

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

Институт 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 ПС «Бугор» 110/35/6 кВ (г. Липецк)

Обучающийся

Н.И. оглы Ахмедзаде

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., доцент И.В. Горохов

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

Тольятти 2025

Аннотация

Тема настоящей выпускной бакалаврской работы «Реконструкция электрической части ПС «Бугор» 110/35/6 кВ (г. Липецк)».

Выпускная квалификационная работа посвящена проблеме модернизации электрических подстанций в условиях растущей цифровизации электроэнергетического комплекса.

Объектом исследования является подстанция «Бугор» 110/35/6 кВ, расположенная в городе Липецк, которая требует комплексной реконструкции из-за физического износа оборудования и несоответствия современным требованиям к качеству электроснабжения.

Целью выполнения работы ставится исследовать принципы и правила проектирования реконструкции электрических подстанций, и также определить наилучшие схемы подстанции 110/35/6 кВ «Бугор» в Липецкой области.

В ходе исследования проводится анализ технического состояния существующего оборудования, оценивается потенциал внедрения современных технических решений и цифровых систем управления.

Практическая значимость работы заключается в разработке детального проекта реконструкции, включающего:

- оптимизированную схему электрических соединений;
- предложения по замене устаревшего оборудования;
- рекомендации по внедрению цифровых систем мониторинга и управления;
- расчёты экономической эффективности предлагаемых решений.

Результатом работы станет комплексный проект модернизации подстанции, направленный на повышение надёжности электроснабжения, эффективности эксплуатации и соответствия современным требованиям цифровой трансформации электроэнергетики.

Содержание

Введение.....	4
1 Общая часть.....	5
1.1 Описание существующей подстанции.....	5
1.2 Требования к схеме и используемому оборудованию после реконструкции.....	9
2 Расчет системы электроснабжения.....	12
2.1 Расчет электрических нагрузок.....	12
2.2 Выбор силовых трансформаторов.....	22
2.3 Расчет токов короткого замыкания.....	23
2.4 Выбор коммутационных аппаратов.....	32
2.5 Расчет измерительных трансформаторов.....	41
3 Расчет и выбор устройств релейной защиты, автоматики и мониторинга...44	
3.1 Выбор устройств и расчет уставок релейной защиты.....	44
3.2 Выбор устройств автоматики и мониторинга.....	51
Заключение.....	57
Список используемых источников.....	59

Введение

При выполнении выпускной квалификационной работы рассматривается вопрос реконструкции электрической части подстанции напряжением 110/35/6 кВ «Бугор», расположенной в г. Липецк, начиная от расчета нагрузок по сторонам 6кВ и 35 кВ, заканчивая выбором основного оборудования на все применяемые классы напряжения.

Проектирование подстанции можно разделить на несколько основных этапов:

- сбор информации о потребителях электрической энергии
- определение количества отходящих линий по всем класса напряжения;
- выбор схем основных соединений распределительных устройств всех классов напряжений;
- расчет электрических нагрузок;
- расчет токов КЗ
- выбор электрических аппаратов.

Целью выполнения работы ставиться исследовать принципы и правила проектирования реконструкции электрических подстанций, и определить наилучшие схемы подстанции 110/35/6 кВ «Бугор» в Липецкой области.

Чтобы достигнуть поставленную цель требуется решить задачи:

- проведение полноценного анализа проектируемого объекта;
- выполнение расчета нагрузок подстанции;
- выбор силового оборудования подстанции;
- проведение проверки соответствия расчетным токам КЗ оборудования;
- выбор видов и типов защит на всех классах напряжения подстанции.

Практическая значимость изучения вопроса реконструкции подстанции 110/35/6 кВ «Бугор» заключается в обеспечении бесперебойной и надежной передаче и распределении требуемого количества электроэнергии потребителям.

1 Общая часть

1.1 Описание существующей подстанции

Подстанция 110/35/6 кВ «Бугор» расположена в г. Липецк и находится в эксплуатации системообразующей территориальной организации – филиала «Липецкэнерго» ПАО «Россети Центр».

Рассматриваемая подстанция относится к числу старейших подстанций как Липецкой области, так и всей энергосистемы Российской Федерации. Год ввода в эксплуатацию подстанции датирован 1935 годом.

Подстанция обеспечивает электроснабжением потребителей в центре г. Липецк, включая население, промышленные предприятия и социально-значимые объекты.

До момента реконструкции на ПС 110/35/6 кВ используются силовые трансформаторы марки ТДТН-25000/110.

Схема распределительного устройства 110 кВ представляет собой устаревшую схему с отделителями и короткозамыкателями.

Работа защит данной схемы основана на создании искусственного короткого замыкания на линии путем воздействия на привод короткозамыкателей, последующего отключения выключателей в голове питающей линии и отключения отделителей в период безтоковой паузы.

Схема распределительного устройства 110 кВ рассматриваемой подстанции приведена на рисунке 1.

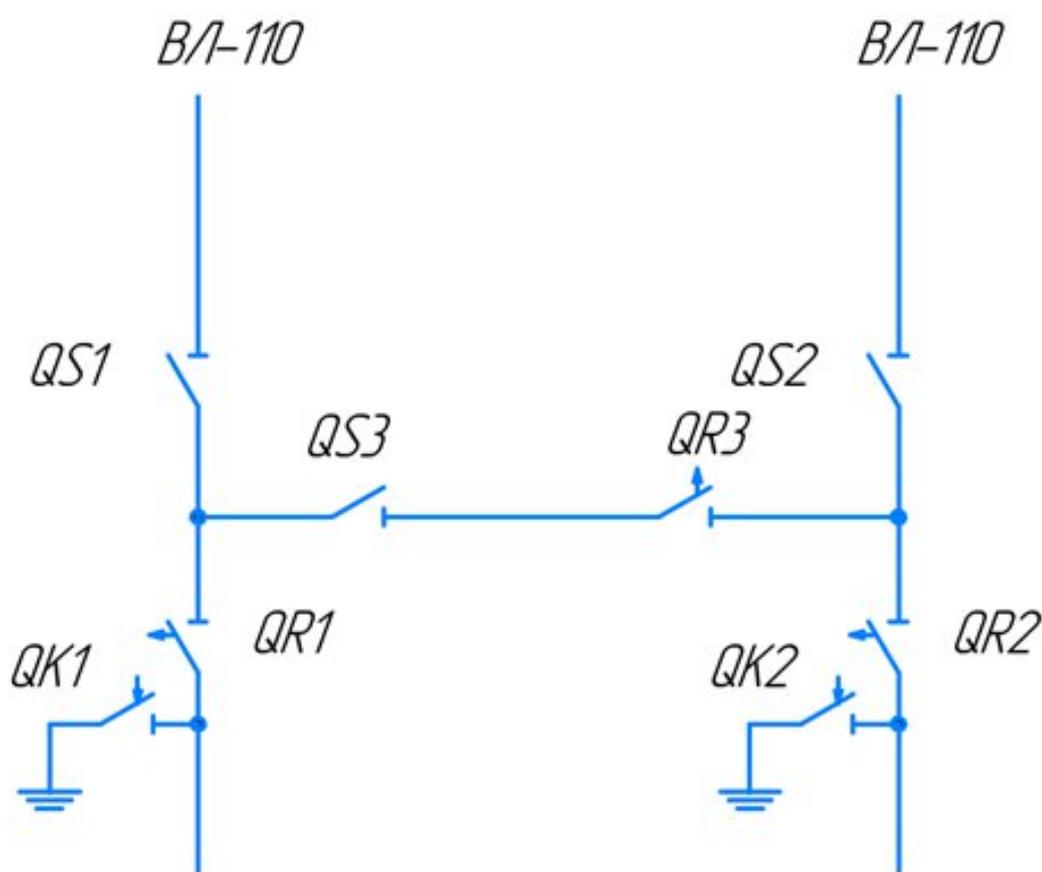


Рисунок 1 – Схема РУ-110 кВ ПС «Бугор»

К недостаткам схемы РУ-110 кВ относится факт ее морального устаревания, низкая надежность, опасность повреждения колонок оборудования при создании искусственных коротких замыканий.

Текущее состояние распределительных устройств 35 и 6 кВ характеризуется моральным и физическим устареванием оборудования. Требуется полная замена существующего оборудования данных РУ.

С учетом количества отходящих линий от РУ 35 кВ, равном 6, согласно рекомендаций [16] применена схема «Одна рабочая секционированная выключателем система шин». Её схема изображена на рисунке 2.

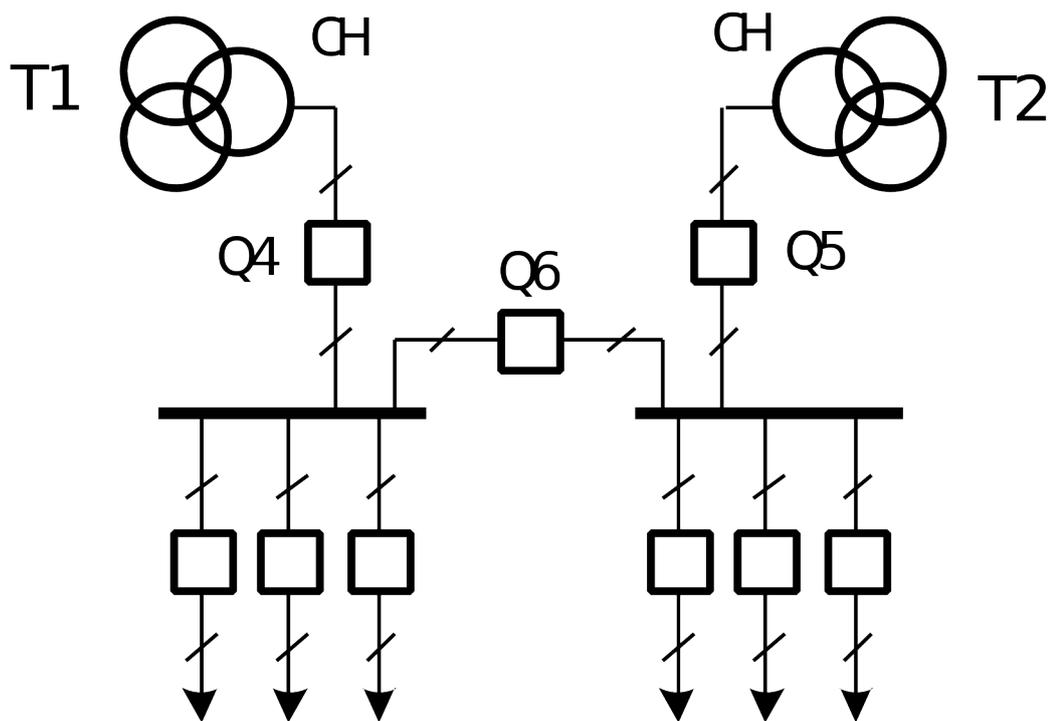


Рисунок 2 - Схема распределительного устройства 35 кВ.

С учетом количества отходящих линий от РУ 6 кВ, равном 8, согласно рекомендаций [16] также применена схема «Одна рабочая секционированная выключателем система шин». Её схема изображена на рисунке 3.

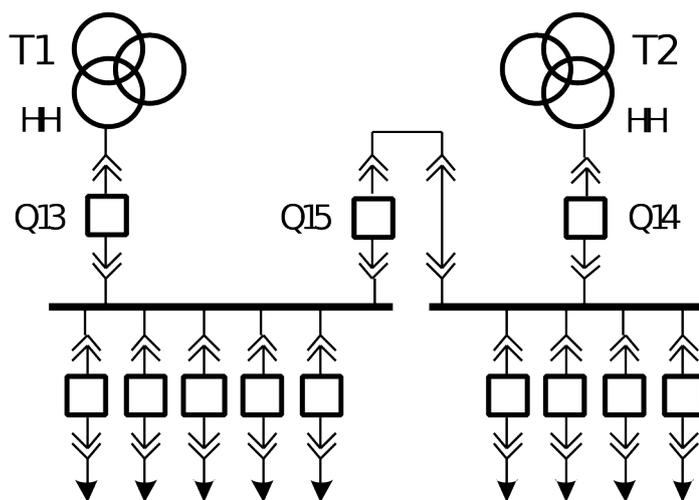


Рисунок 3 - Схема распределительного устройства 6 кВ

Текущее состояние распределительных устройств 35 и 6 кВ характеризуется моральным и физическим устареванием оборудования. Требуется полная замена существующего оборудования данных РУ.

Также, к существенным недостаткам подстанции относится применение устаревших систем электромеханической релейной защиты, к минусам которых относится сложность настройки селективной работы, большие трудозатраты на выполнение технического обслуживания.

Актуальная потребность в реконструкции обусловлена следующими факторами:

- ростом нагрузок в связи с развитием района;
- необходимостью повышения надежности электроснабжения;
- потребностью в модернизации оборудования до современных требований;
- отсутствием резервов для подключения новых потребителей;

Рекомендации по устранению выявленных недостатков включают в себя следующие материалы:

- замену силовых выключателей на современные элегазовые;
- модернизацию системы релейной защиты;
- установку современного оборудования на ОРУ-35 кВ и ЗРУ-6 кВ;
- создание резервных ячеек для возможного расширения подстанции.

Дальнейшая реконструкция подстанции должна быть направлена на устранение выявленных недостатков и повышение надежности электроснабжения потребителей.

Рассматриваемая подстанция питается от двухцепной воздушной линии ВЛ-110 кВ протяженностью 90 км. Точки подключения питающих ВЛ - ячейка 110 кВ ЗРУ 110 кВ ПС-110/35/6 «Цементная». От проектируемой подстанции 110/35/6 кВ «Бугор», осуществляется питание 3-х подстанций 35/6 кВ. В объем проектирования реконструкции данной выпускной квалификационной работы расчет воздушных линий не входит.

1.2 Требования к схеме и используемому оборудованию после реконструкции

Основные требования к схеме электроснабжения реконструируемой подстанции следующие:

- обеспечение категории надежности электроснабжения не ниже II категории;
- наличие автоматического ввода резерва на всех уровнях напряжения;
- возможность секционирования всех распределительных устройств;
- предусмотрение резервных присоединений для перспективного развития
- обеспечение селективности защит при всех возможных режимах работы.

Исходя из количества силовых трансформаторов и количества питающих ВЛ-110 кВ, будет произведен выбор схемы подстанции по сети 110 кВ. В соответствии с нормативной документацией рассматриваются следующие схемы:

- «два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии
- мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий
- мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов;
- четырехугольник

Схема четырехугольник не рассматривается, ввиду дороговизны» по [16].

Схема «два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии» [16] не позволит оставить в работе два трансформатора при коротком замыкании на одной из питающих линий 110 кВ. Согласно рекомендациям [16] схема «мостик с выключателями в цепях

трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов» [16] используется при необходимости ежедневно выводить один трансформатор из работы.

С учетом исключений, принимается к использованию схема «мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий» [16] как наиболее подходящая. Схема приведена на рисунке 4.

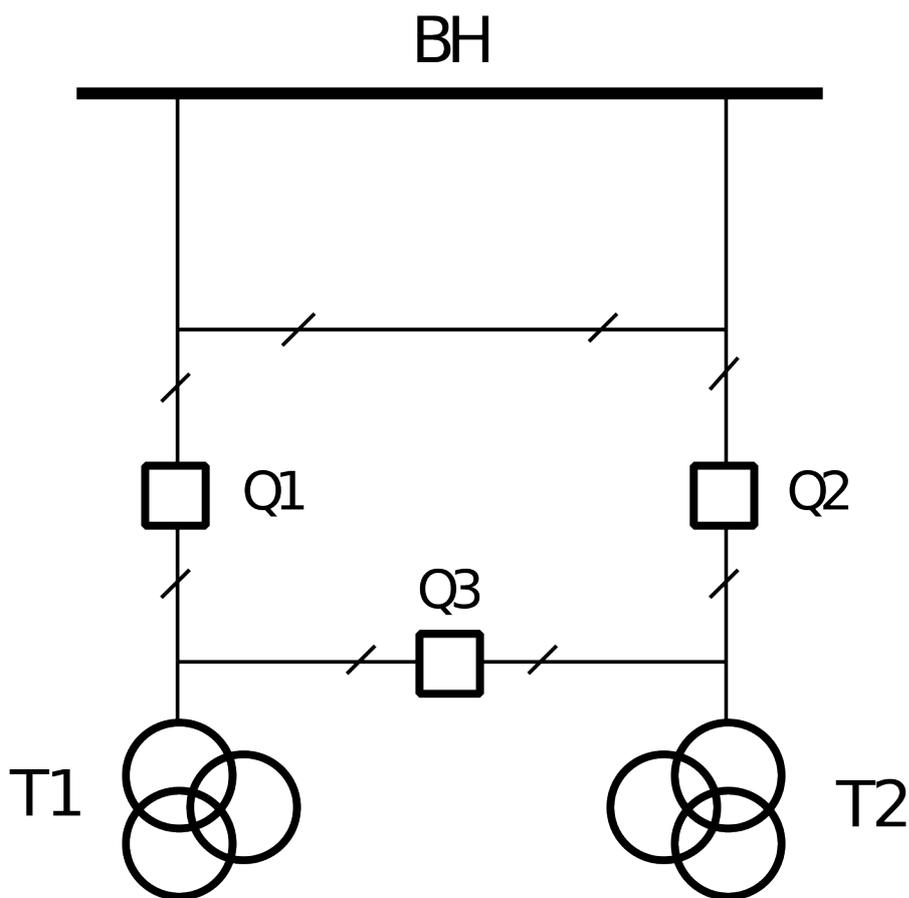


Рисунок 4 - Схема распределительного устройства ВН.

Схемы распределительных устройств по сторонам 35 кВ и 6 кВ сохраняются прежними.

При выборе силовых трансформаторов должны быть обеспечены следующие условия:

- выбор силовых трансформаторов в соответствии с перспективной нагрузкой;
- наличие устройств регулирования напряжения под нагрузкой;
- система охлаждения не хуже масляной с естественной циркуляцией масла и принудительной циркуляцией воздуха.

Высоковольтное оборудование должно включать элегазовые выключатели на 110 кВ, разъединители с моторным приводом, трансформаторы тока и напряжения нового поколения, ограничители перенапряжения современного типа. Выключатели по стороне низкого напряжения должны быть вакуумного типа в соответствии с [1].

Автоматизация должна предусматривать установку микропроцессорных устройств релейной защиты, систем телемеханики с резервированием каналов связи, автоматизированной системы управления технологическими процессами и цифровых измерительных приборов.

Все оборудование должно соответствовать действующим техническим регламентам и стандартам, иметь сертификаты качества и быть адаптированным к климатическим условиям Липецкой области.

2 Расчет системы электроснабжения

2.1 Расчет электрических нагрузок

На основании исходных данных, полученных от производственно-технического отдела филиала ПАО «Россети Центр» - «Липецкэнерго», будет осуществляться расчет нагрузок.

Исходные данные содержат информацию о максимальной мощности электрооборудования, планируемого к подключению от трансформаторных подстанций 6/0,4 кВ, питающих энергопринимающее устройства микрорайонов г. Липецк, планируемых к подключению от ПС 35/6 кВ, городских распределительных сетей.

От секции шин 6 кВ отходит 16 фидеров, питающих 8 двух трансформаторные подстанции. В нормальном режиме электроснабжение ТП будет осуществляться от двух секций шин, а аварийном режиме – от одной

Сведения об электрических нагрузках трансформаторных подстанций 6/0,4 кВ приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Предполагаемая суточная нагрузка в зимнее время

№ ТП	$P_{СШ}$, кВт	$\cos\varphi_{СШ}$	$S_{СШ}$, кВА	$Q_{СШ}$, кВАр	$I_{СШ}$, А
1сш ТП №1	695	0,82	847,561	485,113	81,557
2сш ТП №1	630	0,83	759,036	423,363	73,038
1сш ТП №2	956	0,86	1111,628	567,257	106,966
2сш ТП №2	890	0,85	1047,059	551,572	100,753
1сш ТП №3	1210	0,79	1531,646	939,062	147,383
2сш ТП №3	1150	0,8	1437,500	862,500	138,324
1сш ТП №4	720	0,83	867,470	483,843	83,472
2сш ТП №4	710	0,84	845,238	458,615	81,333
1сш ТП №5	2190	0,82	2670,732	1528,629	256,991
2сш ТП №5	2450	0,84	2916,667	1582,544	280,656
1сш ТП №6	3850	0,82	4695,122	2687,317	451,788
2сш ТП №6	3790	0,83	4566,265	2546,895	439,389
1сш ТП №7	1650	0,8	2062,500	1237,500	198,464
2сш ТП №7	1570	0,82	1914,634	1095,867	184,236
1сш ТП №8	2750	0,81	3395,062	1990,966	326,690

Продолжение таблицы 1

№ ТП	$P_{СШ}$, кВт	$\cos\varphi_{СШ}$	$S_{СШ}$, кВА	$Q_{СШ}$, кВАр	$I_{СШ}$, А
2сш ТП№8	2850	0,8	3562,500	2137,500	342,802

Полная мощность на примере секции 1 ТП №1 вычисляется по формуле:

$$S_{ТП1-1} = \frac{P_{ТП1-1}}{\cos\phi_{ТП1-1}}, \quad (1)$$

$$S_{ТП1-1} = \frac{695}{0,82} = 847,56 \text{ кВА.}$$

Реактивная мощность равна:

$$Q_{ТП1-1} = \sqrt{S_{ТП1-1}^2 - P_{ТП1-1}^2}, \quad (2)$$

$$Q_{ТП1-1} = \sqrt{847,56^2 - 695^2} = 485,113 \text{ кВАр.}$$

Расчетный ток, потребляемый линией, питающей 1 секцию ТП №1:

$$I_{ТП1-1} = \frac{S_{ТП1-1}}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \quad (3)$$

$$I_{ТП1-1} = \frac{847,56}{\sqrt{3} \cdot 6} = 81,557 \text{ А.}$$

Результаты расчетов сводятся в таблицу 2.

В аварийном режиме (в случае питания всех ТП 6/0,4 кВ) от 1 трансформатора 110/35/6 кВ «Бугор», нагрузка каждой ТП по [2], на примере ТП 1 будет определяться по формуле:

$$P_{ТП1} = \Sigma P_{СШ} \cdot k_0. \quad (4)$$

где $P_{СШ}$ – расчетная мощность секций шин ТП 6/0,4 кВ;

k_O – коэффициент одновременности, согласно таблице 3 [19]
равный 0,95

P_p – расчетная нагрузка ТП.

$$P_{ТП1} = (695 + 630) \cdot 0,95 = 1258,75 \text{ кВт}$$

Реактивная мощность равна:

$$Q_{ТП1} = \Sigma Q_{СШ} \cdot k_O, \quad (5)$$

$$Q_{ТП1} = (485,113 + 423,363) \cdot 0,95 = 863,052 \text{ кВАр.}$$

Полная мощность:

$$S_{ТП} = \sqrt{Q_{ТП}^2 + P_{ТП}^2} \quad (6)$$

$$S_{ТП} = \sqrt{1258,75^2 + 863,052^2} = 1526,208 \text{ кВА.}$$

Нагрузки ТП, подключенных от шин 6 кВ ПС 110/35/6 кВ «Бугор» в аварийном режиме приведена в таблице 2.

Таблица 2 - Нагрузки на ТП в аварийном режиме

№ ТП	$\Sigma P_{СШ}, \text{ кВт}$	$\Sigma Q_{СШ}, \text{ кВт}$	k_O	$P_{ТП}, \text{ кВт}$	$Q_{ТП}, \text{ кВАр}$	$S_{ТП}, \text{ кВА}$	$I_{ТП}, \text{ А}$
ТП №1	1325	908,476	0,95	1258,750	863,052	1526,208	146,859
ТП №2	1846	1118,830	0,95	1753,700	1062,888	2050,657	197,325
ТП №3	2360	1801,562	0,95	2242,000	1711,484	2820,593	271,412
ТП №4	1430	942,458	0,95	1358,500	895,335	1627,005	156,559
ТП №5	4640	3111,173	0,95	4408,000	2955,614	5307,176	510,683
ТП №6	7640	5234,212	0,95	7258,000	4972,501	8797,973	846,585
ТП №7	3220	2333,367	0,95	3059,000	2216,698	3777,729	363,512
ТП №8	5600	4128,466	0,95	5320,000	3922,042	6609,449	635,995

Суммарная результирующая нагрузка на стороне 6 кВ ПС 110/35/6 кВ «Бугор» отдельно по секциям шин будет определяться на основании указаний раздела 3 [19].

$$P_{P1CШ} = \Sigma P_{ТП1CШ} \cdot k_O. \quad (7)$$

где $P_{ТП1CШ}$ – расчетная мощность подключенных ТП 6/0,4 кВ;

k_O – коэффициент одновременности по таблице 3 [19] равный 0,85 для 8 присоединений

P_p – расчетная нагрузка на шинах подстанции.

$$\begin{aligned} & P_{P1CШ} \\ &= (695 + 956 + 1210 + 720 + 2190 + 3850 + 1650 + 2750) \\ & * 0,85 = 11917,85 \text{ кВт.} \end{aligned}$$

Аналогично определяется реактивная мощность, соответствующая [11]:

$$\begin{aligned} Q_{P1CШ} &= \Sigma Q_{ТП1CШ} \cdot k_O \\ & Q_p \\ &= (485,113 + 567,257 + 939,062 + 483,843 + 1528,629 \\ & + 2687,317 + 1237,5 + 1990,966) * 0,85 = 8431,731 \text{ кВА.} \end{aligned} \quad (8)$$

Полная мощность:

$$\begin{aligned} S_{P1CШ} &= \sqrt{Q_{ТП1CШ}^2 + P_{ТП1CШ}^2} \\ S_{P1CШ} &= \sqrt{11917,85^2 + 8431,731^2} = 414598,948 \text{ кВА.} \end{aligned} \quad (9)$$

Нагрузки второй секции шин и нагрузки по стороне 6 кВ в аварийном режиме рассчитаны и отражены в таблице 3.

Таблица 3 - Расчет нагрузок секций шин 6 кВ ПС 110/35/6 кВ «Бугор»

Секция шин	P_p , кВт	Q_p , кВАр	S_p , кВА
1 СШ 6 кВ	11917,850	8431,734	14598,948
2 СШ 6 кВ	11934,000	8210,027	14485,334
Итого 6 кВ	22448,800	15662,834	27372,851

Расчет нагрузок по стороне 35 кВ производится также на основании полученных исходных данных о расчетных максимальных нагрузках кустовых площадок 1 – 3 по [6].

Методика расчета одинаковая с расчетом секций шин 6 кВ.

Результаты расчетов приведены в таблицах 4-6.

Таблица 4 - Расчет нагрузок секций шин 6 кВ ПС 110/35/6 кВ «Бугор»

Наименование	$P_{ПС35}$, кВт	$\cos\phi_{ПС35}$	$Q_{ПС35}$, кВАр	$S_{ПС35}$, кВА	$I_{ПС35}$, А
1 сш ПС 35/6 кВ № 1	7560	0,92	3220,547	8217,391	135,552
2 сш ПС 35/6 кВ № 1	7850	0,9	3801,929	8722,222	143,879
1 сш ПС 35/6 кВ № 2	9125	0,89	4674,876	10252,809	169,127
2 сш ПС 35/6 кВ № 2	9200	0,88	4965,634	10454,545	172,455
1 сш ПС 35/6 кВ № 3	7850	0,92	3344,086	8532,609	140,752
2 сш ПС 35/6 кВ № 3	7880	0,91	3590,234	8659,341	142,842

Таблица 5 - Расчет нагрузок отходящих линий 35 кВ в аварийном режиме

Наименование	$P_{ПС35}$, кВт	$Q_{ПС35}$, кВАр	$S_{ПС35}$, кВА	$I_{ПС35}$, А
ПС 35/6 кВ № 1	14639,5	6671,351	16087,942	265,382
ПС 35/6 кВ № 2	17408,75	9158,485	19670,852	324,485
ПС 35/6 кВ № 3	14943,5	6587,604	16331,097	269,393

Таблица 6 - Расчет нагрузок 35 кВ ПС 110/35/6 кВ «Бугор»

Наименование	$P_{ПС35}$, кВт	$Q_{ПС35}$, кВАр	$S_{ПС35}$, кВА	$I_{ПС35}$, А
1 с.ш. 35 кВ	23308,25	10677,533	25637,555	422,910
2 с.ш. 35 кВ	23683,5	11739,907	26433,569	436,041
Итого 35 кВ	44642,1625	21296,56797	49461,768	815,908

Приведение нагрузок к стороне 110 кВ возможно с использованием суточных графиков нагрузок.

Суточные графики приведены на рисунках 5 и 6.

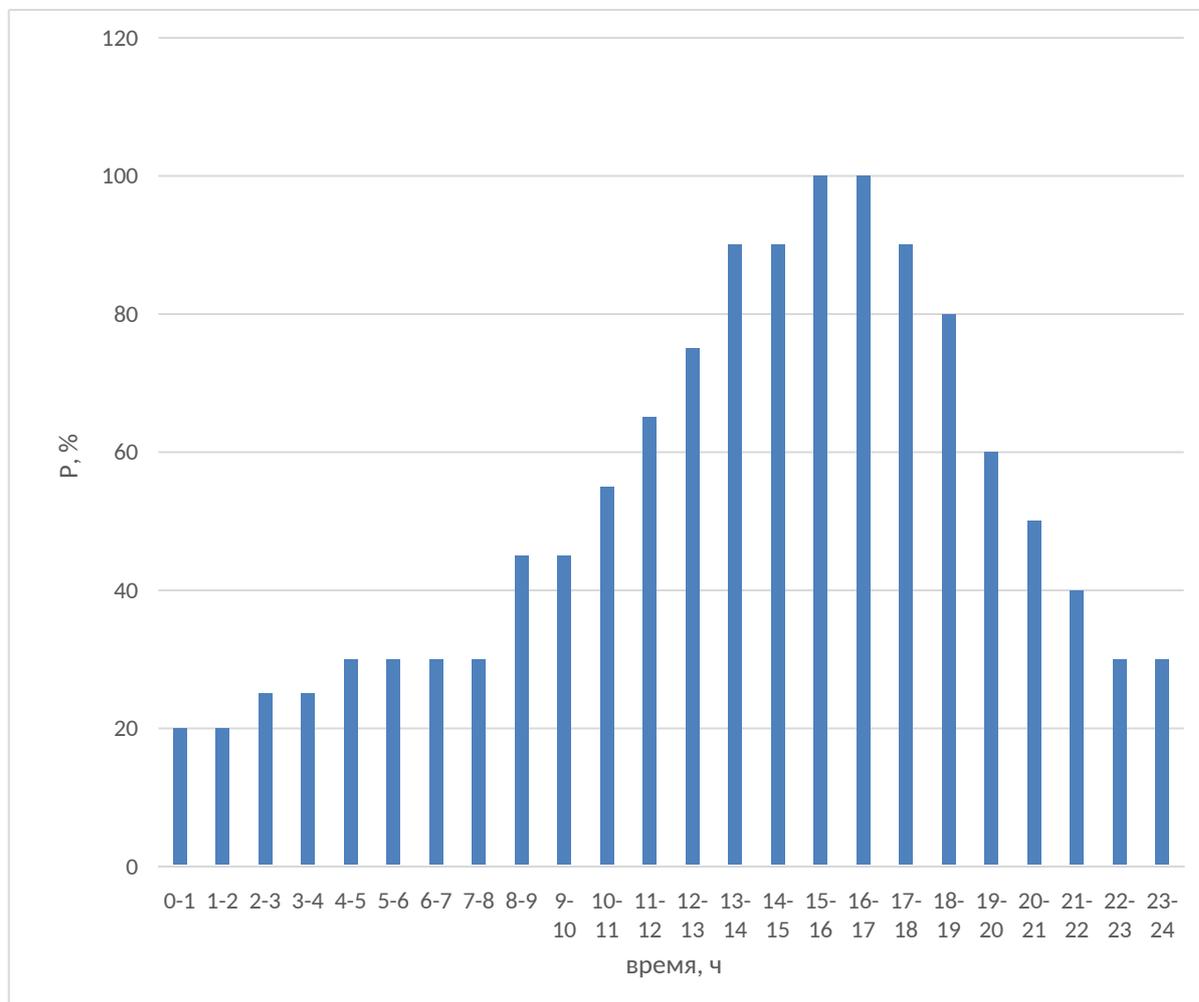


Рисунок 5 - График нагрузок по стороне 6 кВ ПС 110/35/6 кВ «Бугор»

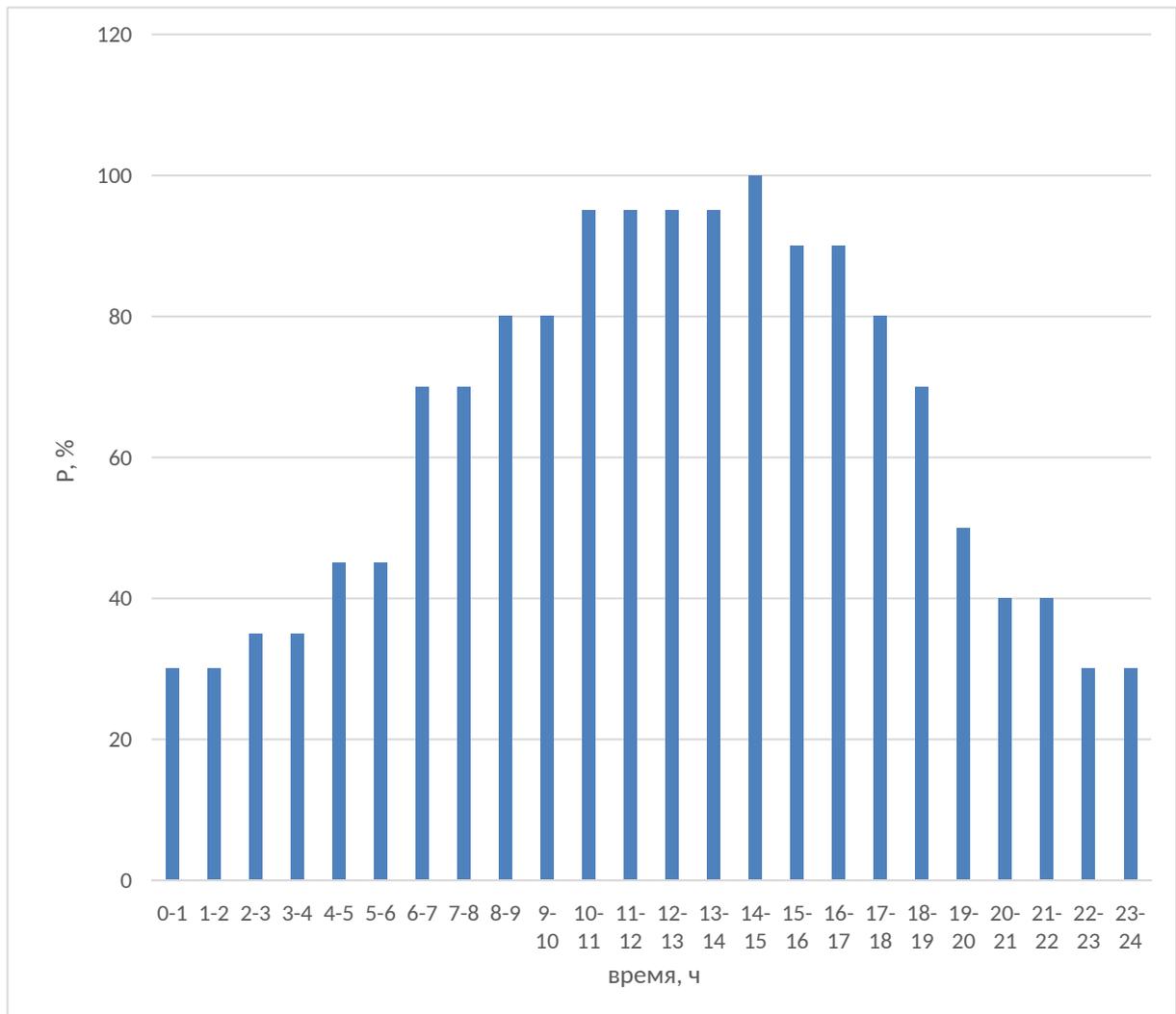


Рисунок 6 - График нагрузок по стороне 35 кВ ПС 110/35/6 кВ «Бугор»

Нагрузка по стороне 110 кВ, определяется путем суммирования нагрузок по стороне 6 кВ и 35 кВ за каждый час и выбор наибольшей нагрузки.

Суточный график нагрузок по сторонам 6, 35 и 110 кВ в зимнее время приведен в таблице 7.

Максимальная нагрузка в зимний наблюдается в период с 14 до 15 часов и составляет 24,538 МВт активной мощности и 27,278 МВА полной мощности.

Согласно данных производственно-технического отдела, максимальная нагрузка наблюдается в зимнее время. В летнее время нагрузка составляет 75% от зимнего. Соотношение зимних и летних дней берем 200 к 165.

График летних нагрузок приведен в таблице 8. Максимальная нагрузка наблюдается в период с 14 до 15 часов и составляет 64,846 МВт активной мощности и 73,876 МВА полной мощности

Таблица 7 - Суточные нагрузки в зимний период на ПС 110/35/6 кВ «Бугор»

Время	6 кВ, МВт	6 кВ, МВАр	35 кВ, МВт	35 кВ, МВАр	110 кВ, МВт	110 кВ, МВАр	110 кВ, МВА
0-1	20	30	4,490	3,133	13,393	6,389	17,882
1-2	20	30	4,490	3,133	13,393	6,389	17,882
2-3	25	35	5,612	3,916	15,625	7,454	21,237
3-4	25	35	5,612	3,916	15,625	7,454	21,237
4-5	30	45	6,735	4,699	20,089	9,583	26,824
5-6	30	45	6,735	4,699	20,089	9,583	26,824
6-7	30	70	6,735	4,699	31,250	14,908	37,984
7-8	30	70	6,735	4,699	31,250	14,908	37,984
8-9	45	80	10,102	7,048	35,714	17,037	45,816
9-10	45	80	10,102	7,048	35,714	17,037	45,816
10-11	55	95	12,347	8,615	42,410	20,232	54,757
11-12	65	95	14,592	10,181	42,410	20,232	57,002
12-13	75	95	16,837	11,747	42,410	20,232	59,247
13-14	90	95	20,204	14,097	42,410	20,232	62,614
14-15	90	100	20,204	14,097	44,642	21,297	64,846
15-16	100	90	22,449	15,663	40,178	19,167	62,627
16-17	100	90	22,449	15,663	40,178	19,167	62,627
17-18	90	80	20,204	14,097	35,714	17,037	55,918
18-19	80	70	17,959	12,530	31,250	14,908	49,209
19-20	60	50	13,469	9,398	22,321	10,648	35,790
20-21	50	40	11,224	7,831	17,857	8,519	29,081
21-22	40	40	8,980	6,265	17,857	8,519	26,836
22-23	30	30	6,735	4,699	13,393	6,389	20,127
23-24	30	30	6,735	4,699	13,393	6,389	20,127

Таблица 8 - Суточные нагрузки в летний период на ПС 110/35/6 кВ «Бугор»

Время	6 кВ, МВт	6 кВ, МВАр	35 кВ, МВт	35 кВ, МВАр	110 кВ, МВт	110 кВ, МВАр	110 кВ, МВА
0-1	20	30	3,367	2,349	13,393	6,389	16,760
1-2	20	30	3,367	2,349	13,393	6,389	16,760
2-3	25	35	4,209	2,937	15,625	7,454	19,834
3-4	25	35	4,209	2,937	15,625	7,454	19,834

Продолжение таблицы 8

Время	6 кВ, МВт	6 кВ, МВАр	35 кВ, МВт	35 кВ, МВАр	110 кВ, МВт	110 кВ, МВАр	110 кВ, МВА
4-5	30	45	5,051	3,524	20,089	9,583	25,140
5-6	30	45	5,051	3,524	20,089	9,583	25,140
6-7	30	70	5,051	3,524	31,250	14,908	36,300
7-8	30	70	5,051	3,524	31,250	14,908	36,300
8-9	45	80	7,576	5,286	35,714	17,037	43,290
9-10	45	80	7,576	5,286	35,714	17,037	43,290
10-11	55	95	9,260	6,461	42,410	20,232	51,670
11-12	65	95	10,944	7,636	42,410	20,232	53,354
12-13	75	95	12,627	8,810	42,410	20,232	55,038
13-14	90	95	15,153	10,572	42,410	20,232	57,563
14-15	90	100	15,153	10,572	44,642	21,297	59,795
15-16	100	90	16,837	11,747	40,178	19,167	57,015
16-17	100	90	16,837	11,747	40,178	19,167	57,015
17-18	90	80	15,153	10,572	35,714	17,037	50,867
18-19	80	70	13,469	9,398	31,250	14,908	44,719
19-20	60	50	10,102	7,048	22,321	10,648	32,423
20-21	50	40	8,418	5,874	17,857	8,519	26,275
21-22	40	40	6,735	4,699	17,857	8,519	24,592
22-23	30	30	5,051	3,524	13,393	6,389	18,444
23-24	30	30	5,051	3,524	13,393	6,389	18,444

Произведем расчеты параметров графиков нагрузок.

Потребление электрической энергии за один год для стороны высокого напряжения определяется по формуле, МВт·час:

$$W_{\text{год}} = \sum P_i \cdot T_i \quad (10)$$

$$W_{\text{год НН}} = 200 \cdot (960,293) + 165 \cdot (889,86) = 338885,595 \text{ МВт·час}$$

Число часов использования максимальной мощности на стороне высокого напряжения:

$$T_{\text{max}} = \frac{W_{\text{год}}}{P_{\text{max}}} \quad (11)$$

где P_{max} – максимальная активная мощность на стороне ВН, $P_{max} = 64,876$ МВт (см. табл. 8).

$$T_{maxВН} = \frac{338885,595}{64,876} = 5226 \text{ час}$$

Средняя мощность нагрузки обмотки ВН, МВт:

$$P_{cp} = \frac{W_{год}}{T_{год}} \quad (12)$$

где $T_{год}$ – количество часов в рассматриваемом периоде, $T_{год} = 8760$ час.

$$P_{cpВН} = \frac{338885,595}{8760} = 38,686 \text{ МВт}$$

Коэффициент заполнения графика на стороне ВН:

$$k_3 = \frac{P_{cp}}{P_{max}}, \quad (13)$$
$$k_3 = \frac{38,686}{64,846} = 0,597$$

Число часов максимальных потерь на стороне высокого напряжения, час:

$$\tau_{max} = 8760 \cdot \left(0,124 + \frac{T_{max}}{10000} \right)^2, \quad (14)$$
$$\tau_{max} = 8760 \cdot \left(0,124 + \frac{5226}{10000} \right)^2 = 3662,482 \text{ час}$$

Результаты расчетов по сторонам 6 кВ и 35 кВ приведена в таблице 9.
Таблица 9 - Суточные нагрузки в летний период на ПС 110/35/6 кВ «Бугор»

Параметр	6 кВ	35 кВ	110 кВ
$P_{max}, \text{МВт}$	22,449	44,642	64,846
$W_{год}, \text{МВт} \cdot \text{ч}$	91210,877	247674,718	338885,595
$T_{max}, \text{ч}$	4063,063	5548,000	5226,000
$P_{ср}, \text{МВт}$	10,412	28,273	38,686
k_3	0,464	0,633	0,597
$\tau_{max}, \text{ч}$	2463,529	4036,340	3662,482

Полученные значения электрических нагрузок будут использованы для выбора силовых трансформаторов и оборудования ПС,

2.2 Выбор силовых трансформаторов

Количество и мощность трансформаторов на подстанции определяется исходя из категорий надежности потребителей электрической энергии. От проектируемой ПС будут подключены потребители первой и второй категории, следовательно количество трансформаторов равно двум.

Для обеспечения надежной работы проектируемой подстанции 110/35/6 кВ необходимо выполнить расчет коэффициента аварийной перегрузки трансформаторов. Согласно действующим правилам устройства электроустановок [12], допускается перегрузка трансформаторов на 40% в аварийных режимах. При этом важно учитывать ограничение по коэффициенту заполнения суточного графика нагрузки, который не должен превышать 0,75 при работе в режиме перегрузки.

Расчетная мощность трансформаторов определяется по формуле:

$$S_{\text{расч}} = \frac{S_{\text{ВН}}}{2 \cdot 0,7}, \quad (15)$$

$$S_{\text{расч}} = \frac{73,876}{2 \cdot 0,7} = 52,77 \text{ МВА.}$$

С учетом стандартного ряда мощностей силовых трансформаторов [18] выбираем оборудование номинальной мощностью $S_{\text{НОМ}} = 63 \text{ МВА}$.

Для проверки на допустимые систематические перегрузки используем зимний суточный график нагрузки согласно ГОСТ 14209-85. При нормальной работе двух трансформаторов коэффициент загрузки составляет:

$$K = \frac{S_{ВН}}{2 \cdot S_{НОМ}}, \quad (16)$$

$$K = \frac{24,538}{2 \cdot 63} = 0,586$$

Таблица 10 – Параметры силовых трансформаторов

Параметры	Величина
Тип трансформатора	ТДТН –63000/110
Номинальная мощность $S_{НОМ}$, МВА	63
Напряжение ВН $U_{НОМ\ ВН}$, кВ	115
Напряжение ВН $U_{НОМ\ СН}$, кВ	38,5
Напряжение НН $U_{НОМ\ НН}$, кВ	6,6
Потери мощности холостого хода $\Delta P_{ХХ}$, кВт	56
Потери при коротком замыкании $\Delta P_{КЗ}$, кВт	290
Ток холостого хода I_0 , %	0,7
Напряжение короткого замыкания В-С, %	10,5
Напряжение короткого замыкания В-Н, %	17
Напряжение короткого замыкания С-Н, %	6,5

На основе заданных параметров напряжения подстанции производится подбор типовых трансформаторов. Характеристики выбранных трансформаторов будут представлены в таблице 10.

2.3 Расчет токов короткого замыкания

«Короткое замыкание представляет собой аварийный режим работы электроустановки, возникающий при соединении фаз друг с другом или при контакте фаз с заземленной нейтралью в электрических сетях с глухозаземленной нейтралью» [14].

Для проведения расчетов выберем контрольные точки при активированных секционных выключателях на высоком (ВН), среднем (СН) и низком (НН) напряжениях. На основе этого составим схему замещения, представленную на рисунке 7.

Расчет сопротивления системы производится по следующей формуле:

$$X_{ci} = \frac{(x_c \cdot U_{б.ном}^2)}{S_{ВН}} \quad (17)$$

где X_c – сопротивление системы в относительных единицах;

$U_{б.ном}$ – номинальное базисное напряжение, $U_{б.ном} = 115$ кВ.

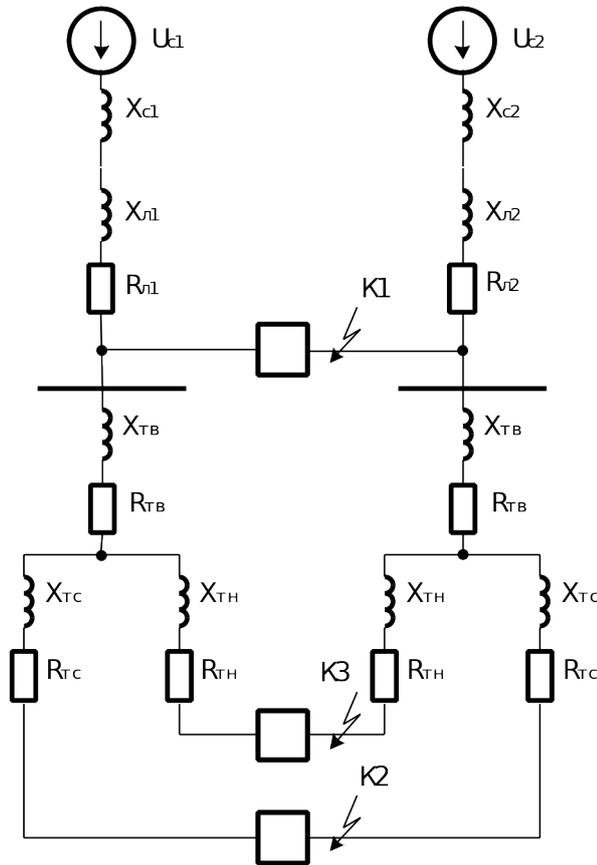


Рисунок 7 – Схема замещения

Значения сопротивлений систем составит:

$$X_{c1} = X_{c2} = \frac{0,195 \cdot 115^2}{29,3} = 88 \text{ Ом}$$

Активные сопротивления лучей схемы замещения для трансформаторов с одинаковыми мощностями обмоток вычисляются по формуле

$$R_B = R_C = R_H = \frac{\Delta P_K \cdot U_{НОМ}^2}{2 \cdot S_{НОМ}^2}, \quad (18)$$

$$R_B = R_C = R_H = 1,5 \text{ Ом}$$

«При расчёте сопротивлений следует брать во внимание схему замещения трёхобмоточного трансформатора как два последовательно соединённых луча.

Потери активной мощности измеряют при опыте короткого замыкания $\Delta P_{КВ-Н}$, $\Delta P_{КВ-С}$, $\Delta P_{КС-Н}$ и с использованием напряжения короткого замыкания $u_{КВ-С}$, $u_{КВ-Н}$, $u_{КС-Н}$ на каждую пару обмоток (лучей схемы замещения)» [7].

$$U_{КВ} = \frac{1}{2} \cdot (u_{КВ-С} + u_{КВ-Н} - u_{КС-Н}), \quad (19)$$

$$U_{КС} = \frac{1}{2} \cdot (u_{КВ-С} + u_{КС-Н} - u_{КВ-Н}), \quad (20)$$

$$U_{КН} = \frac{1}{2} \cdot (u_{КВ-Н} + u_{КС-Н} - u_{КВ-С}), \quad (21)$$

$$U_{КВ} = \frac{1}{2} \cdot (10,5 + 17 - 6,5) = 10,75 \%$$

$$U_{КС} = \frac{1}{2} \cdot (10,5 + 6,5 - 17) = -0,25 \%$$

$$U_{КН} = \frac{1}{2} \cdot (17 + 6,5 - 10,5) = 6,75 \%$$

«Реактивное сопротивление X_C или X_H , соответствующее обмотке, расположенной между двумя другими обмотками, благодаря их взаимному

влиянию имеет величину, близкую к нулю, либо небольшое отрицательное значение и в практических расчётах считается равным нулю» [7].

$$X_{ТВ} = \frac{u_{КВ} \cdot U_{НОМ}^2}{100 \cdot S_{НОМ}'} \quad (22)$$

$$X_{ТС} = \frac{u_{КС} \cdot U_{НОМ}^2}{100 \cdot S_{НОМ}'} \quad (23)$$

$$X_{ТН} = \frac{u_{КН} \cdot U_{НОМ}^2}{100 \cdot S_{НОМ}'} \quad (24)$$

$$X_{ТВ} = \frac{10,75 \cdot 115^2}{100 \cdot 25} = 56,9 \text{ Ом}$$

$$X_{ТС} = 0 \text{ Ом}$$

$$X_{ТН} = \frac{6,75 \cdot 115^2}{100 \cdot 25} = 35,7 \text{ Ом}$$

Ниже, в соответствии справочным данным [15], в таблице 11 введены рассчитанные значения табличной форме.

Таблица 11 – Активные и реактивные сопротивления обмоток трансформатора

Активное сопротивление обмотки ВН $R_{ТВ}$, Ом	0,5
Активное сопротивление обмотки СН $R_{ТС}$, Ом	0,5
Активное сопротивление обмотки НН $R_{ТН}$, Ом	0,5
Индуктивное сопротивление обмотки ВН $x_{ТВ}$, Ом	22
Индуктивное сопротивление обмотки СН $x_{ТС}$, Ом	0
Индуктивное сопротивление обмотки НН $x_{ТН}$, Ом	13,6

Для расчета токов КЗ в точке К1, требуется преобразовать схему замещения с приведением ее к простейшему виду, представленному на рисунке 8.

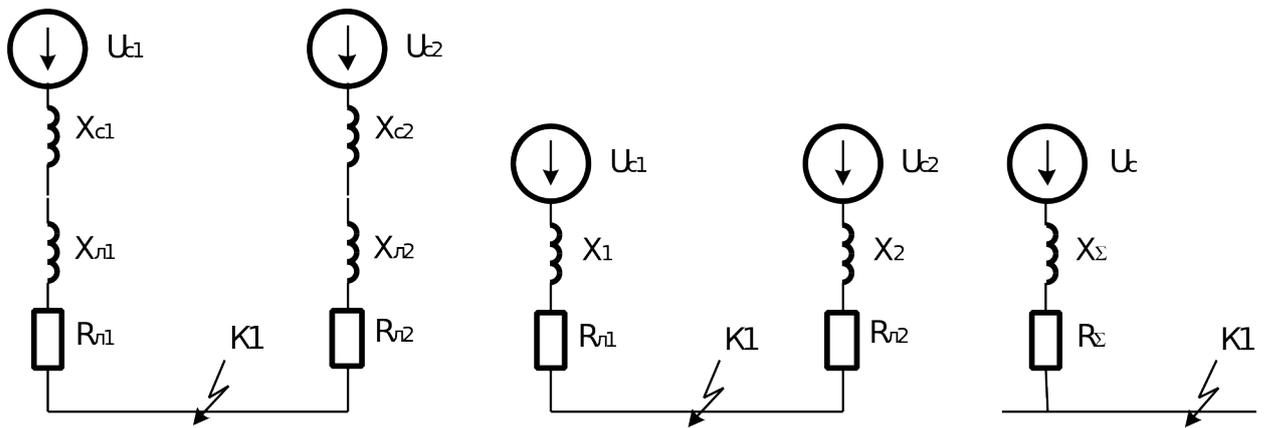


Рисунок 8 – Преобразование схемы замещения

Активная составляющая сопротивления ЛЭП высокого напряжения:

$$R_{л} = r_0 \cdot L, \quad (25)$$

$$R_{л} = 0,121 \cdot 90 = 10,89 \text{ Ом}$$

Реактивная составляющая сопротивления ЛЭП высокого напряжения:

$$X_{л} = x_0 \cdot L, \quad (26)$$

$$X_{л} = 0,394 \cdot 90 = 35,46 \text{ Ом}$$

где L - длина ЛЭП, км;

r_0, x_0 - удельные активные и индуктивные сопротивления проводов ЛЭП, Ом/км.

$$X_1 = X_2 = X_{c1} + X_{л1}, \quad (27)$$

$$X_1 = X_2 = 88 + 35,46 = 123,46$$

$$X_{\Sigma} = \frac{X_1 \cdot X_2}{X_1 + X_2}, \quad (28)$$

$$X_{\Sigma} = \frac{123,46 \cdot 123,46}{123,46 + 123,46} = 61,73 \text{ Ом}$$

$$R_{\Sigma} = \frac{R_{л1} \cdot R_{л2}}{R_{л1} + R_{л2}}, \quad (29)$$

$$R_{\Sigma} = \frac{10,89 \cdot 10,89}{10,89 + 10,89} = 5,445 \text{ Ом}$$

$$Z_{\Sigma} = \sqrt{X_{\Sigma}^2 + R_{\Sigma}^2}, \quad (30)$$

$$Z_{\Sigma} = \sqrt{61,73^2 + 5,445^2} = 61,969 \text{ Ом}$$

Значение периодической составляющей тока КЗ в точке К1 будет равно:

$$I_{К1}^{(3)} = \frac{U_c}{Z_{\Sigma}}, \quad (31)$$

где U_c и Z_{Σ} - напряжение и сопротивление сети до точки КЗ, соответственно.

$$I_{К1}^{(3)} = \frac{115}{61,969} = 1,856 \text{ кА}$$

Постоянная времени затухания аperiodической составляющей по [7]:

$$T_{a1} = \frac{X_{\Sigma}}{\omega \cdot R_{\Sigma}}, \quad (32)$$

где X_{Σ} и R_{Σ} - индуктивная и активная составляющие результирующего сопротивления расчетной схемы относительно точки КЗ;
 ω – угловая частота напряжения сети.

$$T_{a1} = \frac{61,73}{314 \cdot 5,445} = 0,0361$$

Ударный коэффициент:

$$k_{уд1} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_{a1}}}, \quad (33)$$

$$k_{уд1} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,0361}} = 1,758$$

Ударный ток, кА:

$$i_{уд1} = \sqrt{2} \cdot k_{уд1} \cdot I_{K1}^{(3)}, \quad (34)$$

$$i_{уд1} = \sqrt{2} \cdot 1,758 \cdot 1,856 = 4,614 \text{ кА}$$

Точка К-2:

Аналогично производится расчет токов КЗ для точки К2 путем вычислений.

$$X_3 = X_4 = X_1 + X_{ТВ} + X_{ТС}, \quad (35)$$

$$X_3 = X_4 = 123,46 + 22 = 155,36 \text{ Ом}$$

$$X_{\Sigma 2} = \frac{X_3 \cdot X_4}{X_3 + X_4}, \quad (36)$$

$$X_{\Sigma 2} = \frac{155,36^2}{155,36 + 155,36} = 90,18 \text{ Ом}$$

$$R_3 = R_4 = R_{\Pi 1} + R_{ТВ} + R_{ТС}, \quad (37)$$

$$R_3 = R_4 = 10,89 + 0,5 + 0,5 = 11,89 \text{ Ом}$$

$$R_{\Sigma 2} = \frac{R_3 \cdot R_4}{R_3 + R_4}, \quad (38)$$

$$R_{\Sigma 2} = \frac{11,89^2}{11,89 + 11,89} = 6,945 \text{ Ом}$$

$$Z_{\Sigma 2} = \sqrt{X_{\Sigma 2}^2 + R_{\Sigma 2}^2}, \quad (39)$$

$$Z_{\Sigma 2} = \sqrt{90,18^2 + 6,945^2} = 90,447 \text{ Ом}$$

Ток КЗ в точке К-2, приведенный к напряжению СН, кА:

$$I_{п0.2,вн}^{(3)} = \frac{38,5}{90,447} = 0,426 \text{ кА} \quad (40)$$

Ток КЗ в точке К-2 с учетом коэффициента трансформации, кА:

$$I_{п0.2}^{(3)} = I_{п0.2,вн}^{(3)} \cdot \eta_{тр}^2, \quad (41)$$
$$I_{п0.2}^{(3)} = 0,426 \cdot \left(\frac{115^2}{38,5^2} \right) = 3,8 \text{ кА}$$

где $\eta_{тр} = \frac{U_{вн}}{U_{сн(или нн)}}$ – коэффициент трансформации трансформатора.

Время затухания апериодической составляющей для точки К2:

$$T_{a2} = \frac{90,18}{314 \cdot 6,945} = 0,0414$$

Ударный коэффициент по формуле (32):

$$k_{уд2} = 1 + e^{-0,01/0,0414} = 1,785$$

Ударный ток по формуле (33), кА::

$$i_{уд2} = \sqrt{2} \cdot 1,785 \cdot 3,8 = 9,595 \text{ кА}$$

Точка К-3:

Рассмотрим расчет тока КЗ в точке К-3. Преобразуем схему к простейшему виду путем вычислений.

$$X_5 = X_6 = X_1 + X_{ТВ} + X_{ТН}, \quad (42)$$

$$X_5 = X_6 = 123,46 + 22 + 13,6 = 159,06 \text{ Ом}$$

$$X_{\Sigma 3} = \frac{X_5 \cdot X_6}{X_5 + X_6}, \quad (43)$$

$$X_{\Sigma 3} = \frac{159,06^2}{159,06 + 159,06} = 108,03 \text{ Ом}$$

$$R_5 = R_6 = R_{\Pi 1} + R_{ТВ} + R_{ТН}, \quad (44)$$

$$R_5 = R_6 = 10,89 + 0,5 + 0,5 = 11,89 \text{ Ом}$$

$$R_{\Sigma 3} = \frac{R_5 \cdot R_6}{R_5 + R_6}, \quad (45)$$

$$R_{\Sigma 3} = \frac{11,89^2}{11,89 + 11,89} = 6,945 \text{ Ом}$$

$$Z_{\Sigma 3} = \sqrt{X_{\Sigma 3}^2 + R_{\Sigma 3}^2}, \quad (46)$$

$$Z_{\Sigma 3} = \sqrt{108,03^2 + 6,945^2} = 108,253 \text{ Ом}$$

Ток КЗ в точке К-3 приведенный к напряжению НН, кА:

$$I_{\text{п0.3,ВН}}^{(3)} = \frac{U_{\text{НН}}}{Z_{\Sigma 3}}, \quad (47)$$

$$I_{\text{п0.3,ВН}}^{(3)} = \frac{6,6}{108,03} = 0,061 \text{ кА}$$

Ток КЗ в точке К-3 с учетом коэффициента трансформации, кА:

$$I_{\text{п0.3}}^{(3)} = I_{\text{п0.3,ВН}}^{(3)} \cdot k_{\text{ТРВ-Н}}, \quad (48)$$

$$I_{\text{п0.3}}^{(3)} = 0,061 \cdot \left(\frac{115^2}{6,6^2} \right) = 18,52 \text{ кА}$$

где $k_{\text{ТР}} = \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{СН(или НН)}}}$ – коэффициент трансформации трансформатора.

Постоянная времени затухания апериодической составляющей по формуле (32):

$$T_{\text{аз}} = \frac{108,03}{314 \cdot 6,945} = 0,0495$$

Ударный коэффициент по формуле (33):

$$k_{удз} = 1 + e^{-0,01/0,0495} = 1,817$$

Ударный ток по формуле (34), кА:

$$i_{удз} = \sqrt{2} \cdot 1,817 \cdot 18,52 = 47,589 \text{ кА}$$

Все полученные результаты сведены в таблице 12.

Таблица 12 – Расчет токов короткого замыкания

Точка КЗ	U_c , кВ	R , Ом	x , Ом	Z , Ом	$I_{Ki}^{(3)}$, кА	T_{ai}	$k_{уди}$	$i_{уди}$, кА
К-1	115	5,445	61,73	61,969	1,856	0,0361	1,758	4,614
К-2	38,5	6,945	90,18	90,447	3,8	0,0414	1,785	9,595
К-3	6,6	6,945	108,03	108,253	18,52	0,0495	1,817	47,589

Полученные значения будут использованы для выбора коммутационных аппаратов и расчета параметров уставок защит.

2.4 Выбор коммутационных аппаратов

«Нормальный режим работы энергоустановки характеризуется тем, что все элементы системы находятся либо в активном функционировании, либо в состоянии готовности к работе. Этот режим является базовым для корректного функционирования всей системы» [5].

«Утяжеленный режим эксплуатации возникает в периоды ремонтных работ или послеаварийного восстановления, когда значения рабочих токов в цепях превышают показатели нормального режима. При проектировании и комплектации электроустановок необходимо обязательно учитывать возможность перехода в такой режим работы» [14].

«Важно отметить, что характеристики нормального и утяжеленного режимов могут существенно различаться для отдельных элементов распределительного устройства (РУ). В РУ с напряжением 35 кВ и выше нет необходимости проводить детальный расчет токов утяжеленного режима для каждой линии отдельно. Это обусловлено тем, что для обеспечения унификации оборудования выключатели и прочие аппараты, как правило, подбираются идентичными для всех присоединений. В связи с этим достаточно выполнить расчет тока утяжеленного режима только для наиболее загруженного присоединения» [5].

Расчет токов нагрузки по всем сторонам трансформатора производится согласно специальным формулам, учитывающим особенности конкретной схемы подключения и параметры оборудования.

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{0,7 \cdot S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}}}, \quad (49)$$

$$I_{\text{max}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}}}, \quad (50)$$

На стороне ВН:

$$I_{\text{НОМ ВН}} = \frac{0,7 \cdot 63000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 231,465 \text{ A}$$

$$I_{\text{max ВН}} = \frac{1,4 \cdot 63000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 462,93 \text{ A}$$

Выбор выключателей 110 кВ

Выключатель является одним из основных элементов электрических схем, с его помощью осуществляется коммутация электрических сетей, а также отключение поврежденных участков на основании команд от устройств релейной защиты.

Выполним выбор высоковольтных выключателей для стороны ВН подстанции.

В результате анализа токов нагрузки в линиях электропередачи и мощности, потребляемой силовыми трансформаторами, принимаем решение о монтаже выключателей наружной установки модели ВГТ-110Ш-40/2000 У1. Подробная техническая характеристика данного оборудования и критерии его выбора систематизированы в таблице 13.

Выбор высоковольтного выключателя осуществляется по условиям:

- номинальное напряжение установки
- начальное значение периодической составляющей тока короткого замыкания
- действующее значение периодической составляющей тока короткого замыкания за первый период
- ударный ток короткого замыкания
- время отключения выключателя
- начальное действующее значение аperiodической составляющей тока короткого замыкания.

На основе этих данных выполним проверку выключателя на термическую и динамическую стойкость при коротких замыканиях. Для полноценного выбора требуется определить тепловой импульс тока КЗ по формуле (51):

$$B_k = I_{ki}^{(3)2} \cdot (t_{пв} + T_{ai}), \quad (51)$$

где $t_{пв}$ – полное время отключения выключателем тока КЗ;

Для РУ-110 кВ тепловой импульс составит:

$$B_k = 1,856^2 \cdot (0,4 + 0,0361) = 1,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Результаты выбора выключателей приведены в таблице 13.

Таблица 13 – Выбор выключателей на ВН

Место установки	Тип оборудования	Условия выбора	Данные аппарата	Данные сети
Q1 – Q3	ВГТ-110Ш-40/2000 У1	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети}}$ $I_{\text{ном}} \geq I_{p \text{ max}}$ $I_{\text{откл.н}} \geq I_{Ki}^{(3)}$ $I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$ $i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$ $I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}$ $I_{\text{откл.н}} = 40 \text{ кА}$ $I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 40^2 \cdot 3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ $i_{\text{дин}} = 120 \text{ кА}$	$U_{\text{сети}} = 110 \text{ кВ}$ $I_{p \text{ max}} = 462,93 \text{ А}$ $I_{Ki}^{(3)} = 1,856 \text{ кА}$ $B_{\text{к}} = 1,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ $i_{\text{уд}} = 4,614 \text{ кА}$

Разъединитель также как и выключатель является коммутационным аппаратом, но в отличии от выключателя, разъединитель не предназначен для отключения токов нагрузки, короткого замыкания. Он служит только для отключения участка цепи без токовой нагрузки. Основное его назначение – это создание видимого разрыва для безопасного выполнения работ на выведенного участка сети.

Выбор разъединителя осуществляется на основании токовой нагрузки на основании его стойкости к токам короткого замыкания.

Результаты выбора разъединитель РНД-110-1000 в таблице 14.

Таблица 14 – Выбор разъединителей на ВН

Тип оборудования	Условия выбора	Данные аппарата	Данные сети
РНД – 110/2000	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети}}$ $I_{\text{ном}} \geq I_{p \text{ max}}$ $I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$ $i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$ $I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}$ $I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 31/3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ $i_{\text{дин}} = 80 \text{ кА}$	$U_{\text{сети}} = 110 \text{ кВ}$ $I_{p \text{ max}} = 462,93 \text{ А}$ $B_{\text{к}} = 1,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ $i_{\text{уд}} = 4,614 \text{ кА}$

Для защиты оборудования 110 кВ выбираются ограничители перенапряжения, принцип действия которых основан на резком уменьшении сопротивления элементов с нелинейными характеристиками при увлечении

приложенного напряжения (в период грозовой активности). Результаты выбора представлены в таблице 15.

Таблица 15 – Характеристики выбранных ОПН

Наименование параметра	ОПН-У 110/102
Класс напряжения сети, кВ	110
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	102
Номинальный разрядный ток, кА	10
Остающееся напряжение на ОПН, не более, кВ, при импульсе тока:	
125 А 30/60 мкс	-
250 А 30/60 мкс	-
500 А 30/60 мкс	259
1000 А 8/20 мкс	-
5000 А 8/20 мкс	306
10000 А 8/20 мкс	326
20000 А 8/20 мкс	350
Максимальная амплитуда импульса тока 4/10 мкс, кА	100
Пропускная способность, не менее, А	500
Классификационное напряжение ОПН, $U_{кл}$, не менее	При амплитуде тока 3 мА – 183
Удельная энергия, кДж/кВ	4,5
Длина пути утечки, мм	-
Масса, не более, кг	35
Высота Н, мм	1190

На стороне СН номинальные и максимальные токи равны:

$$I_{ном\ СН} = \frac{0,7 \cdot 63000}{\sqrt{3 \cdot 35}} = 727,461 \text{ А}$$

$$I_{max\ СН} = \frac{1,4 \cdot 63000}{\sqrt{3 \cdot 35}} = 1454,923 \text{ А.}$$

Соответствуют указанным условиям выключателя напряжением 35 кВ марки ВВУ – 35 – 40-2000У1.

Для полноценного выбора с учетом термической стойкости требуется рассчитать тепловой импульс при КЗ на шинах 35 кВ по формуле (51):

$$B_k = 3,8^2 \cdot (0,4 + 0,0414) = 6,377 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Результаты выбора выключателей на стороне СН приведены в таблице 18.

Таблица 18 – Выбор выключателей на СН

Место установки	Тип оборудования	Условия выбора	Данные аппарата	Данные сети
Q4 – Q12	ВВУ – 35 – 40-2000	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети}}$ $I_{\text{ном}} \geq I_{p \text{ max}}$ $I_{\text{откл.н}} \geq I_{\text{Ки}}^{(3)}$ $I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_k$ $i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$	$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$ $I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}$ $I_{\text{откл.н}} = 40 \text{ кА}$ $I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 40 \cdot 3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ $i_{\text{дин}} = 100 \text{ кА}$	$U_{\text{сети}} = 35 \text{ кВ}$ $I_{p \text{ max}} = 1454,923 \text{ А}$ $I_{\text{Ки}}^{(3)} = 3,81 \text{ кА}$ $B_k = 6,377 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ $i_{\text{уд}} = 9,595 \text{ кА}$

Для стороны 35 кВ с учетом рассчитанных рабочих токов выбираются разъединители с электроприводом марки РНД-35/2000. Результаты выбора представлены в таблице 19.

Таблица 19 – Выбор разъединителей на ВН

Тип оборудования	Условия выбора	Данные аппарата	Данные сети
РНД – 35/2000	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети}}$ $I_{\text{ном}} \geq I_{p \text{ max}}$ $I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_k$ $i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$	$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$ $I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}$ $I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 25/4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ $i_{\text{дин}} = 63 \text{ кА}$	$U_{\text{сети}} = 35 \text{ кВ}$ $I_{p \text{ max}} = 1454,923 \text{ А}$ $B_k = 6,377 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ $i_{\text{уд}} = 9,595 \text{ кА}$

Для стороны 35 кВ для защиты трансформаторов напряжения требуется выбрать предохранители выхлопного типа по [9]. При выборе

предохранителей марки ПВТ-104-35-100-3,2У1, защита ТН обеспечивается должным образом.

Для защиты оборудования 35 кВ от грозовых и импульсных перенапряжений выбираются ограничители перенапряжения типа ОПН/TEL 35/40,5. Результаты выбора приведены в таблице 20.

Таблица 20 – Выбор ограничителей перенапряжения 35 кВ

Наименование параметра	ОПН/TEL 35/40,5
Класс напряжения сети, кВ	35
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	40,5
Номинальный разрядный ток, кА	10
Остающееся напряжение на ОПН, не более, кВ, при импульсе тока:	
125 А 30/60 мкс	93
250 А 30/60 мкс	98
500 А 30/60 мкс	101
1000 А 8/20 мкс	-
5000 А 8/20 мкс	119
10000 А 8/20 мкс	130
20000 А 8/20 мкс	146
Максимальная амплитуда импульса тока 4/10 мкс, кА	100
Пропускная способность, не менее, А	500
Классификационное напряжение ОПН, $U_{кл}$, не менее	При амплитуде тока 2,2 мА – 48
Удельная энергия, кДж/кВ	5,5
Длина пути утечки, мм	-
Масса, не более, кг	10
Высота Н, мм	540

Значения токов во вводных ячейках и в секционной ячейке распределительного устройства 6 кВ:

$$I_{\text{ном НН}} = \frac{0,7 \cdot 63000}{\sqrt{3} \cdot 6} = 4243,525 \text{ А,}$$

$$I_{max} \text{ НН} = \frac{1,4 \cdot 63000}{\sqrt{3} \cdot 6} = 8487,049 \text{ А.}$$

Нагрузка на отходящих фидерах НН в аварийном режиме (при питании по одной КЛ), А:

$$I_{\text{НОМ НН}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НН}}}, \quad (52)$$

$$I_{\text{НОМ НН ТП1}} = \frac{1526,208}{\sqrt{3} \cdot 6} = 146,859 \text{ А,}$$

$$I_{\text{НОМ НН ТП2}} = \frac{2050,657}{\sqrt{3} \cdot 6} = 197,325 \text{ А.}$$

$$I_{\text{НОМ НН ТП3}} = \frac{2820,593}{\sqrt{3} \cdot 6} = 271,412 \text{ А,}$$

$$I_{\text{НОМ НН ТП4}} = \frac{1627,005}{\sqrt{3} \cdot 6} = 156,559 \text{ А.}$$

$$I_{\text{НОМ НН ТП5}} = \frac{5307,176}{\sqrt{3} \cdot 6} = 510,683 \text{ А.}$$

$$I_{\text{НОМ НН ТП6}} = \frac{8797,973}{\sqrt{3} \cdot 6} = 846,585 \text{ А.}$$

$$I_{\text{НОМ НН ТП7}} = \frac{3777,729}{\sqrt{3} \cdot 6} = 363,512 \text{ А.}$$

$$I_{\text{НОМ НН ТП8}} = \frac{6609,449}{\sqrt{3} \cdot 6} = 635,995 \text{ А.}$$

Для уровня напряжения 6 кВ выбираются вакуумные выключатели 6 кВ типа ВВУ-СЭЩ, обладающие высокой надежностью по [3].

Значение теплового импульса при КЗ на шинах 6 кВ:

$$B_k = 18,52^2 \cdot (0,4 + 0,0495) = 154,172 \text{ кА}^2 \cdot \text{с,}$$

Результаты выбора выключателей в РУ НН.

Таблица 21 – Выбор выключателей в РУ НН

Место установки	Тип оборудования	Условия выбора	Данные аппарата	Данные сети
Q25, Q26, Q33	ВВУ-СЭЩ10	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети}}$ $I_{\text{ном}} \geq I_{p \text{ max}}$ $I_{\text{откл.н}} \geq I_{Ki}^{(3)}$ $I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$ $i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$	$U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ}$ $I_{\text{ном}} = 10000 \text{ А}$ $I_{\text{откл.н}} = 45 \text{ кА}$ $I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 425 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ $i_{\text{дин}} = 80 \text{ кА}$	$U_{\text{сети}} = 6 \text{ кВ}$ $I_{p \text{ max}} = 8487,049 \text{ А}$ $I_{Ki}^{(3)} = 18,52 \text{ кА}$ $B_{\text{к}} = 154,172 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ $i_{\text{уд}} = 48,59 \text{ кА}$

Для отходящих ячеек принимаем к установке также выключатели ВВУ-СЭЩ10 на номинальный ток 1500 А.

Выбор разъединителей 6 кВ

На напряжении 6 кВ применяются ячейки КСО с выкатными элементами. Разъединители при таком техническом решении не применяются.

Выбор предохранителей 6 кВ

Выбираем плавкие предохранители ПКН001-10У1, для трансформатора напряжения

Таблица 22 – Характеристики выбранных ОПН

Наименование параметра	ОПН-РС 10/12,7
Класс напряжения сети, кВ	10
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	12,7
Номинальный разрядный ток, кА	5
Остающееся напряжение на ОПН, не более, кВ, при импульсе тока:	
125 А 30/60 мкс	-
250 А 30/60 мкс	31,5
500 А 30/60 мкс	-
1000 А 8/20 мкс	-
5000 А 8/20 мкс	40
10000 А 8/20 мкс	42,8

Продолжение таблицы 22

Наименование параметра	ОПН-РС 10/12,7
20000 А 8/20 мкс	-
Максимальная амплитуда импульса тока 4/10 мкс, кА	65
Пропускная способность, не менее, А	200
Классификационное напряжение ОПН, $U_{кл}$, не менее	При амплитуде тока 1,5 мА – 23,1
Удельная энергия, кДж/кВ	3
Длина пути утечки, мм	420
Масса, не более, кг	2,5
Высота Н, мм	190

Для защиты от перенапряжений принимаются ограничители перенапряжения ОПН-РС 10/12,7.

2.5 Расчет измерительных трансформаторов

Трансформатор тока применяется для уменьшения первичного тока до значений, наиболее удобных для измерительных приборов и реле, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей/

По стороне 110 кВ выбираются трансформаторы тока типа ТОГФ-110. Условия выбора приводятся далее в таблице 23.

Таблица 23 – Выбор трансформаторов тока на ВН

Место установки	Тип оборудования	Условия выбора	Данные аппарата	Данные сети
ТА1– ТА4	ТОГФ-110	$Kл. \text{ точности} = 0,5$ $U_{ном} \geq U_{сети}$ $I_{ном} \geq I_{p \max}$ $I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$ $i_{дин} \geq i_{уд}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 600 \text{ А}$ $I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 26/3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ $i_{дин} = 126 \text{ кА}$	$U_{сети} = 110 \text{ кВ}$ $I_{p \max} = 462,93 \text{ А}$ $B_k = 1,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ $i_{уд} = 4,614 \text{ кА}$

«Трансформаторы напряжения применяются для приведения уровня напряжения к номинальным значениям, используемым устройствами защиты и учета, а также для отделения цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения» [5].

При реконструкции подстанции к установке принимаются трансформаторы напряжения ЗНГ-УЭТМ-110. Результаты выбора в таблице 24.

Таблица 24 – Выбор трансформаторов напряжения на ВН

Место установки	Тип оборудования	Условия выбора	Данные аппарата	Данные сети
TV1, TV2	ЗНГ-УЭТМ-110	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети}}$	$U_{\text{ном}} = \frac{110}{\sqrt{3}}$ кВ	$U_{\text{сети}} = 110$ кВ

В сети 35 кВ при реконструкции применяются трансформаторы тока ТОЛ-СЭЩ-35. Выбор представлен в таблице 25.

Таблица 25 – Выбор трансформаторов тока

Место установки	Тип оборудован	Условия выбора	Данные аппарата	Данные сети
TA5– TA13	ТОЛ-СЭЩ-35	Кл. точности – 0,5 $U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети}}$ $I_{\text{ном}} \geq I_{p \text{ max}}$ $I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$ $i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$	$U_{\text{ном}} = 35$ кВ $I_{\text{ном}} = 1500$ А $I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$ $= 49/3$ кА ² ·с $i_{\text{дин}} = 125$ кА	$U_{\text{сети}} = 35$ кВ $I_{p \text{ max}}$ $= 1454,923$ А $B_{\text{к}} = 6,377$ кА ² с $i_{\text{уд}} = 9,595$ кА

Выбор измерительных трансформаторов напряжения 35 кВ

Одними из наиболее современных и надежных трансформаторов напряжения, особенно в условиях импортозамещения, являются трансформаторы марки ЗНОЛ-СЭЩ-35-IV. Результаты выбора приведены в таблице 26.

Таблица 26 – Выбор трансформаторов напряжения на СН

Место установки	Тип оборудования	Условия выбора	Данные аппарата	Данные сети
TV3, TV4	ЗНОЛ-СЭЩ-35-IV	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети}}$	$U_{\text{ном}} = \frac{35}{\sqrt{3}} \text{ кВ}$	$U_{\text{сети}} = 35 \text{ кВ}$

Для целей учета и защиты по стороне 6 кВ применяются трансформаторы тока типа ТШЛ-6. Результаты выбора в таблице 27.

Таблица 27 – Выбор трансформаторов тока на НН

Место установки	Тип оборудов	Условия выбора	Данные аппарата	Данные сети
ТА26, ТА27, ТА33	ТШЛ – 6	Кл. точности – 0,5 $U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети}}$ $I_{\text{ном}} \geq I_{p \text{ max}}$ $I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$ $i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$	$U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ}$ $I_{\text{ном}} = 4000 \text{ А}$ $I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$ $= 45 \cdot 5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ $i_{\text{дин}} = 100 \text{ кА}$	$U_{\text{сети}} = 6 \text{ кВ}$ $I_{p \text{ max}} = 3367,87 \text{ А}$ $B_{\text{к}} = 154,17 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ $i_{\text{уд}} = 47,589 \text{ кА}$

В РУ 6 кВ применяются трансформаторы напряжения типа ЗНОЛ.09 – 10.02, выполненные в однофазном исполнении и изготовленные в компактном корпусе с литой изоляцией. Результаты выбора в таблице 28.

Таблица 28 – Выбор трансформаторов напряжения на НН

Место установки	Тип оборудования	Условия выбора	Данные аппарата	Данные сети
TV5, TV6	ЗНОЛ.09 – 10.02	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети}}$	$U_{\text{ном}} = \frac{6}{\sqrt{3}} \text{ кВ}$	$U_{\text{сети}} = 6 \text{ кВ}$

Выбранные трансформаторы напряжения соответствуют всем заданным условиям.

3 Расчет и выбор устройств релейной защиты, автоматики и мониторинга

3.1 Выбор устройств и расчет уставок релейной защиты

Релейная защита применяется для быстрого отключения поврежденных участков ВЛ в случае аварий с сохранением электроснабжения максимального количества потребителей.

Устройства релейной защиты и автоматики предназначены для защиты оборудования подстанции а также присоединений подстанции от воздействия режимов работы, отличных от нормальных. К таким режимам работы могут относиться короткие замыкания, однофазные замыкания на землю, перегрузки, несимметричные нагрузки по фазам и прочие режимы. Устройства РЗА, как правило, на подстанциях дублируются – есть основные защиты и есть резервные. Резервные защиты нужны для выполнения функций защиты при отказе основных защит, либо при их ложном срабатывании по [4].

Основные требования, которые предъявляются к устройствам РЗА – быстродействие, селективность, чувствительность и надежность. Данные требования определены правилами устройства электроустановок [12].

Под быстродействием понимается минимально-возможное время срабатывания при коротких замыканиях на защищаемом участке. Быстродействие позволяет отключить участок сети до того, как токи КЗ разрушат оборудование или проводники.

Под селективностью понимается возможность отключить только участок сети, на котором имеется повреждением, с сохранением в работе остальных участков. Селективность – важная задача, которая решается при проектировании устройств РЗА.

Наиболее быстродействующими и селективными защитами являются дифференциальные защиты, такие как дифференциальная защита трансформатора, дифференциальная защита линии, дифференциальная

защиты шин. Их срабатывание при повреждениях за пределами защищаемых участках невозможно, ввиду особенностей исполнения – зона защиты ограничивается трансформаторами тока. Ключевое достоинство данного типа защит заключается в их способности к моментальной активации без задержек по времени, что обеспечивает максимально быструю реакцию на нештатные ситуации. Однако следует учитывать существенный недостаток: подобные защитные устройства не подходят для организации резервного обеспечения любых компонентов электросети, что существенно ограничивает их область применения.

В качестве более доступного технического решения выступают токовые защитные системы. Их конструктивная простота делает их особенно привлекательными для широкого применения. При этом разработчики предоставляют возможность выбора: можно настроить работу как с мгновенным срабатыванием, так и с заданной временной задержкой, что позволяет гибко адаптировать защиту под конкретные требования системы. В таких устройствах возможны ложные срабатывания, возможна неселективная работ. Они обязательно требуют резервирования. Также такие устройства могут резервировать защиты других участков. Селективность таких защит обеспечивается настройкой времени срабатывания.

Надежность устройств релейной защиты – это срабатывания при аварии на поврежденном участке и отсутствие срабатывания при отсутствии аварии на защищенном участке. Надежность устройств РЗиА обеспечивается путем грамотного подбора и правилам настройки. Аналоговые электромеханические устройства релейной защиты в настоящее время являются устаревшими, поскольку в них возможны залипания контактов, выход из строя даже при качественном обслуживании. Применение современных микропроцессорных устройств РЗиА обеспечивает большую надежность, чем применение электромеханических реле. На проектируемой подстанции будут применены блоки микропроцессорных защит производства завода АО «Механотроника»

типа БМРЗ. Далее приведено описание видов применяемых защит на ПС 110/35/6 кВ «Бугор».

«Для защиты силовых трансформаторов от внутренних повреждений, от межвитковых замыканий, межфазных замыканий, замыканий на вводах (в том числе однофазных) применяется дифференциальная защита. Такого вида защиты наиболее быстродействующая и селективная.

На случай отказа дифференциальной защиты, её резервируют токовые защиты (МТЗ).

Для защиты от перегрузок также применяются токовые защиты» [17].

Для защиты от внутренних повреждений в баке трансформатора применяются газовая защита на основании газового реле.

Для быстрого отключения питания при КЗ на шинах применяется несколько видов защит – дифференциальная защита шин, дуговая защита шин, токовые защиты, токовые защиты нулевой последовательности.

Дуговая защита срабатывания от сигнала оптических датчиков без выдержки времени, оптические датчики срабатывают при фиксации света на шинах от появления дуги.

Токовые защиты нулевой последовательности требуются для защиты от несимметричных замыканий с токами нулевой последовательности, появление которых характерно для однофазных замыканий на землю.

Защиты линий выполняются многоступенчатыми. Первая ступень – токовая отсечка без выдержки времени. Зона её действия ограничивается приблизительно первой четвертью линии, такие виды защит обладают низким коэффициентом чувствительности, но хорошим быстродействием.

Второй ступенью выполняется максимальная токовая защита с выдержкой времени. Она защищает весь участок линии, но обладает низким быстродействием.

При совместном применении данные виды защит оптимально и надежно защищают отходящие линии от воздействия токов КЗ.

На случай отказа выключателей применяется устройство резервирования при отказе выключателей. Оно дает команду на отключение выключателя вводной ячейки, в случае если положение выключателя отходящей ячейки не соответствует сигналам устройств РЗА (имеется команда на отключение, но выключатель остается во включённом положении) по [10].

В текущем разделе выпускной квалификационной работы выполняется расчет защит отходящих линий: токовой отсечки без выдержки времени и максимальной токовой защиты с выдержкой времени. Для реализации защитных функций на подстанции планируется использование современных микропроцессорных терминалов, построенных на базе блоков БМРЗ, разработанных компанией ООО «НТЦ «Механотроника», соответствующих [20].

Внешний вид блоков БМРЗ приведен на рисунке 9.



Рисунок 9 – Внешний вид блоков БМРЗ

Расчет параметров срабатывания токовой отсечки осуществляется с учетом условий отстройки от токов трехфазного короткого замыкания в конце защищаемой линии. Значение тока срабатывания ТО определяется по следующей зависимости по [13]:

$$I_{\text{ТО с.з.}} = k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{КЗЗ}}^{(3)}, \quad (53)$$

где $k_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки, принимаемый равным 1,3 с учетом погрешности расчетов и необходимого запаса;

$I_{\text{КЗЗ}}^{(3)}$ – ток трехфазного КЗ в конце защищаемой линии;

$$I_{\text{КЗЗ}}^{(3)} = \frac{U_{\text{с}}}{X_{\text{КЗНН}} + x_{\text{ОКЛ}} \cdot L_{\text{КЛ}}}, \quad (54)$$

где $r_{\text{ОКЛ}}$ – удельное активное сопротивление защищаемой кабельной линии;

$x_{\text{ОКЛ}}$ – удельное реактивное сопротивление защищаемой кабельной линии.

$X_{\text{КЗНН}}$ – сопротивление в точке к.з. на секции шин 6 кВ, приведенное к стороне напряжения 6 кВ.

$$X_{\text{КЗНН}} = X_{\text{КЗВН}} \cdot \left(\frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}}} \right)^2, \quad (55)$$

$$X_{\text{КЗНН}} = 108,03 \cdot \left(\frac{6,6}{115} \right)^2 = 0,356 \text{ Ом.}$$

Линии, питающие ТП № 1, имеют длину 6,5 км и выполнены кабелем АПВБП 3×95 мм² с активным сопротивлением жил 0,32 Ом/км, реактивным – 0,106 Ом/км.

$$I_{\text{КЗЗ}}^{(3)} = \frac{6,6}{0,356 + 0,106 \cdot 6,5} = 6,316 \text{ кА}$$

$$I_{\text{ТО с.з.}} = 1,3 \cdot 6,316 = 8,211 \text{ кА.}$$

Токовая отсечка защищает только головного участка линии, коэффициент чувствительности для данного вида защиты не рассчитывается.

Для остальных линий расчет уставок токовой отсечки приведен в таблице 29.

Таблица 29 – Расчет токовой отсечки

Наименование	$L_{\text{КЛ}}$, км	Марка КЛ	X_0 , Ом/км	$I_{\text{КЗ}}$, кА	$I_{\text{ТО сз}}$, кА
ТП № 1	6,5	АПВБП 3×95	0,106	6,316	8,211
ТП № 2	7,6	АПВБП 3×95	0,106	5,682	7,386
ТП № 3	9,2	АПВБП 3×95	0,106	4,958	6,445
ТП № 4	5,9	АПВБП 3×95	0,106	6,725	8,743
ТП № 5	1,2	АПВБП 3×240	0,091	14,187	18,444
ТП № 6	2,1	АПВБП 3×240	0,091	12,064	15,683
ТП № 7	1,6	АПВБП 3×240	0,091	13,158	17,105
ТП № 8	2,5	АПВБП 3×240	0,091	11,311	14,704

Рассчитаем уставок максимальной токовой защиты с выдержкой времени.

Ток срабатывания максимальной токовой защиты:

$$I_{\text{СЗМТЗ}} = \frac{(k_{\text{отс}} \cdot k_{\text{зап}})}{k_{\text{в}}} \cdot I_{\text{раб max}}, \quad (56)$$

где $k_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки $k_{\text{отс}} = 1,2$;

$k_{\text{зап}}$ – коэффициент самозапуска двигателей потребителей, значение данного коэффициента по [18] принимается равным 2;

$k_{\text{в}}$ – коэффициент возврата токового реле защиты, для микропроцессорной защиты равный $k_{\text{в}} = 0,95$;

$I_{\text{раб max}}$ – максимальный рабочий ток присоединений.

Для ТП №1 максимальный рабочий ток равен 146,859 А.

Ток срабатывания МТЗ будет равен:

$$I_{СЗМТЗ1} = \frac{1,2 \cdot 2}{0,95} \cdot 146,859 = 371,013 \text{ А.}$$

Расчет коэффициента чувствительности выполняется по формуле:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗМИН}}^{(2)}}{I_{\text{СЗМТЗ1}}}, \quad (57)$$

где $I_{\text{КЗМИН}}^{(2)}$ – минимальное значения тока трехфазного КЗ в конце защищаемого участка.

$$I_{\text{КЗМИН}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{КЗ3}}^{(3)}. \quad (58)$$

$$I_{\text{КЗМИН}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 6,316 = 5,47 \text{ кА.}$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{5470}{371,013} = 14,742.$$

Расчет значений уставок максимальной токовой отсечки для линий, питающих остальные ТП приведен в таблице 30.

Таблица 30 – Расчет уставок МТЗ с выдержкой времени

Наименование	$I_{\text{раб макс}}, \text{ А}$	$I_{\text{МТЗ СЗ}}, \text{ А}$	$I_{\text{КЗ3}}^{(3)}, \text{ кА}$	$I_{\text{КЗМИН}}^{(2)}, \text{ кА}$	$K_{\text{ч}}$
ТП № 1	146,859	371,0132317	6,316	5,470	14,742
ТП № 2	197,325	498,5041924	5,682	4,921	9,871
ТП № 3	271,412	685,671525	4,958	4,294	6,262
ТП № 4	156,559	395,5166339	6,725	5,824	14,725
ТП № 5	510,683	1290,147234	14,187	12,287	9,523
ТП № 6	846,585	2138,742003	12,064	10,447	4,885

Продолжение таблицы 30

Наименование	$I_{\text{раб макс}}, \text{ A}$	$I_{\text{МТЗ СЗ}}, \text{ A}$	$I_{\text{КЗЗ}}^{(3)}, \text{ кА}$	$I_{\text{КЗмин}}^{(2)}, \text{ кА}$	$K_{\text{ц}}$
ТП № 7	363,512	918,34635	13,158	11,395	12,408
ТП № 8	635,995	1606,723016	11,311	9,796	6,097

В соответствии с [12] ток КЗ должен быть не менее 2, условие выполняется, уставки защит выбраны верно.

3.2 Выбор устройств автоматики и мониторинга

Ключевым аспектом реконструкции является правильный выбор устройств релейной защиты, автоматики и систем мониторинга, которые обеспечивают безопасную и бесперебойную работу всей электрической инфраструктуры.

Система АВР является одним из важнейших элементов обеспечения надежности электроснабжения. При реконструкции подстанции особое внимание уделяется выбору современных микропроцессорных терминалов, которые обеспечивают высокую точность и быстродействие по [8].

Современные терминалы АВР, такие как БМРЗ-101 и БМРЗ-102 производства ООО «НТЦ «Механотроника», обладают следующими ключевыми характеристиками:

- время срабатывания до 0.2 секунды, что обеспечивает минимальное время перерыва в электроснабжении
- гибкие алгоритмы работы, позволяющие настроить различные схемы включения резерва
- встроенная диагностика состояния цепей включения и выходных цепей
- регистратор событий с привязкой ко времени для анализа работы системы

- интерфейсы связи для интеграции в систему SCADA и удаленного мониторинга.

Система АПВ играет важную роль в восстановлении электроснабжения после кратковременных повреждений. При модернизации подстанции рекомендуется установка современных микропроцессорных терминалов серии БМРЗ-103, которые обеспечивают:

- гибкость настройки алгоритмов однократного или двукратного АПВ;
- контроль синхронизма при включении линий;
- контроль отсутствия напряжения на шинах;
- защиту от многократного включения на устойчивое повреждение;
- регистрацию параметров срабатывания для анализа работы системы.

Комплексный мониторинг является неотъемлемой частью современной подстанции. Система позволяет в режиме реального времени контролировать состояние оборудования и предотвращать развитие аварийных ситуаций.

Для анализа необходимости наличия устройств мониторинга, на рисунке 10 приводится диаграмма распределения повреждений маслонаполненного оборудования 110 кВ филиала ПАО «Россети Центр» - «Липецкэнерго» за 2024 год.

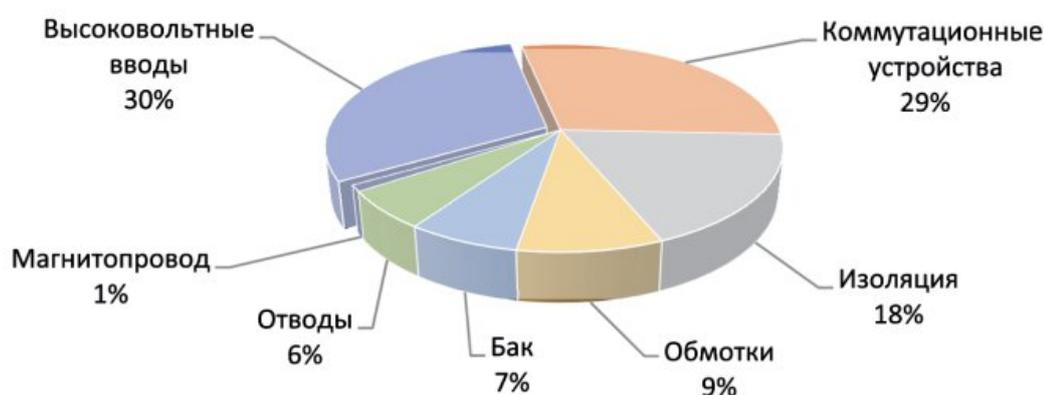


Рисунок 10 – Распределение повреждений маслонаполненного оборудования

Мониторинг вводов осуществляется с помощью современных измерительных комплексов, включающих:

- измерительные каналы для контроля токов и напряжений всех классов напряжения;
- анализаторы качества электроэнергии для контроля отклонений параметров сети;
- регистраторы аварийных событий с детальным протоколированием;
- системы учета электроэнергии с возможностью удаленного доступа.

Контроль состояния силовых трансформаторов требует комплексного подхода, включающего мониторинг различных параметров:

- температурный контроль верхних слоев масла с помощью датчиков;
- мониторинг уровня масла для предотвращения аварийных ситуаций;
- контроль системы охлаждения и ее работоспособности;
- анализ газов в масле для выявления зарождающихся дефектов;
- измерение токов намагничивания для диагностики состояния магнитопровода.

Состояние изоляции является критически важным параметром для обеспечения надежной работы маслонаполненного оборудования.

Современные системы контроля включают:

- измерение тангенса угла диэлектрических потерь для оценки качества изоляции;
- детекцию частичных разрядов для выявления зарождающихся дефектов;
- хроматографический анализ масла для определения состава растворенных газов;
- контроль электрической прочности масла.

Строение систем мониторинга силовых трансформаторов приведено на рисунке 11.

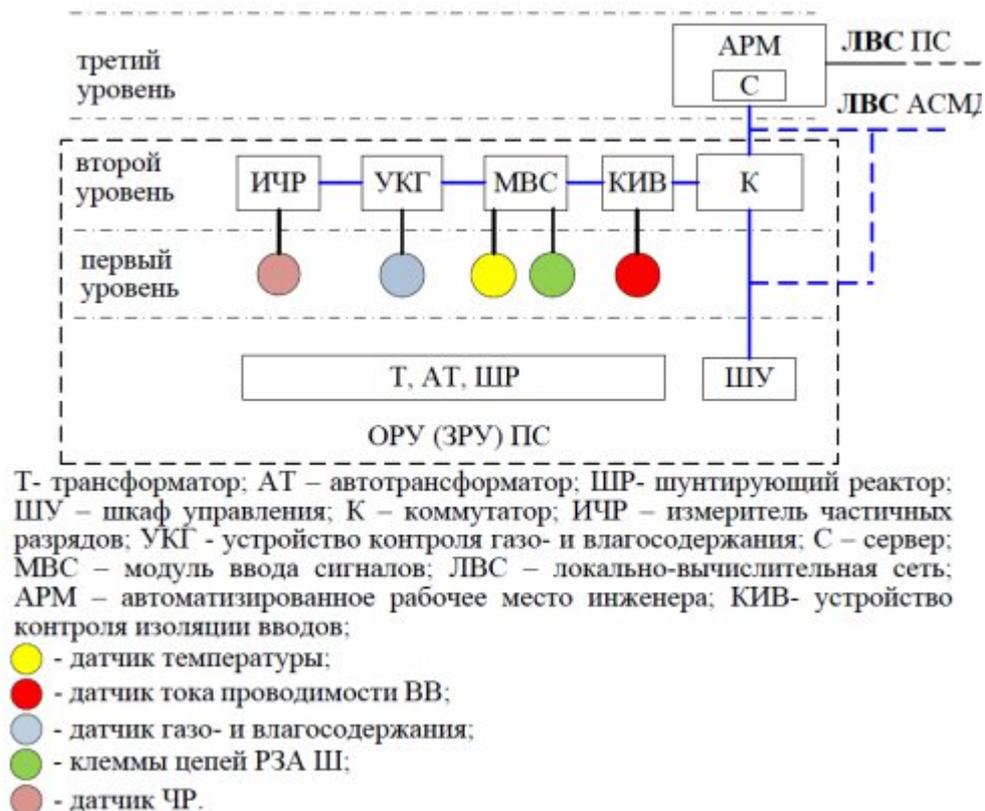


Рисунок 11 – Строение системы мониторинга силовых трансформаторов

Структура системы мониторинга трансформаторов приводится на рисунке 12.

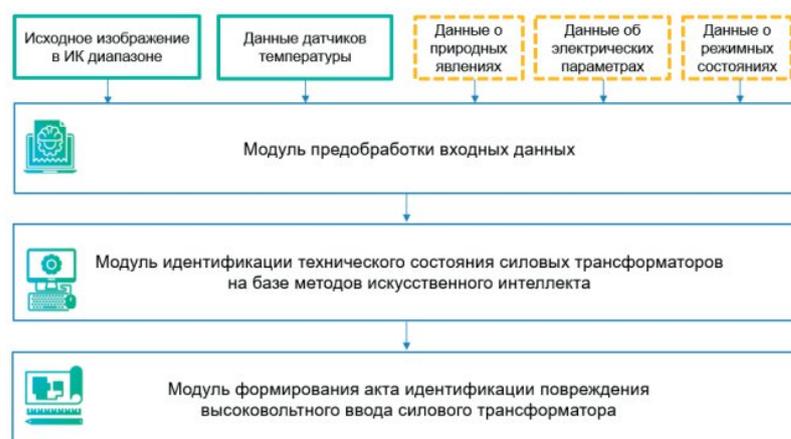


Рисунок 12 – Структура системы мониторинга трансформаторов 110 кВ

Для контроля температурных параметров вводов и баков силовых трансформаторов, а также контактных соединений, анализа инфракрасного излучения и формирования термограмм применяются специализированные инфракрасные камеры.

Например, перегрев соединений, трансформаторов и других компонентов подстанции часто предшествует их повреждению. Применение инфракрасных камер позволяет эффективно и безопасно выявлять такие проблемы на ранней стадии, что способствует предотвращению более серьезных аварий и продлению жизненного цикла оборудования. Основные преимущества применения инфракрасной диагностики включают:

- отсутствие необходимости отключения оборудования для проведения диагностики;
- высокая скорость обработки данных с камер за счет применения технологий искусственного интеллекта;
- высокая четкость и точность анализа тепловых аномалий.

К инфракрасным камерам предъявляется ряд требований, для обеспечения их бесперебойной эксплуатации на таких важных производственных объектах, как подстанция 110/10 кВ:

- наличие сигнальных реле и «сухих контактов» для возможности вывода сигнализации;
- наличие интерфейсов управления, позволяющих интегрирования в системы АСУиТП;
- широкий диапазон измерений от $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $2000\text{ }^{\circ}\text{C}$;
- широкий диапазон рабочих температур от $-70\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $+55\text{ }^{\circ}\text{C}$;

Соответствуют данным параметрам камеры производства ООО «Релион» марки Релион-PTZ-Exd-A-100-ИК-IP8МП2.7, внешний вид которых представлен на рисунке 13.



Рисунок 13 – Внешний вид инфракрасных камер

Современные устройства защиты и мониторинга должны обеспечивать полноценную интеграцию в систему управления подстанцией:

- поддержка протоколов обмена данными Modbus, Profibus, Ethernet;
- возможность удаленного мониторинга и управления;
- архивация данных с длительным хранением исторических значений;
- система оповещений о нештатных ситуациях с различными уровнями приоритета;
- визуализация параметров работы оборудования в реальном времени.

При реконструкции подстанции 110/35/6 кВ необходимо использовать современные микропроцессорные устройства защиты и автоматики, обеспечивающие:

- высокую надежность работы всех систем;
- расширенные функциональные возможности для адаптации к различным условиям;
- простую настройку и обслуживание оборудования;
- возможность интеграции в единую систему управления;
- соответствие современным требованиям электробезопасности.

Заключение

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы была проведена комплексная реконструкция электрической части подстанции 110/35/6 кВ «Бугор» (г. Липецк). Началом исследования является детальное обследование действующего энергообъекта, в ходе которого были выявлены основные недостатки и проблемные места существующей инфраструктуры. На основе проведенного анализа определены ключевые требования к модернизации оборудования подстанции.

В рамках выполнения выпускной работы выполнен комплекс технических расчетов, включающий определение электрических нагрузок всех уровней напряжения. Произведен обоснованный выбор силовых трансформаторов с учетом современных технических требований и условий эксплуатации. Проведен расчет токов короткого замыкания для всех критических точек подстанции, что позволило корректно подобрать коммутационное оборудование. Особое внимание уделено расчету измерительных трансформаторов, обеспечивающих точность учета электроэнергии.

Значительное внимание в работе уделено системам релейной защиты и автоматики. Разработаны схемы релейной защиты с детальным расчетом уставок, выбрано современное оборудование автоматики. Внедрены передовые системы мониторинга и контроля, обеспечивающие оперативное отслеживание состояния оборудования и параметров электросети.

В результате проектирования разработана оптимальная схема электрических соединений, определен полный перечень необходимого оборудования, обеспечивающего соответствие всем действующим нормативным требованиям. Предложенные технические решения направлены на повышение надежности электроснабжения потребителей и улучшение качества электрической энергии.

Экономическая эффективность проекта достигается за счет снижения эксплуатационных затрат, повышения ремонтпригодности оборудования и сокращения потерь электроэнергии. Внедрение современных технических решений обеспечивает соответствие требованиям цифровой трансформации электроэнергетики и создает основу для дальнейшего развития энергообъекта.

Предложенные технические решения позволяют обеспечить надежное электроснабжение потребителей на длительный период эксплуатации и соответствуют современным требованиям к работе энергообъектов.

Таким образом, поставленные в работе цели достигнуты в полном объеме. Разработанные технические решения могут быть успешно реализованы при проведении реконструкции подстанции 110/35/6 кВ «Бугор», что позволит существенно повысить эффективность ее работы и обеспечить надежное электроснабжение потребителей.

Список используемых источников

1. Викулова Ю.В. Сравнительный анализ использования вакуумных и элегазовых силовых выключателей в 6-10 кВ. Сборник трудов по материалам V Всероссийской научно-технической конференции. 2019. №5. С. 30-33.
2. Глазунов, А.А. Проектирование электрических сетей: методические указания к курсовому проектированию. М. : Издательский дом МЭИ, 2010. 72 с.
3. Гусакин А. А. Надежность коммутационного оборудования, силовых выключателей класса 6-10 кВ // Сборник статей по материалам V-VI международной науч. 2018. С. 106-112.
4. Долбилова Е. Г. Основные направления развития систем релейной защиты и автоматики, проблемы и недостатки в микропроцессорной защите. материалы Всероссийской молодежной научно практической конференции. 2012. С. 101-105.
5. Карапетян И.Г. Справочник по проектированию электрических сетей под ред. Д. Л. Файбисовича. М. : ЭНАС, 2012. 376 с.
6. Кудряшов Р.А. Расчет электрических нагрузок в нефтегазодобыче. Учебное пособие. Тюмень : издательство ТИУ. 2016. 95 с.
7. Мельников М.А. Релейная защита и автоматика элементов систем электроснабжения промышленных предприятий: учебное пособие. Томск: Изд-во ТПУ, 2008. 218 с.
8. Миниахметов А. А. Анализ главных параметров электросети при аварийных режимах на нефтяных предприятиях и использование средств автоматического включения резерва // Молодой ученый. 2016. № 17 . С. 60-67.
9. Ополева Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения: Справочник. Учебное пособие. М.: ИНФРА-М, 2006. 480 с.
10. Положение ПАО «Россети» О единой технической политике в электросетевом комплексе. М.: изд-во Россити, 2023. 80 с.

11. Порядок расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности: утв. Приказ Министерства энергетики РФ № 380 от 23.06.2015 г. // Консультант плюс: справочно-правовая система.

12. Правила устройства электроустановок (все действующие разделы 6-е и 7-е издания по состоянию на 2023 год) : утв. Министерством энергетики Российской Федерации от 08.07.2002 // Консультант плюс: справочно-правовая система.

13. Релейная защита распределительных сетей 6-10 кВ. Расчет уставок. Методические указания. СТО ДИВГ-059-2017 : утв. приказом ООО «НТЦ «Мехатроника» от 23.03.2018. 2017. 67 с.

14. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования: РД 153-34.0-20.527-98. М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2002.

15. Справочник по проектированию электрических сетей /Под ред. Д. Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. М. : ЭНАС, 2012. 376 с.

16. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения. ГОСТ Р 59279-2020. М.: Стандартиформ, 2020. 120 с.

17. Трансформаторы и автотрансформаторы 35-220 кВ. Дифференциальная токовая защита. Расчет уставок. Методические указания: СТО ДИВГ-055-2013 : утв. приказом ООО «НТЦ «Мехатроника» от 29.11.2013. 2013. 53 с.

18. Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки. ГОСТ 14209-85. Стандартиформ, 1985. 50 с.

19. Указания по расчету электрических нагрузок РТМ 36.18.32.4-92. М.: Энергоатомиздат, 1992. 63 с.

20. Цифровая электрическая сеть. Требования к технологическому проектированию цифровых распределительных электрических сетей 0,4-220 кВ. СТО 34.01-21-005-2019 : утв. Приказом ПАО РОССЕТИ 29.03.2019. М.: 2019. 96 с.