

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Тольяттинский государственный университет»

Институт энергетики и электротехники

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника
(код и наименование направления подготовки, специальности)

Электроснабжение
(направленность (профиль))

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему «Реконструкция электрической части подстанции 110/6 кВ химзавода»

Студент(ка)

Н.А. Егоров

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

В.П. Тараканов

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Консультанты

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Допустить к защите

Заведующий кафедрой д.т.н., профессор В.В. Вахнина _____

« ____ » _____ 2016 г.

Тольятти 2016

Аннотация

В выпускной квалификационной работе бакалавра произведен расчет электрических нагрузок ГПП, выбор и обоснование силовых трансформаторов, расчет токов короткого замыкания и выбор современного оборудования для реконструкции подстанции 110/6 кВ химзавода.

Произведена реконструкция ОРУ-110 кВ с установкой нового оборудования, выбрана новая более надежная схема ОРУ с высоковольтными выключателями вместо отделителей и короткозамыкателей.

В ЗРУ-6 кВ выбраны новые ячейки КРУ, включая высоковольтные выключатели, трансформаторы тока и напряжения, блоки микропроцессорной защиты.

Бакалаврская работа выполнена в объеме 60 страниц, содержит 6 рисунков и 17 таблиц.

Содержание

Введение	5
1 Характеристика объекта проектирования	7
2 Расчет электрических нагрузок ГПП	9
3 Выбор силовых трансформаторов ГПП	13
4 Выбор электрической схемы ГПП	22
5 Расчет токов КЗ	24
6 Выбор электрических аппаратов ОРУ и ЗРУ	28
7 Выбор КРУ	43
8 Выбор микропроцессорной релейной защиты	44
9 Собственные нужды ГПП	55
Заключение	57
Список использованных источников	58

Введение

На промышленном предприятии, стройке, предприятии добывающих и перерабатывающих отраслей промышленности и сельского хозяйства, электрифицированного транспорта, городских и сельских населенных пунктов и других объектов невозможно обеспечить производство, работу технологических установок без использования электрической энергии [1-4].

Совокупность электроустановок для производства и передачи электрической энергии в системе электроснабжения предприятия может быть собственностью предприятия, принадлежать другому предприятию или объединению.

Собственная электростанция может обеспечить электрической энергией все технологические процессы предприятия, передать электрическую энергию к электроприемникам по электрическим сетям, принадлежащим предприятию. Предприятия также могут получать электрическую энергию от электростанций и подстанций, принадлежащих энергетической системе или промышленному предприятию, расположенному по соседству.

Наибольшее распространение получила схема, по которой предприятия получают электрическую энергию от электрических сетей региональной энергосистемы, входящей в единую энергосистему. Электроэнергия производится на электростанциях энергосистемы и передается к месту потребления по ее сетям на напряжении 110-220 кВ. Предприятие имеет понижающую трансформаторную подстанцию, на которой происходит ее преобразование до напряжения распределительных сетей предприятия 6-20 кВ, где электроэнергия распределяется по потребительским подстанциям, а от них - к низковольтным распределительным пунктам и электроприемникам.

Систему электроснабжения (СЭС) можно разделить на три системы: систему внешнего электроснабжения предприятия; систему внутреннего электроснабжения; систему внутрицехового электроснабжения и электропотребления.

К системе внешнего электроснабжения предприятия относятся электроустановки и устройства между узловым распределительным пунктом энергосистемы (УРП) и главной понизительной подстанцией (ГПП) или подстанцией глубокого ввода (ПГВ) предприятия. В качестве номинальных напряжений в системе внешнего электроснабжения промышленного предприятия применяются напряжения 35, 110, 220 кВ.

Грамотно выполненный расчет дает возможность определить оптимальные расчетные величины для выбора электрооборудования подстанции, позволяющие осуществлять ее перспективное развитие и в то же время не допускать перерасхода материалов и денежных средств, выбора трансформаторов, работающих с большой недогрузкой.

Главная понизительная подстанция должна отвечать следующим требованиям: обеспечивать высокую надежность электроснабжения потребителей; соответствие передаваемой электроэнергии требованиям ГОСТ; безопасность эксплуатирующего персонала; экономичность при сооружении и последующей эксплуатации; возможность последующего изменения вместе с требованиями предприятия и технологическим процессом; минимальные потери электроэнергии; отсутствие вредного воздействия на экологию и окружающую среду.

Целью бакалаврской работы является повышение надежности главной понизительной подстанции ГПП-3 «НКНХ» для обеспечения бесперебойного электроснабжения химических заводов.

1 Характеристика объекта проектирования

Компания НКНХ является крупным производителем синтетических каучуков, пластиков и этилена.

ПАО «НКНХ» является одним из крупных потребителей энергоресурсов среди промышленных предприятий Республики Татарстан. За 2014 год компанией потреблено 2566187 тыс. кВт·ч электрической энергии, что в денежном выражении составило 5414 млн. рублей.

С 2000 по 2010 годы успешно выполнены Первая и Вторая программы энергосбережения, которые привели к снижению затрат на покупку энергоресурсов, существенному снижению удельных норм расхода электрической энергии на выпуск продукции. За время действия этих Программ с 2000 по 2010 годы в компании внедрено 875 энергосберегающих мероприятий, в рамках которых экономия достигла 5,2 млн. Гкал тепла, 240 млн. кВт·ч электроэнергии и 156 тыс. тонн условного топлива на сумму 3,3 млрд. рублей.

В ПАО «НКНХ» с 2007 года запущен в работу блок ГТУ-75, который обладает высокими технико-экономическими характеристиками и позволяет повысить надежность электроснабжения предприятия и приводит к повышению маневренности энергетического оборудования Нижнекамской ТЭЦ. За 2007-2014 г. ГТУ-75 произведено 3,737 млрд. кВт·ч электроэнергии.

Согласно Программе реконструкции и модернизации выработавшего ресурс электрооборудования в Компании проводится замена устаревших щитов станций управления (ЩСУ) на современные модели. Реализация данной Программы началась в 2005 году и продлится до 2016 года. Планируется в общей сложности произвести замену 250 ЩСУ, 27 РП и ТП. По этой Программе уже заменено 165 ЩСУ.

При реализации запланированных мероприятий по повышению надежности электроснабжения Нижнекамского промузла в ПАО «НКНХ» завершена реконструкция оборудования на трех главных понизительных

подстанциях: ГПП-9, обслуживающей производства второй промышленной зоны, и ГПП-6, ГПП-7 - первой промзоны.

Произведена замена систем разъединителей открытых распределительных устройств ОРУ-110 кВ. Силовая часть нового оборудования привязана к автоматической системе управления защит.

В результате произведенной реконструкции упростился процесс управления переключениями на подстанции, повысилась надежность всей системы электроснабжения.

В рамках реализации программы повышения надежности электроснабжения на 11 ГПП планируется произвести замену устаревших систем «отделитель - короткозамыкатель» на современные высоковольтные элегазовые выключатели.

ГПП-3 ПАО «НКНХ» введена в эксплуатацию в 1976 году. Все оборудование на подстанции, включая и трансформаторы, польского производства компании «ЭЛТА».

На подстанции установлено два силовых трансформаторами TRD-31500/110/6 производства польской компании «ЭЛТА». Подстанция является проходной. Питание ГПП производится по линиям 110 кВ от ТЭЦ-1 Нижнекамска и от ГПП «Нижнекамская».

От ГПП-3 запитаны заводы СинтезКаучук и БутилКаучук. На территории заводов располагается большое количество потребителей электроэнергии первой категории.

Схема подстанции выполнена с отделителями и короткозамыкателями и согласно программе по повышению надежности электроснабжения и уменьшения рисков перерывов в электроснабжении Нижнекамского промышленного узла планируется их замена на элегазовые выключатели.

2 Расчет электрических нагрузок ГПП

Перечень электрических нагрузок ГПП приведен в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Перечень электрических нагрузок ГПП-3

№	Наименование	Категория надежности	P_{max} , МВт	$\cos\varphi$	Тип ЛЭП	U , кВ
1	ТП-60	I	0,8	0,95	КЛ	6
2	РП - 3, РП - 4	I	3,762	0,96	КЛ	6
3	РП – 2	I	7,000	0,9	КЛ	6
4	РП – 6	I	8,960	0,9	КЛ	6
5	РП – 18	I	9,390	0,9	КЛ	6
6	РП – 19	I	2,400	0,9	КЛ	6
7	РП – 924	I	5,805	0,9	КЛ	6
8	ТП – АГНКС	I	0,9	0,98	КЛ	6
9	ТП – Стр.Лог	I	0,7	0,91	КЛ	6
10	РП – 11	I	11,510	0,9	КЛ	6

Источниками электрической энергии для подстанции являются одноцепные линии электропередач напряжением 110 кВ от ТЭЦ-1 (расстояние 2,91 км) и ГПП «Нижекамская» (расстояние 10 км). Мощность короткого замыкания равна 3500 МВА.

Определим полную мощность потребителей ГПП:

$$S_{in}(t) = \frac{P_{in}(t)}{\cos\phi_{in}(t)}. \quad (2.1)$$

- городские потребители:

$$S_{II.ТП-60} = \frac{P_{ТП-60}}{\cos\phi_{ТП-60}} = \frac{0,8}{0,95} = 0,842 \text{ МВА};$$

– насосная станция (НС):

$$S_{VI.РП-гор} = \frac{P_{РП-гор}}{\cos\phi_{РП-гор}} = \frac{3,762}{0,96} = 3,918 \text{ МВА}$$

– химический завод:

$$S_{X.РП-2} = \frac{P_{РП-2}}{\cos\phi_{РП-2}} = \frac{7,0}{0,9} = 7,777 \text{ МВА};$$

$$S_{X.PII-6} = \frac{P_{PII-6}}{\cos \phi_{PII-6}} = \frac{8,960}{0,9} = 9,955 \text{ MVA};$$

$$S_{X.PII-11} = \frac{P_{PII-11}}{\cos \phi_{PII-11}} = \frac{11,51}{0,9} = 12,788 \text{ MVA};$$

$$S_{X.PII-18} = \frac{P_{PII-18}}{\cos \phi_{PII-18}} = \frac{9,390}{0,9} = 10,433 \text{ MVA};$$

$$S_{X.PII-19} = \frac{P_{PII-19}}{\cos \phi_{PII-19}} = \frac{2,4}{0,9} = 2,6 \text{ MVA};$$

$$S_{X.TII-AGHKC} = \frac{P_{TII-AGHKC}}{\cos \phi_{TII-AGHKC}} = \frac{0,9}{0,98} = 0,918 \text{ MVA};$$

$$S_{X.PII-924} = \frac{P_{PII-924}}{\cos \phi_{PII-924}} = \frac{5,805}{0,9} = 6,45 \text{ MVA};$$

$$S_{X.TII.Cmp.Лог} = \frac{P_{TII.Cmp.Лог}}{\cos \phi_{TII.Cmp.Лог}} = \frac{0,7}{0,91} = 0,769 \text{ MVA}.$$

– нагрузка ГПП в целом:

$$S_{\max}^{\text{ПС}} = \sum S_n^i = S_{II} + S_{VI} + S_{\Sigma X} = 0,842 + 3,918 + 7,777 + 9,955 + 12,788 + 10,433 + 2,6 + 6,45 + 0,918 + 0,769 = 56,443 \text{ MVA}.$$

Определим потребление электроэнергии потребителями:

$$W_n = \sum_{i=1}^n P_{in}(t) \cdot t_{in}. \quad (2.2)$$

– городские потребители:

$$W_{TII-60} = 0,8 \cdot (1 \cdot 2 + 0,8 \cdot 2,6 + 0,6 \cdot 3,6 + 0,3 \cdot 1,76) \cdot 10^3 = 5414,4 \text{ MВм} \cdot \text{ч};$$

– потребители НС:

$$W_{PII-2op.} = 3,762 \cdot (1 \cdot 2,8 + 0,91 \cdot 2,2 + 0,75 \cdot 3,76) \cdot 10^3 = 28944,828 \text{ MВм} \cdot \text{ч};$$

– потребители хим. завода:

$$W_{PII-2} = 7 \cdot (1 \cdot 0,7 + 0,91 \cdot 2 + 0,8 \cdot 1,8 + 0,72 \cdot 2,8 + 0,4 \cdot 1,46) \cdot 10^3 = 45920 \text{ MВм} \cdot \text{ч};$$

$$W_{PII-6} = 8,960 \cdot (1 \cdot 0,7 + 0,91 \cdot 2 + 0,8 \cdot 1,8 + 0,72 \cdot 2,8 + 0,4 \cdot 1,46) \cdot 10^3 = 58777,6 \text{ MВм} \cdot \text{ч};$$

$$W_{PII-11} = 11,51 \cdot (1 \cdot 0,7 + 0,91 \cdot 2 + 0,8 \cdot 1,8 + 0,72 \cdot 2,8 + 0,4 \cdot 1,46) \cdot 10^3 =$$

$$= 75505,6 \text{ MBm} \cdot \text{ч};$$

$$W_{PII-18} = 9,39 \cdot (1 \cdot 0,7 + 0,91 \cdot 2 + 0,8 \cdot 1,8 + 0,72 \cdot 2,8 + 0,4 \cdot 1,46) \cdot 10^3 =$$

$$= 61598,4 \text{ MBm} \cdot \text{ч};$$

$$W_{PII-19} = 2,4 \cdot (1 \cdot 0,7 + 0,91 \cdot 2 + 0,8 \cdot 1,8 + 0,72 \cdot 2,8 + 0,4 \cdot 1,46) \cdot 10^3 =$$

$$= 15744 \text{ MBm} \cdot \text{ч};$$

$$W_{PII-924} = 5,805 \cdot (1 \cdot 0,7 + 0,91 \cdot 2 + 0,8 \cdot 1,8 + 0,72 \cdot 2,8 + 0,4 \cdot 1,46) \cdot 10^3 =$$

$$= 38080,8 \text{ MBm} \cdot \text{ч};$$

$$W_{III-АГНС} = 0,9 \cdot (1 \cdot 0,7 + 0,91 \cdot 2 + 0,8 \cdot 1,8 + 0,72 \cdot 2,8 + 0,4 \cdot 1,46) \cdot 10^3 =$$

$$= 5904 \text{ MBm} \cdot \text{ч};$$

$$W_{III-Смп.Лоз.} = 0,7 \cdot (1 \cdot 0,7 + 0,91 \cdot 2 + 0,8 \cdot 1,8 + 0,72 \cdot 2,8 + 0,4 \cdot 1,46) \cdot 10^3 =$$

$$= 4592 \text{ MBm} \cdot \text{ч}.$$

– электропотребление всей ГПП:

$$W_{ПС} = \sum W_n = 340482,03 \text{ MBm} \cdot \text{ч}.$$

Число часов использования максимума нагрузки:

$$T_m = \frac{W_{ПС}}{\sum P_{\max}} = \frac{W_{ПС}}{P_{\max ПС}}, \text{ч}. \quad (2.3)$$

$$T_m = \frac{340482,03}{51,227} = 6646,53 \text{ ч}.$$

Найдем значение коэффициента заполнения графика нагрузки:

$$K_{зан} = \frac{W_{ПС}}{8760 \cdot P_{\max ПС}} = \frac{T_m}{8760}. \quad (2.4)$$

$$K_{зан} = \frac{6646,53}{8760} = 0,758.$$

На рисунке 2.1 представлен годовой график нагрузки ГПП.

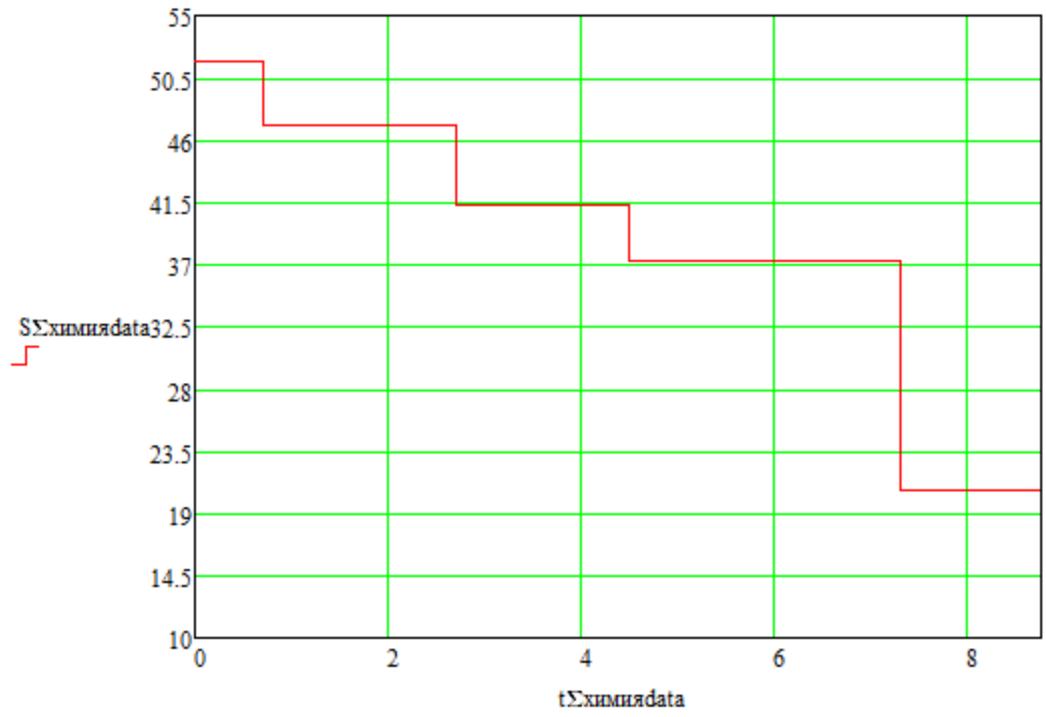


Рисунок 2.1 – Упорядоченный годовой график нагрузки ГПШ

3 Выбор силовых трансформаторов ГПП

Работа силовых трансформаторов (СТ) возможна при соблюдении нормированных условий их эксплуатации на протяжении всего срока службы [3]. В реальных условиях эксплуатации могут возникать перегрузки трансформатора.

Перегрузка по напряжению силового трансформатора должна нормально исключаться схемой и режимом работы электрической сети и защитными устройствами. Таким образом, обычно рассматривается возможная допустимость перегрузок по мощности или току в условиях изменения температуры охлаждающей среды.

Под нагрузочной способностью силового трансформатора понимают его свойство нести нагрузку выше номинальной при условиях эксплуатации, определяемых предварительной нагрузкой и температурой охлаждающей среды. Трансформаторы могут без ущерба для нормального срока службы работать в течение части суток с нагрузкой, превышающей номинальную, если в другую часть рассматриваемого периода их нагрузка меньше номинальной. Критерием допустимости того или иного режима в течение суток является не номинальная мощность, а износ изоляции за рассматриваемый период. Если при выборе мощности трансформаторов и их эксплуатации руководствоваться только номинальной мощностью, они будут недоиспользованы.

Наивыгоднейшая мощность трансформатора соответствует минимальным ежегодным затратам. Мощность трансформатора зависит от величины и продолжительности максимума нагрузки, графика электрической нагрузки и длительности нарастания ее по годам, коэффициента мощности, удаленности трансформатора от источника питания, числа часов работы предприятия, стоимости энергии, условий окружающей среды и др. Эти факторы могут быть в различных сочетаниях, и в зависимости от них получаются различные значения наивыгоднейшей номинальной мощности трансформаторов. Работа трансформаторов может оказаться выгодной как с недогрузкой, так и с

перегрузкой, не допуская, конечно, предела теплового износа трансформатора, приводящего к сокращению его нормального срока службы. Величина и продолжительность перегрузок зависит от коэффициента заполнения суточного графика нагрузки, температуры окружающего воздуха, системы охлаждения трансформатора и др. Температура окружающего воздуха 40 °С, принятая в стандарте, не держится длительно даже в жарких поясах и колеблется в очень больших пределах, достигая значений 25-35 °С. Поэтому даже при одинаковом максимуме нагрузки наивыгоднейшие мощности трансформаторов могут быть разными, если режим их работы неодинаков. К тому же перечисленные факторы могут меняться во времени, что бывает очень трудно учесть заранее. Для правильного выбора мощности трансформатора необходимо иметь график его нагрузки или, в крайнем случае, знать максимальную и среднесуточную нагрузки данной подстанции и хотя бы приблизительно суммарную продолжительность максимума нагрузки.

3.1 Выбор числа и мощности СТ ГПП

Поскольку присутствуют потребители 1 и 2 категории по надежности электроснабжения, то выбираем двухтрансформаторную ГПП. Мощность трансформатора определяем:

$$S_{ном.т} \approx K_{1-2} \cdot S_{max ПС} \frac{1}{K_{пер}} \quad (3.1)$$

$$S_{ном.т} = 0,8 \cdot 56,443 \cdot \frac{1}{1,4} = 32,25 \text{ МВА.}$$

В настоящее время на ГПП установлены силовые трансформаторы TRD-31500/110/6. Паспортные данные трансформаторов сведены в таблицу 3.1. Таблица 3.1 – Паспортные данные трансформатора TRD-31500/110/6

Марка	$S_{ном.т}$, МВА	Паспортные данные					
		$U_{ном}$, кВ		u_k , %	ΔP_k , кВт	ΔP_x , кВт	I_k , %
		ВН	НН				
TRD	31.5	115	6,3	11,55	158,3	35,475	0,7

3.2 Технико-экономический выбор номинальной мощности силовых трансформаторов ГПП

Найдем приведенные потери мощности:

$$P'_T = P'_x + \kappa_{3.6}^2 \cdot P'_{к.6} \quad (3.3)$$

$$P'_T = 46,5 + 1,72^2 = 49,45 \text{ кВт}$$

где:

$$\kappa_{3.} = \frac{S_{нагр}}{S_{ном.ТВД}} = \frac{54340}{63000} = 1,72.$$

Приведенные потери мощности СТ в режиме XX:

$$P'_x = \Delta P_x + \kappa_{un} \cdot Q_x, \quad (3.4)$$

$$P'_x = \Delta P_x + \kappa_{un} \cdot Q_x = 35,475 + 0,05 \cdot 220,5 = 46,5 \text{ кВт},$$

где:

$$Q_x = \frac{I_x(\%)}{100} \cdot S_{ном.Т} = \frac{0,7}{100} \cdot 31500 = 220,5 \text{ квар.}$$

Приведенные потери мощности в режиме КЗ:

$$P'_k = \Delta P_k + \kappa_{un} \cdot Q_k \quad (3.5)$$

$$P'_k = 158,3 + 0,05 \cdot 3638,25 = 340,2 \text{ кВт};$$

где:

$$Q_k = \frac{U_k(\%)}{100} \cdot S_{ном.Т} = \frac{11,55}{100} \cdot 31500 = 340,2 \text{ квар.}$$

Потери электроэнергии $\Delta W_{ПС}$ найдем из годовых графиков нагрузки для соответствующих обмоток СТ:

$$\begin{aligned} \Delta W_{ПС} &= \sum \Delta W_{xi} + \sum \Delta W_{ki} = \sum \Delta W_{xi} + \sum \Delta W_{к.6i} = \\ &= \sum n_i \cdot P'_x \cdot T_i + \sum_{i=1}^k \left(\frac{1}{n} \cdot P'_{к.6} \cdot \kappa_{3.6i}^2 \cdot T_i \right). \end{aligned} \quad (3.6)$$

$$1) \Delta W_{ПС} = 2 \cdot 46,5 \cdot 700 + \left(\frac{1}{2} \cdot 340,2 \cdot 1,72^2 \cdot 700 \right) = 421464,603 \text{ кВт} \cdot \text{ч};$$

$$2) \Delta W_{ПС} = 2 \cdot 46,5 \cdot 1300 + \left(\frac{1}{2} \cdot 340,2 \cdot 1,57^2 \cdot 1300 \right) = 665963,34 \text{ кВт} \cdot \text{ч};$$

$$3) \Delta W_{ПС} = 2 \cdot 46,5 \cdot 700 + \left(\frac{1}{2} \cdot 340,2 \cdot 1,46^2 \cdot 700\right) = 318909,612 \text{ кВт} \cdot \text{ч};$$

$$4) \Delta W_{ПС} = 2 \cdot 46,5 \cdot 100 + \left(\frac{1}{2} \cdot 340,2 \cdot 1,25^2 \cdot 100\right) = 35878,125 \text{ кВт} \cdot \text{ч};$$

$$5) \Delta W_{ПС} = 2 \cdot 46,5 \cdot 1700 + \left(\frac{1}{2} \cdot 340,2 \cdot 1,26^2 \cdot 1700\right) = 617186,292 \text{ кВт} \cdot \text{ч};$$

$$6) \Delta W_{ПС} = 2 \cdot 46,5 \cdot 100 + \left(\frac{1}{2} \cdot 340,2 \cdot 1,13^2 \cdot 100\right) = 31020,69 \text{ кВт} \cdot \text{ч};$$

$$7) \Delta W_{ПС} = 2 \cdot 46,5 \cdot 400 + \left(\frac{1}{2} \cdot 340,2 \cdot 1,15^2 \cdot 400\right) = 127182,9 \text{ кВт} \cdot \text{ч};$$

$$8) \Delta W_{ПС} = 2 \cdot 46,5 \cdot 2000 + \left(\frac{1}{2} \cdot 340,2 \cdot 1,25^2 \cdot 2000\right) = 717562,5 \text{ кВт} \cdot \text{ч};$$

$$9) \Delta W_{ПС} = 2 \cdot 46,5 \cdot 300 + \left(\frac{1}{2} \cdot 340,2 \cdot 1,14^2 \cdot 300\right) = 94218,58 \text{ кВт} \cdot \text{ч};$$

$$10) \Delta W_{ПС} = 2 \cdot 46,5 \cdot 1460 + \left(\frac{1}{2} \cdot 340,2 \cdot 0,62^2 \cdot 1460\right) = 231244,2 \text{ кВт} \cdot \text{ч};$$

Результаты расчетов потерь электроэнергии в трансформаторах приведены в таблице 3.2.

Таблица 3.2– Результаты расчетов потерь электроэнергии в СТ

i	$S_{Bi}, \text{кВА}$	n_i	$T_i, \text{ч}$	$\Delta W_{xi}, \text{кВт} \cdot \text{ч}$	$k_{з.ги}$	$\Delta W_{к.ги}, \text{кВт} \cdot \text{ч}$
1	56784	2	700	65100	1,72	356364,603
2	51673	2	1300	120900	1,57	545063,337
3	45427	2	700	65100	1,46	253809,612
4	45427	2	100	9300	1,25	26578,125
5	51105	2	1700	158100	1,26	459086,292
6	40884	2	100	9300	1,13	21720,069
7	34070	2	400	37200	1,15	89982,9
8	42588	2	2000	186000	1,25	531562,5
9	17035	2	300	27900	1,14	66318,588
10	22713	2	1460	135780	0,62	95464,202
				$\Sigma \Delta W_{xi} =$ 814680		$\Sigma \Delta W_{к.ги} =$ 2445950
				$\Sigma \Delta W_{ПС} = \Sigma \Delta W_{xi} + \Sigma \Delta W_{к.ги} =$ 3260630,228		

Экономическая нагрузка СТ для ГПП:

$$S_{\Delta,nc} = S_{ном.ТВД} \cdot \sqrt{n \cdot (n-1) \cdot \frac{P'_x}{P'_k}} = 31500 \cdot \sqrt{2 \cdot (2-1) \cdot \frac{46,5}{340,2}} = 16469,66 \text{ кВА}$$

Стоимость годовых потерь электроэнергии в СТ:

$$I_{\Delta} = \Delta W_{ПС} \cdot C_{\Delta} = 3260630,228 \cdot 1,0276164 = 3350677 \text{ руб.},$$

где:

$$C_{\Delta} = \alpha / T_m + \beta = 111,17284 / 6646,53 + 1,01089 = 1,0276164;$$

где $\alpha = 111,17284$, $\beta = 1,01089$.

Приведенные затраты:

$$Z_{пр} = E_H \cdot K + I = E_H \cdot K + I_O + I_{\Delta} = 0,45 \cdot 32000000 + 3008000 + 3350667 = 20758667 \text{ руб.}$$

где:

$$K = 16000000 \cdot 2 = 32000000 \text{ руб.} - \text{капитальные затраты на оборудование}$$

ГПП (стоимость трансформаторов ГПП).

$E_H = 0,45$ – нормативный коэффициент дисконтирования;

I – эксплуатационные издержки, руб/год;

I_O – годовые отчисления, руб.,

$$I_O = p_{сум} \cdot K = 0,094 \cdot 32000000 = 3008000 \text{ руб.};$$

где $p_{сум} = p_a + p_{op}$ – суммарный коэффициент отчислений.

Рассмотрим второй вариант ГПП с силовыми трансформаторами типа ТРДН – 40000/110/6, производства «Тольяттинский трансформатор». Паспортные данные трансформатора приведены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Паспортные данные трансформатора ТРДН – 40000/110/6

Марка	$S_{ном.т.},$ МВА	Паспортные данные								
		$U_{ном.},$ кВ			$u_k, \%$	$u_k, \%$	$u_k, \%$	$\Delta P_k,$	$\Delta P_x,$	$I_k, \%$
		ВН	НН1	НН2	мин	ср	макс	кВт	кВт	
ТРДН	40	115	6,3	6,3	9,59	10,5	11,46	170	22	0,28

Приведенные потери мощности:

$$P_T' = P_x' + \kappa_{3.6}^2 \cdot P_{к.6}' + \kappa_{3.н1}^2 \cdot P_{к.н1}' + \kappa_{3.н2}^2 \cdot P_{к.н2}' = 27,6 + 1,42^2 \cdot 26,25 + 0,642^2 \cdot 707,5 + 0,77^2 \cdot 707,5 = 791,6 \text{ кВт}$$

где:

$$\kappa_{3.6} = \frac{S_B}{S_{ном.Т}} = \frac{56784}{40000} = 1,42;$$

$$\kappa_{3.н1} = \frac{S_{H1}}{S_{ном.Т}} = \frac{25685}{40000} = 0,642;$$

$$\kappa_{3.н2} = \frac{S_{H2}}{S_{ном.Т}} = \frac{31099}{40000} = 0,77.$$

Приведенные потери активной мощности в режиме XX:

$$P_x' = \Delta P_x + \kappa_{un} \cdot Q_x = 22 + 0,05 \cdot 112 = 27,6 \text{ кВт},$$

$$\text{где } Q_x = \frac{I_x(\%)}{100} \cdot S_{ном.Т} = \frac{0,28}{100} \cdot 40000 = 112 \text{ квар.}$$

Приведенные потери активной мощности КЗ:

$$P_{к.6}' = \Delta P_{к.6} + \kappa_{un} \cdot Q_{к.6}, \quad P_{к.н1}' = P_{к.н1} + \kappa_{un} \cdot Q_{к.н1}, \quad P_{к.н2}' = P_{к.н2} + \kappa_{un} \cdot Q_{к.н2},$$

$$P_{к.6} = 0, \quad P_{к.н1} = P_{к.н2} = 2 \cdot \Delta P_{к.ВН-НН} = 2 \cdot 170 = 340 \text{ кВт},$$

Потери реактивной мощности в режиме КЗ:

$$Q_{к.6} = \frac{U_{к.6}(\%)}{100} \cdot S_{ном.Т} = \frac{1,3125}{100} \cdot 40000 = 525 \text{ квар.}$$

$$Q_{к.н1} = Q_{к.н2} = \frac{U_{к.н1,2}(\%)}{100} \cdot S_{ном.Т} = \frac{18,375}{100} \cdot 40000 = 7350 \text{ квар.}$$

где:

$$U_{к.6} = 0,125 \cdot u_{к.ВН-НН} = 0,125 \cdot 10,5 = 1,3125 \%;$$

$$U_{к.н1} = U_{к.н2} = 1,75 \cdot u_{к.ВН-НН} = 1,75 \cdot 10,5 = 18,375 \%;$$

$$P_{к.6}' = \Delta P_{к.6} + \kappa_{un} \cdot Q_{к.6} = 0 + 0,05 \cdot 525 = 26,25 \text{ кВт},$$

$$P_{к.н1}' = P_{к.н2}' = P_{к.н1,2} + \kappa_{un} \cdot Q_{к.н1,2} = 340 + 0,05 \cdot 7350 = 707,5 \text{ кВт},$$

Определяем потери электроэнергии в СТ:

$$\Delta W_{\text{IC}} = \sum \Delta W_{xi} + \sum \Delta W_{ki} = \sum \Delta W_{xi} + \sum \Delta W_{\kappa.6i} + \sum \Delta W_{\kappa.H1i} + \sum \Delta W_{\kappa.H2i} =$$

$$\sum n_i \cdot P'_x \cdot T_i + \sum_{i=1}^k \left(\frac{1}{n} \cdot P'_{\kappa.6} \cdot k_{3.6i}^2 \cdot T_i + \frac{1}{n} \cdot P'_{\kappa.H1} \cdot k_{3.H1i}^2 \cdot T + \frac{1}{n} \cdot P'_{\kappa.H2} \cdot k_{3.H2i}^2 \cdot T \right).$$

$$1.) \Delta W_{\text{IC}} = 2 \cdot 27,6 \cdot 700 + (0,5 \cdot 26,25 \cdot 1,42^2 \cdot 700 + 0,5 \cdot 707,5 \cdot 0,642^2 \cdot 700 + 0,5 \cdot 707,5 \cdot 0,77^2 \cdot 700) = 38640 + (18525,675 + 102062,111 + 146816,862) = 306044,648 \text{ } \kappa Bm \cdot \text{ч};$$

$$2.) \Delta W_{\text{IC}} = 2 \cdot 27,6 \cdot 1300 + (0,5 \cdot 26,25 \cdot 1,29^2 \cdot 1300 + 0,5 \cdot 707,5 \cdot 0,58^2 \cdot 1300 + 0,5 \cdot 707,5 \cdot 0,7^2 \cdot 1300) = 71760 + (28393,706 + 154701,95 + 225338,75) = 480194,406 \text{ } \kappa Bm \cdot \text{ч};$$

$$3.) \Delta W_{\text{IC}} = 2 \cdot 27,6 \cdot 700 + (0,5 \cdot 26,25 \cdot 1,13^2 \cdot 700 + 0,5 \cdot 707,5 \cdot 0,51^2 \cdot 700 + 0,5 \cdot 707,5 \cdot 0,62^2 \cdot 700) = 38640 + (11731,519 + 64407,262 + 95187,05) = 209965,831 \text{ } \kappa Bm \cdot \text{ч};$$

$$4.) \Delta W_{\text{IC}} = 2 \cdot 27,6 \cdot 100 + (0,5 \cdot 26,25 \cdot 1,2^2 \cdot 100 + 0,5 \cdot 707,5 \cdot 0,57^2 \cdot 100 + 0,5 \cdot 707,5 \cdot 0,62^2 \cdot 100) = 5520 + (1890 + 11493,337 + 13598,15) = 32501,487 \text{ } \kappa Bm \cdot \text{ч};$$

$$5.) \Delta W_{\text{IC}} = 2 \cdot 27,6 \cdot 1700 + (0,5 \cdot 26,25 \cdot 1,16^2 \cdot 1700 + 0,5 \cdot 707,5 \cdot 0,46^2 \cdot 1700 + 0,5 \cdot 707,5 \cdot 0,7^2 \cdot 1700) = 93840 + (30023,7 + 127250,95 + 294673,75) = 545788,4 \text{ } \kappa Bm \cdot \text{ч};$$

$$6.) \Delta W_{\text{IC}} = 2 \cdot 27,6 \cdot 100 + (0,5 \cdot 26,25 \cdot 1,04^2 \cdot 100 + 0,5 \cdot 707,5 \cdot 0,48^2 \cdot 100 + 0,5 \cdot 707,5 \cdot 0,56^2 \cdot 100) = 5520 + (1419,6 + 8150,4 + 11093,6) = 26183,6 \text{ } \kappa Bm \cdot \text{ч};$$

$$7.) \Delta W_{\text{IC}} = 2 \cdot 27,6 \cdot 400 + (0,5 \cdot 26,25 \cdot 0,72^2 \cdot 400 + 0,5 \cdot 707,5 \cdot 0,25^2 \cdot 400 + 0,5 \cdot 707,5 \cdot 0,56^2 \cdot 400) = 22080 + (2721,6 + 8843,75 + 29941,4) = 63586,75 \text{ } \kappa Bm \cdot \text{ч};$$

$$8.) \Delta W_{\text{IC}} = 2 \cdot 27,6 \cdot 2000 + (0,5 \cdot 26,25 \cdot 0,58^2 \cdot 2000 + 0,5 \cdot 707,5 \cdot 0^2 \cdot 2000 + 0,5 \cdot 707,5 \cdot 0,58^2 \cdot 2000) = 110400 + (8830,5 + 0 + 238003) = 357233,5 \text{ } \kappa Bm \cdot \text{ч};$$

$$9.) \Delta W_{\text{IC}} = 2 \cdot 27,6 \cdot 300 + (0,5 \cdot 26,25 \cdot 0,23^2 \cdot 300 + 0,5 \cdot 707,5 \cdot 0^2 \cdot 300 + 0,5 \cdot 707,5 \cdot 0,23^2 \cdot 300) = 16560 + (208,294 + 5614,012) = 22382,306 \text{ } \kappa Bm \cdot \text{ч};$$

$$10) \Delta W_{PC} = 2 \cdot 27,6 \cdot 1460 + (0,5 \cdot 26,25 \cdot 0,31^2 \cdot 1460 + 0,5 \cdot 707,5 \cdot 0,31^2 \cdot 1460) = 80592 + (1841,516 + 49633,248) = 132066,764 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Sigma \Delta W_{xi} = 483552 \text{ кВт} \cdot \text{ч}; \quad \Sigma \Delta W_{\kappa} = 1692394 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Результаты расчета потерь электроэнергии в СТ сведем в таблицу 3.4.

Таблица 3.4 – Результаты расчета потерь электроэнергии в СТ

i	$S_{Bi},$ кВА	$S_{H1i},$ кВА	$S_{H2i},$ кВА	n_i	$T_i, \text{ч}$	$\Delta W_{xi},$ кВт·ч	$k_{\text{э.}6i}^2$	$k_{\text{э.}H1i}^2$	$k_{\text{э.}H2i}^2$	$\Delta W_{\kappa.6i},$ кВт·ч	$\Delta W_{\kappa.H1i},$ кВт·ч	$\Delta W_{\kappa.H2i},$ кВт·ч
1	56784	25685	31099	2	700	38640	2,01	0,41	0,6	18525,6	102062	146816
2	51673	23373	28300	2	1300	71760	1,66	0,34	0,5	28393,7	154702	225338,7
3	45427	20548	24879	2	700	38640	1,27	0,26	0,38	11731,5	64407,2	95187,05
4	47995	23116	24879	2	100	5520	1,44	0,33	0,38	1890	11493,3	13598,15
5	46482	18493	27989	2	1700	93840	1,35	0,21	0,48	30023,7	127251	294673,75
6	41665	19264	22391	2	100	5520	1,08	0,23	0,31	1419,6	8150,4	11093,6
7	28933	10274	18659	2	400	22080	0,52	0,06	0,21	2721,6	8843,75	29941,4
8	23324	-	23324	2	2000	110400	0,34	-	0,34	8830,5	-	238003
9	9330	-	9330	2	300	16560	0,05	-	0,05	208,294	-	5614,012
10	12440	-	12440	2	1460	80592	0,09	-	0,09	1841,516	-	49633,24
						$\Sigma \Delta W_{xi} = 483552$					$\Sigma \Delta W_{\kappa.i} = 1692394$	

Экономическая нагрузка для ГПП:

$$S_{\text{э.пс}} = S_{\text{ном.Т}} \cdot \sqrt{n \cdot (n-1) \cdot \frac{P_x'}{P_k'}} = 40000 \cdot \sqrt{2 \cdot (2-1) \cdot \frac{27,6}{707,5}} = 11173 \text{ кВА}$$

$$\Sigma \Delta W_{PC} = \Sigma \Delta W_{xi} + \Sigma \Delta W_{\kappa.6i} = 2175946 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Стоимость потерь электроэнергии в СТ за год:

$$I_{\text{э}} = \Delta W_{nc} \cdot C_{\text{э}} = 2175946 \cdot 1,0276164 = 2236037,7 \text{ руб.},$$

$K = 18000000 \cdot 2 = 36000000 \text{ руб}$ – капитальные затраты на трансформаторы ГПП.

$$I_{\text{о}} = p_{\text{сум}} \cdot K = 0,094 \cdot 36000000 = 3384000 \text{ руб};$$

Приведенные затраты:

$$Z_{\text{пр}} = E_{\text{н}} \cdot K + I = E_{\text{н}} \cdot K + I_{\text{о}} + I_{\text{э}} = 0,45 \cdot 36000000 + 3384000 + 2236037,7 = 21820037,7 \text{ руб.}$$

Не смотря на большие приведенные затраты вариант с СТ ТРДН-40000/110 обладает меньшими потерями электроэнергии и запасом по пропускной способности, поэтому для установки на ГПП выбираем вариант с силовыми трансформаторами ТРДН-40000/110.

4 Выбор электрической схемы ГПП

Схема ГПП зависит от схемы присоединения подстанции к питающей сети и, исходя из общей схемы электроснабжения промышленного предприятия, должна удовлетворять ряду требований [3, 7, 10, 11]:

- обеспечивать необходимую надежность электроснабжения потребителей предприятия;
- обеспечивать перспективу развития;
- давать возможность выполнения ремонтных и эксплуатационных работ на отдельных элементах схемы без отключения большого количества присоединений.

При определенных условиях на ГПП необходимо применение силовых выключателей. Обоснованиями для применения схем с выключателями являются следующие особенности потребителей электроэнергии:

- условия самозапуска электродвигателей, подключенных к секциям распределительного устройства напряжением 6-10 кВ. Так как время действия АВР при применении схем с отделителями, больше чем в схемах с выключателями на стороне высшего напряжения;
- усложнение защиты и автоматики при применении отделителей;
- если по условиям развития предприятия на данной подстанции потребуется установка сборных шин 110-220 кВ;
- при включении трансформаторов подстанции в рассечку транзитных линий или линий с двусторонним питанием;
- если по техническим причинам не могут быть применены короткозамыкатели, а стоимость устройств и кабелей для передачи отключающего импульса велика.

Выбираем блочную схему с установкой выключателей только на вводах к трансформаторам, схема представлена на рисунке 4.1. Подстанция является проходной. РУ НН выполняется с двумя секционированными системами шин.

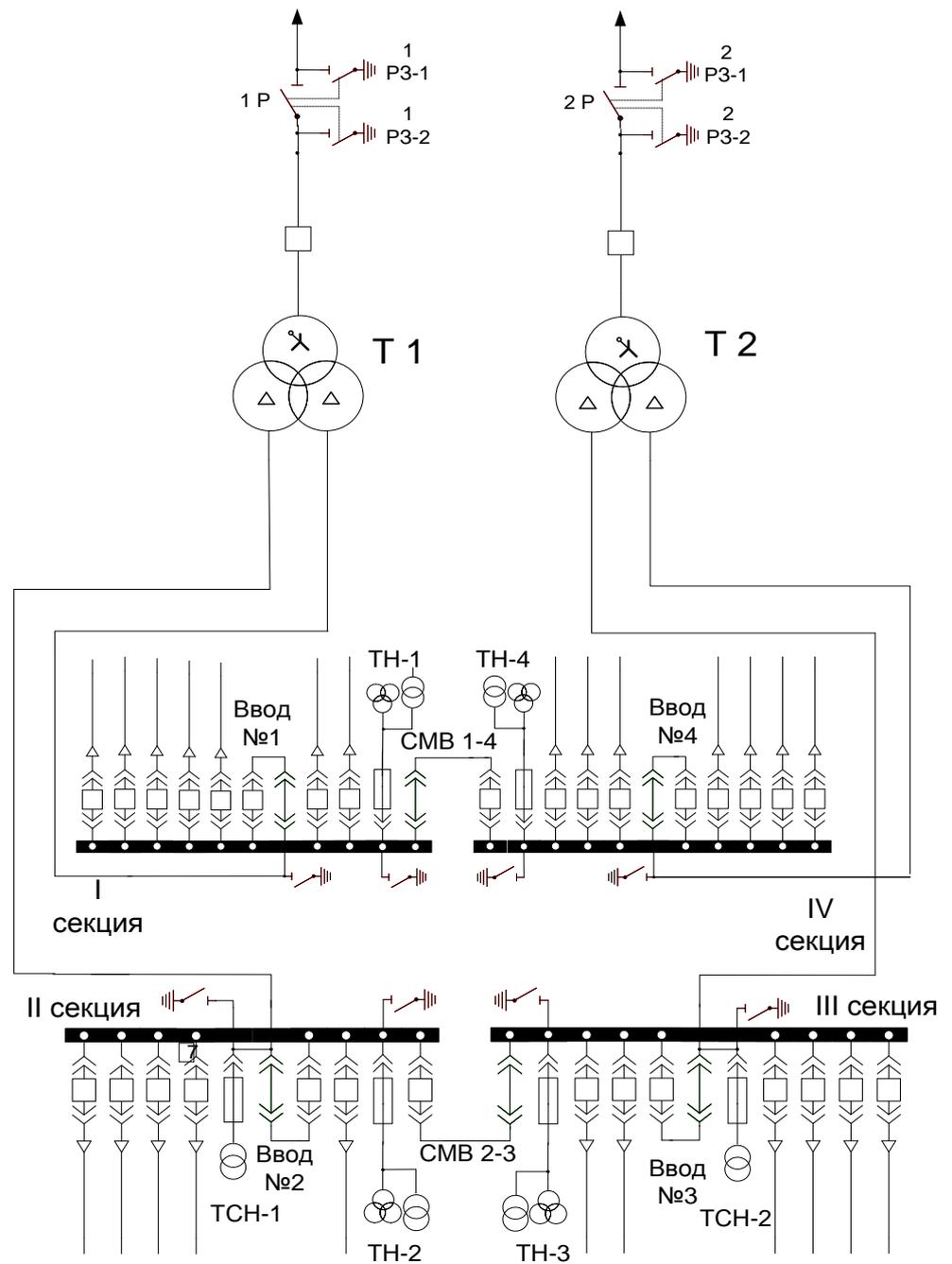


Рисунок 4.1 – Схема ГПП с выключателями на стороне ВН

5 Расчет токов КЗ

Ток КЗ рассчитывается при отключенном положении всех секционных выключателей [3, 13, 20]. Расчет токов КЗ может проводиться в именованных единицах или относительных (точное приведение или приближенное).

Для проверки электрооборудования на высшем напряжении намечается точка К1 и рассчитывается ток КЗ от внешних источников $I_{\text{по.вн}}$. При этом, если со стороны высшего напряжения установлены выключатели, то при проверке их на отключающую способность затухание от внешних источников можно не учитывать, т.к. их мощность, как правило, значительно больше мощности подстанции, т. е. $I_{\text{по}} \approx I_{\text{пт}}$.

Электрооборудование РУ 6-10 кВ ГПП (точка К2), РУ1 и РУ2 6-10 кВ (точки К3, К4) должно быть проверено по суммарным токам КЗ в указанных точках, т. е. токов КЗ от внешних источников и токов подпитки от двигателей. Расчет суммарных токов КЗ в точках К5 и К6 на стороне ВН трансформаторов КТП необходим для расчета токов КЗ в сети напряжением ниже 1000 В.

Расчетная схема для определения токов трехфазного КЗ представлена на рисунке 5.1. Схема замещения для определения токов трехфазного КЗ представлена на рисунке 5.2.

$$E''_{* \bar{b},c} = 1,0, S_{\bar{b}} = 1000 \text{ МВА.}$$

$$x_{* \bar{b},c} = \frac{S_{\bar{b}}}{S_{\kappa}} = \frac{1000}{3500} = 0,285;$$

$$x_{* \bar{b},T\bar{b}} = \frac{U_{\kappa,\bar{b}} \%}{100} \cdot \frac{S_{\bar{b}}}{S_{\text{ном.Т}}} = \frac{1,3125}{100} \cdot \frac{1000}{40} = 0,328;$$

$$x_{* \bar{b},T\bar{n}1} = x_{* \bar{b},T\bar{n}2} = \frac{U_{\kappa,\bar{n}1,2} \%}{100} \cdot \frac{S_{\bar{b}}}{S_{\text{ном.Т}}} = \frac{18,375}{100} \cdot \frac{1000}{40} = 4,59;$$

$$x_{* \bar{b},\bar{n}} = x_{\text{уд}} \cdot l \cdot \frac{S_{\bar{b}}}{U_{\text{cp}}^2} = 0,4 \cdot 2,91 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,088;$$

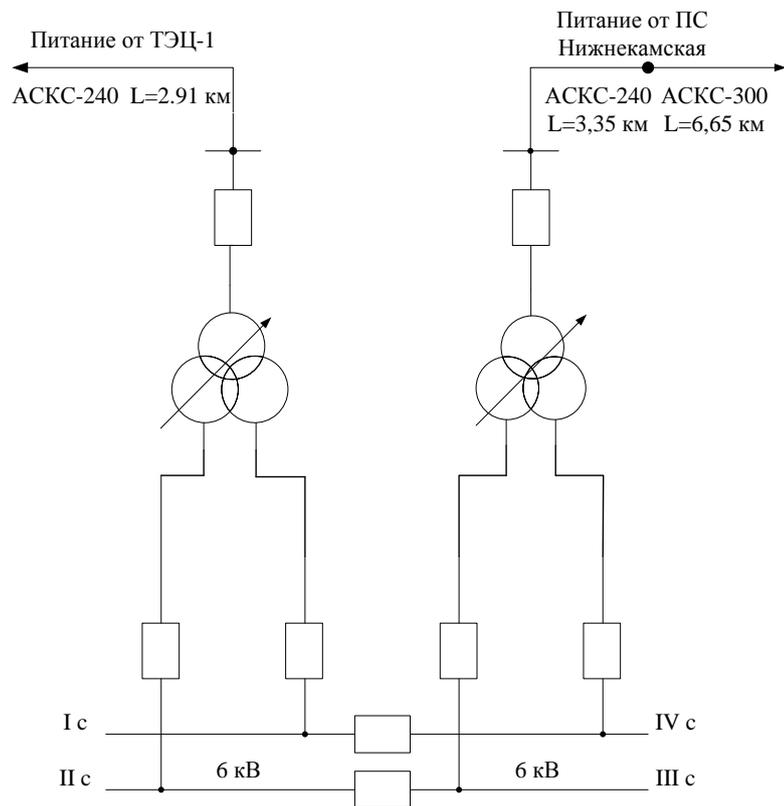


Рисунок 5.1 – Расчетная схема для определения токов трехфазного КЗ

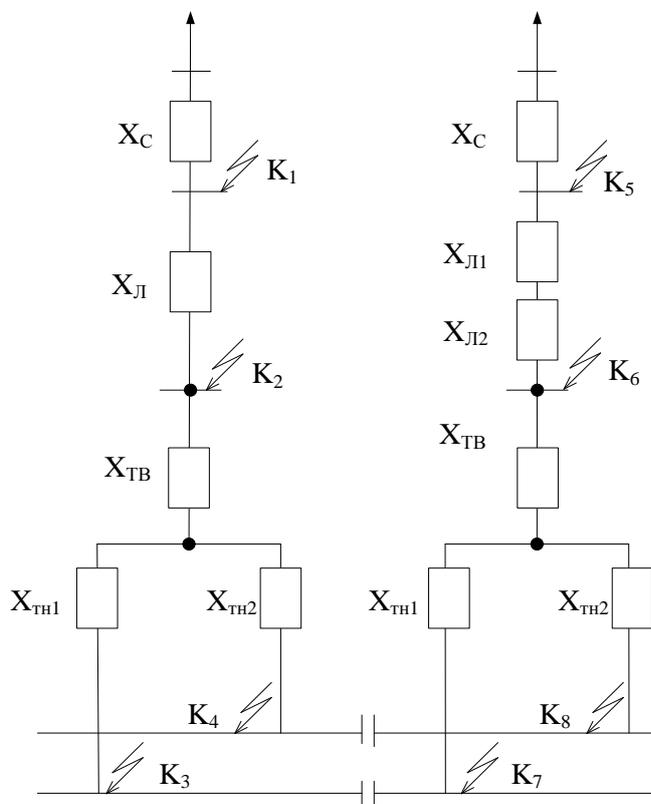


Рисунок 5.2 – Схема замещения для определения токов трехфазного КЗ

$$x_{*\bar{\sigma},n1,2} = x_{y\delta} \cdot (l_1 + l_2) \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{cp}^2} = 0,4 \cdot (3,35 + 6,65) \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,302;$$

Токи КЗ в точках К1 и К5:

$$x_{*рез(\bar{\sigma})} = x_{*\bar{\sigma},c} = 0,285;$$

$$I_{\bar{\sigma}} = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{\sigma}}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ кА};$$

$$I_{n,o}^3 = \frac{E_{*\bar{\sigma}}''}{x_{*рез(\bar{\sigma})}} \cdot I_{\bar{\sigma}} = \frac{1}{0,285} \cdot 5,02 = 17,61 \text{ кА};$$

$$S_{K3} = \sqrt{3} \cdot I_{K3}^{(3)} \cdot U_n = \sqrt{3} \cdot 17,61 \cdot 115 = 3504,3 \text{ МВА};$$

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o} \cdot K_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 17,61 \cdot 1,72 = 42,83 \text{ кА};$$

Токи КЗ в точках К2 и К6:

$$x_{*рез(\bar{\sigma})K2} = x_{*\bar{\sigma},c} + x_{*\bar{\sigma},n} = 0,285 + 0,088 = 0,373;$$

до точки К6:

$$x_{*рез(\bar{\sigma})K6} = x_{*\bar{\sigma},c} + x_{*\bar{\sigma},n1,2} = 0,285 + 0,302 = 0,587;$$

$$I_{\bar{\sigma}} = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{\sigma}}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ кА}.$$

$$I_{n,o K2}^3 = \frac{E_{*\bar{\sigma}}''}{x_{*рез(\bar{\sigma})K2}} \cdot I_{\bar{\sigma}} = \frac{1}{0,373} \cdot 5,02 = 13,45 \text{ кА};$$

$$I_{n,o K6}^3 = \frac{E_{*\bar{\sigma}}''}{x_{*рез(\bar{\sigma})K6}} \cdot I_{\bar{\sigma}} = \frac{1}{0,587} \cdot 5,02 = 8,55 \text{ кА}.$$

$$S_{K3 K2} = \sqrt{3} \cdot I_{K3}^{(3)} \cdot U_n = \sqrt{3} \cdot 13,45 \cdot 115 = 2679 \text{ МВА};$$

$$S_{K3 K6} = \sqrt{3} \cdot I_{K3}^{(3)} \cdot U_n = \sqrt{3} \cdot 8,55 \cdot 115 = 1703 \text{ МВА};$$

Ударный ток КЗ:

$$i_{y\delta K2} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o K2} \cdot K_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 13,45 \cdot 1,8 = 34,23 \text{ кА};$$

$$i_{y\delta K6} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o K6} \cdot K_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 8,55 \cdot 1,8 = 21,76 \text{ кА}.$$

Сопротивления до точек К3 и К4:

$$x_{*рез(\delta)K3,4} = x_{*\delta,c} + x_{*\delta,l} + x_{*\delta,T6} + x_{*\delta,Tn1,2} = 0,285 + 0,088 + 0,328 + 4,59 = 5,291;$$

Результирующие сопротивления до точек К7 и К8:

$$x_{*рез(\delta)K7,8} = x_{*\delta,c} + x_{*\delta,n1,2} + x_{*\delta,T6} + x_{*\delta,Tn1,2} = 0,285 + 0,302 + 0,328 + 4,59 = 5,505.$$

$$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 91,65 \text{ кА}.$$

Ток КЗ в точках К3 и К4.

$$I_{n,o K3,4}^{(3)} = \frac{E_{*\delta}''}{x_{*рез(\delta)K3,4}} \cdot I_{\delta} = \frac{1}{5,291} \cdot 91,65 = 17,321 \text{ кА};$$

Ток КЗ в точках К7 и К8.

$$I_{n,o K7,8}^{(3)} = \frac{E_{*\delta}''}{x_{*рез(\delta)K7,8}} \cdot I_{\delta} = \frac{1}{5,505} \cdot 91,65 = 16,648 \text{ кА}.$$

$$S_{K3 K3,4} = \sqrt{3} \cdot I_{K3}^{(3)} \cdot U_n = \sqrt{3} \cdot 17,321 \cdot 6,3 = 189 \text{ МВА};$$

$$S_{K3 K7,8} = \sqrt{3} \cdot I_{K3}^{(3)} \cdot U_n = \sqrt{3} \cdot 16,648 \cdot 6,3 = 181,66 \text{ МВА};$$

Ударный ток КЗ:

$$i_{y\delta K3,4} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o K3,4}^{(3)} \cdot K_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 17,321 \cdot 1,92 = 47,03 \text{ кА};$$

$$i_{y\delta K7,8} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o K7,8}^{(3)} \cdot K_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 16,648 \cdot 1,92 = 45,2 \text{ кА}.$$

Результаты расчетов токов КЗ сведем в таблицу 5.1.

Таблица 5.1 – Результаты расчетов токов КЗ

№ точки	115 кВ				6,3 кВ			
	$I_{no}^{(3)}$ кА	$i_{y\delta}$ кА	S_k МВА	$k_{y\delta}$	$I_{no}^{(3)}$ кА	$i_{y\delta}$ кА	S_k МВА	$k_{y\delta}$
1	17,61	42,8	3504	1,72				
2	13,4	34,2	2679	1,8				
3, 4					17,32	47	189	1,92
5	17,61	42,8	3504	1,72				
6	8,55	21,7	1703	1,8				
7, 8					16,6	45,2	181,6	1,92

6 Выбор электрических аппаратов ОРУ и ЗРУ

6.1 Выбор аппаратов на стороне 110 кВ ГПП

6.1.1 Выбор высоковольтного выключателя

Выбор высоковольтного выключателя производится по следующим параметрам:

1) номинальному напряжению – $U_{ном} \geq U_{сет.ном}$;

2) номинальному току – $I_{ном.д.л} \geq I_{прод.расч}$;

3) отключающей способности:

а) на симметричный ток отключения – $I_{н,τ} \leq I_{откл.ном}$;

б) на отключение апериодической составляющей тока КЗ –

$$i_{a,τ} \leq i_{a.ном} = (\sqrt{2} * \beta_{нор} / 100) * I_{откл.ном};$$

4) на электродинамическую стойкость.

$$I_{н,о} \leq I_{нр.с}, \quad i_{уд.} \leq i_{нр.с}$$

5) на термическую стойкость:

$$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T, \text{ если } t_{откл} < t_T \text{ то } B_k \leq I_T^2 \cdot t_{откл}.$$

Рассмотрим варианты с высоковольтными колонковыми элегазовыми выключателями ЛТВ 145 D1/В производства АВВ и ЗАР1FG-145/ЕК производства "Евроконтракт".

Ток продолжительного режима:

$$I_{max} = 1,4 \cdot \frac{S_{Т.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.} \cdot 2} = 1,4 \cdot \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 281 \text{ А};$$

Термическая стойкость с продолжительностью КЗ $t_{откл} = 0,2$ с составляет:

$$B_k = I_{н,о}^2 \cdot (t_{откл} + T_a) = 13,45^2 \cdot (0,2 + 0,05) = 45,22 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

при $I_{н,о}^3 = 13,45 \text{ кА}$; $i_{уд} = 34,23 \text{ кА}$. и $\tau = 0,01 + t_{с.в} = 0,01 + 0,04 = 0,05 \text{ с}$:

$$i_{a,τ} = \sqrt{2} \cdot I_{н,о} \cdot e^{-\tau/T_a} = \sqrt{2} \cdot 13,45 \cdot e^{-0,05/0,05} = 6,997 \text{ кА}.$$

Результаты сравнения сведем в таблицу 6.1.

Таблица 6.1 – Расчетные и каталожные данные выключателя LTB 145 D1/B

Расчет	Каталог
$U_{ном} = 110 \text{ кВ};$	$U_{сет.ном} = 145 \text{ кВ};$
$I_{max} = 281 \text{ А};$	$I_{ном} = 1600 \text{ А};$
$I_{n,o}^3 = 13,45 \text{ кА};$	$I_{откл.ном} = 40 \text{ кА};$
$i_{a,\tau} = 6,997 \text{ кА}.$	$i_{a.ном} = (\sqrt{2} \cdot \beta_{нор} / 100) \cdot I_{откл.ном} = (\sqrt{2} \cdot 32 / 100) \cdot 40 = 18,1;$
$\sqrt{2} \cdot I_{n,\tau} + i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 13,45 + 6,997 = 26,018 \text{ кА}.$	$\sqrt{2} \cdot I_{откл.ном} \cdot (1 + \beta_{нор} / 100) = \sqrt{2} \cdot 40 \cdot (1 + 0,32) = 74,67 \text{ кА}.$
$i_{y\delta} = 34 \text{ кА}$	$i_{нр.с} = 102 \text{ кА}$
$I_{n,o} = 13,45 \text{ кА};$	$I_{нр.с} = 40 \text{ кА};$
$B_{\kappa} = 45,22 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$	$I_{мер}^2 t_{мер} \geq B_{\kappa} = 40^2 \cdot 3 \geq 45,22 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$

Рассмотрим вариант с выключателем ЗАР1FG-145/ЕК.

при $\tau = 0,01 + t_{c.в} = 0,01 + 0,035 = 0,045 \text{ с} :$

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o} \cdot e^{-\tau/T_a} = \sqrt{2} \cdot 13,45 \cdot e^{-0,045/0,05} = 7,733 \text{ кА}.$$

Расчетные и каталожные данные сведем в таблицу 6.2.

Таблица 6.2 – Расчетные и каталожные данные выключателя ЗАР1FG-145/ЕК

Расчет	Каталог
$U_{ном} = 110 \text{ кВ};$	$U_{сет.ном} = 110 \text{ кВ};$
$I_{max} = 281 \text{ А};$	$I_{ном} = 1600 \text{ А};$
$I_{n,o}^3 = 13,45 \text{ кА};$	$I_{откл.ном} = 40 \text{ кА};$
$i_{a,\tau} = 7,733 \text{ кА}.$	$i_{a.ном} = (\sqrt{2} \cdot \beta_{нор} / 100) \cdot I_{откл.ном} = (\sqrt{2} \cdot 36 / 100) \cdot 40 = 20,36;$
$\sqrt{2} \cdot I_{n,\tau} + i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 13,45 + 7,733 = 26,75 \text{ кА}.$	$\sqrt{2} \cdot I_{откл.ном} \cdot (1 + \beta_{нор} / 100) = \sqrt{2} \cdot 40 \cdot (1 + 0,36) = 76,93 \text{ кА}.$
$i_{y\delta} = 34 \text{ кА}$	$i_{нр.с} = 102 \text{ кА}$
$I_{n,o} = 13,45 \text{ кА};$	$I_{нр.с} = 40 \text{ кА};$
$B_{\kappa} = 45,22 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$	$I_{мер}^2 t_{мер} \geq B_{\kappa} = 40^2 \cdot 3 \geq 45,22 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$

Оба выключателя удовлетворяют расчетным условиям.

6.1.2 Выбор разъединителей

Ток продолжительного режима:

$$I_{\max} = 1,4 \cdot \frac{S_{T.\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = 1,4 \cdot \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 281 \text{ A};$$

$$B_{\kappa} = 45,22 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}; \quad I_{n,o}^3 = 13,45 \text{ кА}; \quad i_{y\partial} = 34,23 \text{ кА}.$$

Выбираем разъединитель производства ABB SGF-123. Результаты выбора сведем в таблицу 6.3.

Таблица 6.3 – Расчетные и каталожные данные разъединителя SGF-123

Расчет	Каталог
$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ};$	$U_{\text{сет.ном}} = 110 \text{ кВ};$
$I_{\max} = 281 \text{ A};$	$I_{\text{ном}} = 1600 \text{ A};$
$i_{y\partial} = 34 \text{ кА}$	$i_{\text{нр.с}} = 100 \text{ кА}$
$I_{n,o} = 13,45 \text{ кА};$	$I_{\text{нр.с}} = 40 \text{ кА};$
$B_{\kappa} = 45,22 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$	$I_{\text{мер}}^2 t_{\text{мер}} \geq B_{\kappa} = 40^2 \cdot 1 \geq 45,22 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$

6.1.3 Выбор трансформатора тока

Ток продолжительного режима:

$$I_{\max} = 1,4 \cdot \frac{S_{T.\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = 1,4 \cdot \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 281 \text{ A};$$

Выбираем трансформатор тока (ТТ) производства ABB TGn-145. Результаты выбора сведем в таблицу 6.4.

Таблица 6.4 – Расчетные и каталожные данные ТТ TGn-145

Расчет	Каталог
$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ};$	$U_{\text{сет.ном}} = 110 \text{ кВ};$
$I_{\max} = 281 \text{ A};$	$I_{1\text{ном}} = 600 \text{ A};$
$i_{y\partial} = 34 \text{ кА}$	$K_{\text{эд}} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1\text{ном}} = 117 \cdot \sqrt{2} \cdot 0,6 = 100 \text{ кА};$
$B_{\kappa} = 45,22 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$	$K_T^2 \cdot I_{1\text{ном}}^2 \cdot t_T = 40^2 \cdot 0,6^2 \cdot 3 = 1728 \text{ кА}.$

Вторичная нагрузка ТТ ТГн-145 складывается из счетчика активной энергии СЭТ – 4ТМ03М с $S = 2,5$ ВА в каждой фазе и терминалов ШЭ2607 с $S = 20$ ВА в каждой фазе. Суммарная нагрузка одной фазы составит 22,5 ВА.

Сопротивление приборов:

$$R_{\text{приб.}} = S_{\text{приб.}} / I_2^2 = 22,5 / 5^2 = 0,9 \text{ Ом.}$$

Сопротивление контактов принимаем $R_k = 0,1$ Ом, тогда

$$R_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - R_{\text{приб}} - R_k = 2 - 0,9 - 0,1 = 1,0 \text{ Ом.}$$

Сечение соединительных медных проводов длиной 65 м:

$$s = \frac{\rho \cdot l_p}{R_{\text{пр}}} = \frac{0,0175 \cdot 65}{1} = 1,1375 \text{ мм}^2$$

Принимаем наименьшее по механической прочности стандартное сечение проводов 2,5 мм².

6.1.4 Выбор трансформатора напряжения

Выбираем трансформаторы напряжения (ТН) СРВ123.

Вторичная нагрузка ТН СРВ123 состоит из: вольтметра ЩП-120П с $P = 4$ Вт; счетчика активной энергии СЭТ – 4ТМ03М с $P = 5$ Вт и $Q = 3$ вар.

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(\sum S_{\text{приб}} \cos \phi)^2 + (\sum S_{\text{приб}} \sin \phi)^2} = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2} = \\ = \sqrt{9^2 + 3^2} = 9,48 \text{ В} \cdot \text{А}$$

Выбранный ТН СРВ123 имеет $S_{\text{ном}} = 400$ ВА в классе точности 0,5. Т.к.

$$S_{2\Sigma} = 9,48 < S_{\text{ном}} = 400 \text{ ВА, ТН будет работать в классе точности 0,5.}$$

6.1.5 Выбор гибких шин

Выбираем гибкие шины до силового трансформатора ТРДН-40000/110.

$$T_{\text{max}} = 6000 \text{ ч, } I_{\text{н,о}}^{(3)} = 13,45 \text{ кА, } i_{\text{уд}} = 34,23 \text{ кА.}$$

Шины выполняем гибкими сталеалюминевыми проводами.

$$I_{\text{ном}} = \frac{S_{\text{Т.ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.}}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 200,8 \text{ А;}$$

$$I_{\max} = 1,4 \cdot \frac{S_{T.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.}} = 1,4 \cdot \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 281 \text{ A};$$

$$s = \frac{I_{ном}}{j_{эк.}} = \frac{200,8}{1} = 200,8 \text{ мм}^2$$

Выбираем провод АСКС – 240 / 32: $s = 240 \text{ мм}^2$, $d = 21,6 \text{ мм}$, $I_{дон} = 605 \text{ A}$.

Проверяем выбранные провода по длительно допустимому току:

$$I_{\max} = 281 \text{ A} \leq I_{дл.дон} = 605 \text{ A};$$

Начальная критическая напряженность электрического поля:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}}\right) = 30 / 3 \cdot 0,82 \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,08}}\right) = 31,98 \text{ кВ/см};$$

Напряженность электрического поля около провода:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp.2}}{r_0}} = \frac{0,354 \cdot 115}{1,08 \cdot \lg \frac{1,26 \cdot 400}{1,08}} = 14,123 \text{ кВ/см};$$

где $D_{cp.2} = 1,26 \cdot D = 1,26 \cdot 400 \text{ см}$.

Условие отсутствия коронирования:

$$1,07E = 1,07 \cdot 14,123 = 15,11 \text{ кВ/см} \leq 0,9E_0 = 0,9 \cdot 31,98 = 28,78 \text{ кВ/см}.$$

Т.е. провод не коронирует.

6.1.6 Выбор ограничителя перенапряжения

Выбираем ОПН производства АВВ РЕХЛИМ R.

Результаты выбора сведем в таблицу 6.5.

Таблица 6.5 – Расчетные и каталожные данные ОПН РЕХЛИМ R

Расчет	Каталог
$U_{ном} = 110 \text{ кВ};$	$U_{сетном} = 110 \text{ кВ};$
$i_{уд} = 34 \text{ кА}$	$I_{имп} = 100 \text{ кАтик};$
$I_{н.о} = 13,45 \text{ кА};$	$I_{пр.откл} = 20 \text{ кАтик}$

6.2 Выбор аппаратов на стороне 6 кВ

6.2.1 Выбор высоковольтного выключателя 6 кВ

6.2.1.1 Рассмотрим вариант с выключателями типа *LF3* производства Schneider Electric:

Расчетные токи послеаварийного режима:

– для вводов 1-4.

$$I_{\max} = 1,4 \cdot \frac{S_{T.\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.}} \cdot 2} = 1,4 \cdot \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 6,3 \cdot 2} = 2566,45 \text{ A};$$

Термическая стойкость при $t_{\text{откл}} = 0,6 \text{ с}$:

$$B_k = I_{n,o}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a) = 17,32^2 \cdot (0,6 + 0,23) = 249 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

где $I_{n,o}^3 = 17,32 \text{ кА}$.

При $\tau = 0,01 + t_{c.g} = 0,01 + 0,07 = 0,08 \text{ с}$:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o} \cdot e^{-\tau/T_a} = \sqrt{2} \cdot 17,32 \cdot e^{-0,08/0,23} = 17,298 \text{ кА}.$$

Расчетные и каталожные данные элегазового выключателя сведены в таблицу 6.6.

Таблица 6.6 – Расчетные и каталожные данные выключателя LF3

Расчет	Каталог
$U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ};$	$U_{\text{сет.ном}} = 6,3 \text{ кВ};$
$I_{\max} = 2566,45 \text{ A};$	$I_{\text{ном}} = 3150 \text{ A};$
$I_{n,o}^3 = 17,32 \text{ кА};$	$I_{\text{откл.ном}} = 40 \text{ кА};$
$i_{a,\tau} = 17,298 \text{ кА}.$	$i_{a.\text{ном}} = (\sqrt{2} \cdot \beta_{\text{нор}} / 100) \cdot I_{\text{откл.ном}} =$ $= (\sqrt{2} \cdot 17 / 100) \cdot 40 = 9,588 \text{ кА};$
$\sqrt{2} \cdot I_{n,\tau} + i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 17,32 + 17,298 = 41,79 \text{ кА}.$	$\sqrt{2} \cdot I_{\text{откл.ном}} \cdot (1 + \beta_{\text{нор}} / 100) =$ $= \sqrt{2} \cdot 40 \cdot (1 + 0,17) = 66,18 \text{ кА}.$
$i_{y0} = 47 \text{ кА}$	$i_{\text{нр.с}} = 102 \text{ кА}$
$I_{n,o} = 17,32 \text{ кА};$	$I_{\text{нр.с}} = 40 \text{ кА};$
$B_k = 249 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$	$I_{\text{мер}}^2 t_{\text{мер}} \geq B_k =$ $= 40^2 \cdot 3 \geq 249 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$

6.2.1.2 Рассмотрим вариант с высоковольтными выключателями типа ВВУ-СЭЩ-(Э)П-10 производства Электощит г. Самара:

При $\tau = 0,01 + t_{c.g} = 0,01 + 0,03 = 0,04$ с:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o} \cdot e^{-\tau/T_a} = \sqrt{2} \cdot 17,32 \cdot e^{-0,04/0,23} = 20,584 \text{ кА.}$$

Расчетные и каталожные данные выключателя ВВУ-СЭЩ-(Э)П-10 приведены в таблице 6.7.

Таблица 6.7 – Расчетные и каталожные данные выключателя ВВУ-СЭЩ-(Э)П-10

Расчет	Каталог
$U_{ном} = 6 \text{ кВ};$	$U_{сет.ном} = 10 \text{ кВ};$
$I_{max} = 2566,45 \text{ А};$	$I_{ном} = 3150 \text{ А};$
$I_{n,o}^3 = 17,32 \text{ кА};$	$I_{откл.ном} = 40 \text{ кА};$
$i_{a,\tau} = 20,584 \text{ кА.}$	$i_{a.ном} = (\sqrt{2} \cdot \beta_{нор} / 100) \cdot I_{откл.ном} =$ $= (\sqrt{2} \cdot 41 / 100) \cdot 40 = 23,2 \text{ кА};$
$\sqrt{2} \cdot I_{n,\tau} + i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 17,32 + 20,584 = 45 \text{ кА.}$	$\sqrt{2} \cdot I_{откл.ном} \cdot (1 + \beta_{нор} / 100) =$ $= \sqrt{2} \cdot 40 \cdot (1 + 0,41) = 79,76 \text{ кА.}$
$i_{y\partial} = 47 \text{ кА}$	$i_{нр.с} = 100 \text{ кА}$
$I_{n,o} = 17,32 \text{ кА};$	$I_{нр.с} = 40 \text{ кА};$
$B_{\kappa} = 249 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$	$I_{мер}^2 t_{мер} \geq B_{\kappa} =$ $= 40^2 \cdot 3 \geq 249 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$

Результаты сравнения характеристик высоковольтных выключателей LF3 и ВВУ-СЭЩ-10 оформим в виде таблицы 6.8.

Выбираем высоковольтный выключатель ВВУ-СЭЩ-10 производства Электощит г. Самара, т.к. у выключателя LF3 амплитуда номинального тока отключения $i_{a.ном} = 9,6 \text{ кА}$ меньше, чем апериодическая составляющая тока КЗ $i_{a,\tau} = 17,3 \text{ кА}$.

Таблица 6.8 - Сравнение характеристик высоковольтных выключателей LF3 и ВВУ-СЭЩ-10

Тип	$t_{\text{своткл}}$	$t_{\text{св.вкл}}$	Ресурс в циклах включение-отключение	$i_{\text{а.ном}}$	$i_{\text{а.т}}$	$i_{\text{пр.скв}}$	$I_{\text{пр.скв}}$
LF3	70	65	10000	9,6	17,3	102	40
ВВУ – СЭЩ – Э – 10	30	50	25000-50000	23,2	20,5	100-79	40-20
ВВУ – СЭЩ – П – 10	30	50	10000	23,2	20,5	100	40

Максимальный ток фидера к ТП-60:

$$I_{\text{max ТП-60}} = 1,4 \cdot \frac{S_{\text{номТП-60}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = 1,4 \cdot \frac{842}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 108,04 \text{ А};$$

Выбираем высоковольтный выключатель ВВУ – СЭЩ – П – 10 с

$$I_{\text{ном}} = 1600 \text{ А}; I_{\text{откл.ном}} = 40 \text{ кА}; i_{\text{пр.с}} = 100 \text{ кА}; I_{\text{пр.с}} = 40 \text{ кА}.$$

Максимальный ток фидера к РП 3, РП 4:

$$I_{\text{max РП-гор. №3,4}} = 1,4 \cdot \frac{S_{\text{номРП-гор. №3,4}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = 1,4 \cdot \frac{3918}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 502,72 \text{ А};$$

Выбираем высоковольтный выключатель ВВУ – СЭЩ – П – 10 с

$$I_{\text{ном}} = 1600 \text{ А}; I_{\text{откл.ном}} = 40 \text{ кА}; i_{\text{пр.с}} = 100 \text{ кА}; I_{\text{пр.с}} = 40 \text{ кА};$$

Максимальный ток фидера к РП-2:

$$I_{\text{max РП-2}} = 1,4 \cdot \frac{S_{\text{номРП-2}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = 1,4 \cdot \frac{7777}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 997,87 \text{ А};$$

Выбираем высоковольтный выключатель ВВУ – СЭЩ – П – 10 с

$$I_{\text{ном}} = 1600 \text{ А}; I_{\text{откл.ном}} = 40 \text{ кА}; i_{\text{пр.с}} = 100 \text{ кА}; I_{\text{пр.с}} = 40 \text{ кА};$$

Максимальный ток фидера к РП-6:

$$I_{\text{max РП-6}} = 1,4 \cdot \frac{S_{\text{номРП-6}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = 1,4 \cdot \frac{9955}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 1277,33 \text{ А};$$

Выбираем высоковольтный выключатель ВВУ – СЭЩ – П – 10 с

$$I_{ном} = 1600 \text{ A}; I_{откл.ном} = 40 \text{ кА}; i_{пр.с} = 100 \text{ кА}; I_{пр.с} = 40 \text{ кА};$$

Максимальный ток фидера к РП-11:

$$I_{\max РП-11} = 1,4 \cdot \frac{S_{номРП-11}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = 1,4 \cdot \frac{12788}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 1640,83 \text{ A};$$

Выбираем высоковольтный выключатель ВВУ – СЭЩ – П – 10 с

$$I_{ном} = 2000 \text{ A}; I_{откл.ном} = 40 \text{ кА}; i_{пр.с} = 100 \text{ кА}; I_{пр.с} = 40 \text{ кА};$$

Максимальный ток фидера к РП-18:

$$I_{\max РП-18} = 1,4 \cdot \frac{S_{номРП-18}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = 1,4 \cdot \frac{10433}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 1338,66 \text{ A};$$

Выбираем высоковольтный выключатель ВВУ – СЭЩ – П – 10 с

$$I_{ном} = 1600 \text{ A}; I_{откл.ном} = 40 \text{ кА}; i_{пр.с} = 100 \text{ кА}; I_{пр.с} = 40 \text{ кА};$$

Максимальный ток фидера к РП-19:

$$I_{\max РП-19} = 1,4 \cdot \frac{S_{номРП-19}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = 1,4 \cdot \frac{2600}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 333,6 \text{ A};$$

Выбираем высоковольтный выключатель ВВУ – СЭЩ – П – 10 с

$$I_{ном} = 1600 \text{ A}; I_{откл.ном} = 40 \text{ кА}; i_{пр.с} = 100 \text{ кА}; I_{пр.с} = 40 \text{ кА};$$

Максимальный ток фидера к РП 924:

$$I_{\max РП-924} = 1,4 \cdot \frac{S_{номРП-924}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = 1,4 \cdot \frac{6450}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 827,6 \text{ A};$$

Выбираем высоковольтный выключатель ВВУ – СЭЩ – П – 10 с

$$I_{ном} = 1600 \text{ A}; I_{откл.ном} = 40 \text{ кА}; i_{пр.с} = 100 \text{ кА}; I_{пр.с} = 40 \text{ кА};$$

Максимальный ток фидера к ТП-АГНКС:

$$I_{\max ТП-АГНКС} = 1,4 \cdot \frac{S_{номТП-АГНКС}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = 1,4 \cdot \frac{918}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 117,78 \text{ A};$$

Выбираем высоковольтный выключатель ВВУ – СЭЩ – П – 10 с

$$I_{ном} = 1600 \text{ A}; I_{откл.ном} = 40 \text{ кА}; i_{пр.с} = 100 \text{ кА}; I_{пр.с} = 40 \text{ кА};$$

Максимальный ток фидера к ТП-СтрЛог:

$$I_{\max \text{ТП-Стр.Лог}} = 1,4 \cdot \frac{S_{\text{номТП-Стр.Лог}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = 1,4 \cdot \frac{769}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 98,67 \text{ A};$$

Выбираем высоковольтный выключатель ВВУ – СЭЩ – П – 10 с

$$I_{\text{ном}} = 1600 \text{ A}; I_{\text{откл. ном}} = 40 \text{ кА}; i_{\text{пр.с}} = 100 \text{ кА}; I_{\text{пр.с}} = 40 \text{ кА};$$

6.2.2 Выбор трансформатора тока

Расчетные токи послеаварийного режима:

– для вводов 1-4.

$$I_{\max} = 1,4 \cdot \frac{S_{\text{Т.ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.}} \cdot 2} = 1,4 \cdot \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 6,3 \cdot 2} = 2566 \text{ A};$$

$$I_{\text{ном}} = \frac{S_{\text{Т.ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.}}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 6,3 \cdot 2} = 1832,928 \text{ A};$$

Выбираем трансформатор тока (ТТ) ТШЛ-СЭЩ-10.

$$I_{\text{1ном}} = 3000 \text{ A}, K_{\text{эд}} = 23,57, t_{\text{T}} = 3 \text{ с.}, Z_{\text{2ном.}} = 1,2 \text{ Ом}$$

Расчетные и каталожные данные приведены в таблице 6.9.

Таблица 6.9 – Расчетные и каталожные данные ТТ ТШЛ-СЭЩ-10

Расчет	Каталог
$U_{\text{ном}} = 6,3 \text{ кВ};$	$U_{\text{сет.ном}} = 10 \text{ кВ};$
$I_{\max} = 2566 \text{ A};$	$I_{\text{1ном}} = 3000 \text{ A};$
$i_{\text{уд}} = 47 \text{ кА}$	$K_{\text{эд}} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{1ном.}} = 23,57 \cdot \sqrt{2} \cdot 3 = 100 \text{ кА};$
$B_{\text{к}} = 190,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$	$I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$

Сопротивление приборов:

$$R_{\text{приб.}} = S_{\text{приб.}} / I_2^2 = 23,5 / 5^2 = 0,94 \text{ Ом}.$$

Принимаем $R_{\text{к}} = 0,1 \text{ Ом}$, тогда

$$R_{\text{пр}} = Z_{\text{2ном}} - R_{\text{приб}} - R_{\text{к}} = 1,2 - 0,94 - 0,1 = 0,16 \text{ Ом}.$$

Вторичная нагрузка ТТ ТШЛ-СЭЩ-10 состоит из счетчика активной и реактивной энергии с $S = 2.5$ ВА на фазу, амперметра с $S = 0.5$ ВА на фазу и терминалов защиты ЭКРА с $S = 20$ ВА на фазу.

Принимая длину медных проводов $l=40$ м:

$$s = \frac{\rho \cdot l_p}{R_{np}} = \frac{0,0175 \cdot 40}{0,16} = 4,375 \text{ мм}^2$$

Принимаем стандартное сечение провода 6 мм^2 .

Результаты выбора ТТ сведем в таблицу 6.10.

Таблица 6.10 – Результаты выбора ТТ ТОЛ-СЭЩ-10

Ячейки к	$I_{ном}, A$	$i_{элд}, \kappa A$	$I_{терм}, \kappa A$	$I_T^2 \cdot t, \kappa A$	I_{max}, A	$i_{y0}, \kappa A$	$B_{к}, \kappa A^2 \cdot c$
ТП – 60	300	78,8	31,5	992,25	108	47	190
РП – 3, РП – 4	600	100	40	1600	502,7	47	190
РП – 2	1500	100	40	1600	997,8	47	190
РП – 6	1500	100	40	1600	1277	47	190
РП – 11	2000	100	40	1600	1640,8	47	190
РП – 18	2000	100	40	1600	1338,6	47	190
РП – 19	400	100	40	1600	333,6	47	190
РП – 924	1000	100	40	1600	827,6	47	190
ТП – АГНКС	300	78,8	31,5	992,25	117,78	47	190
ТП – СтрЛог	200	78,8	31,5	992,5	98,67	47	190

6.2.3 Выбор трансформатора напряжения (ТН)

Выбираем ТН типа НАЛИ-СЭЩ-6-3.

Вторичная нагрузка ТН НАЛИ-СЭЩ-6-3 состоит из: вольтметра Ц42702 с $P = 2$ Вт; счетчика активной энергии СЭТ – 4ТМ03М с $P = 5$ Вт и $Q = 3$ вар и терминалов защиты ЭКРА БЭ2502 с $P = 15$ Вт.

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(\sum S_{приб} \cos \phi)^2 + (\sum S_{приб} \sin \phi)^2} = \sqrt{P_{приб}^2 + Q_{приб}^2} = \\ = \sqrt{22^2 + 3^2} = 22,2 \text{ ВА}$$

Выбранный ТН НАЛИ-СЭЩ-6-3 имеет $S_{ном} = 400$ ВА в классе точности 0,5. Т.к. $S_{2\Sigma} = 22 < S_{ном} = 400$ ВА, ТН будет работать в классе точности 0,5.

6.2.4 Выбор кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена (СПЭ)

Выбираем кабельную линию, выполненную трехжильным кабелем с изоляцией из СПЭ типа АПВКсВнг-LS, подключенную к выключателю ВВУ-СЭЩ-П-10 с $I_{ном}=3150$, $t_{откл.в}=0,03$ с, $t_{р.з.}=1$ с, $T_a=0,01$ с, $I_{н.о}=17,32$ кА.

Кабель прокладывается в ЗРУ с $\theta=30$ °С, $T_{max}=4500$ ч.

Критическое максимальное время КЗ определяется:

$t_{отк.кр}=0,65 \cdot 10^{-2} \cdot S$ – для алюминиевых проводников;

$$t_{отк.кр}=0,0065 \cdot (240 \cdot 3) = 4,56 \text{ с}.$$

Т.к. $t_{отк}=1,04 < 4,56 = t_{отк.кр}$, то теплоотдачу не учитываем.

Сопротивление системы для шин 6,3 кВ:

$$x_c = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot I_{н0}} = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot 17,32} = 0,21 \text{ Ом}.$$

Линия к ТП-60:

$$I_{maxТП-60} = 108,04 \text{ А};$$

$$s_3 = \frac{I_{max}}{j_3} = \frac{108,4}{1,3} = 83,38 \text{ мм}^2.$$

Выбираем сечение кабеля 95 мм². С учетом поправки на температуру воздуха

$$I_{ол.дон} = 0,96 \cdot (248 \cdot 3) \cdot 1 = 714,24 \text{ А} > I_{max} = 108 \text{ А}.$$

1) при расположении в плоскости

$$x_{каб} = x_{уд} l = (0,189) \cdot 1240 \cdot 10^{-3} = 0,234 \text{ Ом};$$

2) при расположении треугольником

$$x_{каб} = x_{уд} l = (0,112) \cdot 1240 \cdot 10^{-3} = 0,138 \text{ Ом};$$

$$r_{каб} = R_{уд} l = (0,33) \cdot 1240 \cdot 10^{-3} = 0,41 \text{ Ом};$$

$$R_{\nu} = R_{20} \cdot (228,0 + \nu) / 248,0 = 0,32 \cdot (228 + 30) / 248 = 0,33.$$

где R_{20} – сопротивление жилы при 20°С, Ом/км,

R_{ν} – сопротивление жилы при 30°С, Ом/км.

1) Результирующее полное сопротивление кабеля при расположении в плоскости:

$$z_{рез} = \sqrt{\left(x + \frac{x_{каб}}{2}\right)^2 + \left(\frac{r_{каб}}{2}\right)^2} = \sqrt{\left(0,21 + \frac{0,234}{2}\right)^2 + \left(\frac{0,41}{2}\right)^2} = 0,386.$$

2) Результирующее полное сопротивление кабеля при расположении треугольником:

$$z_{рез} = \sqrt{\left(x + \frac{x_{каб}}{2}\right)^2 + \left(\frac{r_{каб}}{2}\right)^2} = \sqrt{\left(0,21 + \frac{0,138}{2}\right)^2 + \left(\frac{0,41}{2}\right)^2} = 0,345.$$

$$1) I_{n0\equiv} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot z_{рез}} = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot 0,386} = 9,44 \text{ кА};$$

$$2) I_{n0\Delta} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot z_{рез}} = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot 0,345} = 10,5 \text{ кА}.$$

Интеграл Джоуля:

$$1) B_k = I_{n,o}^2 \cdot (t_{откл} + t_{рз} + T_a) = 9,44^2 \cdot (0,03 + 1 + 0,01) = 92,67 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с}.$$

$$2) B_k = I_{n,o}^2 \cdot (t_{откл} + t_{рз} + T_a) = 10,5^2 \cdot (0,03 + 1 + 0,01) = 114,66 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с}.$$

Минимально допустимое сечение по термической стойкости:

$$1) s_{\min_терм\equiv} = \frac{\sqrt{B_k}}{C_T} = \frac{\sqrt{92,67 \cdot 10^3}}{90} = 107 \text{ мм}^2;$$

$$2) s_{\min_терм\Delta} = \frac{\sqrt{B_k}}{C_T} = \frac{\sqrt{114,66 \cdot 10^3}}{90} = 118,9 \text{ мм}^2$$

Т.е. выбранный кабель не проходит проверку по термической стойкости и к установке принимается кабель сечением 120 мм².

Результаты выбора кабелей сведем в таблицу 6.11.

Таблица 6.11 – Результаты выбора кабелей к потребителям

Потребитель	s , мм	l , м	$s_{\min_терм\equiv}$	$s_{\min_терм\Delta}$
ТП – 60	1×(3×120)	1240	107	118,9
РП – 2	1×(3×185)	2050	72,18	113
РП – 6	2×(3×185)	1600	110	129
РП – 11	3×(3×185)	2100	95,56	114

Продолжение таблицы 6.11

<i>РП – 18</i>	2×(3×185)	1800	104,97	121
<i>РП – 19</i>	1×(3×120)	1352	96	109
<i>РП – 924</i>	2×(3×185)	750	125	138,2
<i>ТП – АГНКС</i>	1×(3×150)	892	115	123,3
<i>ТП – СтрЛог</i>	1×(3×120)	1562	87,3	96,5

6.2.5 Выбор жестких шин

Ошиновка в шкафах КРУ выполняется алюминиевыми шинами.

Выбираем шины от СТ до КРУ и изоляторы.

Расчетный ток:

$$I_{ном} = \frac{S_{Т.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 6,3 \cdot 2} = 1833 \text{ А};$$

$$I_{max} = 1,4 \cdot \frac{S_{Т.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = 1,4 \cdot \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 6,3 \cdot 2} = 2556 \text{ А};$$

Экономическое сечение:

$$s_{э} = \frac{I_{ном}}{j_{э}} = \frac{2556}{1,1} = 2323 \text{ мм}^2.$$

Выбираем шины коробчатого сечения (100×2) мм², с $I_{дон} = 2820 \text{ А}$.

Проверяем по нагреву в длительном режиме:

$$I_{max} = 2556 \text{ А} < I_{дон} = 2820 \text{ А}.$$

Минимальное термическое сечение:

$$s_{min} = \frac{\sqrt{B_{к}}}{C_{Т}} = \frac{\sqrt{249} \cdot 10^3}{90} = 175,3 \text{ мм}^2.$$

Шины обладают термической стойкостью, так как

$$s_{min} = 175,3 \leq s = 775 \cdot 2 \text{ мм}^2.$$

Частота собственных колебаний шины:

$$f_0 = \frac{r_1^2}{2\pi l^2} \cdot \sqrt{\frac{EJ}{m}} = \frac{4,73^2}{2 \cdot 3,14 \cdot 1^2} \cdot \sqrt{\frac{7 \cdot 10^{10} \cdot 2190 \cdot 10^{-8}}{131,76}} = 384,27 \text{ Гц}$$

Удельная масса шины:

$$m = 2,7 \cdot 10^{-3} \cdot (2 \cdot 244) \cdot 100 = 131,76 \text{ кг} / \text{м}.$$

Выполним проверку шины на электродинамическую стойкость:

$$\sigma_{\max} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7} l_{\text{из}}^2 i_{\text{уд}}^2 k_{\phi} k_{\text{расч}}}{\lambda \cdot W \cdot a} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot 1^2 \cdot (61700)^2 \cdot 1 \cdot 1}{12 \cdot 23 \cdot 10^{-6} \cdot 0,8} = 2,986 \text{ МПа},$$

где

$$W = \frac{6h^3 - [(b - \Delta) \cdot (h - 2\Delta)^3]}{bh} =$$

$$= \frac{6 \cdot 17,5^3 - [(8 - 0,8) \cdot (17,5 - 2 \cdot 0,8)^3]}{8 \cdot 17,5} = 23 \text{ см}^3 = 23 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3$$

Шины обладают механической прочностью, т.к. выполняется неравенство $\sigma_{\text{раб}} = 2,986 \text{ МПа} \leq \sigma_{\text{дон}} = 213 \text{ МПа}$.

Выбираем опорные изоляторы ИОР-10-16,00 УХЛЗ высотой $H_{\text{из}} = 130 \text{ мм}$. Максимальная нагрузка на изоляторы составит:

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{\text{уд}}^2}{a} \cdot k_{\phi} \cdot k_{\text{расч}} \cdot l_{\text{из}} \cdot 10^{-7} = \sqrt{3} \cdot \frac{(61700)^2}{0,8} \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 10^{-7} = 824,216 \text{ Н}.$$

изолятор проходит проверку, т.к.

$$F_{\text{расч}} = 824 \text{ Н} \leq F_{\text{дон}} = 0,6 \cdot F_{\text{разр}} \cdot \frac{H_{\text{из}}}{H} =$$

$$= 0,6 \cdot 16000 \cdot \frac{0,130}{0,130 + 0,08 + \frac{0,175}{2}} = 4194,95 \text{ Н}$$

$$\text{где } H = H_{\text{из}} + b + \frac{h}{2} = 0,2975$$

Выбираем проходной изолятор ИП-10/5000-42,5 УЗ со следующими характеристиками: $U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$, $I_{\text{продол. раб.}} = 4041 \text{ А} \leq I_{\text{ном}} = 5000 \text{ А}$; $F_{\text{разр.}} = 42,5 \text{ кН}$.

Выполним проверку изолятора на электродинамическую стойкость:

$$F_{\text{расч}} = 0,5 \cdot \frac{i_{\text{уд}}^2}{a} \cdot l_{\text{из}} \cdot 10^{-7} = 0,5 \cdot \frac{61700^2}{0,8} \cdot 1 \cdot 10^{-7} = 237,931 \text{ Н}.$$

изолятор проходит проверку, т.к.

$$F_{\text{расч}} = 237,931 \text{ Н} \leq 0,6 \cdot F_{\text{разр.}} = 0,6 \cdot 42500 = 25500 \text{ Н}.$$

7 Выбор КРУ

На ГПП комплектное распределительное устройство производства ЕЛТА находится в эксплуатации с 1976 г. и нуждается в полной замене оборудования в связи с моральным и техническим износом. Существующие ячейки укомплектованы маломасляными выключателями ВМП-10 которые выработали свой ресурс.

Для замены устаревших ячеек выбираем ячейки КРУ-СЭЩ-70 производства Электроцит г. Самара. Внешний вид ячеек представлен на рисунке 7.1. С техническими характеристиками можно ознакомиться на сайте завода-изготовителя.



Рисунок 7.1 – Внешний вид ячейки КРУ-СЭЩ-70

Разрез шкафа КРУ СЭЩ-70 «Самсон» представлен на рисунке 7.2.

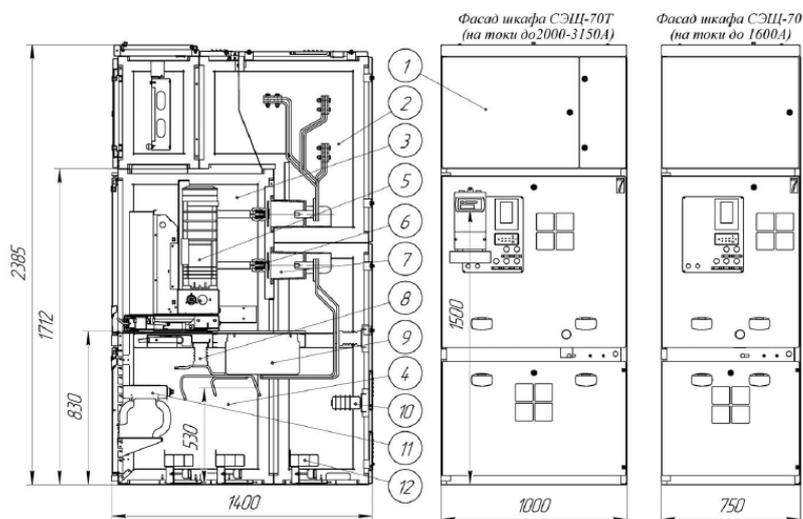


Рисунок 7.2 – Разрез шкафа КРУ СЭЩ-70 «Самсон»

8 Выбор микропроцессорной релейной защиты

Согласно ПУЭ и РД по релейной защите на силовых трансформаторах ГПП применяются следующие виды защит:

- а) Газовая защита;
- б) Продольная дифференциальная защита;
- в) Максимальные токовые защиты (МТЗ).

Для подключения МТЗ и ДЗТ на стороне 110 кВ используются отдельные обмотки ТТ.

Релейная защита оборудования подстанции 110 кВ и силовых трансформаторов выполняется с использованием шкафов ШЭ2607 на базе микропроцессорного терминала защиты БЭ2704.

Шкаф ШЭ2607 состоит из двух комплектов.

Первый комплект реализует функции основных и резервных защит силового трансформатора. Второй комплект реализует функции РПН.

8.1 Расчет токов короткого замыкания

Принимаем максимальное и минимальное значение мощности короткого замыкания на шинах 110 кВ:

$$S_{K \max} = 5000 \text{ МВА}; S_K = 3500 \text{ МВА}; S_{K \min} = 1500 \text{ МВА}.$$

Сопротивление системы:

$$X_C = \frac{U_{\text{номВН}}^2}{S_K} \quad (8.1)$$

$$X_{C \max} = \frac{U_{\text{номВН}}^2}{S_{K \max}} = \frac{115^2}{5000} = 2,645 \text{ Ом};$$

$$X_C = \frac{U_{\text{номВН}}^2}{S_K} = \frac{115^2}{3500} = 3,778 \text{ Ом};$$

$$X_{C \min} = \frac{U_{\text{номВН}}^2}{S_{K \min}} = \frac{115^2}{1500} = 8,8 \text{ Ом};$$

Сопротивление высоковольтных линий:

$$x_{Л} = x_0 \cdot l \quad (8.2)$$

$$x_{Л1} = 0,4 \cdot 2,91 = 1,164 \text{ Ом, — от ТЭЦ-1}$$

$$x_{Л2} = 0,4 \cdot 10 = 4 \text{ Ом. — от ПС «Нижекамская»}$$

Сопротивление обмотки силового трансформатора со стороны 110 кВ в минимальном режиме:

$$x_{mBH \min} = \frac{U_{\kappa \min}}{100} \cdot \frac{[U_{\text{ср.ВН}} \cdot (1 - \Delta U_{\text{рнн}} / 100)]^2}{S_{\text{т.ном}}} \quad (8.3)$$

$$U_{\kappa \min} = 9,59 \%;$$

$$x_{mBH \min} = \frac{9,59}{100} \cdot \frac{[115 \cdot (1 - 16 / 100)]^2}{40} = 22,372 \text{ Ом.}$$

Сопротивление обмотки силового трансформатора со стороны 110 кВ в максимальном режиме:

$$x_{mBH \max} = \frac{U_{\kappa \max}}{100} \cdot \frac{[U_{\text{ср.ВН}} \cdot (1 + \Delta U_{\text{рнн}} / 100)]^2}{S_{\text{т.ном}}} \quad (8.4)$$

Согласно ГОСТ 721-77 максимальным напряжением для сетей 110 кВ является $U_{\max} = 126 \text{ кВ}$.

$$U_{\kappa \max} = 11,46 \%;$$

$$x_{mBH \max} = \frac{11,46}{100} \cdot \frac{126^2}{40} = 45,48 \text{ Ом.}$$

В заданном режиме со стороны 110 кВ:

$$x_{mBH \text{ зад}} = \frac{U_{\kappa \text{ зад}}}{100} \cdot \frac{U_{\text{ср.ВН}}^2}{S_{\text{т.ном}}} \quad (8.5)$$

$$U_{\kappa \text{ зад}} = 10,5 \%;$$

$$x_{mBH \text{ зад}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{115^2}{40} = 34,71 \text{ Ом.}$$

Сопротивление обмотки силового трансформатора со стороны 6 кВ в минимальном режиме:

$$x_{mHH \min} = \frac{U_{\kappa \min}}{100} \cdot \frac{U_{\text{ср.НН}}^2}{S_{\text{т.ном}}} \quad (8.6)$$

$$U_{k \min} = 1,75 \cdot u_{k \min} = 1,75 \cdot 9,59 = 16,78 \ %;$$

$$x_{mHH \min} = \frac{16,78}{100} \cdot \frac{6,3^2}{40} = 0,166 \ \text{Ом};$$

Сопротивление обмотки силового трансформатора со стороны 6 кВ в максимальном режиме:

$$x_{mHH \max} = \frac{U_{k \max}}{100} \cdot \frac{U_{cp.HH}^2}{S_{т.ном}} \quad (8.7)$$

$$U_{k \max} = 1,75 \cdot u_{k \max} = 1,75 \cdot 11,46 = 20,05 \ %;$$

$$x_{mHH \max} = \frac{20,05}{100} \cdot \frac{115^2}{40} = 66,29 \ \text{Ом};$$

В заданном режиме со стороны 6 кВ:

$$x_{mHH \text{ зад}} = \frac{U_{k \text{ зад}}}{100} \cdot \frac{U_{cp.HH}^2}{S_{т.ном}} \quad (8.8)$$

$$U_{k \text{ зад}} = 1,75 \cdot u_{k \text{ ср}} = 1,75 \cdot 10,5 = 18,375 \ %;$$

$$x_{mHH \text{ зад}} = \frac{18,375}{100} \cdot \frac{115^2}{40} = 60,75 \ \text{Ом};$$

Ток трехфазного короткого замыкания на стороне 110 кВ при питании от ТЭЦ-1:

$$I_{k \text{ BH} \max}^{(3)} = \frac{U_{cp.BH} (1 - \Delta U_{рпн} / 100)}{\sqrt{3} \cdot (x_{C(S_{K \max})} + x_{mBH \min} + x_l)}, \quad (8.9)$$

$$I_{k \text{ BH} \max}^{(3)} = \frac{115 \cdot (1 - 16 / 100)}{\sqrt{3} \cdot (2,645 + 22,372 + 1,164)} = 2,132 \ \text{кА};$$

$$I_{k \text{ BH} \min}^{(3)} = \frac{126}{\sqrt{3} \cdot (x_{C(S_{K \min})} + x_{mBH \max} + x_l)}, \quad (8.10)$$

$$I_{k \text{ BH} \min}^{(3)} = \frac{126}{\sqrt{3} \cdot (8,8 + 45,48 + 1,164)} = 1,313 \ \text{кА}.$$

Ток трехфазного короткого замыкания на стороне 110 кВ при питании от ПС «Нижекамская»

$$I_{к\text{ ВНmax}}^{(3)} = \frac{115 \cdot (1 - 16/100)}{\sqrt{3} \cdot (2,645 + 22,372 + 4)} = 1,924 \text{ кА};$$

$$I_{к\text{ ВНmin}}^{(3)} = \frac{126}{\sqrt{3} \cdot (8,8 + 45,48 + 4)} = 1,249 \text{ кА}.$$

Ток трехфазного короткого замыкания на стороне 6 кВ при питании от ТЭЦ-1:

$$I_{к\text{ ННmax}}^{(3)} = I_{к\text{ ВНmax}}^{(3)} \cdot \frac{U_{\text{ср.ВН}} (1 - \Delta U_{\text{рпн}} / 100)}{U_{\text{ср.НН}}} \text{ кА}, \quad (8.11)$$

$$I_{к\text{ ННmax}}^{(3)} = 2,132 \cdot \frac{115 \cdot (1 - 16/100)}{6,3} = 32,67 \text{ кА};$$

$$I_{к\text{ ННmin}}^{(3)} = I_{к\text{ ВНmin}}^{(3)} \cdot \frac{U_{\text{макс}}}{U_{\text{ср.НН}}} \text{ кА}, \quad (8.12)$$

$$I_{к\text{ ННmin}}^{(3)} = 1,313 \cdot \frac{126}{6,3} = 26,26 \text{ кА}.$$

Ток трехфазного короткого замыкания на стороне 6 кВ при питании от ПС «Нижекамская»:

$$I_{к\text{ ННmax}}^{(3)} = 1,924 \cdot \frac{115 \cdot (1 - 16/100)}{6,3} = 29,5 \text{ кА};$$

$$I_{к\text{ ННmin}}^{(3)} = 1,249 \cdot \frac{126}{6,3} = 25 \text{ кА}.$$

Найдем ток трехфазного КЗ в заданном режиме:

$$I_{к\text{ ВН}}^{(3)} = \frac{U_{\text{ср.ВН}}}{\sqrt{3} \cdot (x_C + x_L + x_{\text{мВН зад}} + x_{\text{мННзад}})}, \quad (8.13)$$

где $x_{\Sigma} = x_C + x_L + x_{\text{м.вн}} + x_{\text{м.нн}}$;

При питании от ТЭЦ-1:

$$I_{к\text{ ВНзад}}^{(3)} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot (3,778 + 1,164 + 34,71 + 60,75)} = 0,66 \text{ кА};$$

$$I_{к\text{ ННзад}}^{(3)} = I_{к\text{ ВНзад}}^{(3)} \cdot \frac{U_{\text{ср.ВН}}}{U_{\text{ср.НН}}} = 0,66 \cdot \frac{115}{6,3} = 12,085 \text{ кА}.$$

При питании от ПС «Нижекамская»:

$$I_{к\text{ ВНзад}}^{(3)} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot (3,778 + 4 + 34,71 + 60,75)} = 0,64 \text{ кА};$$

$$I_{к\text{ ННзад}}^{(3)} = I_{к\text{ ВНзад}}^{(3)} \cdot \frac{U_{\text{ср.ВН}}}{U_{\text{ср.НН}}} = 0,64 \cdot \frac{115}{6,3} = 11,75 \text{ кА}.$$

8.2 Расчет РЗ ГПП и выбор уставок для терминала БЭ2704

8.2.1 Расчет базисных токов

$$I_{\text{баз.ВН}} = \frac{I_{\text{ном.ВН}} \cdot k_{\text{сх}}}{K_{\text{ТТ}}} = \frac{200,82 \cdot 1}{600/5} = 1,673 \text{ А};$$

$$I_{\text{баз.НН1(НН2)}} = \frac{I_{\text{ном.НН}} \cdot k_{\text{сх}}}{K_{\text{ТТ}}} = \frac{1833 \cdot 1}{3000/5} = 3,055 \text{ А}.$$

8.2.2 Выбор уставок ДЗТ

Относительный начальный ток срабатывания ДЗТ Т $I_{\text{ДО.расч}^*}$ при отсутствии торможения:

$$I_{\text{ДО.расч}^*} = K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}^*}.$$

где $K_{\text{отс}} = 1,3$;

$$I_{\text{нб.расч}^*} = K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{выр}}.$$

где $K_{\text{пер}} = 1,5$;

$$K_{\text{одн}} = 1;$$

$$\varepsilon = 0,1;$$

$$\Delta U_{\text{РПН}} = \frac{|U_{\text{РПНmax}} - U_{\text{РПНmin}}|}{2 \cdot 100\%} = \frac{|9 - (-9)|}{2 \cdot 100\%} = 0,09;$$

$$\Delta f_{\text{выр}} = 0,02.$$

Тогда

$$I_{\text{ДО.расч}^*} = 1,3 \cdot (1,5 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,09 + 0,02) = 0,338 \approx 0,34 \text{ о.е.}$$

Ток начала торможения ДЗТ Т.

Выбираем уставку тока начала торможения $I_{\text{Т.О}} = 1,0 \text{ о.е.}$.

Ток торможения блокировки:

$$I_{T.БЛ.} = K_{отс} \cdot K_{пред.нагр.} \cdot \frac{I_{ном.нагр.}}{I_{баз.стор.}} \cdot \frac{k_{сх.ТТ.ВН.}}{K_{ТТ.ВН.}} \text{ о.е.}$$

где $K_{отс} = 1,1$;

$$K_{пред.нагр} = 2,0$$

$$K_{ТТ.ВН} = 600 / 5$$

$$k_{сх.ТТ.ВН} = 1$$

$$I_{T.БЛ.} = 1,1 \cdot 2 \cdot \frac{200,82}{1,673} \cdot \frac{1}{600/5} = 2,2 \text{ о.е.}$$

Коэффициент торможения.

Максимальный первичный ток при внешнем КЗ:

$$I_{скв.} = \frac{I_{КЗ.Ме.стор.}}{I_{баз.стор.}} \cdot \frac{k_{сх.ТТ.стор.}}{K_{ТТ.стор.}} = \frac{2132}{1,673} \cdot \frac{1}{600/5} = 10,62 \text{ о.е.}$$

При $I_{скв.}$ дифференциальный ток будет равен:

$$I_{Д} = (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{выр}) \cdot I_{скв} = 0,26 \cdot 10,62 = 2,761 \text{ о.е.}$$

Тормозной ток:

$$I_T = \sqrt{I_{скв} \cdot (I_{скв} - I_{Д}) \cdot \cos \beta} = \sqrt{10,62 \cdot (10,62 - 2,761) \cdot \cos 15^\circ} = 8,97 \text{ о.е.}$$

где $\beta = 15^\circ$.

Тогда коэффициент торможения:

$$K_T = \frac{K_{отс} \cdot I_{Д} - I_{ДО}}{I_T - I_{ТО}} = \frac{1,1 \cdot 2,761 - 0,34}{8,97 - 1} = 0,338 \approx 0,35 \text{ о.е.}$$

Ток срабатывания дифференциальной отсечки

Ток срабатывания дифференциальной токовой отсечки выбирается из условий:

а) отстройки от броска тока намагничивания СТ $I_{отс} \geq 8,97 \text{ о.е.}$;

б) отстройки от максимального первичного тока небаланса при переходном режиме расчетного внешнего короткого замыкания:

$$I_{Д} = 1,5 \cdot I_{скв} \cdot (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{выр}) = 1,5 \cdot 10,62 \cdot 0,41 = 6,5 \text{ о.е.}$$

Исходя из двух условий выбираем $I_{отс} \geq 8,97 \text{ о.е.}$

Окончательно принимаем следующие уставки ДЗТ:

- ток срабатывания ДЗТ: $I_{ДО.расч}^* = 0,34 \text{ о.е.}$;

- ток начала торможения: $I_{Т.О} = 1,0 \text{ о.е.}$;

- ток торможения блокировки ДЗТ: $I_{Т.БЛ.} = 2,2 \text{ о.е.}$;

- коэффициент торможения ДЗТ: $K_T = 0,35 \text{ о.е.}$;

- уровень блокировки по 2-й гармонике дифференциального тока:

$$I_{0100Гц} / I_{050Гц} = 0,1 \text{ о.е.}$$

- ток срабатывания дифференциальной отсечки: $I_{отс} = 8,97 \text{ о. е.}$

Проверим чувствительность ДЗТ Т.

Условие чувствительности защиты $K_{\text{ч}} > 2$.

Двухфазное КЗ на стороне 6 кВ силового трансформатора Т1 в min режиме при среднем ответвлении РПН:

$$K_{\text{ч}} = \frac{26260 \cdot 6,3 / 115 \cdot \sqrt{3} / 2}{68,27} = 18,22 ;$$

Двухфазное КЗ на стороне 6 кВ силового трансформатора Т2 в min режиме при среднем ответвлении РПН:

$$K_{\text{ч}} = \frac{25000 \cdot 6,3 / 115 \cdot \sqrt{3} / 2}{68,27} = 17,35 ;$$

Двухфазное КЗ на вводе 6 кВ силового трансформатора Т1 в min режиме при среднем ответвлении РПН:

$$K_{\text{ч}} = \frac{1313 \cdot \sqrt{3} / 2}{68,27} = 16,63 ;$$

Двухфазное КЗ на вводе 6 кВ силового трансформатора Т2 в min режиме при среднем ответвлении РПН:

$$K_{\text{ч}} = \frac{1249 \cdot \sqrt{3} / 2}{68,27} = 15,82 ;$$

Защита проходит проверку на чувствительность.

8.2.3 Защита от перегрузки СТ

Защита от перегрузки СТ устанавливается со стороны ВН и действует на сигнал. Ток срабатывания:

$$I_{зп.ВН} = \frac{I_{ном.ВН}}{K_{ТТ.ВН}} \cdot \frac{K_{отс}}{K_B};$$

где $K_{отс} = 1,05$;

$$K_B = 0,9;$$

$$I_{зп.ВН} = \frac{200,82}{600/5} \cdot \frac{1,05}{0,9} = 1,95 \text{ A.}$$

Выдержка времени выбирается на ступень больше, чем у других защит ГПП. Выбираем $t_{сз.зп} = 9 \text{ с}$.

8.2.4 Ток срабатывания автоматики охлаждения

$$I_{сз.АО.ВН} = \frac{200,82}{600/5} \cdot \frac{1,05}{0,9} = 1,95 \text{ A.}$$

8.2.5 Устройство блокировки РПН при перегрузке на стороне ВН

$$I_{зп.ВН} = \frac{200,82}{600/5} = 1,67 \text{ A.}$$

8.2.6 Максимальная токовая защита с пуском по напряжению со стороны НН

Первая ступень.

Уставки защит выбираются по следующим условиям:

Ток срабатывания по условию отстройки от тока нагрузки:

$$I_{сз.В6} = K_{отс} \cdot 0,7 \cdot I_{ном.НН} / K_B \cdot K_{ТТ.НН1(НН2)} = 1,2 \cdot 0,7 \cdot 1833 / 0,95 \cdot \frac{3000}{5} = 2,7 \text{ A.}$$

где $K_{отс} = 1,2$;

$$K_B = 0,95;$$

Ток срабатывания по согласованию с защитой отходящей линии 6 кВ:

$$I_{сз.В6} = K_{нс} \cdot (0,7 \cdot I_{ном.НН} + I_{сз.отх.линии}) / K_{ТТ.НН1(НН2)} = \\ = 1,1 \cdot (0,7 \cdot 1833 + 3000) / \frac{3000}{5} = 7,85 \text{ A.}$$

где $K_{нс} = 1,1$;

Принимаем $I_{сз.В6} = 7,8 \text{ A}$.

Выдержка времени:

$$t_{сз.В6} = t_{сз.отх.линии} + \Delta t = 1,2 + 0,4 = 1,6 \text{ с.}$$

где $\Delta t = 0,4 \text{ с}$.

Вторая ступень.

Ток срабатывания по условию отстройки от тока нагрузки:

$$I_{сз.В6} = K_{отс} \cdot I_{ном.НН} / K_B \cdot K_{ТТ.НН1(НН2)} = 1,2 \cdot 1833 / 0,95 \cdot \frac{3000}{5} = 3,85 \text{ A.}$$

Ток срабатывания по согласованию с защитой отходящей линии 6 кВ с учетом нагрузки:

$$I_{сз.В6} = K_{нс} \cdot (I_{ном.НН} + I_{сз.отх.линии}) / K_{ТТ.НН1(НН2)} = \\ = 1,1 \cdot (1833 + 3000) / \frac{3000}{5} = 8,86 \text{ A.}$$

Ток срабатывания по согласованию с МТЗ СВ 6кВ

$$I_{сз.В6} = K_{нс} \cdot (I_{сз.В6}) / K_{ТТ.НН1(НН2)} = 1,1 \cdot (5316) / \frac{3000}{5} = 9,74 \text{ A.}$$

Принимаем $I_{сз.В6} = 10 \text{ A}$.

Автоматическое ускорение МТЗ НН.

Автоматическое ускорение вводится автоматически при включении ввода вручную и в режиме АПВ.

Время срабатывания МТЗ НН на отключение силового трансформатора:

$$t_{сз.Т} = t_{сз.В62-ступень} + \Delta t = 1,9 + 0,3 = 2,2 \text{ с.}$$

Выбор уставки по напряжению.

Первичное напряжение срабатывания защиты по условию обеспечения возврата реле после отключения внешнего КЗ:

$$U_{сз.} \leq \frac{U_{\min}}{K_{отс} \cdot K_B} = \frac{0,85 \cdot 100}{1,2 \cdot 1,2} = 59,02 \text{ В.}$$

Первичное напряжение срабатывания защиты по условию отстройки от напряжения самозапуска при включении от АПВ или АВР заторможенных двигателей нагрузки:

$$U_{сз.} \leq \frac{U_{зан}}{K_{отс}} = \frac{0,7 \cdot 100}{1,2} = 58,3 \text{ В.}$$

$$\text{где } U_{\min} = 0,85 \cdot U_{ном};$$

$$U_{зан} = 0,7 \cdot U_{ном};$$

$$K_{отс} = 1,2;$$

$$K_B = 1,2;$$

Принимаем $U_{сз} = 50 \text{ В.}$

Для фильтра-реле напряжения обратной последовательности комбинированного пуска напряжения:

$$U_{2сз.} = 0,06 \cdot U_{ном} = 0,06 \cdot 100 = 6 \text{ В.}$$

Проверка чувствительности МТЗ НН

Первая ступень

$$K_{ч} = \frac{I_{к.мин1}^{(2)}}{I_{сз.В61-ступень}} = \frac{\sqrt{3} / 2 \cdot 25000}{4680} = 4,62 \geq 1,5.$$

Вторая ступень

$$K_{ч} = \frac{I_{к.мин1}^{(2)}}{I_{сз.В62-ступень}} = \frac{\sqrt{3} / 2 \cdot 25000}{6000} = 3,6 \geq 1,5.$$

8.2.7 МТЗ с пуском по напряжению стороны ВН

Ток срабатывания с учетом отстройки от номинального тока трансформатора

$$I_{сз.В110} = \frac{K_{отс} \cdot I_{ном}}{K_B \cdot K_{ТТ.ВН}} = \frac{1,2 \cdot 200,82}{0,95 \cdot 600 / 5} = 2,11 \text{ А.}$$

$$\text{где } K_B = 0,95;$$

Ток срабатывания с учетом согласования с МТЗ НН

$$I_{сз.В110} = \frac{K_{отс} \cdot I_{сз.В6}}{K_{ТТ.ВН}} = \frac{1,1 \cdot 6000 \cdot (6,3 / 115)}{600 / 5} = 3,01 \text{ А.}$$

где $K_{отс} = 1,1$;

Принимаем $I_{сз.В110} = 3,0 \text{ А.}$

Выдержка времени при отключенном положении СВ1 НН, СВ2 НН :

$$t_{сз.В110} = t_{сз.В6 \text{ 1-ступень}} + \Delta t = 1,6 + 0,3 = 1,9 \text{ с.}$$

Выдержка времени при включенном положении СВ1 НН, СВ2 НН:

$$t_{сз.В110} = t_{сз.В6 \text{ 2-ступень}} + \Delta t = 1,9 + 0,3 = 2,2 \text{ с.}$$

Проверка чувствительности МТЗ ВН

$$K_{ч} = \frac{I_{к.мин}^{(3)}}{I_{сз.В110}} = \frac{25000 \cdot (6,3 / 115)}{360} = 3,8 \geq 1,2.$$

8.3 Выбор уставок терминала БЭ2704 V073

8.3.1 МТЗ с пуском по напряжению стороны ВН

Первая ступень

Уставки принимаем такие же, как для МТЗ ВН в терминале БЭ2704 V041.

$$I_{сз.В110} = 3,0 \text{ А};$$

$$t_{сз.В110} = t_{сз.В6} + \Delta t = 1,9 + 0,3 = 2,2 \text{ с.}$$

Вторая ступень не используется.

9 Собственные нужды ГПП

К электроприемникам собственных нужд ГПП относятся: электродвигатели системы охлаждения силовых трансформаторов; устройства обогрева масляных высоковольтных выключателей и шкафов распределительных устройств с установленными в них аппаратами и приборами; установки электрического освещения и электроотопления помещений; наружное освещение территории ГПП [11, 16]. К наиболее ответственным потребителям относятся устройства управления, релейной защиты и автоматики, сигнализации и телемеханики. От этих устройств зависит работа основного оборудования ГПП и кратковременное прекращение их электроснабжения может привести к частичному или полному отключению подстанции. Электроприемники собственных нужд, перерыв в электроснабжении которых не вызывает отключения основного оборудования ГПП или снижения передаваемой мощности, относят к неответственным.

Для надежного электроснабжения потребителей собственных нужд ГПП предусматривается установка не менее двух трансформаторов собственных нужд (СН). К трансформаторам собственных нужд ГПП могут быть подключены только потребители этой подстанции. Согласно схемам собственных нужд ГПП предусматривают присоединение трансформаторов СН к различным источникам питания (вводам силовых трансформаторов или секциям РУ). На стороне низкого напряжения трансформаторы собственных нужд должны работать отдельно с взаимным резервированием с помощью устройства автоматического ввода резерва.

К потребителям собственных нужд ГПП относятся:

1. Электродвигатели охлаждения трансформаторов – $P_{СН} = 29,6$ кВт;
2. Отопление, освещение, вентиляция ОПУ - $P_{СН} = 60$ кВт;
3. Отопление, освещение, вентиляция ЗРУ 6 кВ - $P_{СН} = 7$ кВт;
4. Отопление, освещение, вентиляция здания разъездного персонала - $P_{СН} = 5,5$ кВт;

5. Освещение ОРУ 110 кВ - $P_{CH} = 2,5$ кВт;
6. Обогрев приводов выключателей на 6 кВ - $P_{CH} = 2,5$ кВт;
7. Подогрев релейного шкафа - $P_{CH} = 1$ кВт;
8. Подогрев приводов разъединителей и выключателей - $P_{CH} = 0,6$ кВт;

Суммарная нагрузка собственных нужд подстанции составляет 189,7 кВт.

Мощность трансформаторов собственных нужд при коэффициенте загрузки $k_3 = 0,7$

$$S_{T.C.H.} = k_3 \cdot \sum P_{i.C.H.} = 0,7 \cdot 189,7 = 132,79 \text{ кВА.}$$

Таким образом, для главной понизительной подстанции выбираем два ТСН мощностью 2хТСН-145 кВА.

Заключение

В выпускной квалификационной работе бакалавра разработаны мероприятия по реконструкции ГПП, питающей химические производства города Нижнекамска. Произведено технико-экономическое сравнение установленных сейчас на подстанции силовых трансформаторов TRD-31500/110/6 польской фирмы ELTA и новых силовых трансформаторов ТРДН-40000/110/6,3-6,3, выпускаемых заводом «Тольяттинский трансформатор», последние и были приняты к установке как обладающие меньшими потерями электроэнергии и запасом по пропускной способности.

Выбрана схема ОРУ 110 кВ с высоковольтными выключателями взамен схемы с отделителями и короткозамыкателями.

Выполнен расчет токов короткого замыкания для проверки выбранного оборудования 110 и 6 кВ.

Для ОРУ 110 кВ выбрано оборудование производства компании АВВ. Для ЗРУ 6 кВ выбраны шкафы КРУ-СЭЩ-70 «Самсон» выпускаемые заводом «Электрощит» в г. Самара.

Выбрана релейная защита оборудования подстанции 110 кВ и силовых трансформаторов с использованием шкафов ШЭ2607 на базе микропроцессорного терминала защиты БЭ2704 и произведен расчет ее уставок.

Определена мощность потребителей собственных нужд и выбраны трансформаторы собственных нужд.

Список использованных источников

- 1 Правила устройства электроустановок, 7-е издание. – М.; Academia, 2016.
- 2 Правила технической эксплуатации электроустановок. – М.: ФОРУМ-М, 2015.
- 3 Анчарова, Т.В. Электроснабжение и электрооборудование зданий и сооружений. Учебник / Т.В. Анчарова, М.А. Рашевская, Е.Д. Стебунова – Москва: Форум, 2014.
- 4 Щербаков, Е.Ф. Электроснабжение и электропотребление на предприятиях. Учебное пособие / Е.Ф. Щербаков – Москва: Форум, 2014.
- 5 Гвоздев, С.М. Энергоэффективное электрическое освещение. Учебное пособие / С.М. Гвоздев, Д.И. Панфилов, Т.К. Романова – М.: Издательский дом МЭИ, 2013.
- 6 Кудрин, Б.И. Электроснабжение: Учебник / Б.И. Кудрин – М.: Academia, 2015.
- 7 Сибикин, Ю.Д. Пособие к курсовому и дипломному проектированию электроснабжения промышленных, сельскохозяйственных и городских объектов. Учебное пособие / Ю.Д. Сибикин – Москва: Форум, 2015.
- 8 Хорольский, В.Я. Прикладные методы для решения задач электроэнергетики. Учебное пособие / В.Я. Хорольский – Москва: Форум, 2015.
- 9 Дьяков, А.Ф. Электромагнитная совместимость и молниезащита в электроэнергетике: учебник для вузов / А.Ф. Дьяков – Москва: МЭИ, 2015.
- 10 Сибикин, Ю.Д. Электроснабжение промышленных предприятий и установок. Учебное пособие / Ю.Д. Сибикин – Москва: Форум, 2015.
- 11 Старшинов, В.А. Электрическая часть электростанций и подстанций. Учебное пособие / В.А. Старшинов, М.В. Пираторов, М.А. Козина. – М.: Издательский дом МЭИ, 2015.

12 Шеховцов, В.П. Расчет и проектирование ОУ и электроустановок промышленных механизмов. Учебное пособие / В.П. Шеховцов – М.: Форум, Инфра-М, 2015.

13 Кудрин, Б.И. Электроснабжение потребителей и режимы. Учебное пособие для вузов / Б.И. Кудрин, Б.В. Жилин, Ю.В. Матюнина – М.: Издательский дом МЭИ, 2013.

14 Шведов, Г.В. Потери электроэнергии при ее транспорте по электрическим сетям: расчет, анализ, нормирование и снижение. Учебное пособие / Г.В. Шведов, О.В. Скрипачева, О.В. Савченко – М.: Издательский дом МЭИ, 2013.

15 Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учеб. пособие для вузов. – 5-е изд., перераб. и доп./ Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков. – М.: Энергоатомиздат, 2013.

16 Рожкова, Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: учебник для сред. проф. образования/ Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева, Т.В.Чиркова. – М.: изд. центр «Академия», 2004.

17 Макаров, Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110-1150 кВ: в 6 т.: учеб.- произв. изд. Т.3/ под ред. И.Т. Горюнова и др. – М. : Папирус Про, 2004.

18 Плащанский, Л.А. Основы электроснабжения. Раздел "Релейная защита электроустановок" / Л.А. Плащанский - Москва: Издательство Московского государственного горного университета, 2013.

19 Ополева, Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения: учеб. пособие. – М.: Форум-Инфра-М, 2006.

20 Кудрин, Б.И. Электроснабжение: Учебник / Б.И. Кудрин – М.: Academia, 2015.

21 Chaudhuri, B. Robust damping of inter-area oscillations through controllable phase shifters using global signals. - Power Engineering Society General Meeting, 2003, IEEE, On page(s): 1673 – 1679, Vol. 3, 2003.

22 Rasmussen, J. Synchronized phasor measurements of a power system. - Power Tech Conference Proceedings, 2003 IEEE Bologna, On page(s): 5 pp. Vol.3, 2003.

23 Nuqui, R.F. Phasor measurement unit placement techniques for complete and incomplete observability/ R.F. Nuqui, A.G. Phadke. - Power Delivery, IEEE Transactions on, On page(s): 2381 - 2388 Volume: 20, Issue: 4, 2005.

24 Pal, A. A PMU Placement Scheme Ensuring Real-Time Monitoring of Critical Buses of the Network/ A. Pal, G.A. Sanchez-Ayala, V.A. Centeno, J.S. Thorp, , Power Delivery, IEEE Transactions on, On page(s): 510 - 517 Volume: 29, Issue: 2, 2014.

25 Wang, Z. Generating Statistically Correct Random Topologies for Testing Smart Grid Communication and Control Networks/ Z. Wang, A. Scaglione, R. J. Thomas. - Smart Grid, IEEE Transactions on, On page(s): 28 – 39, Volume: 1, Issue: 1, 2010.