

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

Институт машиностроения, химии и энергетики
(наименование института полностью)

Кафедра Электроснабжение и электротехника
(наименование)

13.03.02. Электроэнергетика и электротехника
(код и наименование направления подготовки / специальности)

Электроснабжение
(направленность (профиль) / специализация)

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)

на тему Реконструкция электрической части подстанции 110/35/10 кВ «Восход»

Обучающийся

Д.А. Мухтаруллин

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

О.В. Федяй

(ученая степень (при наличии), ученое звание (при наличии), Инициалы Фамилия)

Тольятти 2025

Аннотация

В выпускной квалификационной работе рассматривается тема реконструкции электрической части подстанции 110/35/10 кВ «Восход», находящаяся на балансе филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье» – «Рязаньэнерго».

Цель исследования – разработать проект реконструкции электрической части подстанции 110/35/10 кВ «Восход» для повышения надёжности электроснабжения потребителей.

Объектом исследования – электрическая часть подстанции 110/35/10 кВ «Восход».

Предмет исследования – вопросы реконструкции и модернизации электротехнического оборудования подстанции.

Результаты исследования могут быть использованы при планировании реконструкции действующих подстанций, в процессе проектирования новых объектов электросетевого хозяйства.

Содержание

Введение.....	4
1 Общая часть	5
1.1 Описание существующей схемы подстанции	5
1.2 Выбор схем распределительных устройств после реконструкции.....	6
2 Расчет системы электроснабжения	10
2.1 Определение электрических нагрузок	10
2.2 Выбор типа и мощности трансформаторов.....	13
2.3 Выбор сечений линий 110 кВ и 35 кВ.....	17
2.4 Расчет токов КЗ	21
2.5 Выбор токоограничивающих реакторов.....	34
2.6 Выбор трансформаторов собственных нужд	43
3 Расчет и выбор аппаратов, шин и устройств релейной защиты и автоматики	45
3.1 Выбор проводников и аппаратов.....	45
3.2 Выбор цифровых блоков релейной защиты	60
Заключение	67
Список используемых источников.....	68

Введение

В связи с ростом объемов потребляемой электрической энергии, повышением требований к надежности электроснабжения потребителей и устареванием оборудования, в настоящее время актуальной является тема реконструкции электрической части центров питания 35 кВ и выше.

Объектом исследования в данной работе является электрическая часть подстанции 110/35/10 кВ «Восход». Предметом исследования являются вопросы реконструкции и модернизации электротехнического оборудования подстанции.

Цель исследования – разработать проект реконструкции электрической части подстанции 110/35/10 кВ «Восход» для повышения надёжности электроснабжения потребителей.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

- определить требования к схеме после проведения реконструкции;
- выработать варианты схем распределительных устройств;
- выполнить расчёт электрических нагрузок.
- осуществить выбор основного оборудования подстанции;
- рассчитать токи короткого замыкания;
- выбрать и проверить оборудование подстанции и ошиновку.

Практическая значимость работы состоит в следующем:

- повышение надёжности электроснабжения потребителей;
- оптимизация режимов работы оборудования;
- увеличение пропускной способности подстанции;
- внедрение современных технических решений;
- повышение эффективности эксплуатации оборудования.

Результаты проведенного исследования могут быть применены при планировании реконструкции существующих подстанций и при проектировании новых объектов инфраструктуры.

1 Общая часть

1.1 Описание существующей схемы подстанции

Подстанция ПС 110/35/10 кВ «Восход» расположена в селе Восход Кадомского района Рязанской области и является важным элементом энергетической инфраструктуры региона. Объект эксплуатируется филиалом ПАО «Россети Центр и Приволжье» – «Рязаньэнерго».

Основные параметры подстанции включают следующие характеристики:

- номинальное напряжение подстанции 110/35/10 кВ;
- количество силовых трансформаторов – 2;
- установленная мощность трансформаторов – 2×20 МВА.

Текущее оборудование подстанции требует модернизации. На объекте установлены масляные выключатели, которые характеризуются повышенной пожароопасностью и значительным износом. Система релейной защиты реализована на электромеханических элементах, что существенно ограничивает её функциональные возможности и надёжность.

Модернизация подстанции обусловлена следующими факторами:

- устаревшее оборудование требует замены;
- необходимость повышения надёжности электроснабжения;
- планируемый рост электрических нагрузок;
- потребность в повышении эффективности работы объекта.

Прогнозируемые параметры после модернизации, полученные в качестве исходных данных:

- максимальная активная мощность на стороне 35 кВ: 32 МВт;
- максимальная активная мощность на стороне 10 кВ: 13 МВт;
- подключение трёх распределительных пунктов напряжением 10 кВ;
- подключение шести линий электропередачи напряжением 35 кВ.

Модернизация подстанции позволит существенно повысить надёжность электроснабжения потребителей и создать необходимый резерв мощности для перспективного развития энергосистемы региона. Реализация проекта реконструкции обеспечит соответствие объекта современным техническим требованиям и повысит эффективность его эксплуатации по [14].

Таким образом, реконструкция подстанции ПС 110/35/10 кВ «Восход» является необходимым мероприятием для обеспечения надёжного и качественного электроснабжения потребителей Кадомского района Рязанской области.

1.2 Выбор схем распределительных устройств после реконструкции

Структурная схема реконструируемой ПС 110/35/10 кВ представлена на рисунке 1.

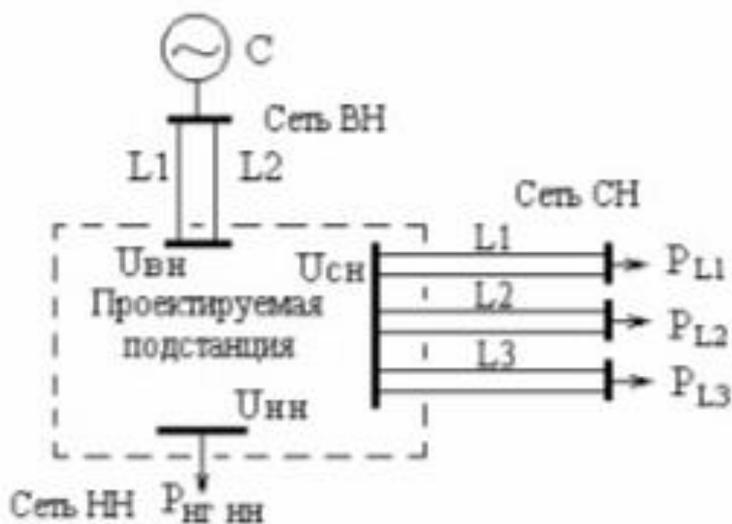


Рисунок 1 – Структурная схема реконструируемой ПС

Схема сети 10 кВ, вновь подключаемой от РУ-10 кВ после реконструкции представлена на рисунке 2.

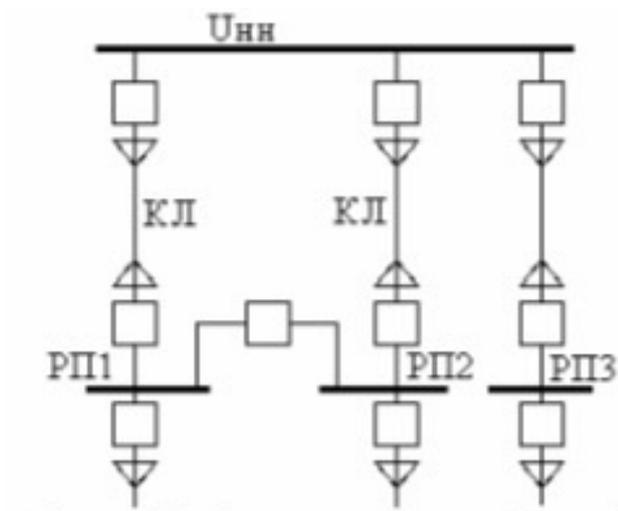


Рисунок 2 – Схема присоединяемой сети 10 кВ

Выбор схем распределительных устройств осуществляется по [18] с учетом рекомендаций, изложенных в [19].

Выбор схемы распределительных устройств осуществляется исходя из количества присоединений.

Для РУ-110 кВ количество присоединений – 4 (два силовых трансформатора и две ВЛ-110 кВ).

Для РУ-110 кВ наиболее простая и надежная схема распределительного устройства - схема 110-4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий», представленная на рисунке 3.

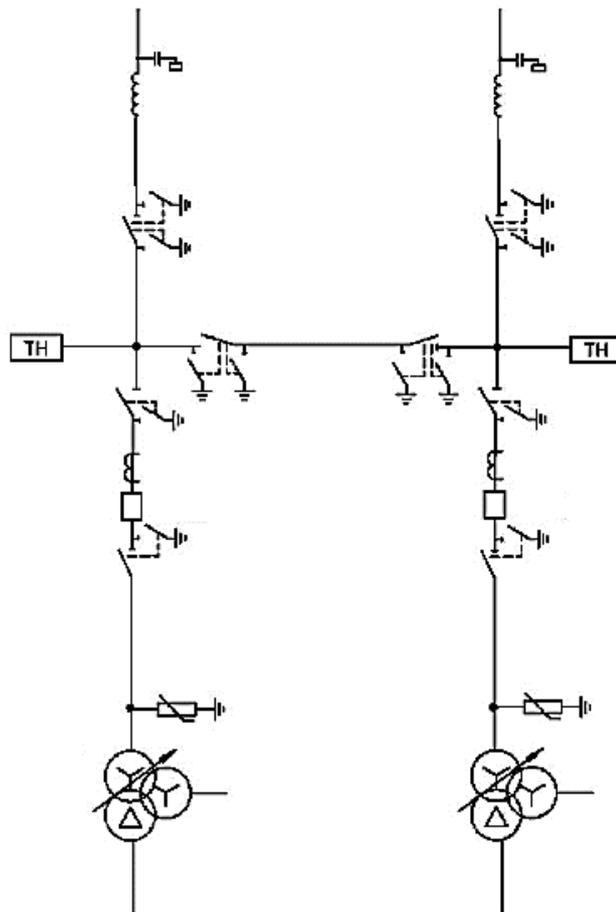


Рисунок 3 – Схема 110-4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической переключкой со стороны линий»

Для РУ-35 кВ и для РУ-10 кВ принимается схема «Одна рабочая секционированная выключателем система шин», представленная на рисунке 4.

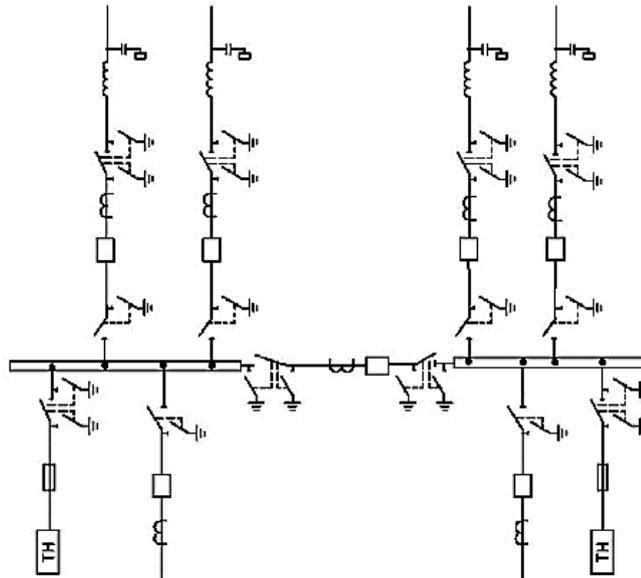


Рисунок 4 – Схема 35-9 «Одна рабочая секционированная выключателем система шин»

Применение схемы «Одна рабочая секционированная выключателем система шин» позволяет обеспечить первую категорию надежности электроснабжения потребителей, за счет наличия секционирующего выключателя.

Выводы по разделу. Выбранные схемы распределительных устройств позволяют обеспечить требуемую надежность электроснабжения потребителей и подключить необходимое количество отходящих присоединений.

2 Расчет системы электроснабжения

2.1 Определение электрических нагрузок

Расчет электрических нагрузок при проектировании реконструкции электрической части подстанции необходим для выбора силовых трансформаторов, трансформаторов тока и коммутационных аппаратов.

Для РУ-110 кВ реконструируемой подстанции 110/35/10 кВ «Восход», заданы графики электрических нагрузок и максимальная мощность нагрузки.

Максимальная мощность нагрузки после реконструкции потребителей, подключенных от РУ-35 кВ $S_{СНМАКС}$ равна 32 МВт. Коэффициент мощности нагрузки потребителей равен 0,88.

Максимальная мощность нагрузки после реконструкции потребителей, подключенных от РУ-10 кВ $S_{ННМАКС}$ равна 13 МВт. Коэффициент мощности нагрузки потребителей равен 0,89.

Для визуальной оценки наполненности графика сточных нагрузок, в процентном соотношении от максимальных нагрузок, суточные графики представлены на рисунке 5 для РУ-35 кВ.

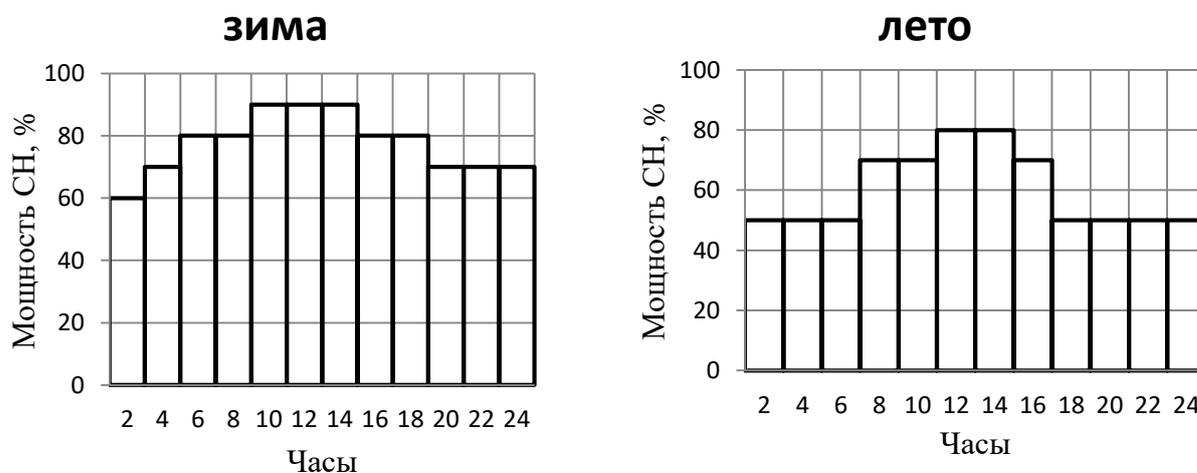


Рисунок 5 – Суточные графики для РУ СН

Для распределительного устройства низкого напряжения суточные графики нагрузок в процентном соотношении приведены на рисунке 6.

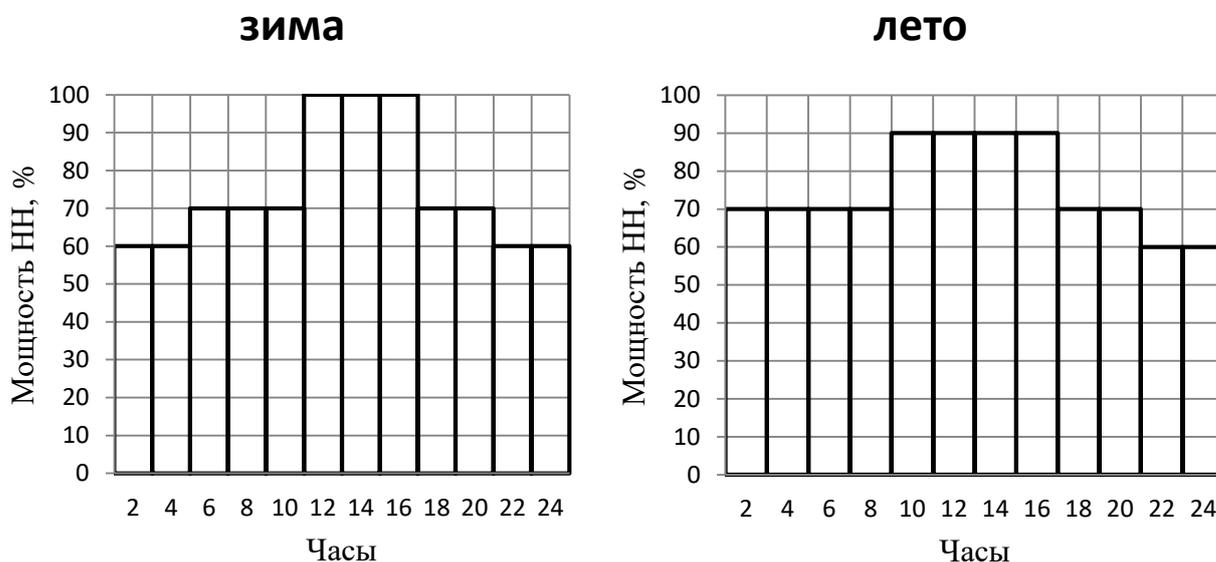


Рисунок 6 – Графики электрических нагрузок для РУ-10 кВ

С учетом классов напряжения подстанции и необходимости выбора трёхобмоточных трансформаторов 110/35/10 кВ, расчет полной мощности по стороне высокого напряжения осуществляется по следующей формуле:

$$S_{ВНi} = S_{СНi} + S_{ННi}, \quad (1)$$

где $S_{СНi}$ – полная мощность нагрузки в час i , подключенной от РУ - 35 кВ, МВА;

$S_{ННi}$ – полная мощность нагрузки в час i , подключенной от РУ - 10 кВ, МВА.

Полная мощность нагрузки определяется по формуле:

$$S_{ННi} = \frac{P_{\%} \cdot P_{ННМАКС}}{100\% \cdot \cos \varphi}, \quad (2)$$

где $P_{\%}$ – мощность нагрузки по заданному суточному графику, %;

$P_{\text{ННМАКС}}$ – максимальное значение мощности нагрузки, МВт.

Для периода времени с 0 до 2 часов, полная мощность нагрузки, подключенной от РУ-10кВ будет равна:

$$S_{\text{НН}(з)0-2} = \frac{60\% \cdot 13}{100\% \cdot 0,89} = 8,764 \text{ МВА.}$$

Значение полной мощности для РУ 110 кВ:

$$S_{\text{ВН}i} = 21,818 + 8,674 = 30,582 \text{ МВА.}$$

Аналогичным образом производятся расчеты полной мощности для всех отрезков времени по суточному графику. Результаты отражены в таблице 1.

Таблица 1 – Результаты расчета нагрузки для обмотки ВН

Часы	НН		СН		ВН	
	зима, МВА	лето, МВА	зима, МВА	лето, МВА	зима, МВА	лето, МВА
0-2	8,764	10,225	21,818	18,182	30,582	28,407
2-4	8,764	10,225	25,455	18,182	34,219	28,407
4-6	10,225	10,225	29,091	18,182	39,316	28,407
6-8	10,225	10,225	29,091	25,455	39,316	35,679
8-10	10,225	13,146	32,727	25,455	42,952	38,601
10-12	14,607	13,146	32,727	29,091	47,334	42,237
12-14	14,607	13,146	32,727	29,091	47,334	42,237
14-16	14,607	13,146	29,091	25,455	43,698	38,601
16-18	10,225	10,225	29,091	18,182	39,316	28,407
18-20	10,225	10,225	25,455	18,182	35,679	28,407
20-22	8,764	8,764	25,455	18,182	34,219	26,946
22-24	8,764	8,764	25,455	18,182	34,219	26,946

На рисунке 7 представлен график полной мощности для РУ ВН.

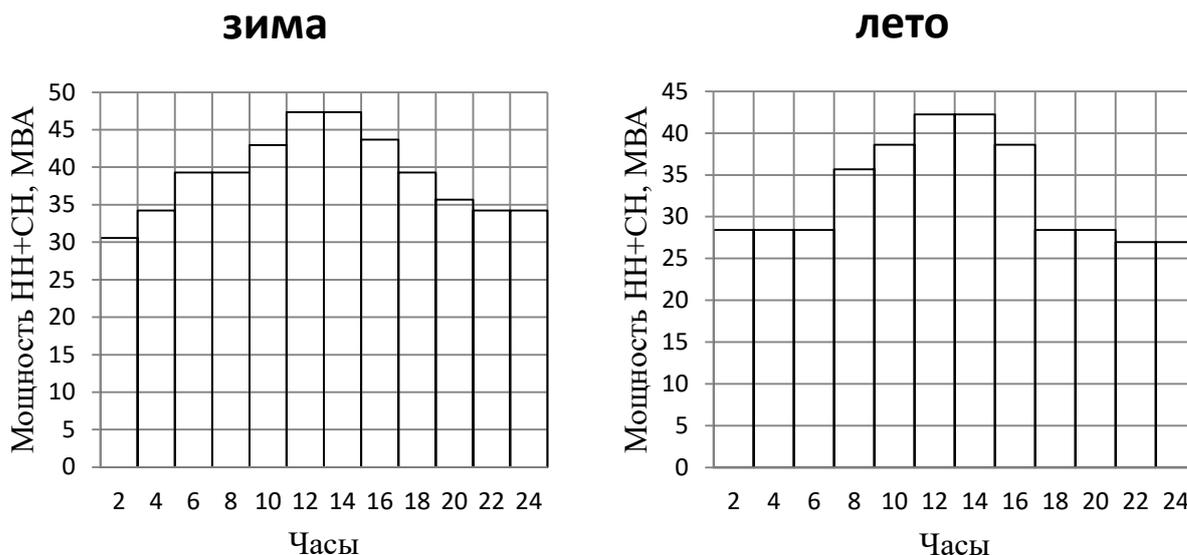


Рисунок 7 – Графики нагрузки для обмотки ВН

С использованием представленных графиков электрических нагрузок выполняется выбор установленной мощности силовых трансформаторов.

2.2 Выбор типа и мощности трансформаторов

От реконструируемой подстанции 110/35/10 кВ подключены потребители 1 и 2 категории надежности, в связи чем, по требованиям [11], требуется установка двух силовых трансформаторов.

Для двух трансформаторных подстанций, предварительная мощность силовых трансформаторов, по требованиям [4], определяется по выражению:

$$S_{Т.НОМ} \geq 0,7 S_{max}, \quad (3)$$

где S_{max} – максимальная полная мощность нагрузки, определенная в подразделе 2.1, МВА.

$$S_{Т.НОМ} \geq 0,7 \cdot 47,334 = 33,134 \text{ МВА.}$$

Предварительно принимаются к установке силовые трансформаторы марки ТДТН-40000/110.

Выбранные трансформаторы необходимо проверить по [4] на соответствие допустимым перегрузкам. Для этого требуется определить значение коэффициента предварительной загрузки силовых трансформаторов по формуле.

$$K_1 = \frac{1}{S_{\text{т.ном}}} \sqrt{\frac{S_1^2 \Delta t_1 + S_2^2 \Delta t_2 + \dots + S_m^2 \Delta t_m}{\Delta t_1 + \Delta t_2 + \dots + \Delta t_m}}, \quad (4)$$

где S_m – значение максимальной мощности ступени суточного графика нагрузок, МВА;

Δt_m – продолжительность ступени суточного графика нагрузок, ч;

$S_{\text{т.ном}}$ – значение установленной мощности силового трансформатора, МВА.

Коэффициент предварительной загрузки для зимнего графика нагрузок будет равен:

$$K_1 = \frac{1}{40} \sqrt{\frac{30,58^2 \cdot 2 + 34,22^2 \cdot 6 + 39,32^2 \cdot 6 + 35,68^2 \cdot 2}{16}} = 0,9.$$

Далее необходимо определить значение коэффициента перегрузки по выражению:

$$K_2' = \frac{1}{S_{\text{т.ном}}} \sqrt{\frac{(S_1')^2 \Delta h_1 + (S_2')^2 \Delta h_2 + \dots + (S_p')^2 \Delta h_p}{\Delta h_1 + \Delta h_2 + \dots + \Delta h_p}}. \quad (5)$$

Для зимнего графика нагрузок значение составит:

$$K'_2 = \frac{1}{40} \sqrt{\frac{42,95^2 \cdot 2 + 47,33^2 \cdot 4 + 43,7^2 \cdot 2}{8}} = 1,134.$$

Значение максимального коэффициента перегрузки определяется по формуле:

$$K_{MAX} = \frac{S_{max}}{S_{T.НОМ}}, \quad (6)$$

$$K_{MAX} = \frac{47,334}{40} = 1,18.$$

В соответствии с [4], для температуры окружающего воздуха, равной - 10°C, допустимое значение перегрузки для коэффициента предварительной загрузки, равной 0,9 приведено в таблице 2.

Таблица 2 – Значения K_2 доп

h, ч	K_1	
	0,8	0,9
8	1,6	1,6

Для зимнего графика нагрузок требования к допустимой загрузке соблюдены, трансформатор может эксплуатироваться.

Далее проводится проверка допустимой загрузки для летнего графика нагрузок.

Значение коэффициента предварительной загрузки в летнее время равно:

$$K_1 = \frac{1}{40} \sqrt{\frac{28,41^2 \cdot 10 + 35,68^2 \cdot 2 + 38,6^2 \cdot 4 + 26,95^2 \cdot 4}{20}} = 0,78.$$

Значение аварийной перегрузки для летнего графика нагрузок:

$$K'_2 = \frac{1}{40} \sqrt{\frac{42,24^2 \cdot 4}{4}} = 1,06. \quad (7)$$

Значение максимального коэффициента перегрузки для летнего графика нагрузок равно:

$$K_{MAX} = \frac{42,237}{40} = 1,06.$$

В связи с волнением условия, проверка по [4] выполняется для коэффициента, равного 1,06:

$$1,06 > 0,9 \cdot 1,06.$$

В соответствии с [4], для температуры окружающего воздуха, равной + 20°C, допустимое значение перегрузки для коэффициента предварительной загрузки, равной 0,78 приведено в таблице 3.

Таблица 3 – Значения K_2 доп

h, ч	K_1	
		0,7
4	1,5	1,4

Коэффициент допустимой перегрузки будет равен:

$$K_2 \text{ доп} = K_{2-2} - \frac{(K_{2-2} - K_{2-1})(K_{1-2} - K_1)}{K_{1-2} - K_{1-1}}, \quad (8)$$

где K_{2-2} – значение допустимой перегрузки для верхнего значения интервала;

K_{2-1} – значение допустимой перегрузки для нижнего значения интервала;

K_{1-2} – значение предварительной загрузки для верхнего значения интервала;

K_{1-1} – значение предварительной загрузки для нижнего значения интервала.

Значение допустимой перегрузки равно:

$$K_{2\text{доп}} = 1,5 - \frac{(1,5 - 1,4)(0,8 - 0,78)}{0,8 - 0,7} = 1,48.$$

Выполняется проверка не превышения значения коэффициента допустимой перегрузки:

$$K_{2\text{доп}} > K_2 (1,48 > 1,06). \quad (9)$$

Условие соблюдается, следовательно, предварительно выбранные силовые трансформаторы марки ТДТН-40000/110 соответствуют ГОСТ [4] и окончательно принимаются к установке на ПС 110/35/10 кВ Восход в рамках реконструкции.

2.3 Выбор сечений линий 110 кВ и 35 кВ

В данном разделе выпускной квалификационной работы выполнен выбор сечений проводов ЛЭП 110 кВ и 35 кВ, подключенных к распределительным устройствам ПС 110/35/10 кВ Восход.

Предварительно определяется экономически выгодное сечение проводов по требованиям [11] по формуле:

$$S \approx S_{\text{ЭК}} = \frac{I_{\text{норм.расч}}}{J_{\text{ЭК}}}, \quad (10)$$

где $S_{\text{ЭК}}$ – рассчитанное по экономической плотности тока сечение провода, мм²;

$I_{\text{норм.расч}}$ – расчетный ток нагрузки в нормальном режиме, А;

$J_{\text{ЭК}}$ – экономическая плотность тока, А/мм².

Расчетный ток в проводах ЛЭП 110 кВ определяется по формуле:

$$I_{\text{норм.расч ВН}} = \frac{S_{\text{max ВН}}}{2\sqrt{3}U_{\text{ном ВН}}}, \quad (11)$$

где $S_{\text{max ВН}}$ – максимальная полная мощность в проводах ВЛ-110 кВ, МВА.

Значение расчетного тока в проводах ВЛ-110 кВ:

$$I_{\text{норм.расч ВН}} = \frac{47,334 \cdot 10^6}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} = 124,22 \text{ А.}$$

Экономическая плотность тока для проводов ВЛ-110 кВ:

$$S_{\text{ЭК}} = \frac{I_{\text{норм.расч ВН}}}{J_{\text{ЭК}}} = \frac{124,22}{1} = 124,22 \text{ мм}^2.$$

По экономической плотности тока для ВЛ-110 кВ выбираются провода марки АС-120/19.

Выбранное сечение требуется проверить по длительно-допустимому току:

$$I_{p.n.} \leq I_{доп}, \quad (12)$$

где $I_{p.n.}$ – расчетный ток ВЛ в послеаварийном режиме, А;

$I_{доп}$ – длительно-допустимый ток выбранного провода, А.

Расчетный ток ВЛ-110 кВ в послеаварийном режиме будет равен:

$$I_{p.n.ВН} = \frac{S_{max\ ВН}}{\sqrt{3}U_{ном\ ВН}}. \quad (13)$$

Расчетный ток ВЛ-110 кВ будет равен:

$$I_{p.n.ВН} = \frac{47,334 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} = 248,439 \text{ А.}$$

Длительно-допустимый ток провода АС 120/19 равен 390 А. Условие соблюдается, сечение проводов выбрано верно. Параметры выбранных проводов представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Данные провода АС-120/19

Номинальное сечение, мм ²	r_o , Ом/км (при 20 °С),	x_o , Ом/км
120/19	0,249	0,427

От РУ-35 кВ отходит 3 двухцепных ЛЭП напряжением 35 кВ.

Расчетный ток в нормальном режиме в проводах ВЛ-35 кВ определяется по формуле:

$$I_{\text{норм.расч СН}} = \frac{S_{\text{max СН}}}{3 \cdot 2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном СН}}}, \quad (14)$$

где $S_{\text{max СН}}$ – максимальная полная мощность по РУ-35 кВ, МВА.

Значение расчетной нагрузки по ВЛ-35 кВ:

$$I_{\text{норм.расч СН}} = \frac{32,727 \cdot 10^6}{3 \cdot 2 \cdot \sqrt{3} \cdot 35 \cdot 10^3} = 89,977 \text{ А.}$$

Значение экономической плотности тока «определяется на основании сведений о числе часов использования максимальной мощности» [11]:

$$T_{\text{max СН}} = 6820 \text{ ч.}$$

Экономически выгодное сечение проводов ВЛ-35 кВ:

$$s_{\text{эк}} = \frac{89,977}{1} = 89,977 \text{ мм}^2.$$

Выбираются провода марки АС-95/16 с длительно допустимым током 330 А.

Значение расчетного тока нагрузки на шинах РУ СН в режиме наибольших нагрузок рассчитывается по формуле:

$$I_{\text{р.н.СН}} = \frac{S_{\text{max СН}}}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном ВН}}}. \quad (15)$$

Величина тока будет равна:

$$I_{p.n.CH} = \frac{32,727 \cdot 10^6}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 35 \cdot 10^3} = 179,95 \text{ A.}$$

Выполняется проверка соответствия длительно допустимому току:

$$I_{доп} = 330 \text{ A} > 179,95 \text{ A.}$$

Проверка успешна, параметры провода представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Данные провода АС-95/16

Номинальное сечение, мм ² (алюминий/сталь)	r_0 , Ом/км (при 20 °С),	x_0 , Ом/км
95/16	0,306	0,421

Выбранные сечения проводов позволят обеспечить качественным электроснабжением потребителей.

2.4 Расчет токов КЗ

Для обеспечения высокой надежности и безопасности при эксплуатации ПС 110/35/10 кВ, выбор оборудования требуется выполнить с учетом значений токов короткого замыкания.

Для расчета токов КЗ необходимо составить расчетную схему и схему замещения. Они представлены на рисунке 8.

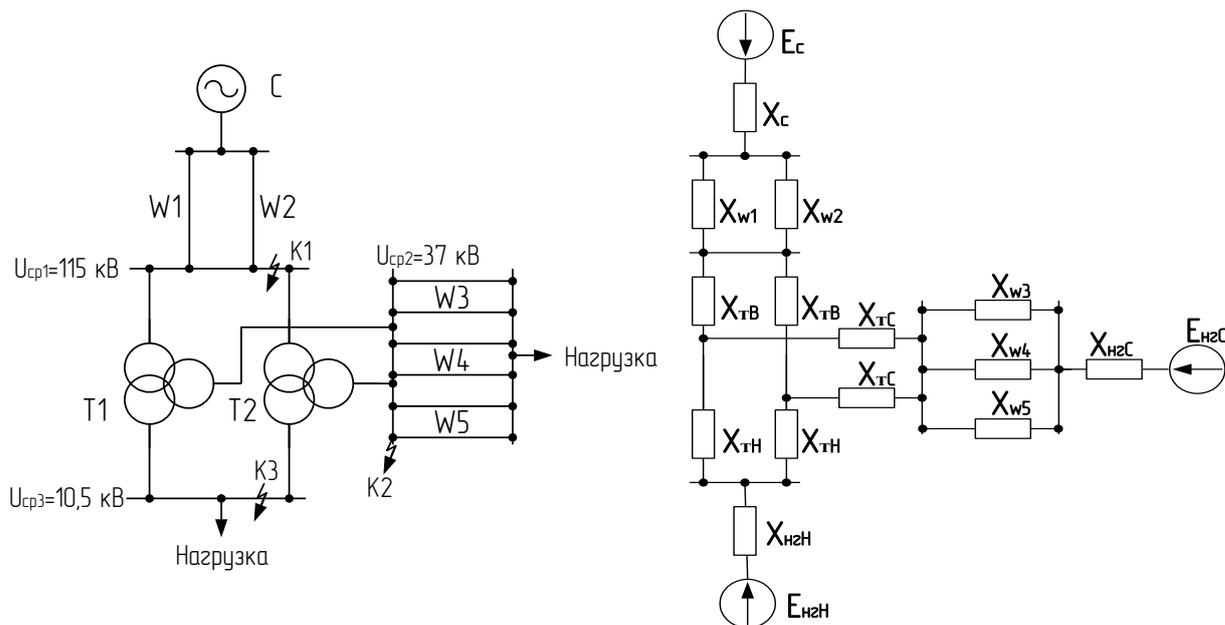


Рисунок 8 – Расчетная схема и схема замещения для проведения расчета токов коротких замыканий

Для выполнения расчета токов КЗ требуется задать базисные величины мощностей и напряжений для каждой ступени:

$$S_6 = 1000 \text{ МВА}; U_6 = U_{\text{ср.ном}},$$

$$U_{6I} = 115 \text{ кВ}; U_{6II} = 37 \text{ кВ}; U_{6III} = 10,5 \text{ кВ}.$$

Расчет значений базисных токов выполняется по формуле:

$$I_{6i} = \frac{S_6}{\sqrt{3}U_{6i}}. \quad (16)$$

Базисный ток по стороне ВН будет равен:

$$I_{6I} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ кА}.$$

Базисный ток по стороне СН будет равен:

$$I_{бШ} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 15,604 \text{ кА.}$$

Базисный ток по стороне НН будет равен:

$$I_{бШ} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 54,986 \text{ кА.}$$

ЭДС системы определяется по выражению:

$$E_c = \frac{U_{\text{ср.ном}}}{U_{бИ}}, \quad (17)$$

где $U_{\text{ср.ном}}$ – «номинальное напряжение на шинах системы, кВ» [13].

Величина электродвижущей силы от шин системы:

$$E_c = \frac{115}{115} = 1 \text{ о.е.}$$

«Сопротивление системы определяется по формуле» [13]:

$$x_c = \frac{S_{б}}{S_{к}}, \quad (18)$$

где $S_{к}$ – «мощность КЗ на шинах системы, МВА» [13].

«Сопротивление системы будет равно:

$$x_c = \frac{1000}{2500} = 0,4 \text{ о.е.}$$

Сопротивление проводов ВЛ в относительных единицах определяется по формуле:

$$x_i = x_{\text{уд}} \cdot l \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{\text{ср}}^2}, \quad (19)$$

где $x_{\text{уд}}$ – удельное сопротивление проводов ВЛ, Ом/км.

l – протяженность ЛЭП, км» [13].

Сопротивление токоведущих частей ВЛ-110 кВ равно:

$$x_{W1} = x_{W2} = 0,427 \cdot 30 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,969 \text{ о.е.}$$

Сопротивление проводов ВЛ-35 кВ равно:

$$x_{W3} = x_{W4} = x_{W5} = \frac{1}{2} \cdot 0,421 \cdot 11 \cdot \frac{1000}{37^2} = 1,691 \text{ о.е.}$$

Для трехобмоточных силовых трансформаторов требуется определить напряжение короткого замыкания обмоток по формулам:

$$u_{\text{кВ}} = 0,5(u_{\text{кВ-С}} + u_{\text{кВ-Н}} - u_{\text{кС-Н}}); \quad (12)$$

$$u_{\text{кС}} = 0,5(u_{\text{кВ-С}} + u_{\text{кС-Н}} - u_{\text{кВ-Н}}); \quad (13)$$

$$u_{\text{кН}} = 0,5(u_{\text{кВ-Н}} + u_{\text{кС-Н}} - u_{\text{кВ-С}}); \quad (14)$$

где « $u_{\text{кВ-С}}$ – напряжения короткого замыкания между обмотками высокого и среднего напряжения, %;

$u_{\text{КВ-Н}}$ – напряжения короткого замыкания между обмотками высокого и низкого напряжения, %;

$u_{\text{КС-Н}}$ – напряжения короткого замыкания между обмотками среднего и низкого напряжения, %» [13].

$$u_{\text{КВ}} = 0,5(10,5 + 17 - 6) = 10,75\%;$$

$$u_{\text{КС}} = 0,5(10,5 + 6 - 17) \approx 0;$$

$$u_{\text{КН}} = 0,5(17 + 6 - 10,5) = 6,25\%;$$

«Сопротивление обмоток силового трансформатора определяется по формуле:

$$x_{\text{T}} = \frac{u_{\text{к}} \%}{100} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{T,НОМ}}} \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{U_{\text{б}}^2}. \quad (15)$$

Сопротивление обмоток высокого напряжения равно:

$$x_{\text{ТВ}} = \frac{10,75}{100} \cdot \frac{115^2}{40} \cdot \frac{1000}{115^2} = 2,688 \text{ о.е.}$$

Сопротивление обмоток среднего напряжения равно:

$$x_{\text{ТС}} = 0 \text{ о.е.}$$

Сопротивление обмоток низкого напряжения равно» [13]:

$$x_{\text{ТН}} = \frac{6,25}{100} \cdot \frac{10,5^2}{40} \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 1,562 \text{ о.е.}$$

ЭДС нагрузки в относительных единицах, приведенное к требуемой ступени напряжения, определяется по выражению:

$$E_{\text{нг}i} = E_{\text{нг}} \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}}{U_{\text{б}i}}, \quad (16)$$

где $E_{\text{нг}}$ – ЭДС нагрузки, определенная по [13], о.е.

Значение ЭДС нагрузки:

$$E_{\text{нгС}} = E_{\text{нгН}} = 0,85 \text{ о.е.}$$

Сопротивление нагрузки определяется по выражению:

$$x_{\text{нг}i} = x_{\text{нг}} \cdot \frac{U_{\text{НОМ}i}^2}{S_{\text{нг}i}} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{U_{\text{б}i}^2}, \quad (17)$$

Для потребителей напряжением 35 кВ сопротивление нагрузки составит:

$$x_{\text{нгС}} = 0,35 \cdot \frac{37^2}{32,727} \cdot \frac{1000}{37^2} = 10,694 \text{ о.е.}$$

Для потребителей напряжением 10 кВ сопротивление нагрузки составит:

$$x_{\text{нгН}} = 0,35 \cdot \frac{10,5^2}{14,607} \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 23,961 \text{ о.е.}$$

С учетом рассчитанных значений, упрощается схема замещения. Упрощенная схема замещения представлена на рисунке 9.

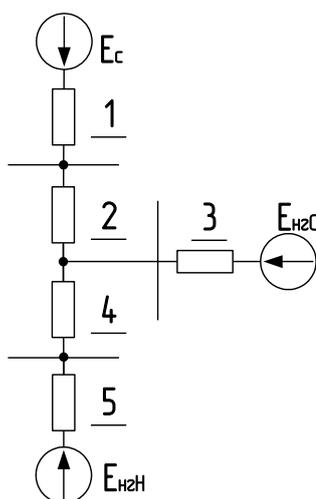


Рисунок 9 – Эквивалентная схема замещения

Сопротивления системы и линий 110 кВ заменяются на эквивалентное сопротивление №1:

$$x_1 = x_c + \frac{x_{лВН1} \cdot x_{лВН2}}{x_{лВН1} + x_{лВН2}}, \quad (18)$$

$$x_1 = 0,4 + \frac{0,969 \cdot 0,969}{0,969 + 0,969} = 0,884 \text{ о.е.}$$

Сопротивления обмоток ВН силовых трансформаторов заменяются на эквивалентное сопротивление №2:

$$x_2 = \frac{x_{тВ} \cdot x_{тВ}}{x_{тВ} + x_{тВ}}, \quad (19)$$

$$x_2 = \frac{2,688 \cdot 2,688}{2,688 + 2,688} = 1,344 \text{ о.е.}$$

Сопротивления обмоток СН силовых трансформаторов и линий 35 кВ заменяются на эквивалентное сопротивление №3:

$$x_3 = \left[\frac{1}{x_{лCH1}} + \frac{1}{x_{лCH2}} + \frac{1}{x_{лCH3}} \right]^{-1} + x_{нгс}, \quad (20)$$

$$x_3 = \left[\frac{1}{1,691} + \frac{1}{1,691} + \frac{1}{1,691} \right]^{-1} + 10,694 = 11,258 \text{ о.е.}$$

Сопrotивления обмоток НН силовых трансформаторов заменяются на эквивалентное сопротивление №2:

$$x_4 = \frac{x_{тН} \cdot x_{тН}}{x_{тН} + x_{тН}}, \quad (21)$$

$$x_4 = \frac{1,562 \cdot 1,562}{1,562 + 1,562} = 0,781 \text{ о.е.}$$

Сопrotивление нагрузки низкого напряжения заменяется на эквивалентное сопротивление №2:

$$x_5 = x_{нгн}, \quad (22)$$

$$x_5 = 23,691 \text{ о.е.}$$

«Значение периодической составляющей тока короткого замыкания определяется по формуле» [13]:

$$I_{п,0(б)}^{(3)} = \frac{E_э}{x_э}, \quad (23)$$

где $E_э$ – значение ЭДС, о.е.;

$x_э$ – эквивалентное сопротивление элементов схемы замещения в точке КЗ, о.е.

Значение эквивалентной ЭДС №1 будет равно:

$$E_{\text{Э1}} = \frac{E_{\text{HTC}}(x_4 + x_5) + E_{\text{HTH}}(x_{\text{TC}} + x_3)}{x_4 + x_5 + x_{\text{TC}} + x_3}, \quad (24)$$

$$E_{\text{Э1}} = \frac{0,85(0,857 + 26,298) + 0,85 \cdot (0 + 12,143)}{0,857 + 26,298 + 0 + 12,143} = 0,85 \text{ о.е.}$$

Эквивалентное сопротивление элементов схемы замещения Э1:

$$x_{\text{Э1}} = x_2 + \frac{(x_{\text{TC}} + x_3)(x_4 + x_5)}{x_4 + x_5 + x_{\text{TC}} + x_3}, \quad (25)$$

$$x_{\text{Э1}} = 1,344 + \frac{(0 + 11,258) \cdot (0,781 + 23,961)}{0,781 + 23,961 + 0 + 11,258} = 9,052 \text{ о.е.}$$

ЭДС для точки К1 равна:

$$\frac{E_c \cdot x_{\text{Э1}} + E_{\text{Э1}} \cdot x_1}{x_{\text{Э1}} + x_1}, \quad (26)$$

$$E_{\text{Э К1}} = \frac{1 \cdot 9,052 + 0,85 \cdot 0,884}{9,052 + 0,884} = 0,987 \text{ о.е.}$$

«Эквивалентное сопротивление элементов схемы замещения для точки К1» [13]:

$$x_{\text{Э К1}} = \frac{x_1 \cdot x_{\text{Э1}}}{x_1 + x_{\text{Э1}}} \quad (27)$$

$$x_{\text{Э К1}} = \frac{0,884 \cdot 9,052}{0,884 + 9,052} = 0,806 \text{ о.е.}$$

«Значение периодической составляющей тока КЗ в точке К1 в относительных единицах равно» [13]:

$$I_{п,0(б)}^{(3)} = \frac{0,987}{0,806} = 1,225 \text{ о.е.}$$

«Значение периодической составляющей тока КЗ в точке К1 в именованных единицах равно» [13]:

$$I_{п,0}^{(3)} = I_{п,0(б)}^{(3)} \cdot I_{бi}, \quad (28)$$

$$I_{п,0}^{(3)} = 1,225 \cdot 5,02 = 6,149 \text{ кА.}$$

«Ударный ток КЗ определяется по формуле:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot k_{уд} \cdot I_{п,0}^{(3)}, \quad (29)$$

где $k_{уд}$ – ударный коэффициент;

T_a – время затухания апериодической составляющей тока КЗ, с.» [13];

«Ударный коэффициент для последующего определения ударного тока КЗ определяется по формуле» [13]:

$$k_{уд} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}}, \quad (30)$$

$$k_{уд} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,03}} = 1,717.$$

Ударный ток короткого замыкания в точке К1 равен:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,717 \cdot 6,116 = 14,926 \text{ кА.}$$

Значение ЭДС эквивалентного элемента №2:

$$E_{\text{э}2} = \frac{E_c(x_4 + x_5) + E_{\text{НГН}}(x_1 + x_2)}{x_4 + x_5 + x_1 + x_2}, \quad (31)$$

$$E_{\text{э}2} = \frac{1(0,781 + 23,961) + 0,85(0,884 + 1,344)}{0,781 + 23,961 + 0,884 + 1,344} = 0,988 \text{ о.е.}$$

Значение сопротивления эквивалентного элемента №2:

$$x_{\text{э}2} = x_{\text{ТС}} + \frac{(x_1 + x_2)(x_4 + x_5)}{x_1 + x_2 + x_4 + x_5}, \quad (32)$$

$$x_{\text{э}2} = 0 + \frac{(0,884 + 1,344)(0,781 + 23,961)}{0,884 + 1,344 + 0,781 + 23,961} = 2,044 \text{ о.е.}$$

Значение ЭДС в точке К2:

$$E_{\text{э}К2} = \frac{E_{\text{НГС}} \cdot x_{\text{э}2} + E_{\text{э}2} \cdot x_3}{x_{\text{э}2} + x_3}, \quad (33)$$

$$E_{\text{э}К2} = \frac{0,85 \cdot 2,044 + 0,988 \cdot 11,258}{2,044 + 11,258} = 0,966 \text{ о.е.}$$

Значение сопротивления в точке К2:

$$x_{\text{э}К2} = \frac{x_{\text{э}2} \cdot x_3}{x_{\text{э}2} + x_3}, \quad (34)$$

$$x_{\text{э}К2} = \frac{2,044 \cdot 11,258}{2,044 + 11,258} = 1,73 \text{ о.е.}$$

«Значение периодической составляющей тока К3 в точке К2 в относительных единицах» [13]:

$$I_{п,0(6)}^{(3)} = \frac{0,966}{1,73} = 0,559 \text{ о.е.}$$

«Значение периодической составляющей тока КЗ в точке К2 в именованных единицах» [13]:

$$I_{п,0}^{(3)} = 0,559 \cdot 15,604 = 8,718 \text{ кА.}$$

Значение ударного коэффициента в точке К2:

$$k_{уд} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,02}} = 1,607.$$

Ударный ток КЗ в точке К2:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,607 \cdot 8,718 = 19,806 \text{ кА.}$$

Значение ЭДС эквивалентного элемента №3:

$$E_{э3} = \frac{E_c(x_{TC} + x_3) + E_{HTC}(x_1 + x_2)}{x_{TC} + x_3 + x_1 + x_2}, \quad (35)$$

$$E_{э3} = \frac{1(0 + 11,258) + 0,85(0,884 + 1,344)}{0 + 11,258 + 0,884 + 1,344} = 0,975 \text{ о.е.}$$

Значение сопротивления эквивалентного элемента №3:

$$x_{э3} = x_4 + \frac{(x_1 + x_2)(x_{TC} + x_3)}{x_1 + x_2 + x_{TC} + x_3}, \quad (36)$$

$$x_{э3} = 0,857 + \frac{(0,884 + 1,344)(0 + 11,258)}{0,884 + 1,344 + 0 + 11,258} = 2,639 \text{ о.е.}$$

Значение ЭДС в точке КЗ:

$$E_{\text{э, КЗ}} = \frac{E_{\text{нг Н}} \cdot x_{\text{э3}} + E_{\text{э3}} \cdot x_5}{x_{\text{э3}} + x_5}, \quad (37)$$

$$E_{\text{э, КЗ}} = \frac{0,85 \cdot 2,639 + 0,975 \cdot 23,961}{2,639 + 23,961} = 0,963 \text{ о.е.}$$

Значение сопротивления в точке КЗ:

$$x_{\text{э, КЗ}} = \frac{x_{\text{э3}} \cdot x_5}{x_{\text{э3}} + x_5}, \quad (38)$$

$$x_{\text{э, КЗ}} = \frac{2,639 \cdot 23,961}{2,639 + 23,961} = 2,378 \text{ о.е.}$$

«Значение периодической составляющей тока КЗ в точке КЗ в относительных единицах» [13]:

$$I_{\text{п,0}(\text{б})}^{(3)} = \frac{0,975}{2,378} = 0,405 \text{ о.е.}$$

«Значение периодической составляющей тока КЗ в точке КЗ в именованных единицах» [13]:

$$I_{\text{п,0}}^{(3)} = 0,405 \cdot 54,986 = 22,264 \text{ кА.}$$

Ударный коэффициент в точке КЗ:

$$k_{\text{уд}} = 1 + e^{\frac{0,01}{0,01}} = 1,368.$$

Ударный ток КЗ в точке КЗ:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,368 \cdot 22,264 = 43,069 \text{ кА.}$$

Результаты расчетов сведены в таблице 6.

Таблица 6 – Значения токов трехфазного КЗ на шинах ПС

Расчетная точка	$I_{п.0}$, кА	$i_{уд}$, кА
К ₁ (шины ВН)	6,149	14,926
К ₂ (шины СН)	8,718	19,806
К ₃ (шины НН)	22,264	43,069

Полученные значения токов КЗ будут применены для выбора оборудования.

2.5 Выбор токоограничивающих реакторов

С учетом полученных значений токов КЗ, необходимо выполнить проверку термической стойкости кабельных линий, отходящих от РУ-10 кВ ПС 110/35/10 кВ Восход.

От ПС после реконструкции планируется подключение трех распределительных пунктов 10 кВ.

Для выбора сечений кабелей, определяется токи нагрузки:

$$I_{\text{норм.расч РП1}} = \frac{P_{\text{РП1}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном НН}} \cdot \cos \varphi_{\text{НН}}}, \quad (39)$$

$$I_{\text{норм.расч РП2}} = \frac{P_{\text{РП2}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном НН}} \cdot \cos \varphi_{\text{НН}}}, \quad (40)$$

где $P_{\text{РП1}}$, $P_{\text{РП2}}$ – активная мощность распределительных пунктов, МВт;

$\cos \varphi_{\text{НН}}$ – коэффициент нагрузки распределительных пунктов;

$U_{\text{ном НН}}$ – уровень напряжения, кВ.

Для РП №1 расчетный ток будет равен:

$$I_{\text{норм.расч РП1}} = \frac{1,6 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10^3 \cdot 0,89} = 103,793 \text{ А.}$$

Для РП №2 расчетный ток будет равен:

$$I_{\text{норм.расч РП2}} = \frac{1,9 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10^3 \cdot 0,89} = 123,254 \text{ А.}$$

Экономически эффективное сечение кабелей, питающих РП №1:

$$s_{\text{эк РП1}} = \frac{103,793}{1,6} = 64,871 \text{ мм}^2.$$

Экономически эффективное сечение кабелей, питающих РП №2:

$$s_{\text{эк РП2}} = \frac{123,254}{1,6} = 77,034 \text{ мм}^2.$$

Расчетный ток нагрузки РП №3 равен:

$$I_{\text{норм.расч РП3}} = \frac{3,2 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10^3 \cdot 0,89} = 207,587 \text{ А.}$$

Экономически эффективное сечение кабелей, питающих РП №3:

$$S_{\text{эк РПЗ}} = \frac{207,587}{1,6} = 129,741 \text{ мм}^2.$$

Для питания РП №1 и РП №2 предварительно выбирается кабель марки АПВПП 3×70 с длительно-допустимым током, равным 193 А.

Для питания РП №3 предварительно выбирается кабель марки АПВПП 3×120 с длительно-допустимым током, равным 265 А.

Проверка правильности выбора осуществляется по формуле:

$$I_{\text{раб.нб}} \leq k_{\text{ап}} \cdot k_t \cdot k_N \cdot k_{\rho} \cdot I_{\text{прод.доп}}, \quad (41)$$

где $I_{\text{раб.нб}}$ – значение наибольшего тока нагрузки, А;

$k_{\text{ап}}$ – «коэффициент аварийной перегрузки;

k_t – коэффициент, учитывающий условия окружающей среды;

k_N – поправочный коэффициент на количество проложенный в одной траншее кабелей» [11];

k_{ρ} – коэффициент учета удельного сопротивления грунта;

$I_{\text{прод.доп}}$ – значение длительно допустимого тока нагрузки кабеля, А.

РП №1 и РП №2 секционируются между собой, в связи с чем при расчете наибольшего тока нагрузки принимается сумма мощностей данных РП:

$$I_{\text{раб.нб}} = \frac{P_{\text{РП1}} + P_{\text{РП2}}}{\sqrt{3} U_{\text{ном НН}} \cdot \cos \varphi_{\text{НН}}}, \quad (42)$$

$$I_{\text{раб.нб}} = \frac{1,6 \cdot 10^6 + 1,9 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10^3 \cdot 0,89} = 227,048 \text{ А}.$$

Выполняется проверка правильности выбора кабелей, питающих РП №1 и РП №2:

$$227,048 > 1,17 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 193.$$

$$227,048 > 225,81$$

Выбранный кабель проверку на нагрев не проходит. Выбирается кабель марки АПвПГ 3×95 с длительно-допустимым током 233 А.

Выполняется проверка правильности выбора кабелей, питающих РП №3:

$$207,586 < 1 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 265.$$

Кабель АПвПГ 3×120 проходит проверку на нагрев.

Следующим этапом проверки является проверка кабелей на падение напряжения по формуле:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I \cdot L \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi_{\text{НН}} + x_0 \cdot \sin \varphi_{\text{НН}}), \quad (43)$$

где I – значение тока нагрузки, А;

L – протяженность кабелей, км;

r_0 – удельное активное сопротивление кабелей, Ом/км;

x_0 – удельное реактивное сопротивление кабелей, Ом/км.

Для кабелей, питающих РП №1 и РП №2 значение падения напряжения составит:

$$\Delta U_{\text{нб РП1,РП2}} = \sqrt{3} \cdot 223,048 \cdot 0,9 \cdot (0,32 \cdot 0,89 + 0,092 \cdot 0,456) = 115,647 \text{ В.}$$

Для кабелей, питающих РП №3 значение падения напряжения составит:

$$\Delta U_{\text{нб РП3}} = \sqrt{3} \cdot 207,587 \cdot 0,9 \cdot (0,258 \cdot 0,89 + 0,081 \cdot 0,456) = 85,996 \text{ В.}$$

Необходимо определить термическую стойкость выбранных кабелей к токам КЗ.

Проверка выполняется по формуле:

$$B_k \leq I_{\text{тер.доп1}}^2, \quad (44)$$

где B_k – интеграл Джоуля, $\text{кА}^2\text{с}$;

$I_{\text{тер.доп1}}$ – «односекундный ток термической стойкости кабеля» [13].

Значение интеграла Джоуля определяется по формуле:

$$B_k = I_{\text{п0}}^2 \cdot (t_{\text{с.з.}} + t_{\text{полн.откл}} + T_a) = I_{\text{п0}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a), \quad (45)$$

где $t_{\text{с.з.}}$ – «время срабатывания устройств релейной защиты, с»;

$t_{\text{полн.откл}}$ – полное время отключения выключателя, с;

$t_{\text{откл}}$ – время отключения тока КЗ, с» [13];

Значение интеграла джоуля для РУ-10 кВ равно:

$$B_k = 22,264^2 \cdot (0,775 + 0,01) = 433,716 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Выполняется проверка правильности выбора кабеля АПвПГ 3×95, питающих РП №1 и РП №2:

$$433,716 > 8,9^2$$

Проверка не проходит, требуется принятие мер по ограничению токов КЗ.

Выполняется проверка правильности выбора кабеля АПвПГ 3×120, питающих РП №3:

$$433,716 > 11,3^2.$$

Проверка не проходит, требуется принятие мер по ограничению токов КЗ.

Для ограничения токов КЗ требуется установить токоограничивающие реакторы.

Их выбор осуществляется по нескольким условиям.

Первое условие – соответствие номинальному напряжению:

$$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{с.НОМ}}, \quad (46)$$

где $U_{\text{НОМ}}$ – номинальное напряжение реактора, кВ;

$U_{\text{с.НОМ}}$ – номинальное напряжение сети, кВ.

Второе условие – соответствие номинальному току:

$$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{раб.нб}}, \quad (47)$$

где $I_{\text{НОМ}}$ – номинальный ток токоограничивающего реактора, А.

Номинальное сопротивление обмоток токоограничивающего реактора выбирается по следующему условию:

$$x_{\text{НОМ}} \geq x_{\text{треб}}, \quad (48)$$

где $x_{\text{НОМ}}$ – «сопротивление реактора, Ом;

$x_{\text{треб}}$ – требуемое сопротивление реактора» [13].

Рабочий ток нагрузки будет равен:

$$I_{\text{раб.нб}} = \frac{S_{\text{maxНН}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}, \quad (49)$$

$$I_{\text{раб.нб}} = \frac{14,607}{\sqrt{3} \cdot 10} = 0,843 \text{ кА.}$$

Требуемое сопротивление реактора определяется по выражению:

$$x_{\text{треб}} = x_{\text{рез.треб}} - x_{\text{рез}}, \quad (50)$$

где $x_{\text{рез.треб}}$ – требуемое значение сопротивления токам КЗ, для обеспечения термической стойкости выбранных КЛ, Ом;
 $x_{\text{рез}}$ – сопротивление токам КЗ схемы до установки токоограничивающих реакторов, Ом;

Сопротивление токам КЗ схемы до установки токоограничивающих реакторов определяется по формуле:

$$x_{\text{рез}} = \frac{U_{\text{ср}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{п0}}}. \quad (51)$$

«Требуемое значение сопротивления токам КЗ, для обеспечения термической стойкости выбранных КЛ равно:

$$x_{\text{рез.треб}} = \frac{U_{\text{ср}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{п0 треб}}}, \quad (52)$$

где $I_{\text{п0 треб}}$ – значение периодической составляющей тока КЗ для обеспечения термической стойкости кабелей, кА.

$$I_{\text{п0 треб}} = \frac{S \cdot C}{\sqrt{t_{\text{откл}} + T_a}} \quad (53)$$

где S – сечение жил кабеля, мм²;

C – термический коэффициент, равный $90 \text{ А} \cdot \text{с}^{1/2} / \text{мм}^2$ » [13].

Значение периодической составляющей тока КЗ для обеспечения термической стойкости кабелей равно:

$$I_{\text{п0 треб}} = \frac{95 \cdot 90 \cdot 10^{-3}}{\sqrt{0,775 + 0,01}} = 9,14 \text{ кА.}$$

Требуемое сопротивление реактора равно:

$$x_{\text{треб}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 9,14} - \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 22,264} = 0,39 \text{ Ом.}$$

По результатам расчетов для применения подходит реактор РТСТ 10-1000-0,4 УХЛ1 со следующими характеристиками: $U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$; $I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$; $x_{\text{ном}} = 0,4 \text{ Ом}$; ток электродинамической стойкости $i_{\text{дин}} = 36 \text{ кА}$; ток термической стойкости $I_{\text{терм}} = 14,2 \text{ кА}$; длительность воздействия тока термической стойкости $t_{\text{терм}} = 6 \text{ с}$.

«Проверка термической стойкости самого реактора выполняется следующим образом» [13]:

$$B_{\text{к}} = \left(I_{\text{п0}}^{\text{КЗ}} \right)^2 (t_{\text{откл}} + T_{\text{а}}) \leq I_{\text{терм}}^2 t_{\text{терм}} \left(\text{при } t_{\text{откл}} \geq t_{\text{терм}} \right), \quad (54)$$

$$B_{\text{к}} = 9,017^2 (0,775 + 0,23) = 81,717 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$81,717 \leq 14,2^2 \cdot 6.$$

Ударный ток короткого замыкания определяется в соответствии с требованиями [13]:

$$i_{\text{уд}}^{\text{КЗ}} = \sqrt{2} \cdot k_{\text{уд}} \cdot I_{\text{п0}}^{\text{КЗ}} \leq i_{\text{дин}}, \quad (55)$$

где $I_{\text{п0}}^{\text{КЗ}}$ – значение периодической составляющей тока КЗ после установки токоограничивающих реакторов, кА.

$$I_{п0}^{КЗ} = \frac{U_{ср}}{\sqrt{3} \cdot (x_{рез} + x_{ном})}, \quad (56)$$

$$I_{п0}^{КЗ} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot (0,283 + 0,4)} = 9,017 \text{ кА.}$$

«Ударный ток КЗ будет равен» [13]:

$$i_{уд}^{КЗ} = \sqrt{2} \cdot 1,956 \cdot 9,017 = 24,943 \text{ кА.}$$

«Проверка электродинамической стойкости» [13]:

$$24,943 \leq 36.$$

«Остаточное напряжение при КЗ за реактором» [13]:

$$U_{ост\%} = x_{ном} \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot I_{п0}^{КЗ}}{U_{ном}} \cdot 100\%, \quad (57)$$

$$U_{ост\%} = 0,4 \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot 9,017}{10} \cdot 100\% = 62,473\%.$$

Полученное значение $U_{ост\%} = 62,473\%$ не отвечает требованию $U_{ост\%} \geq 65\%$.

Выбирается следующий по номинальному сопротивлению реактор марки РТСТ 10-1000-0,45 УХЛ1 с номинальными параметрами: $U_{ном} = 10$ кВ; $I_{ном} = 1000$ А; $x_{ном} = 0,45$ Ом; ток электродинамической стойкости $i_{дин} = 32,2$ кА; ток термической стойкости $I_{терм} = 12,6$ кА; допустимое время протекания тока термической стойкости $t_{терм} = 6$ с [15].

Повторно производится расчет параметров КЗ с учетом выбора реактора РТСТ 10-1000-0,45 УХЛ1:

$$I_{п0}^{КЗ} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot (0,283 + 0,45)} = 8,393 \text{ кА},$$

$$B_{к} = 8,393^2 (0,775 + 0,23) = 70,795 \text{ кА}^2 \times \text{с},$$

$$i_{уд}^{КЗ} = \sqrt{2} \cdot 1,956 \cdot 8,393 = 23,217 \text{ кА},$$

$$70,795 \leq 12,6^2 \cdot 6,$$

$$23,217 \leq 32,2,$$

$$U_{ост\%} = 0,45 \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot 8,393}{10} \cdot 100\% = 65,417 \text{ \%}.$$

Уровень остаточного напряжения соответствует требованию $U_{ост\%} \geq 65\%$.

Потери напряжения в послеаварийном режиме:

$$\Delta U_{пав\%} = x_{ном} \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot I_{раб.нб} \cdot \sin \varphi_{нн}}{U_{ном}} \cdot 100\%, \quad (58)$$

$$\Delta U_{пав\%} = 0,45 \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot 0,843 \cdot \sqrt{1 - 0,89^2}}{10} \cdot 100\% = 2,854\%.$$

Полученное значение соответствует требованиям [2].

2.6 Выбор трансформаторов собственных нужд

Выбор мощности трансформаторов собственных нужд осуществляется по формуле:

$$S_{\text{TCH расч}} = \frac{P_{\text{с.н}}}{k_{\text{п}} \cdot \cos \varphi}, \quad (59)$$

где $P_{\text{с.н}}$ – потребляемая мощность на собственные нужды подстанции,
кВ
 $k_{\text{п}}$ – допустимый коэффициент перегрузки трансформаторов
собственных нужд.

Значение минимальной мощности трансформаторов собственных нужд:

$$S_{\text{т.расч}} = \frac{58}{1,15 \cdot 0,9} = 56,039 \text{кВА.}$$

В рамках реконструкции электрической части ПС 110/35/10 кВ Восход будут установлены трансформаторы собственных нужд марки ТМГ-63/10 мощность 63 кВА.

Вывод по разделу. Выбраны силовые трансформаторы, обеспечивающие питание нагрузки в соответствии с заданными параметрами, произведен расчет токов коротких замыканий и выбраны токоограничивающие реакторы для ограничения токов КЗ.

3 Расчет и выбор аппаратов, шин и устройств релейной защиты и автоматики

3.1 Выбор проводников и аппаратов

Выбор проводников и аппаратов выполняется по нескольким условиям [15].

Первое условие – номинальное напряжение:

$$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{с.НОМ}}, \quad (60)$$

где $U_{\text{НОМ}}$ – номинальное напряжение аппарата, кВ;

$U_{\text{с.НОМ}}$ – номинальное напряжение распределительного устройства, кВ.

Второе условие – номинальный ток в нормальном режиме:

$$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{норм.расч}}, \quad (61)$$

где $I_{\text{НОМ}}$ – номинальный ток аппарата, А;

$I_{\text{норм.расч}}$ – расчетный ток в нормальном режиме, А.

Третье условие – расчетный ток в режиме наибольших нагрузок:

$$K_{\text{П}} I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{раб.нб}}, \quad (62)$$

где $K_{\text{П}}$ – коэффициент допустимой перегрузки аппарата по току;

$I_{\text{раб.нб}}$ – расчетный ток в режиме наибольших нагрузок, А.

Четвертое условие – отключающая способность:

$$I_{\text{откл.ном}} \geq I_{\text{пт}}, \quad (63)$$

$$i_{\text{а.ном}} \geq i_{\text{а}\tau}, \quad (64)$$

где $I_{\text{откл.ном}}$ – ток отключения номинальный (для коммутационных аппаратов), кА;

$I_{\text{пт}}$ – значение апериодической составляющей тока КЗ, кА;

$$i_{\text{а}\tau} = i_{\text{а}0} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п}0} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}}, \quad (65)$$

$$\tau = t_{\text{с.з.}} + t_{\text{св.откл}}, \quad (66)$$

где $t_{\text{с.з.}}$ – время срабатывания защит, с.;

$t_{\text{св.откл}}$ – собственное время отключения выключателя, с.

Пятое условие – включающая способность:

$$I_{\text{вкл.ном}} \geq I_{\text{п}0}, \quad (67)$$

$$i_{\text{вкл.ном}} \geq i_{\text{уд}}, \quad (68)$$

где $I_{\text{вкл.ном}}$ – номинальный ток включения выключателя, кА;

$i_{\text{вкл.ном}}$ – действующее значение тока включения выключателя, кА.

Шестое условие – предельный сквозной ток КЗ:

$$I_{\text{пр.скв}} \geq I_{\text{п}0}, \quad (69)$$

$$i_{\text{пр.скв}} \geq i_{\text{уд}}, \quad (70)$$

где $I_{\text{пр.скв}}$ – предельный сквозной ток выключателя, кА;

$i_{\text{пр.скв}}$ – действующее значение предельного сквозного тока выключателя, кА.

Седьмое условие – термическая стойкость:

$$I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} \geq B_{\text{к}}, \quad (71)$$

где $B_{\text{к}}$ – интеграл Джоуля, $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$;

$I_{\text{терм}}$ – ток термической стойкости, кА ;

$t_{\text{терм}}$ – время протекания тока термической стойкости, с .

Для РУ-110 кВ ПС 110/35/10 кВ Восход принимаются выключатели марки ВГТ–110Ш40/2000 УХЛ1 [3]. Проверка выполнения условий выбор представлена в таблице 7.

Таблица 7 – Расчетные и каталожные данные выключателя ВГТ–110Ш40/2000 УХЛ1

Расчетные данные	Параметры выключателя ВГТ–110 Ш 40/2000 УХЛ1
$U_{\text{с.ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{норм. расч}} = \frac{S_{\text{т. ном}}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}} = \frac{40}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,21 \text{ кА}$	$I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}$
$I'_{\text{раб.нб}} = \frac{S_{\text{max ВН}}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}} = \frac{47,334}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,248 \text{ кА}$ $I''_{\text{раб.нб}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{т. ном}}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}} = \frac{1,4 \cdot 40}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,294 \text{ кА}$ $I_{\text{раб.нб}} = 0,294 \text{ кА}$	$I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}$
$I_{\text{пг}} = 6,149 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.ном}} = 40 \text{ кА}$
$i_{\text{аг}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п0}} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{\text{а}}}} =$ $\sqrt{2} \cdot 6,149 \cdot e^{-\frac{0,7+0,038}{0,03}}$	$i_{\text{а.ном}} = \sqrt{2} I_{\text{откл.ном}} \beta_{\text{норм}} / 100$ $i_{\text{а.ном}} = \frac{\sqrt{2} \cdot 40 \cdot 45}{100} = 25,456 \text{ кА}$
$I_{\text{п0}} = 6,149 \text{ кА}$ $i_{\text{уд}} = 14,926 \text{ кА}$	$I_{\text{вкл.ном}} = 40 \text{ кА}$ $i_{\text{вкл.ном}} = 102 \text{ кА}$
$I_{\text{п0}} = 6,149 \text{ кА}$ $i_{\text{уд}} = 14,926 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв}} = 40 \text{ кА}$ $i_{\text{пр.скв}} = 102 \text{ кА}$

Продолжение таблицы 7

Расчетные данные	Параметры выключателя ВГТ–110 III 40/2000 УХЛ1
$B_k = 6,149^2 \cdot (0,7 + 0,055 + 0,03) =$ $= 29,678 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{откл}} = 40^2 \cdot 0,755 = 1208 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Для РУ-35 кВ ПС 110/35/10 кВ Восход принимаются выключатели марки ВР35НТ-35-25/1600 УХЛ1 [16]. Проверка выполнения условий выбор представлена в таблице 8.

Таблица 8 – Расчетные и каталожные данные выключателя ВР35НТ-35-25/00 УХЛ1

Расчетные данные	Параметры выключателя ВР35НТ-35-25/1600 УХЛ1
$U_{\text{с.ном}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном. расч}} = \frac{S_{\text{max CH}}}{2\sqrt{3}U_{\text{ном}}} = \frac{32,727}{2\sqrt{3} \cdot 35} = 0,27 \text{ кА}$	$I_{\text{ном}} = 1600 \text{ А}$
$I_{\text{раб.нб}} = \frac{S_{\text{max CH}}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}} = \frac{32,727}{\sqrt{3} \cdot 35} = 0,54 \text{ кА}$	$I_{\text{ном}} = 1600 \text{ А}$
$I_{\text{пр}} = 8,584 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.ном}} = 25 \text{ кА}$
$i_{\text{ар}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п0}} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}}$ $i_{\text{ар}} = \sqrt{2} \cdot 8,718 \cdot e^{-\frac{0,7+0,04}{0,03}}$	$i_{\text{а.ном}} = \sqrt{2} I_{\text{откл.ном}} \beta_{\text{ном}} / 100$ $i_{\text{а.ном}} = \frac{\sqrt{2} \cdot 25 \cdot 40}{100} = 14,142 \text{ кА}$
$I_{\text{п0}} = 8,718 \text{ кА}$ $i_{\text{уд}} = 19,806 \text{ кА}$	$I_{\text{вкл.ном}} = 25 \text{ кА}$ $i_{\text{вкл.ном}} = 64 \text{ кА}$
$I_{\text{п0}} = 8,718 \text{ кА}$ $i_{\text{уд}} = 19,806 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв}} = 25 \text{ кА}$ $i_{\text{пр.скв}} = 64 \text{ кА}$
$B_k = 8,718^2 \cdot (0,7 + 0,07 + 0,02)$ $= 60,037 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{откл}} = 25^2 \cdot 0,77 = 481,25 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Для РУ-10 кВ ПС 110/35/10 кВ Восход принимаются выключатели марки VF12-M-10-20-A-1000 УЗ. Проверка выполнения условий выбор представлена в таблице 9.

Таблица 9 – Расчетные и каталожные данные выключателя VF12-M-10-20-A-1000 УЗ

Расчетные данные	Параметры выключателя VF12-M-10-20-A-1000 УЗ
$U_{с.ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{ном. расч} = \frac{S_{maxHH}}{2\sqrt{3}U_{ном}} = \frac{14,607}{2\sqrt{3} \cdot 10} = 0,422 \text{ кА}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
$I_{раб.нб} = \frac{S_{maxHH}}{\sqrt{3}U_{ном}} = \frac{14,607}{\sqrt{3} \cdot 10} = 0,843 \text{ кА}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
$I_{пг} = 8,264 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} = 20 \text{ кА}$
$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{п0} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}}$ $i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot 8,393 \cdot e^{-\frac{0,7+0,035}{0,23}}$	$i_{a.ном} = \sqrt{2} I_{откл.ном} \beta_{ном} / 100$ $i_{a.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot 31,5 \cdot 30}{100} = 14,142 \text{ кА}$
$I_{п0} = 8,393 \text{ кА}$ $i_{уд} = 23,217 \text{ кА}$	$I_{вкл.ном} = 20 \text{ кА}$ $i_{вкл.ном} = 51 \text{ кА}$
$I_{п0} = 8,393 \text{ кА}$ $i_{уд} = 23,217 \text{ кА}$	$I_{вкл.ном} = 20 \text{ кА}$ $i_{вкл.ном} = 51 \text{ кА}$
$B_k = 8,393^2 \cdot (0,7 + 0,075 + 0,23) =$ $= 70,795 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{терм}^2 \cdot t_{откл} = 20^2 \cdot 0,775 = 310 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Для РУ-110 кВ ПС 110/35/10 кВ Восход принимаются разъединители марки РГ–110/1000УХЛ1 [8]. Проверка выполнения условий выбор представлена в таблице 10.

Таблица 10 – Расчетные и каталожные данные разъединителя РГ–110/1000УХЛ1

Расчетные данные	Параметры разъединителя РГ–110/1000УХЛ1
$U_{с.ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{норм. расч} = 0,21 \text{ кА}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
$I_{раб.нб} = 0,294 \text{ кА}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
$i_{уд} = 14,926 \text{ кА}$	$i_{пр.скв} = 80 \text{ кА}$
$B_k = 6,149^2 \cdot (0,7 + 0,055 + 0,03) =$ $= 29,678 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{терм}^2 \cdot t_{откл} = 31,5^2 \cdot 0,755 =$ $= 749,149 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Для РУ-35 кВ ПС 110/35/10 кВ Восход принимаются разъединители марки РГ–35/1000УХЛ1. Проверка выполнения условий выбор представлена в таблице 11.

Таблица 11 – Расчетные и каталожные данные выключателя РГ–35/1000УХЛ1

Расчетные данные	Параметры разъединителя РГ–35/1000УХЛ1
$U_{с.ном} = 35 \text{ кВ}.$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$
$I_{норм. расч} = 0,27 \text{ кА}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}.$
$I_{раб.нб} = 0,54 \text{ кА}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
$i_{уд} = 19,806 \text{ кА}$	$i_{пр.скв} = 50 \text{ кА}$
$B_k = 8,718^2 \cdot (0,7 + 0,07 + 0,02)$ $= 60,037 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{терм}^2 \cdot t_{откл} = 20^2 \cdot 0,77 = 308 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Далее производится выбор ошиновки распределительных устройств.

Рабочий ток по стороне 110 кВ равен:

$$I_{раб.нб} = 0,294 \text{ кА},$$

На РУ-110 кВ выполняется гибкая ошиновка. В соответствии с [9], гибкие шины, расположенные на открытом воздухе по термической и электродинамической стойкости не проверяются.

В качестве проводов гибкой ошиновки РУ-110 кВ выбираются провода марки АС-120/19 с длительно допустимым током 390 А.

В РУ-35 кВ также используется гибкая ошиновка. В качестве проводов гибкой ошиновки РУ-35 кВ применяется провода марки АС 240/39 с длительно допустимым током 610 А.

Выбор жестких шин РУ-10 кВ выполняется по условию:

$$I_{\text{раб.нб}} \leq k_{\text{ап}} k_t I_{\text{прод.доп}}, \quad (72)$$

где $k_{\text{ап}}$ – коэффициент аварийной перегрузки;

k_t – коэффициент, учитывающий температуру окружающей среды;

$I_{\text{прод.доп}}$ – длительно-допустимый ток шин, А.

Для РУ-10 кВ предварительно выбираются шины прямоугольного сечения марки АДЗ1Т1 сечением 80×6 мм² с длительно допустимым током 1150 А.

$$882 \text{ А} < 1 \cdot 1 \cdot 1150 \text{ А}.$$

Проверка на соответствие длительно-допустимому току проходит успешно.

Необходимо выполнить проверку сечения шин по условию термической стойкости:

$$S \geq S_{\text{тер.мин}} = \frac{\sqrt{B_{\text{к}}}}{C_{\text{тер}}}, \quad (73)$$

где S – сечение выбранных шин, мм²;

$S_{\text{тер.мин}}$ – минимальное расчетное сечение шин, мм²;

$C_{\text{тер}} = 85 \text{ А} \cdot \frac{c^{1/2}}{\text{мм}^2}$ – термический коэффициент для алюминиевых шин по [6].

Проверка по термической стойкости проходит успешно:

$$S = 480 > \frac{\sqrt{63,514 \cdot 10^6}}{85} = 93,76 \text{ мм}^2.$$

В рамках расчета по [10] было принято, что шины расположены горизонтально в одной плоскости, имеют четыре пролета и параметры: модуль упругости материала шины $E = 7 \cdot 10^{10}$ Па; длина пролета $l = 1,2$ м; масса шины на единицу длины $m = 1,3$ кг/м; расстояние между осями проводников $a = 0,16$ м допустимое напряжение материала $\sigma_{\text{доп}} = 137$ МПа; расчетная схема шинной конструкции 5 по [6].

Момент инерции выбранных шин:

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12}, \quad (74)$$

$$J = \frac{0,006 \cdot 0,08^3}{12} = 2,56 \cdot 10^{-7} \text{ м}^4.$$

Момент сопротивления выбранных шин:

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6}, \quad (75)$$

$$W = \frac{0,006 \cdot 0,08^2}{6} = 6,4 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3.$$

Частота собственных колебаний шин:

$$f_1 = \frac{r_1^2}{2\pi l^2} \cdot \sqrt{\frac{E \cdot J}{m}}, \quad (76)$$
$$f_1 = \frac{4,73^2}{2 \cdot 3,14 \cdot 1,2^2} \cdot \sqrt{\frac{7 \cdot 10^{10} \cdot 2,56 \cdot 10^{-7}}{1,3}} = 290,467 \text{ Гц.}$$

Максимальная сила, действующая на конструкцию шин:

$$F_{max}^{(3)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7}}{a} \cdot l \cdot \left(i_{уд}^{(3)}\right)^2 \cdot K_\phi \cdot K_{расп}, \quad (77)$$
$$F_{max}^{(3)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7}}{0,16} \cdot 1,2 \cdot (19,909)^2 = 514,898 \text{ Н.}$$

Максимальное напряжение материала шин:

$$\sigma_{max} = \frac{F_{max}^{(3)} \cdot l}{\lambda \cdot W} \eta, \quad (78)$$
$$\sigma_{max} = \frac{514,898 \cdot 1,2}{12 \cdot 6,4 \cdot 10^{-6}} = 8,045 \text{ МПа.}$$

Для шин АД31Т1 сечением $80 \times 6 \text{ мм}^2$ максимальное допустимое напряжение равно 137 МПа, следовательно, сечение шин выбрано верно.

Далее производится выбор трансформаторов тока в РУ-10 кВ по условию:

$$i_{дин} \geq i_{уд}, \quad (79)$$
$$102 \text{ кА} > 23,217 \text{ кА.}$$

Предварительно выбираются трансформаторы тока типа ТОЛ-10 с параметрами: $I_{1\text{ ном}} = 1000 \text{ А}$; $i_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}$; $I_{\text{тер}} = 40 \text{ кА}$; $t_{\text{тер}} = 1 \text{ с}$; $S_{2\text{ ном}} = 5 \text{ ВА}$, $I_{2\text{ ном}} = 5 \text{ А}$.

Выполняется проверка термической стойкости выбранных трансформаторов тока:

$$I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} \geq B_{\text{к}} \left(\text{если } t_{\text{откл}} \geq t_{\text{терм}} \right), \quad (80)$$

$$I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{откл}} \geq B_{\text{к}} \left(\text{если } t_{\text{откл}} < t_{\text{терм}} \right), \quad (81)$$

$$40^2 \cdot (0,7 + 0,075) > 70,794 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Проверка термической стойкости проходит успешно.

Трансформаторы тока следует проверить по току вторичной нагрузки.

Перечень устройств, подключенных к трансформаторам тока представлен в таблице 12.

Таблица 12 – Вторичная нагрузка трансформатора тока

Измерительный прибор	Тип	Нагрузка фазы, ВА		
		А	В	С
Амперметр	ЭА2258 М	0,5	–	–
Ваттметр	ЦП8506	0,5	0,5	0,5
Варметр	ЦП8506	0,5	0,5	0,5
Счетчик	СЭТ4 ТМ	0,1	0,1	0,1
Итого		1,6	1,1	1,1

Наибольшая нагрузка на вторичные цепи трансформаторов тока составляет 1,6 ВА.

Сопротивление приборов равно:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{(I_{2\text{ ном}})^2}, \quad (82)$$

где $S_{\text{приб}}$ – мощность подключенных приборов, ВА;

$I_{2\text{ном}}$ – номинальный ток вторичной обмотки, А.

Активное сопротивление равно:

$$r_{\text{приб}} = \frac{1,6}{(5)^2} = 0,064 \text{ Ом.}$$

Сопротивление проводов вторичных сетей определяется по выражению:

$$r_{\text{пр}} = \frac{S_{2\text{ном}}}{I_{2\text{ном}}^2} - (r_{\text{приб}} + r_{\text{к}}), \quad (83)$$

где $r_{\text{к}}$ – сопротивление контактов, Ом.

Сопротивление проводов равно:

$$r_{\text{пр}} = \frac{5}{5^2} - (0,064 + 0,1) = 0,036 \text{ Ом.}$$

Необходимое сечение проводов вторичной нагрузки определяется по [9]:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}}, \quad (84)$$

где $l_{\text{расч}}$ – длина проводов, принятая равной 5 м.;

ρ – удельное сопротивление медных проводов.

Минимальное сечение проводов вторичной нагрузки будет равно:

$$q = \frac{0,0175 \cdot 5}{0,036} = 2,431 \text{ мм}^2.$$

Для питания вторичной нагрузки трансформаторов тока будут применены кабели с сечением жил 2,5 мм².

Далее производится выбор трансформаторов напряжения 10 кВ.

Вторичная нагрузка ТН представлена в таблице 13.

Таблица 13 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Наименования приборов	Тип	Мощность одной обмотки	Число катушек	cosφ	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
						P, Вт	Q, ВАр
Вольтметр	ЭВ2259М	1,5	2	1	1	3,00	-
Ваттметр	ЦП8506	0,25	1	1	1	0,25	-
Варметр	ЦП8506	0,25	1	0	1	-	0,25
Счетчик	СЭТ4 ТМ	3	3	0,43	4	15,48	32,50
Итого		-	-	-	-	18,73	32,75

Полная мощность вторичной нагрузки равна:

$$S_{2 \text{ расч}} = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2}, \quad (85)$$

$$S_{2 \text{ расч}} = \sqrt{18,73^2 + 32,75^2} = 37,73 \text{ ВА}.$$

Для установки в шкаф КРУ 10 кВ была выбрана трехфазная группа, состоящая из трехобмоточных трансформаторов ЗНОЛП-10У2, с параметрами: $U_{1 \text{ ном}} = 10500 \text{ В}$; $U_{2 \text{ ном}} = 100 \text{ В}$; $S_{2 \text{ ном}} = 150 \text{ ВА}$. Схема подключения представлена в графической части.

Выбор ограничителей перенапряжения осуществляется по [1] по следующей формуле:

$$U_{\text{нр.ОПН}} \geq (1,02 \div 1,05) \cdot U_{\text{нр.с1}}, \quad (86)$$

где $U_{\text{нр.ОПН}}$ – наибольшее длительное напряжение, кВ;

$$U_{\text{нр.с1}} \approx 1,1U_{\text{нр.с}} – \text{наибольшее фазное напряжение сети, кВ.}$$

Предварительно со стороны ВН силовых трансформаторов были выбраны ОПН–П1–110/88/10/2УХЛ1 с параметрами: номинальное напряжение $U_{\text{ном}} = 110$ кВ (действующее значение); наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение ОПН $U_{\text{нр.ОПН}} = 88$ кВ; номинальный разрядный ток $I_{\text{н}} = 10$ кА; ток срабатывания устройства взрывобезопасности ОПН $I_{\text{вб}} = 40$ кА; остающееся коммутационное напряжение ОПН $U_{\text{ост.к}} = 225$ кВ (при $I_{\text{к}} = 1000$ А); остающееся грозовое напряжение ОПН $U_{\text{ост.г}} = 280$ кВ.

Наибольшее фазное напряжение сети равно:

$$U_{\text{нр.с}} = \frac{U_{\text{раб.наиб}}}{\sqrt{3}}, \quad (86)$$

$$U_{\text{нр.с}} = \frac{126}{\sqrt{3}} = 72,746 \text{ кВ,}$$

$$U_{\text{нр.с1}} \approx 1,1U_{\text{нр.с}}, \quad (87)$$

$$U_{\text{нр.с1}} = 80,021 \text{ кВ.}$$

Наибольшее длительно допустимое напряжение равно:

$$U_{\text{нр.ОПН}} = 88 \geq 1,05 \cdot 80,021 = 84,022 \text{ кВ.}$$

Защитный уровень ОПН при коммутационных перенапряжения равен:

$$U_{\text{ост.к}} \leq U_{\text{доп.к}}, \quad (88)$$

где $U_{\text{ост.к}}$ – наибольшее значение остаточного коммутационного напряжения, кВ;

$U_{\text{доп.к}}$ – допустимое напряжения изоляции РУ-110 кВ, кВ.

Допустимое напряжения по [1] определяется по выражению:

$$U_{\text{доп.к}} = \frac{U_{\text{исп.к}}}{1,15 \div 1,2}, \quad (89)$$

где $U_{\text{исп.к}}$ – одноминутное испытательное напряжения по [20], кВ.

Одноминутное испытательное напряжение определяется как:

$$U_{\text{исп.к}} \approx \sqrt{2} K U_{\text{исп.1}}, \quad (90)$$

где K - повышение электрической прочности вследствие кратковременности перенапряжения.

Для силовых трансформаторов:

$$U_{\text{исп.к}} \approx \sqrt{2} \cdot 1,3 \cdot 200 = 367,696 \text{ кВ.}$$

Для остальных аппаратов:

$$U_{\text{исп.к}} \approx \sqrt{2} \cdot 1,15 \cdot 200 = 325,269 \text{ кВ.}$$

Допустимое напряжение для силовых трансформаторов:

$$U_{\text{доп.к}} = \frac{367,696}{1,2} = 306,413 \text{ кВ.}$$

Допустимое напряжение для аппаратов 110 кВ:

$$U_{\text{доп.к}} = \frac{325,269}{1,2} = 271,058 \text{ кВ.}$$

Вследствие применения ОПН создается дополнительный запас прочности для силовых трансформаторов:

$$\frac{U_{\text{доп.к}}}{U_{\text{ост.к}}} = \frac{306,413}{225} = 1,362.$$

Вследствие применения ОПН создается дополнительный запас прочности для аппаратов:

$$\frac{U_{\text{доп.к}}}{U_{\text{ост.к}}} = \frac{271,058}{225} = 1,205.$$

Для грозовых напряжений должно соблюдаться условие по [5]:

$$U_{\text{ост.г}} \leq U_{\text{ост.рв}}, \quad (91)$$

где $U_{\text{ост.рв}}$ – значение остающегося напряжения ОПН при импульсе тока 10 кА.

$$U_{\text{ост.г}} = 280 \text{ кВ} \leq 295 \text{ кВ.}$$

Параметры выбранных ОПН представлены в таблице 14.

Таблица 14 – Технические требования к ОПН 110 кВ

Показатели	Значения
Номинальное напряжение защитного аппарата, кВ	110
Наибольшее рабочее напряжение, длительно допустимое на аппарате, кВ	56
Расчетный ток коммутационных перенапряжений при волне 1,2/2,5 мс, выдерживаемый не менее 20 раз, А	400
Остающееся напряжение при расчетном токе коммутационных перенапряжений, не более, кВ	144
Расчетный ток грозовых перенапряжений при волне 8/20 мкс, выдерживаемый не менее 20 раз, кА	5
Остающееся напряжение при расчетном токе грозовых перенапряжений, не более, кВ	174
Внешняя изоляция должна соответствовать требованиям ГОСТ для аппаратов класса напряжения, кВ	$110/\sqrt{3}$
Климатическое исполнение	У или УХЛ
Категория размещения	1

Для защиты нейтралей силовых трансформаторов согласно [7] будут применены ограничители перенапряжений марки ОПНН-П1-110/60/20/4 УХЛ1.

3.2 Выбор цифровых блоков релейной защиты

После анализа, проведённого в разделе 1 настоящей работы, принято решение о внедрении микропроцессорных средств защиты в рамках реконструкции подстанции ПС 110/35/10 «Восход».

Для релейной защиты на рассматриваемой подстанции планируется использование устройств отечественного производства, серий БМРЗ-150-Е от НТЦ «Механотроника», устройства, рассчитанные на выполнение функций релейной защиты и автоматики для различных присоединений на напряжение в диапазоне от 6 до 110 кВ, согласно рекомендациям источника [17].

Устройства спроектированы для эксплуатации в диапазоне температур от $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $+55\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Дисплей выбранной серии позволяет визуализировать параметры защищаемого оборудования, а также обеспечивает отображение мнемосхемы соединений.

Интерфейсная часть приборов удовлетворяет требованиям [17], обеспечивая возможность интеграции в существующие системы телемеханики и диспетчеризации.

Эстетический вид изделия показан на рисунке 10.

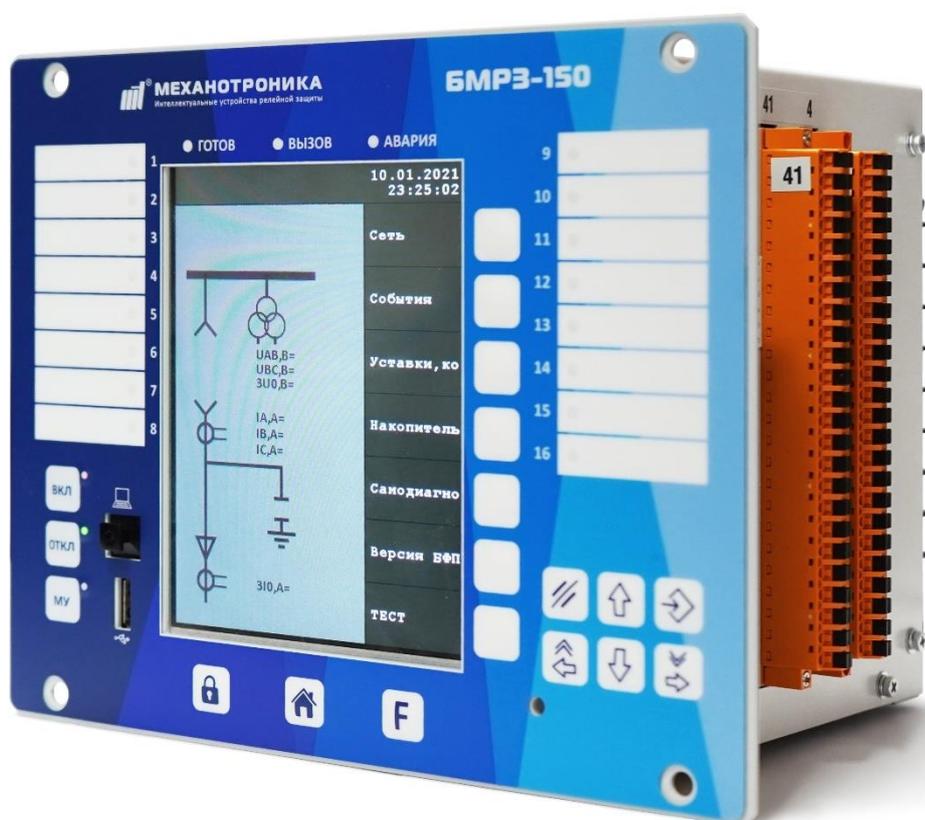


Рисунок 10 – Устройства РЗиА серии БМП3-150-Е

Для установки в вводных ячейках, в ячейке секционного выключателя, трансформатора напряжения и в отходящих ячейках 10 кВ в РУ-10 кВ и РУ 35

кВ ПС 110/35/10 кВ «Восход» будут использованы блоки БМРЗ-152(162)-Е-КСЗ-61 с следующими параметрами:

- «номинальный ток 1 или 5 А;
- аналоговые входы тока – 4;
- аналоговые входы напряжения – 4;
- дискретные входы – 22;
- дискретные выходы – 21.

Функции защит:

- дистанционная защита;
- определение места повреждения;
- защита от обрыва фазы и несимметрии нагрузки (ЗОФ);
- токовая защита с пуском по напряжению;
- токовая защита;
- ускорение МТЗ;
- токовая защита от замыкания на землю;
- токовая защита нулевой последовательности (ТЗНП);
- токовая защита с комбинированным пуском по напряжению;
- защита максимального напряжения нулевой последовательности;
- контроль ТТ / ТН;
- направленная токовая защита;
- селектор направления однофазных замыканий на землю;
- логическая защита шин;
- автоматическая частотная разгрузка или автоматическое повторное включение;
- дуговая защита.

Функции управления выключателем:

- количество коммутаций, время наработки, время взвода привода;
- резервирование при отказе выключателя (УРОВ);
- автоматическое повторное включение (АПВ);

- контроль синхронизма;
- контроль цепи отключения.

Общие функции управления, автоматики и сигнализации:

- автоматическое включение резерва (АВР);
- восстановление нормального режима (ВНР);
- сигнализация;
- удержание / квитирование;
- управление выключателем» [12].

Для управления напряжением с использованием РПН силовых трансформаторов будут использованы блоки БМРЗ-166-Е-ЦРН-61 с следующими параметрами:

- «номинальный ток 1 или 5 А;
- аналоговые входы тока – 4;
- аналоговые входы напряжения – 4;
- дискретные входы – 22;
- дискретные выходы – 21.

Функции защит:

- защита минимального напряжения;
- токовая защита;
- ускорение МТЗ;
- защита от повышения напряжения.

Функции управления выключателем:

- «управление электроприводом РПН;
- контроль исправности привода РПН.

Общие функции управления, автоматики и сигнализации» [21]:

- сигнализация;
- удержание / квитирование.

Для управления напряжением выполнения функций релейной защиты, автоматики, управления и сигнализации БСК напряжением 6 - 10 кВ будут использованы блоки БМРЗ-152(162)-Е-БСК-61 с следующими параметрами:

- «номинальный ток 1 или 5 А;
- аналоговые входы тока – 4;
- аналоговые входы напряжения – 3;
- дискретные входы – 22;
- дискретные выходы – 21.

Функции защит:

- защита минимального напряжения;
- защита от обрыва фазы и несимметрии нагрузки (ЗОФ);
- токовая защита;
- ускорение МТЗ;
- токовая защита от замыкания на землю;
- токовая защита с комбинированным пуском по напряжению;
- защита от повышения напряжения;
- защита максимального напряжения нулевой последовательности;
- селектор направления однофазных замыканий на землю;
- логическая защита шин;
- защита максимальной частоты;
- защита по скорости повышения/понижения частоты;
- дуговая защита.

Функции управления выключателем:

- количество коммутаций, время наработки, время взвода привода;
- резервирование при отказе выключателя (УРОВ);
- контроль цепи отключения.

Общие функции управления, автоматики и сигнализации:

- сигнализация;
- удержание / квитирование;

- управление выключателем / контактором» [12].

Для выполнения функций основной и резервной защит, автоматики и сигнализации двухобмоточных трансформаторов 110 кВ, а также шин, ошинок и линий электропередачи 110 кВ будут использованы блоки марки БМРЗ-153(163)-Е-УЗТ-61 со следующими параметрами:

- «номинальный ток 1 или 5 А;
- аналоговые входы тока – 4;
- аналоговые входы напряжения – 4;
- дискретные входы – 22;
- дискретные выходы – 21.

Функции защит:

- защита от обрыва фазы и несимметрии нагрузки (ЗОФ);
- защита от перегрузки;
- токовая защита с пуском по напряжению;
- токовая защита;
- ускорение МТЗ;
- контроль ТТ / ТН;
- газовая защита;
- логическая защита шин;
- цифровое выравнивание токов дифференциальной защиты;
- дифференциальная защита трансформатора;
- дуговая защита.

Функции управления выключателем

- количество коммутаций, время наработки, время взвода привода;
- резервирование при отказе выключателя (УРОВ);
- автоматическое повторное включение (АПВ);
- контроль давления элегаза выключателя;
- контроль цепи отключения.

Общие функции управления, автоматики и сигнализации:

- сигнализация;
- удержание / квитирование;
- управление выключателем / контактором» [21].

Вывод по разделу. Выполнен выбор аппаратов защиты, установленных на подстанции, измерительных трансформаторов, проводов ошиновки на напряжении 35 и 110 кВ, жестких шин на напряжении 10 кВ. Проверка правильности выбора аппаратов и шин выполнена в соответствии с расчетными токами нагрузок и токами коротких замыканий. Все выбранные аппараты и шины успешно прошли проверку в качестве устройств релейной защиты выбраны устройства производства завода НТЦ «Механотроника» серии БМРЗ. Выбранные устройства релейной защиты и автоматики позволят обеспечить надежную защиту оборудования подстанции и отходящих присоединений от действия токов перегрузок и коротких замыканий. Также все выбранные устройства соответствуют требованиям действующих нормативных документов в области цифровизации электроэнергетики и обеспечивают возможность интеграции в существующие системы телемеханики и диспетчеризации.

Заключение

В рамках выполнения данной бакалаврской работы разработан проект реконструкции электрической части подстанции 110/35/10 кВ «Восход», ориентированный на повышение надежности электроснабжения потребителей.

В работе проведен анализ существующей схемы подстанции для определения основных направлений реконструкции. Разработка и обоснование вариантов схем распределительных устройств после реконструкции выполнены для обеспечения надежности и удобства обслуживания. Расчёты электрических нагрузок для всех классов напряжения произведены в полном объёме с учетом планируемых графиков электрических нагрузок. Выбор силовых трансформаторов марки ТДТН 16000/110 осуществлён с проверкой по режимам работы в зимнее и летнее время.

Расчёт токов короткого замыкания выполнен для всех элементов схемы. Подбор и проверка коммутационного оборудования, измерительных трансформаторов и ограничителей перенапряжения выполнены с учетом расчетных токов нагрузки и токов коротких замыканий. Для обеспечения необходимых параметров термической стойкости отходящих кабельных линий в работе выбраны токоограничивающие реакторы марки РТСТ 10-1000-0,45 УХЛ1.

Выбраны устройства релейной защиты на базе современных цифровых модулей.

Разработанные технические решения могут быть использованы при реконструкции аналогичных подстанций и при проектировании новых объектов электросетевого хозяйства. Полученные подходы и методики позволяют обеспечить требуемый уровень надёжности электроснабжения и повысить общую энергоэффективность энергосистемы.

Список используемых источников

1. Аронов М.А., Аношин О.А., Кондратьев О.Н., Лопухова Т.В. Ограничители перенапряжений в электроустановках 6-750 кВ. Под ред. М.А. Аронова. М.: «Знак», 2001. 232 с.
2. Балаков Ю.Н., Мисриханов М.Ш., Шунтов А.В. Проектирование схем электроустановок. М.: Издательство МЭИ, 2006. 288 с.
3. Газонаполненное оборудование. [Электронный ресурс] : URL: https://zeto.ru/products_and_services/high_voltage_equipment/vyklyuchateli-elegazovye-kolonkovye/elegazovye-kolonkovye-vyklyuchateli-tipa-vgt-110 (дата обращения 15.06.2025).
4. ГОСТ 14209–85 Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки. М.: Стандартиформ, 2009. 38 с.
5. ГОСТ 16357-83 Разрядники вентильные переменного тока на номинальные напряжения от 3,8 до 600 кВ. Общие технические условия. М.: ИПК Издательство стандартов, 1999. 26 с.
6. ГОСТ Р 52736–2007 Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета электродинамического и термического действия тока короткого замыкания. М.: Стандартиформ, 2007. 40 с.
7. Золотых А.Г., Халилов Ф.Х. Выбор ограничителей перенапряжений для защиты нейтрали силовых трансформаторов 110-220 кВ // Труды Кольского научного центра РАН. 2013. №2 (15). С. 76-85.
8. Идельчик В.И. Электрические системы и сети: Учебник для вузов. М.: Энергоатомиздат, 1989. 577 с.
9. Кокин С.Е., Дмитриев С.А. Проектирование подстанций распределительного электросетевого комплекса: учеб. пособие. Екатеринбург: Изд-во Урал. университета, 2018. 192 с.
10. Крючков И.П., Старшинов В.А. Расчет коротких замыканий и выбор электрооборудования. М.: Академия, 2005. 416 с.

11. Правила устройства электроустановок: официальное издание. 7–е изд. М.: Омега-Л, 2006. 268 с.
12. Релейная защита распределительных сетей 6-10 кВ. Расчет уставок. Методические указания : СТО ДИВГ-059-2017 / Стандарт организации : утвержден Приказом Генерального директора ООО «НТЦ «Механотроника» № 112 от 23.03.2018. Санкт-Петербург : Бюро стандартизации и технической документации, 2017. 74 с.
13. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору / под ред. Б.Н. Неклепаева. М.: Изд-во НЦ ЭНАС. 2002. 152 с.
14. Сборник «Укрупнённые стоимостные показатели линий электропередачи и подстанций напряжением 35-1150 кВ». [Электронный ресурс] : URL: https://www.fsk-ees.ru/upload/docs/sto_56947007-29.240.124-2012.pdf (дата обращения 19.06.2025).
15. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. М.: ЭНАС, 2012. 376 с.
16. СТО 56947007–29.130.10.095–2011 Выключатели переменного тока на напряжение от 3 до 1150 кВ. Указания по выбору. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС», 2011. 28 с.
17. СТО 56947007–29.240.10.248–2017 Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35 – 750 кВ (НТП ПС). Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС», 2017. 135 с.
18. СТО 56947007–29.240.30.010–2008 Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35–750 кВ. Типовые решения. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС», 2007. 132 с.
19. СТО 56947007–29.240.30.047–2010 Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35 – 750 кВ. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС», 2010. 128 с.
20. Тимофеев С.А. Основы выбора нелинейных ограничителей перенапряжений: методические указания по курсовому и дипломному проектированию. Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2003. 50 с.

21. Трансформаторы и автотрансформаторы 35-220 кВ. Дифференциальная токовая защита. Расчет уставок. Методические указания: СТО ДИВГ-055-2013 / Стандарт организации: утвержден Приказом Генерального директора ООО «НТЦ «Механотроника» № 306-УК от 29.11.2013: Санкт-Петербург: Бюро стандартизации и технической документации, 2013. 58 с.