электробезопасность должна обеспечиваться:

- конструкцией электроустановок;
- техническими способами и средствами защиты;
- организационными и техническими мероприятиями.

Требования (правила и нормы) электробезопасности к конструкции и устройству электроустановок устанавливаются в стандартах Системы стандартов безопасности труда (ССБТ), а также в стандартах и технических условиях на электротехнические изделия.

Технические способы и средства, обеспечивающие электробезопасность, должны устанавливаться с учетом:

- номинального напряжения ($U_{ном}$), рода и частоты тока электроустановки;

									Лист
									84
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.605.00.ПЗ				

- способа электроснабжения (от стационарной сети, от автономного или передвижного источника питания);
- режима нейтрали (средней точки) источника питания электроэнергией (изолированная, заземленная нейтраль);
- вида исполнения (стационарные, передвижные, переносные);
- условий внешней среды: особо опасные помещения, помещения с повышенной опасностью, помещения без повышенной опасности, на открытом воздухе (классификация помещений по степени опасности поражения электрическим током определяется в соответствии с Правилами устройства электроустановок);
- возможности снятия напряжения с токоведущих частей, на которых или вблизи которых должны производиться работы;
- характер возможного прикосновения человека к элементам цепи тока: однофазное (однополюсное) прикосновение, двухфазное (двухполюсное) прикосновение; прикосновение к металлическим нетоковедущим частям, оказавшимся под напряжением;
- возможности приближения к токоведущим частям, находящимся под напряжением, на расстояние меньше допустимого или попадания в зону растекания тока;
- видов работ: монтаж, наладка, испытание, эксплуатация электроустановок, осуществляемых в зоне расположения электроустановок, в том числе в зоне воздушных линий электропередачи (ЛЭП).

Требования безопасности при эксплуатации электроустановок на производстве устанавливаются нормативно-технической документацией по охране труда, утверждаемой в установленном порядке, т. е. соответствующими правилами, инструкциями, нормами и т. п. Методы контроля выполнения требований электробезопасности предусматриваются соответствующей нормативно-технической документацией.

5.3. Меры безопасности при проведении работ в электроустановках

Согласно Правилам охраны труда при эксплуатации электроустановок (ПОТЭЭ) при эксплуатации электроустановок не допускается приближение людей, механизмов и грузоподъемных машин к находящимся под напряжением не огражденным токоведущим частям на расстояния менее указанных в таблице 5.3:

										Лист
										85
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.605.00.ПЗ					

Таблица 5.3 - Допустимые расстояния до токоведущих частей

Напряжение, кВ	110	10
Расстояние от людей и применяемых ими инструментов и приспособлений, от временных ограждений, м	1,0	0,6
Расстояния от механизмов и грузоподъемных машин в рабочем и транспортном положении, от стропов, грузозахватных приспособлений и грузов, м	1,5	1,0

Двери помещений электроустановок, камер, щитов и сборок, кроме тех, в которых проводятся работы, должны быть закрыты на замок. Работа на участках ВЛ, расположенных на территории РУ, должна проводиться по нарядам, выдаваемым оперативным персоналом, обслуживающим ВЛ.

На приводах (рукоятках приводов) коммутационных аппаратов с ручным управлением (выключателей, разъединителей) во избежание подачи напряжения на рабочее место должны быть вывешены плакаты «Не включать! Работают люди».

На приводах разъединителей, которыми отключена для работ ВЛ или КЛ, независимо от числа работающих бригад, вывешивается один плакат «Не включать! Работа на линии». Этот плакат вывешивается и снимается по указанию оперативного персонала, ведущего учет числа работающих на линии бригад.

В электроустановках должны быть вывешены плакаты «Заземлено» на приводах разъединителей и выключателей нагрузки, при ошибочном включении которых может быть подано напряжение на заземленный участок электроустановки. Для временного ограждения токоведущих частей, оставшихся под напряжением, могут применяться щиты, ширмы, экраны, изготовленные из изоляционных материалов.

На временные ограждения должны быть нанесены надписи «Стоять! Напряжение» или укреплены соответствующие плакаты.

Осмотр силовых трансформаторов должен выполняться непосредственно с земли или со стационарных лестниц с поручнями. На трансформаторах находящихся в работе или резерве, доступ к смотровым площадкам должен быть закрыт предупреждающими плакатами «Не влезай! Убьет».

На ОРУ скорость движения определяется местными условиями, но не должна превышать 10 км/ч.

6. РАСЧЕТ МОЛНИЕЗАЩИТЫ ОРУ

Молния – это электрический разряд в атмосфере между заряженным облаком и землей или между разноименно заряженными частями облака. Защита от прямых ударов молнии обеспечивается молниеотводами. На данной подстанции будем использовать стержневые молниеотводы, которые состоят из четырех конструктивных элементов: молниеприемника 1, несущей конструкции 2, токоотвода 3 и заземлителя 4 (рис. 6.1).

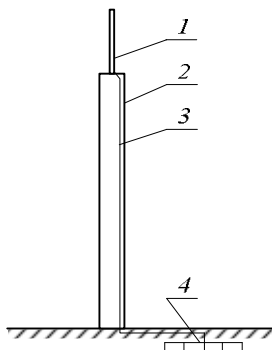


Рисунок 6.1 – Конструкция стержневого молниеотвода

Молниеприемник непосредственно воспринимает прямой удар молнии, поэтому он должен надежно противостоять механическим и тепловым воздействиям тока и высокотемпературного канала молнии. Падение молниеотвода на токоведущие элементы электроустановки может вызвать тяжелую аварию, поэтому несущая конструкция молниеотвода должна иметь высокую механическую прочность, которая исключила бы подобные случаи при эксплуатации оборудования.

Для данного района, где планируется расположение подстанции, характерное количество грозových часов в году 40...60, поэтому по требованиям ПУЭ необходимо организовать молниезащиту.

Расчёт молниезащиты проведём в программе FlashProt.

Размеры ОРУ-110 подстанции: длина – 47 м, ширина 37 м. На поле защиты разместим порталы со следующими параметрами: высота 12 м, длина шинных порталов – 9 м.

Выполним расстановку молниеотводов высотой $h = 20$ м, при надёжности защиты $P_3 = 0,99$ по действующей методике. Произведем расчет защиты. Построим зону защиты на высоте 12 метров, так как высота оборудования не превышает высоты порталов.

Согласно ПУЭ на конструкциях ОРУ 110 кВ и выше стержневые молниеотводы могут устанавливаться при эквивалентном удельном сопротивлении земли в грозовой сезон: до 1000 Ом·м – независимо от площади заземляющего устройства ПС.

									Лист
									87
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.605.00.ПЗ				

На трансформаторных порталах, порталах шунтирующих реакторов и конструкциях ОРУ, удаленных от трансформаторов или реакторов по магистралям заземления на расстоянии менее 15 м, молниеотводы могут устанавливаться при эквивалентном удельном сопротивлении земли в грозовой сезон не более 350 Ом·м.

Эквивалентное удельное сопротивление земли в грозовой сезон составляет 115 Ом·м.

Результаты расчета в программе FlashProt отображены на рисунке 6.2.

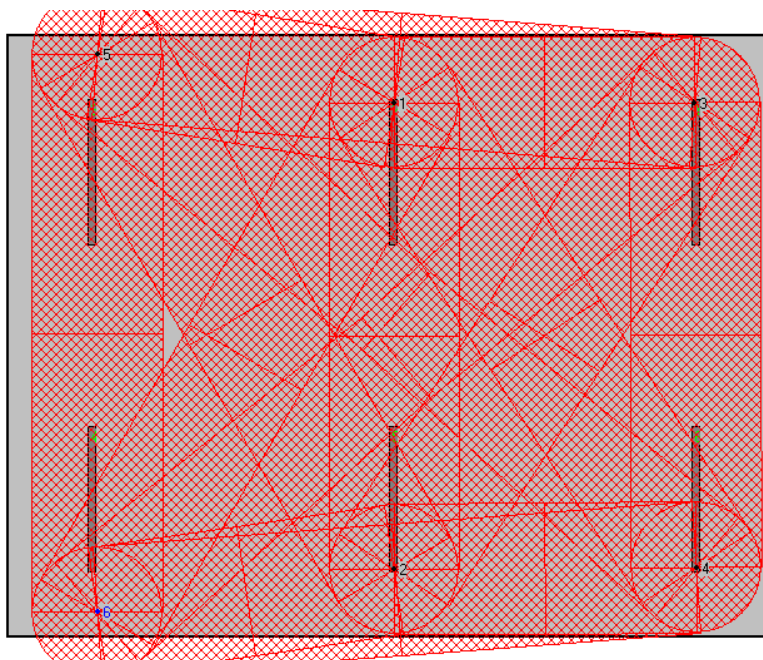


Рисунок 6.2 – Зона защиты молниеотводов на высоте 12 м

Количество молниеотводов составило 6 штук, высота каждого равняется 20 м. Четыре из них расположены на линейных и шинных порталах, два других отдельно стоящие.

Надёжность молниезащиты составляет 0,99.

										Лист
										88
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.605.00.ПЗ					

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе было проведено проектирование подстанции 110/10 кВ «Казачья». Был произведен выбор основного оборудования, отвечающее современным требованиям, проведен расчет токов короткого замыкания.

Проект выполнялся по нормативным документам ФСК ЕЭС, следовательно, имеет актуальность и возможность реализации.

					13.03.02.2017.605.00.ПЗ	Лист
						89
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Правила устройства электроустановок, 6-е и 7-е изд. – Новосибирск, 2007 – 854 с.
2. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2012. – 376 с.; ил.
3. Кабели силовые с изоляцией из сшитого полиэтилена. Каталог продукции ОАО «Электрокабель» Кольчугинский завод».
4. ГОСТ 27514-87. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ. – М.: Изд-во стандартов, 1989, – 41 с.
5. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения ОАО "ФСК ЕЭС" – Москва, 2007 – 132 с.
6. Фокин Ю.А. Надежность и эффективность сетей электрических систем. - М.: Высш. шк., 1989. - 149 с.
7. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ, утв. приказом Минэнерго РФ от 19 июня 2003 г. N 229.
8. Выключатели элегазовые Siemens. Техническая информация.
9. РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. – М.: Изд-во стандартов, 1998, – 131 с.
10. ГОСТ Р 52565-2006
11. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации; РД 34.20.501-95; 15-е издание, переработанное и дополненное.
12. РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. – М.: Изд-во стандартов, 1998, – 131 с.
13. Выключатели вакуумные серии ВВУ-СЭЩ-10. Техническая информация.
14. Измерительные трансформаторы напряжения. Каталог продукции ОАО «Свердловский завод трансформаторов тока».
15. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ ОАО "ФСК ЕЭС" – Москва, 2009 – 96 с.
16. Шабад М. А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей. Изд. 3-е, перераб. и доп. – Ленинград: Энергоатомиздат, 1985 – 297 с.
17. Кабели для цепей контроля и управления. Каталог продукции.
18. Комплектное устройство защиты и автоматики присоединений 6-35 кВ Экра. Руководство эксплуатации.
19. ГОСТ 28249-93. Межгосударственный стандарт. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ.

					13.03.02.2017.605.00.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		90

20. Терминал БЭ2502А03. Руководство эксплуатации.
21. Изолятор АВК-Энерго. Каталог продукции.
22. Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35-750 кВ ОАО "ФСК ЕЭС" – Москва, 2010 – 128с.
23. ГОСТ 1516-03. Методика расчета перенапряжений в сети.
24. Ограничитель перенапряжения ОПН 110/146/10/550-УХЛ1.
25. Многофункциональные трехфазные счетчики электроэнергии А2 АЛЬФА Плюс.
26. Руководящие указания по релейной защите. Вып. 13Б. Релейная защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов 110 – 500 кВ: Расчеты. – М.: Энергоатомиздат, 1985, – 96 с., ил;
27. Измерительные трансформаторы тока с литой изоляцией. Каталог продукции ОАО «Свердловский завод трансформаторов тока».
28. Трансформаторы тока ТРГ-100. Каталог продукции ОАО «Свердловский завод трансформаторов тока».
29. Устройства РЗА присоединений 110-220 кВ. Типовые технические требования ОАО "ФСК ЕЭС" – Москва, 2009 – 29 с.
30. ГОСТ 2213-79. Предохранители переменного тока на напряжение 3 кВ и выше. Общие технические условия.
31. Предохранители ПКТ. Каталог продукции «Альфа-энергетика».

					13.03.02.2017.605.00.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		91