

АННОТАЦИЯ

В квалификационной работе «Реконструкция электрической части подстанции 110/10 кВ «Большая Елховка» рассмотрен вопрос выбора современного оборудования при реконструкции понижающей подстанции 110/10 кВ «Большая Елховка».

Основанием для рассмотрения данного вопроса послужило наличие Программы модернизации электросетевого комплекса сетевой компании ПАО «МРСК Волги», а также Схема и программа развития электроэнергетики Республики Мордовия на период 2018-2022 годов. Подстанция ПС 110 кВ «Большая Елховка» включена в данные программы, так как устаревшее электрооборудование и схема ОРУ 110 кВ данной подстанции не соответствуют современным требованиям.

В данной работе подробно рассмотрены вопросы анализа нагрузок потребителей ПС 110 кВ «Большая Елховка» с учетом перспективы развития региона, выбора оборудования электрической части понижающей подстанции, выбора микропроцессорной релейной защиты и молниезащиты.

Работа содержит в себе пояснительную записку объемом 50 листов, и графическую часть выполненную на 6 листах формата А1.

ABSTRACT

In the qualification work "Reconstruction of the electrical part of the 110/10 kV Substation" Bolshaya Elhovka ", the issue of selecting the modern equipment for the reconstruction of the 110/10 kV" Bolshaya Elhovka "substation is considered.

The basis for consideration of this issue was the Availability of the Program for the modernization of the grid complex of the grid company IDGC of Volga, JSC, as well as the Scheme and program for the development of the power industry of the Republic of Mordovia for the period 2018-2022. The substation of the SS 110 kV "Bolshaya Elhovka" is included in these programs, since the obsolete electrical equipment and the 110 kV switchgear of this substation do not meet modern requirements.

In this paper, the issues of load analysis of consumers of 110 kV Substation "Bolshaya Elhovka" are considered in detail, taking into account the development prospects of the region, the selection of equipment for the electrical part of the lowering substation, the choice of microprocessor relay protection and lightning protection.

The work contains an explanatory note with a volume of 50 sheets, and a graphic part made on 6 sheets of the A1 format.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	6
1 Характеристика реконструируемой подстанции	8
1.1 Существующая электрическая часть подстанции «Большая Елховка»	8
1.2 Технические условия проектирования понизительной подстанции	13
2 Электрические нагрузки подстанции 110 кВ «Большая Елховка».....	15
3 Выбор силовых трансформаторов.....	17
3.1 Выбор типа (марки) и номинальной мощности силовых трансформаторов	17
3.2 Техничко-экономический расчет силовых трансформаторов ТДН- 25000/110/10.....	18
4 Расчёт токов короткого замыкания на шинах 110 и 10 кВ понизительной подстанции.....	21
5 Выбор оборудования электрической части ПС 110/10 кВ Большая Елховка..	25
5.1 Выбора оборудования электрической части ПС.....	26
5.2 Выбор элегазовых выключателей ОРУ 110 кВ.....	27
5.3 Выбор разъединителей 110 кВ.....	28
5.4 Выбор трансформаторов тока 110 кВ	29
5.6 Выбор измерительного трансформатора напряжения	31
5.7 Выбор ОПН для распределительного устройства 110 кВ.....	31
5.8 Выбор оборудования закрытого распределительного устройства 10 кВ.....	31
6 Мероприятия по обеспечению требуемого уровня напряжения в сети 10 кВ.	33
7 Выбор релейной защиты и автоматики	34
7.1 Микропроцессорная релейная защита	34
7.2 Расчёт уставок защиты трансформатора	38
7.3 Расчёт уставок дифференциальной защиты трансформатора.....	39
8 Расчёт защитного заземления ПС 110 кВ Большая Елховка	43
9 Собственные нужды подстанции	46
10 Система оперативного постоянного тока.....	47
12 Молниезащита	48

ЗАКЛЮЧЕНИЕ	50
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	51

ВВЕДЕНИЕ

На территории Российской Федерации вопрос повышения надежности системы электроснабжения городов и промышленных площадок занимает ключевую позицию в рамках технического перевооружения и инновационного развития энергетики РФ. Своевременное развитие сетевой инфраструктуры создает предпосылки к развитию промышленного сектора и строительство новых жилых микрорайонов на территории малых и крупных городов. Кроме того, в связи с уменьшением масштабов отдельных производств и появлением большого числа небольших предприятий, осуществляющих обеспечение технологического процесса лишь на отдельных его этапах, возрастает разветвленность сетей электроснабжения. Это приводит к необходимости ввода в эксплуатацию трансформаторных, осуществляющих промежуточную трансформацию напряжения на ступени между крупными магистральными сетями и собственной трансформаторной подстанцией завода, либо объекта инфраструктуры.

Данное развитие городских электрических сетей невозможно без реконструкции существующих главных понизительных подстанций с увеличением трансформаторной мощности.

В целях обеспечения рационального расходования электроэнергии, нормами технологического проектирования предусматривается использование наиболее надежных, и, одновременно, современных решений в части выбора оборудования и формирования электрической схемы ГПП.

Таким образом, целью ВКР является реконструкция электрической части существующей ПС 110 кВ «Большая Елховка» с применением наиболее прогрессивных методов расчета и оборудования для надежного снабжения потребителей электроэнергией..

Исходными данными для разработки данной работы являются:

- Техническое задание на разработку проектной и рабочей документации «Подстанция 110/10 кВ мощностью 2x25 МВА»»;

- Схема и программа развития электроэнергетики Республики Мордовия на период 2018-2022 годов;

- Программа модернизации электросетевого комплекса сетевой компании ПАО «МРСК Волги».

В рамках данной работы выполняется расчет электрической части ОРУ-110 кВ ПС 110/10 кВ мощностью 2х25 МВА в соответствии с техническим заданием на разработку:

- установка двух силовых трансформаторов типа ТДН-25000/100/10 кВ с РПН в замен существующих;

- строительство нового ОРУ 110 кВ блочного типа.

Целью данной работы является:

- разработка реконструируемой схемы понизительной подстанции;
- разработка технических мероприятий, обеспечивающих надежную и устойчивую работу электрических сетей;

Для выполнения поставленной задачи в работе будут выполнены следующие разделы:

1. Анализ характерных особенностей нагрузки электроэнергии потребителей ПС 110 кВ «Большая Елховка»;

2. Анализ характера будущих потребителей планируемых к подключению ПС 110 кВ «Большая Елховка»;

3. Произведены расчёты электрической нагрузки;

4. Выбрана схема ОРУ 110 кВ ПС 110 кВ «Большая Елховка»;

5. Рассчитана загрузка существующих силовых трансформаторов и рассмотрен вопрос замены трансформаторов с повышением их пропускной способности;

6. Пересчитаны токи короткого замыкания с учетом нового оборудования;

7. На основании выполненных расчетов по токам короткого замыкания и расчетным номинальным токам и напряжений выбрать оборудование электрической части ПС 110/10 кВ Большая Елховка [3].

1 Характеристика реконструируемой подстанции

1.1 Существующая электрическая часть подстанции «Большая Елховка»

«Публичное акционерное общество «Межрегиональная распределительная сетевая компания Волги» (далее - ПАО «МРСК Волги», Общество, Компания) учреждено по решению учредителя (Распоряжение Председателя Правления ОАО РАО «ЕЭС России» от 22 июня 2007 года №191р) в рамках реформирования Российской энергетической отрасли и зарегистрировано 29 июня 2007 года в Едином государственном реестре юридических лиц Межрайонной инспекцией федеральной налоговой службы № 8 по Саратовской области на основании решения Совета директоров ОАО РАО «ЕЭС России» от 27 апреля 2007 года.» [24].

«В настоящее время ПАО «МРСК Волги» представляет собой единую операционную Компанию, центр управления которой расположен в городе Саратове. Деятельность Общества направлена на обеспечение эффективного, бесперебойного и надежного электроснабжения потребителей, устранение дефицита мощности в зоне ответственности Компании, увеличение пропускной способности сетей, модернизацию и обновление основных фондов.»[5]

ПАО «МРСК Волги» владеет огромной сетевой инфраструктурой, от функционирования которой, зависит нормальная работа потребителей. При этом с каждым годом с увеличением потребителей сетевой организации увеличивается нагрузка приходящаяся на сети, что в свою очередь повышает требования к мероприятиям по модернизации электросетевого оборудования.

В связи с этим, развитие сетевой инфраструктуры и поддержание ее является одной из ключевых задач.

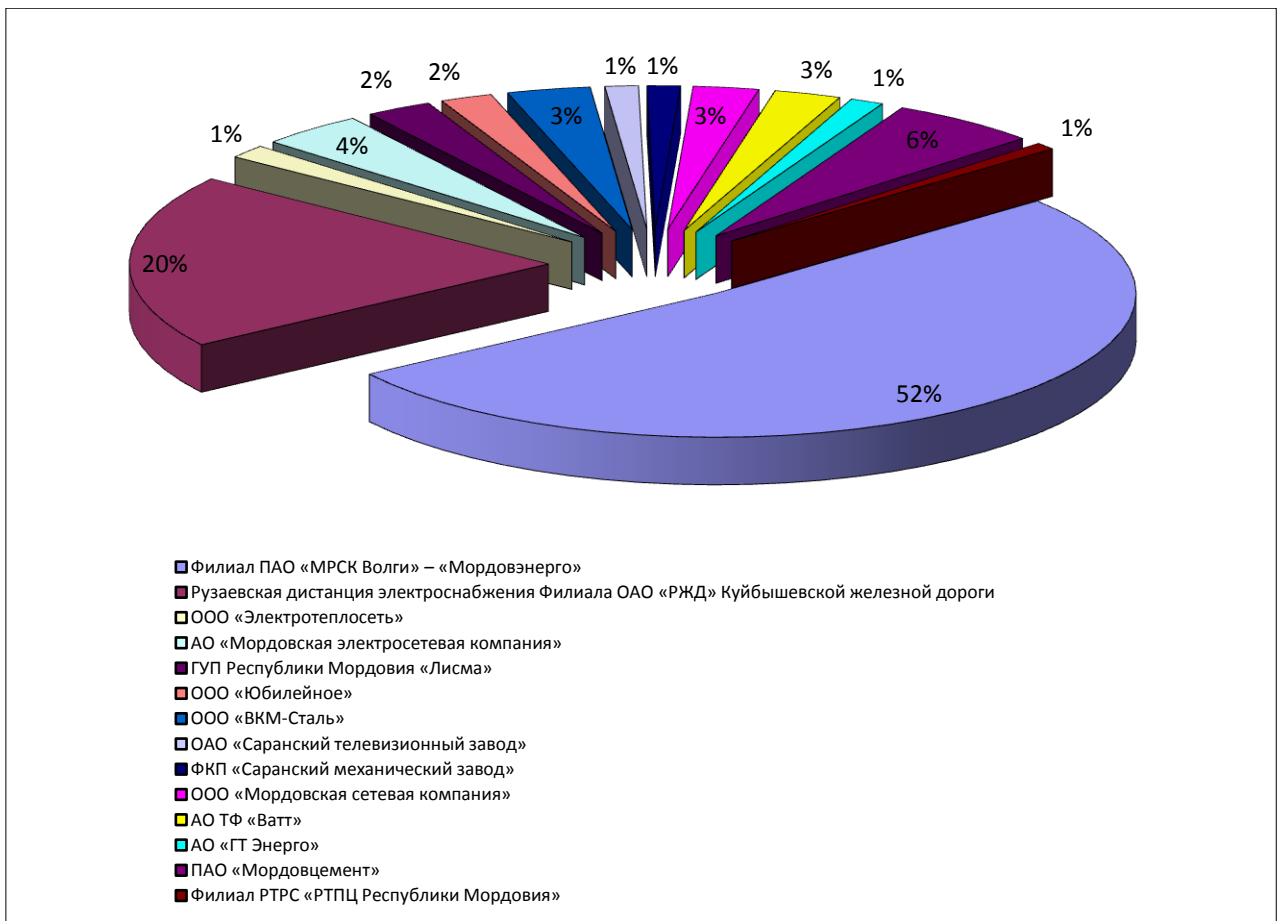


Рисунок 1.1 – Структура сетевых компаний Мордовской ЭС

Электросетевой комплекс Мордовской энергосистемы предназначен для электроснабжения потребителей Республики Мордовия. Основное поступление электроэнергии в сети филиала ПАО «МРСК Волги» – «Мордовэнерго» осуществляется с шин Саранской ТЭЦ-2 и из сетей ЕНЭС [4].

На начало 2017 года 88 % силовых трансформаторов филиала ПАО «МРСК Волги» - «Мордовэнерго» достигли нормированного срока эксплуатации более 25 лет. Следует отметить, что нормативный срок эксплуатации трансформаторов составляет 25 лет и, следовательно, данные трансформаторы выработали свой нормативный ресурс.

Максимальный износ трансформаторного парка наблюдается в Комсомольском производственном отделении. 90% трансформаторов с высшим напряжением 110 кВ эксплуатировались более 25 лет.

Вместе с тем, превышение срока эксплуатации трансформатора в 25 лет не означает необходимости его демонтажа (так как установленный срок службы приводится для нормативного режима, а в реальных условиях оборудование может работать значительно дольше при пониженной нагрузке).

Вместе с тем стоит отметить, что возраст трансформатора более 50 лет следует признать предельным, при котором дальнейшая эксплуатация становится неоправданно опасной.

Поэтому в данной работе необходимо проработать вопрос замены существующих силовых трансформаторов на более мощные, что соответствует все требованиям [7].

В соответствии с программой модернизации электросетевого комплекса сетевой компании, часть крупных понизительных подстанций данной части энергосистемы включены в план по реконструкции на 2018 год. При этом, одной из такой подстанцией, является ПС 110 кВ «Большая Елховка».. Схема электрической части подстанции представлена на рисунке 1.2.

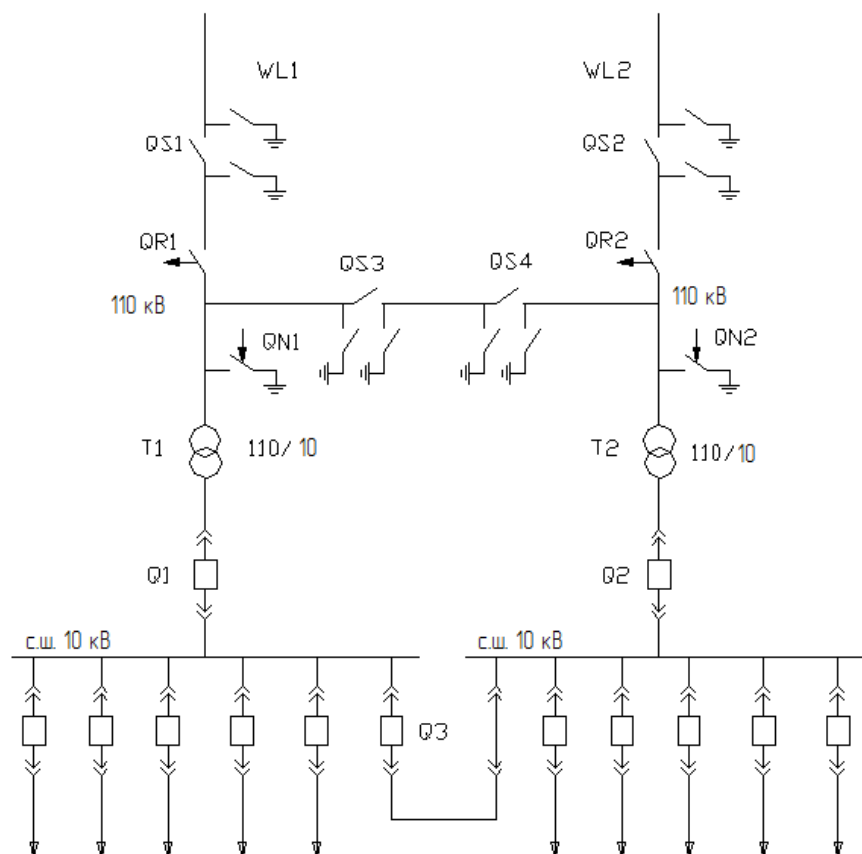


Рисунок 1.2 - Существующая схема ПС 110/10 кВ «Большая Елховка»

Расположенная в восточной части населенного пункта Большая Елховка Республики Мордовия, ПС 110/10 кВ «Большая Елховка» действующая, которая введена в эксплуатацию с 1984 г. «Подстанция предназначена для электроснабжения нескольких населенных пунктов Лямбирского района Республики Мордовия. Основным крупным потребителем является АО «Агрофирма «Октябрьская», которая потребляет порядка 89% мощности от данной подстанции. Разрешенная мощность АО «Агрофирма «Октябрьская» составляет 18,5 МВт, из них 10,24 МВт по второй категории надежности электроснабжения и 8,26 МВт по третьей категории. Остальная часть потребителей относится к категории населения, и имеет третью категорию надежности электроснабжения.

На подстанции по результатам замеров в последние контрольные дни зафиксирована следующая мощность: 20,11 МВА - 15.06.2016 г. и 19,8 МВА -

21.12.2016 г. По данным системы АСКУЭ Филиалом ПАО «МРСК Волги» - «Мордовэнерго», в момент начала сельскохозяйственных работ идет дополнительный набор мощности потребителями. В период времени 13.30-14.00 19.07.2016 г. на подстанции была зафиксирована нагрузка 23,95 МВА. Вероятность перегрузки силового трансформатора в режиме n-1 составила бы 42%.

В настоящее время заключен договор технологического присоединения №1815и/16 от 23.11.2016 г. между Филиалом ПАО «МРСК Волги» - «Мордовэнерго» и АО «Агрофирма «Октябрьская». Филиалом ПАО «МРСК Волги» - «Мордовэнерго» утверждены и выданы АО «Агрофирма «Октябрьская» ТУ на ТП производственных помещений, с максимальной мощностью 3,99 МВт.

При увеличении мощности, загрузка силовых трансформаторов на ПС 110 кВ Большая Елховка, на основании нагрузки летнего контрольного дня в режиме n-1 составит 20,41 МВА, величина перегруза 65%, с учетом сезонной нагрузки 23,25 МВА, где величина перегруза составит 110%. Длительность перегруза в первом случае допускается не более 20 минут. С учетом сезонной нагрузки, в режиме n-1 перегруз не допустим (1,5 минуты).

В аварийном режиме с данной подстанции отсутствует возможность перевода значительного объема нагрузки на другие центры питания по существующим кольцевым соединениям 10 кВ. Перевод нагрузки по линиям кольцевания 10 кВ осуществляется:

- с яч.1 ПС 110 кВ Большая Елховка на яч.6 ПС 110 кВ Тепличная, величина переводимой нагрузки 2,03 МВА;

- с яч. 7 ПС 110 кВ Большая Елховка переводится нагрузка РП-10 кВ Александровка на яч.22 ПС 110 кВ Лямбиров, величина переводимой нагрузки 5,26 МВА.

Целесообразно произвести реконструкцию с изменением схемы подстанции и схемы присоединения подстанции к энергосистеме. Предлагается осуществить замену силовых трансформаторов 2x16 МВА на

силовые трансформаторы 2x25 МВА. Данное мероприятие позволит реализовать новое технологическое присоединение» [12].

Год ввода объекта после реконструкции в соответствии с договором на технологическое присоединение №1815и/16 от 23.11.2016 г. – 2018 год.

Питание ПС осуществляется от двух одноцепных отпаечных ВЛ 110 кВ с диспетчерским наименованием «Елховка- 1» и «Елховка- 2».

Подстанция «Большая Елховка» в своем составе имеет:

- распределительное устройство открытого исполнения (ОРУ) 110 кВ, которое выполнено по упрощённой схеме (№ 110-4) с отделителями в цепях трансформаторов и неавтоматической ремонтной перемычкой[5];

- распределительное устройство закрытого исполнения (ЗРУ) 10 кВ, для электроснабжения потребителей и вновь строящегося агрокомплекса.

К недостаткам существующей схемы можно отнести следующие:

1. Отсутствие ОПН.
2. Существующая схема распределительного устройства 110 кВ с отделителями и короткозамыкателями не отвечает современным требованиям надежности [1], поэтому необходимо ее заменить в соответствии с требованиями [24].

3. Высокая загрузка силовых существующих силовых трансформаторов в ремонтной схеме. [2].

Согласно техническим условиям по проектированию понизительной подстанции необходимо реконструировать электрическую часть данной подстанции с заменой существующих силовых трансформаторов на трансформаторы мощностью 25 МВА.

1.2 Технические условия проектирования понизительной подстанции

Согласно техническим условиям по проектированию понизительной подстанции необходимо рассмотреть следующее:

- реконструкция ОРУ 110 кВ с заменой старых силовых трансформаторов ТДН-16000/110/10 на новые силовых трансформаторы Т1 и Т2 типа ТДН-25000/110.

- вместо разрядников в соответствии с ПУЭ [3] обязательна установка ОПН.

При выполнении работы использовались нормативные документы в соответствии со Списком используемых источников.

Все предусмотренное оборудование в рамках данной работы выбрано с учетом климатических условий и воздействия окружающей среды (защита от коррозии, гололеда, скорости ветра, молнии, землетрясений).

В соответствии с пунктом 14 статьи 48.1 Градостроительного кодекса строительства Российской Федерации «данная ПС 110/10 кВ не относится к особо опасным, технически сложным и уникальным объектам», поэтому нужно применять типовые технические решения, реализованные при строительстве и реконструкции аналогичных подстанций» [24].

2 Электрические нагрузки подстанции 110 кВ «Большая Елховка»

Согласно техническим условиям по проектированию понизительной подстанции и плана поэтапного ввода мощности представленного в таблице 2.1:

Таблица 2.1 – План поэтапного ввода новой мощности к до 2021 подключаемой к ПС 110 кВ Большая Елховка

Район застройки	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
Ввод коммунальной нагрузки в восточном районе г. Балашов	0,5	1,5	2,0	2,99	3,99

Так как заключен договор технологического присоединения №1815и/16 от 23.11.2016 г. между Филиалом ПАО «МРСК Волги» - «Мордовэнерго» и АО «Агрофирма «Октябрьская». Филиалом ПАО «МРСК Волги» - «Мордовэнерго» утверждены и выданы АО «Агрофирма «Октябрьская» ТУ на ТП производственных помещений, с максимальной мощностью 3,99 МВт.

При увеличении мощности, загрузка силовых трансформаторов на ПС 110 кВ Большая Елховка, на основании нагрузки летнего контрольного дня в режиме n-1 составит 20,41 МВА, величина перегруза 65%, с учетом сезонной нагрузки 23,25 МВА, где величина перегруза составит 110%. Длительность перегруза в первом случае допускается не более 20 минут. С учетом сезонной нагрузки, в режиме n-1 перегруз не допустим (1,5 минуты).

В аварийном режиме с данной подстанции отсутствует возможность перевода значительного объема нагрузки на другие центры питания по существующим кольцуемым соединениям 10 кВ. Таким образом, необходимо заменить существующие трансформаторы на более мощные.

На основании расчетов, проведенных в Схеме и программе развития энергосистемы Республики Мордовия до 2022 [5], построен годовой график

потребления мощности с учетом новых потребителей в 2021 году. Годовой график потребления представлен на рисунке 2.1.

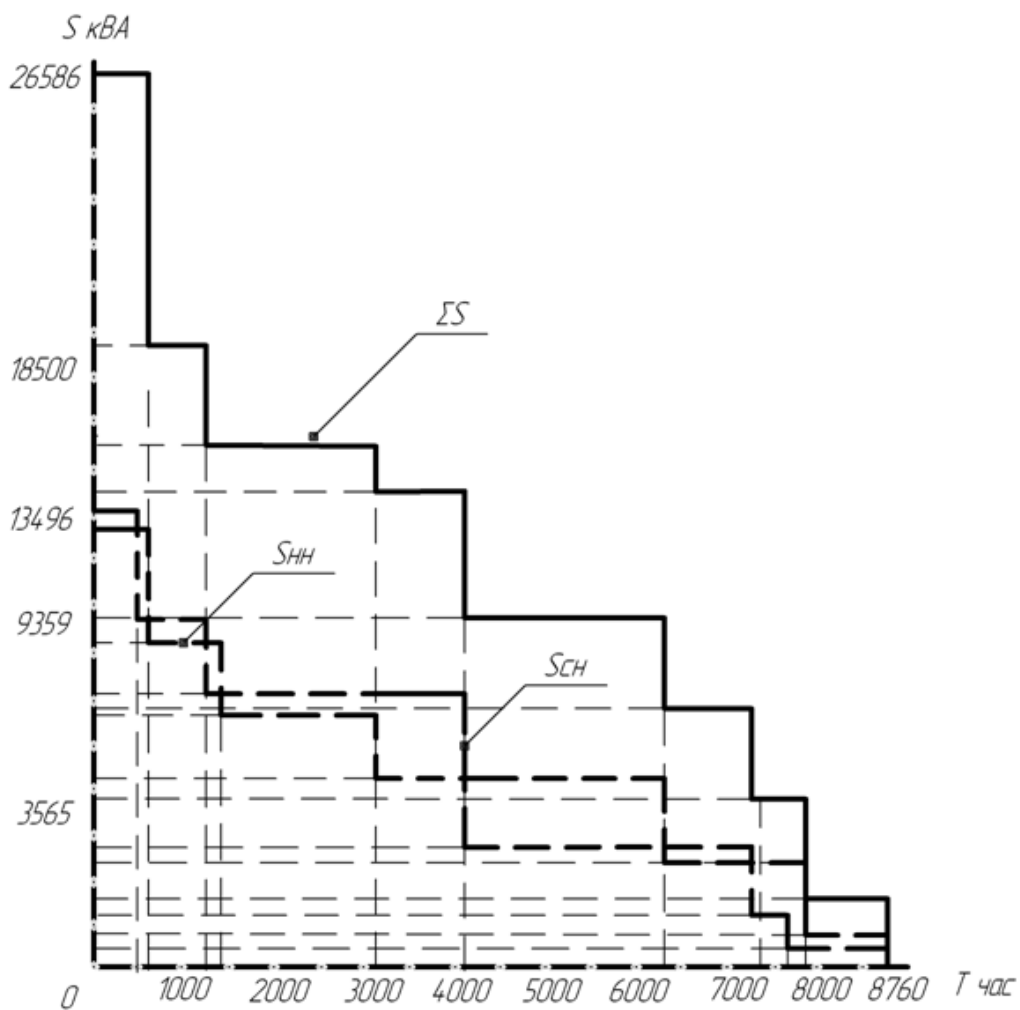


Рисунок 2.1 – Годовой график потребления мощности в 2021 году в день зимнего максимума

3 Выбор силовых трансформаторов

3.1 Выбор типа (марки) и номинальной мощности силовых трансформаторов

В соответствии с утвержденными техническими условиями на технологическое присоединение к электрическим сетям ПАО «МРСК Волги» и техническим заданием, на ПС 110/10 кВ Большая Елховка предусматривается установка двух новых силовых трансформаторов типа ТДН-25000/110/10 с РПН, в замен существующих ТДН-16000/110/10.

$$S_{\text{ном.Т}} = 25 \text{ МВА} \quad (3.1)$$

Нагрузка потребителей планируемых к питанию от ПС 110/10 кВ Большая Елховка, на основании данных технических условий на технологическое присоединение к электрическим сетям ПАО «МРСК Волги», а так же на основании п.2 данной работы составляют не более 27,94 МВА по прогнозным данным на часы максимальных нагрузок 2022 года.

Исходя из вышеизложенного делаем вывод, что устанавливаемые силовые трансформаторы Т-1 и Т-2 ТДН-25000/110/10, при аварийном отключении одного из них, оставшийся в работе будет работать с допустимой 40% перегрузкой.

Загрузка силовых трансформаторов двухтрансформаторной подстанции должна находиться в пределах от 0,5 до 0,7 [4], в связи с этим проверим коэффициент загрузки k_3^H для устанавливаемого трансформатора ТДН–25000/110/10.

$$0,5 \leq k_3^H \leq 0,7 \quad (3.2)$$

Для ТРДН–25000/110/10:

$$k_3^H = \frac{S_{max}}{n \cdot S_T} = \frac{27,94}{2 \cdot 25} = 0,56$$

где, S_{max} – максимальная прогнозируемая мощность, МВА;

S_T – мощность одного трансформатора - установленная мощность, МВА;

n – количество трансформаторов, шт.

Исходя из вышеизложенного видно, что силовые трансформаторы марки ТРДН-25000/110/10 будут загружены оптимально.

3.2 Технико-экономический расчет силовых трансформаторов ТДН-25000/110/10

Проведем технико-экономические расчеты условных затрат на установку новых силовых трансформаторов ТДН-25000/110/10 на ПС 110/10 кВ Большая Елховка.

Таблица 3.1 – Данные трансформатора от завода изготовителя

Марка силового трансформатора	$S_{ном.Т.},$ МВА	Данные завода изготовителя ООО «Тольяттинский трансформатор»					
		$U_{ном}$ обмоток, кВ		$U_k, \%$	$\Delta P_k,$ кВт	$\Delta P_x,$ кВт	$I_x,$ %
		ВН	НН				
Трансформатор ТДН	25,0	115,0	10,5	10,5	120,0	19,0	0,23
Ориентировочная цена завода изготовителя: 13 000 000 руб.							

Уровень потерь в трансформаторе:

$$P'_x = \Delta P_x + \kappa_{un} \cdot Q_x \quad (3.3)$$

$$P'_x = 19 + 0,05 \cdot 57,5 = 21,8 \text{ кВт},$$

Величина потерь реактивной мощности:

$$Q_x = \frac{I_x(\%)}{100} \cdot S_{номТ}; \quad (3.4)$$

$$Q_x = \frac{0,23}{100} \cdot 25000 = 57,5 \text{ квар}.$$

Уровень потерь в трансформаторе при короткозамкнутой вторичной обмотке:

$$P'_{к.н} = P_{к.н} + \kappa_{un} \cdot Q_{к.н}; \quad (3.5)$$

$$P'_{к.н} = 120 + 0,05 \cdot 4593 = 350 \text{ кВт};$$

$$P'_{к.в} = P_{к.в} + \kappa_{un} \cdot Q_{к.в}; \quad (3.6)$$

$$P'_{к.в} = 0 + 0,05 \cdot 327 = 16,35 \text{ кВт},$$

$$Q_{к.в} = \frac{U_{к.в}(\%)}{100} \cdot S_{номТ}; \quad (3.7)$$

$$Q_{к.в} = \frac{1,3125}{100} \cdot 25000 = 327 \text{ квар};$$

$$Q_{к.н} = \frac{U_{к.н}(\%)}{100} \cdot S_{номТ}; \quad (3.8)$$

$$Q_{к.н} = \frac{18,375}{100} \cdot 25000 = 4593 \text{ квар},$$

где $U_{к.в}$, $U_{к.н_1}$, $U_{к.н_2}$ – данные из выражений [4], по выражению (3.9, 3.10):

$$U_{к.в} = 0,125 \cdot u_{к.ВН-НН}; \quad (3.9)$$

$$U_{к.в} = 0,125 \cdot 10,5 = 1,3125 \text{ \%};$$

$$U_{к.н} = 1,75 \cdot u_{к.ВН-НН}; \quad (3.10)$$

$$U_{к.н} = 1,75 \cdot 10,5 = 18,375 \text{ \%}.$$

Проведем расчет затрат.

Затраты на потери в трансформаторе:

$$I_3 = \Delta W_{nc} \cdot C_3; \quad (3.11)$$

$$I_3 = 1384178 \cdot 0,97 = 1342652 \text{ руб.},$$

где ΔW_{nc} – потери электроэнергии в трансформаторах, $кВт \cdot ч$;

C_3 – стоимость 1 $кВт \cdot ч$ электроэнергии, $руб/кВт \cdot ч$, данная величина берётся на основании актуальных данных о тарифах сбытовых компаний по уровню напряжения ВН.

Затраты приведенные Z_{np} :

$$Z_{np} = E_H \cdot K + I_o + I_3; \quad (3.12)$$

$$Z_{np} = 0,15 \cdot 13000000 + 1222000 + 1342652 = 4514652 \text{ руб.},$$

где затраты на оборудование подстанции составляют 13 000 000 руб.

Отчисления I_o :

$$I_o = p_{сум} \cdot K; \quad (3.13)$$

$$I_o = 0,094 \cdot 13000000 = 1222000 \text{ руб.},$$

Данные для расчета соответствуют «Сборнику укрупненных показателей стоимости строительства (реконструкции) подстанций и линий электропередачи для нужд ОАО «Холдинг МРСК».

На основании результатов технико-экономического расчета, затраты, приведённые на установку силового трансформатора типа ТДН-25000/110/10 составят более 4 млн. руб.

4 Расчёт токов ТКЗ на шинах реконструируемой подстанции

В качестве расчетных точек КЗ принимаем шины 110 и 10 кВ ПС 110/10 кВ.

Параметры ЛЭП 110 кВ Елховка-1:

- длина линии примерно 3,7 км;
- провод АС-150.

Параметры отпайки на ВЛ 110 кВ Елховка-2:

- длина линии примерно 0,1 км;
- провод АС-150.

Параметры трансформаторов Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Большая Елховка:

- номинальная мощность 25 МВА;
- напряжение короткого замыкания $U_{K\%} = 10,5$;
- мощность короткого замыкания $\Delta P_K = 120$ кВт;
- регулирование под нагрузкой $\pm 9 \cdot 1,78\% = \pm 16\%$.

Параллельная работа трансформаторов не предусмотрена.

Параметры питающей системы:

- сопротивление системы прямой/обратной последовательности в максимальном и минимальном режиме:

$$Z_{C1. \max} = 0,679 + j3,842 \text{ Ом};$$

$$Z_{C1. \min} = 2,075 + j8,818 \text{ Ом};$$

- сопротивление системы нулевой последовательности в максимальном и минимальном режиме:

$$Z_{C1. \max} = j3,817 \text{ Ом};$$

$$Z_{C1. \min} = j7,202 \text{ Ом};$$

- напряжение системы в максимальном и минимальном режиме:

$$U_{C.\max} = 115,5 \text{ кВ};$$

$$U_{C.\min} = 115,1 \text{ кВ}.$$

Рассчитаем сопротивление трансформаторов с учетом РПН:

$$\begin{aligned} X_{T1(2)B.\text{Min}} &= \frac{U_{K\%}}{100} * \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} * \left(1 - \frac{K_p}{4}\right) = \frac{10,5}{100} * \frac{115^2 * (1 + 0,16^2)}{25} * \left(1 - \frac{3,5}{4}\right) \\ &= 3,707 \text{ Ом} \end{aligned}$$

$$R_{T1(2)B.\text{Min}} = \Delta P_K * \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}^2} * 0,5 = 0,245 * \frac{115^2 * (1 + 0,16^2)}{25^2} * 0,5 = 0,549 \text{ Ом}$$

$$\begin{aligned} X_{T1 \ 2 \ H.\text{Min}} &= \frac{U_{K\%}}{100} * \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} * \frac{K_p}{2} = \frac{10,5}{100} * \frac{115^2 * (1 + 0,16^2)}{63} * \frac{3,5}{2} \\ &= 51,904 \text{ Ом} \end{aligned}$$

$$R_{T1(2)H.\text{Min}} = \Delta P_K * \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}^2} = 0,245 * \frac{115^2 * (1 + 0,16^2)}{63^2} = 1,098 \text{ Ом}$$

$$\begin{aligned} X_{T1 \ 2 \ B.\text{Max}} &= \frac{U_{K\%}}{100} * \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} * \left(1 - \frac{K_p}{4}\right) = \frac{10,5}{100} * \frac{115^2 * (1 - 0,16^2)}{25} * \left(1 - \frac{3,5}{4}\right) \\ &= 1,944 \text{ Ом} \end{aligned}$$

$$R_{T1(2)B.\text{Max}} = \Delta P_K * \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}^2} * 0,5 = 0,245 * \frac{115^2 * (1 - 0,16^2)}{25^2} * 0,5 = 0,288 \text{ Ом}$$

$$\begin{aligned} X_{T1 \ 2 \ H.\text{Max}} &= \frac{U_{K\%}}{100} * \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} * \frac{K_p}{2} = \frac{10,5}{100} * \frac{115^2 * (1 - 0,16^2)}{25} * \frac{3,5}{2} \\ &= 27,217 \text{ Ом} \end{aligned}$$

$$R_{T1 \ 2 \ H.\text{Max}} = \Delta P_K * \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}^2} = 0,245 * \frac{115^2 * (1 - 0,16^2)}{25^2} = 0,576 \text{ Ом}$$

На рисунке 4.1 приведена схема замещения ПС 110/10 кВ Большая Елховка.

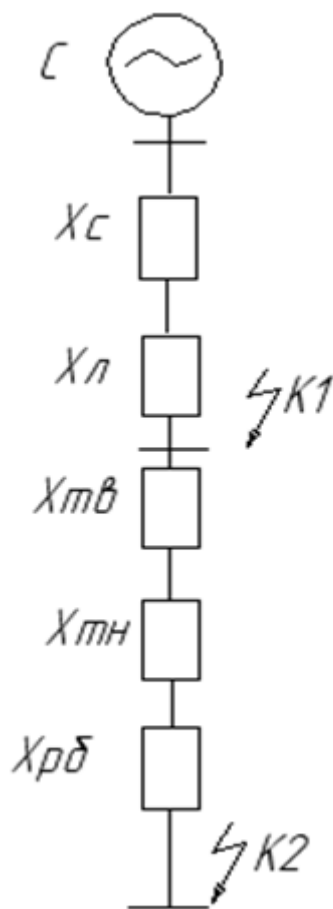


Рисунок 4.1 – Расчетная токов ТКЗ на шинах подстанции 110 кВ
Большая Елховка

Известные параметры схемы замещения представленной на рисунке 4.1, необходимые для дальнейших вычислений [7]:

Расчеты токов КЗ выполнены для максимального режима работы:

- один из трансформаторов 110 кВ подстанции выведен в ремонт;
- секционные выключатели 10 кВ включены;
- инверторы СЭС включены и работают на полную мощность;
- внешняя электрическая сеть работает в максимальном режиме.

Данные расчетов токов к.з. сведены в таблицу 4.1

Таблица 4.1 – Результаты расчета токов короткого замыкания на шинах ПС
110 кВ Большая Елховка

Шины	Место КЗ	U_n , кВ	$K_{уд}$	$I_{КЗ_{ВН}}^{110}$, кА	$I_{КЗ_{НН}}$	$i_{уд}$, кА
ВН	К1	115	1,8	7,54	-	19,2
НН	К2	10	1,96	-	12,97	33

По полученным результатам проведем выбор и компоновку оборудования электрической части понизительной подстанции. Также на основании полученных значений токов короткого замыкания, можно сделать вывод, что расположение подстанции в энергосистеме Республики Мордовия находится вне зоны с предельными токами короткого замыкания, что существенно упрощает процесс выбора коммутационного оборудования, так как значение ударного тока не превышает 40 кА (стандартное предельная возможность отключения токов короткого замыкания выключателями) и соответственно, не требуются специальная проработка мероприятий по снижению токов КЗ на стороне 110 кВ и 10 кВ.

5 Выбор оборудования электрической части ПС 110/10 кВ Большая Елховка

На подстанции устанавливаются два силовых трансформатора. Требуемая категория надежности - II.

В данной работе рассматривались следующие схемы РУ 110 кВ:

1. №110-4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии».

2. №110-5Н «Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линии».

3. №110-5АН «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов».

Для организации указанных схем нужно следующее количество выключателей и разъединителей, которое представлено в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Количество выключателей и разъединителей для соответствующих схем

№ п/п	Схема	Кол-во выключателей	Кол-во разъединителей	Относительная стоимость, уд.ед.
1	№110-4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии»	2	8	100
2	№110-5Н «Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линии»	3	10	125
3	№110-5АН «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов»	3	10	125

Согласно [24] рекомендовано применение схем:

Так как ПС 110/10 Большая Елховка тупиковая, то окончательно принимаем схемы РУ:

- Схема РУ-110 кВ: схема 110-4Н - с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов.

РУ-110 кВ выполняется открытого типа с отдельно стоящим оборудованием.

- РУ 10 кВ предусматривается закрытого типа, по схеме 10-1 - одна рабочая секционированная выключателем система шин.

Для организации питания собственных нужд на подстанции будут устанавливаться два ТСН, мощность которых будет определена в данной работе.

5.1 Выбора оборудования электрической части ПС

Согласно требованиям ПУЭ [4], проведем расчет номинального длительного тока:

$$I_{\max}^{\text{ВН}} = 1,4 \cdot \frac{S_{\max}}{\sqrt{3} \times U_{\text{ВН}}}, \text{ А}, \quad (5.1)$$

$$I_{\max}^{\text{ВН}} = 1,4 \cdot \frac{25,0}{\sqrt{3} \times 110} \cdot 10^3 = 177,15 \text{ А},$$

Длительный ток на стороне НН:

$$I_{\max}^{\text{НН}} = \frac{S_{\max}}{\sqrt{3} \times U_{\text{НН}}}, \text{ А}, \quad (5.2)$$

$$I_{\max}^{\text{НН}} = \frac{25,0}{\sqrt{3} \times 10} \cdot 10^3 = 1443,38 \text{ А}.$$

Таблица 5.1 – Результаты расчетов токов на разных шинах ПС 110/10 кВ

Ввода от ВЛ 110 кВ в ОРУ-110 кВ			Шины КРУ-10 кВ на вводных выключателях		
$I_{\max p}, A$	I_{K3}, kA	$I_{уд}, kA$	$I_{\max p}, A$	I_{K3}, kA	$I_{уд}, kA$
177,15	7,54	19,2	1948	12,97	33

5.2 Выбор элегазовых выключателей ОРУ 110 кВ

Параметры элегазовых выключателей выбираем на основании [7].

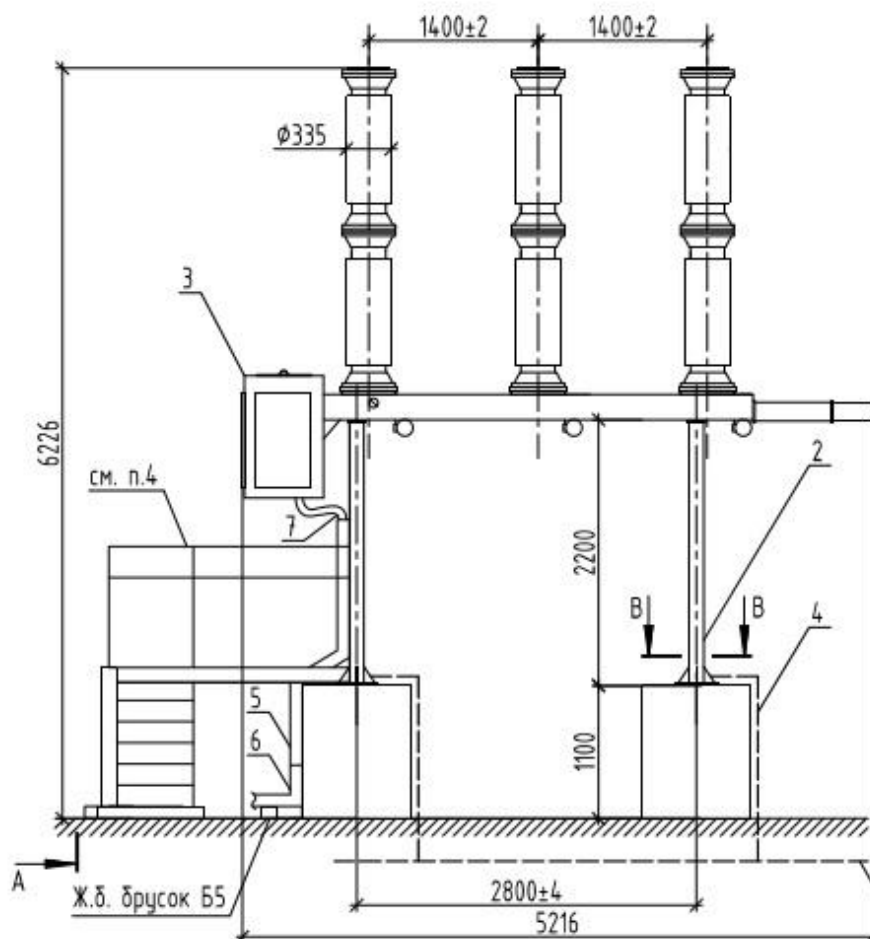


Рисунок 5.1 – Компонка ОРУ элегазовыми выключателями

Таблица 5.2 – Расчётные значения при выборе ЭВ 110 кВ

Условия выбора выключателя для ОРУ-110 кВ	Расчетные данные в соответствии с ВКР	Характеристики разъединителя от завода изготовителя
$U_{нр} > U_{ном}$	110 кВ	115 кВ
$I_{рн} > I_{расч}$	177,15 А	2000 А
$I_{Т.С}^2 \times t_{Т.С} \geq I_{К}^2 \times t_{К}$,	15,2 кА ² с	102 кА ² с
$i_{у} < i_{пр.с}$,	19,2 кА	40 кА

5.3 Выбор разъединителей 110 кВ

В соответствии с техническими требованиями [7] комплектуем ОРУ-110 кВ разъединителями.

«Разъединители применяются для отключения и включения цепей без тока и создания видимого разрыва цепи в воздухе. Между силовыми выключателем и разъединителем должны предусматриваться механическая и электромагнитная блокировки, не допускающие отключения разъединителя при включенном выключателе, когда в цепи протекает ток нагрузки». [5].

Таблица 5.3 – Условия для выбора РГН.2-110.П/1000-40 УХЛ1

Условия выбора разъединителя для ОРУ-110 кВ	Расчетные данные в соответствии с ВКР	Характеристики разъединителя от завода изготовителя
$U_{нр} > U_{ном}$	110 кВ	115 кВ
$I_{рн} > I_{расч}$	177,15 А	1000 А
$I_{Т.С}^2 \times t_{Т.С} \geq I_{К}^2 \times t_{К}$,	15,2 кА ² с	100 кА ² с
$i_{у} < i_{пр.с}$,	19,2 кА	100 кА

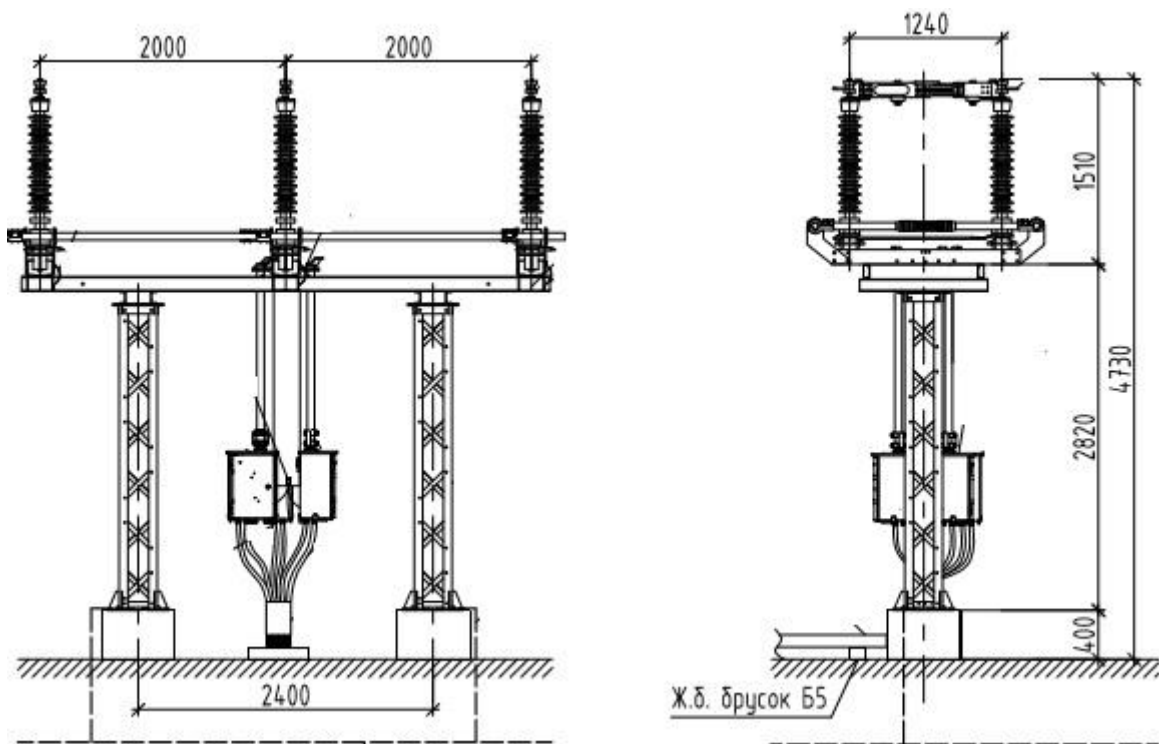


Рисунок 5.3 – Компоновка ОРУ 110 кВ разъединителями

5.4 Выбор трансформаторов тока 110 кВ

Компонуем ОРУ 110 кВ трансформаторами тока различной конструкции.

Таблица 5.4 – Компоновка ОРУ-110 кВ трансформаторами тока

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
Номинальное напряжение		
$U_{нр} > U_{ном}$	110 кВ	126 кВ
Длительный номинальный ток		
$I_{рн} > I_{расч}$	177 А	100-200-400 А
Номинальный тепловой импульс (термическая стойкость)		
$I_{Т.С}^2 \times t_{Т.С} \geq I_{к}^2 \times t_{к}$	15,2 кА ² с	63 кА ² с
Номинальный ток динамической стойкости		
$i_y < i_{пр.с}$	19,2 кА	40 кА

Так же проверим ТТ по вторичной нагрузке:

$$Z_{2нагр} \leq Z_{2ном}, \quad (5.3)$$

где $Z_{2нагр}$ — вторичная нагрузка ТТ; $Z_{2ном}$ — номинальная допустимая вторичная нагрузка ТТ в выбранном классе точности.

Сопротивление провода:

$$r_{2пр.доп} = \frac{S_{ном} - S_{потр}}{I_{ном}^2 - r_{пер}}, \quad (5.4)$$

где $I_{ном}^2$ — вторичный ток ТТ по номинальным параметрам,

$r_{пер}$ — данные о сопротивлении во вторичных цепях ТТ.

Сечение провода:

$$S_{каб} \geq \frac{l_{каб}}{\gamma \times r_{2пр.доп}}, \quad (5.5)$$

где $l_{каб}$ — метраж кабеля, м;

γ — данные об удельном сопротивлении, Ом/м.

Таблица 5.5 – Компоновка трансформаторами тока 110 кВ и 10 кВ

Условие выбора	Расчётные данные	Каталожные данные
Номинальное напряжение		
$U_{уст} \leq U_{ном}$,	110 кВ	110 кВ
	10 кВ	10 кВ
Длительный номинальный ток		
Силовой трансформатор $I_{max} \leq I_{ном}$, в линии 110 кВ	177 А	300/5 А
Силовой трансформатор $I_{max} \leq I_{ном}$, в линии 10 кВ	2430 А	3000/5 А
Секционный выключатель $I_{max} \leq I_{ном}$, в линии 110 кВ	354 А	400/5 А
	2430	3000/5 А
Секционный выключатель $I_{max} \leq I_{ном}$, в линии 10 кВ		
Номинальный ток динамической стойкости:		
$i_v \leq i_{дин}$,	38,3 кА	63 кА
Номинальный тепловой импульс (термическая стойкость)		
$W_K \leq I_{2тер} t_{тер}$,	9,2 кА ² с	2883 кА ² с

Согласно ПУЭ [15]:

$$r_{2\text{пр.доп}} = \frac{30 - 0,3}{5^2 - 0,05} = 1,138 \text{ Ом},$$

$$S_{\text{каб}} \geq \frac{105}{57 \times 1,138} = 1,6 \text{ мм}^2,$$

Сечения жилы кабеля составит $2,5 \text{ мм}^2$.

5.6 Выбор измерительного трансформатора напряжения

ОРУ-110 кВ комплектуем трансформатором напряжения марки НКФ-110-83 (АО ХК «Электрозавод») [20].

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения составит $S_{2\Sigma} = 19,8 \text{ В}\cdot\text{А}$.

5.7 Выбор ОПН для распределительного устройства 110 кВ

Таблица 5.7 -Технические данные ограничителей перенапряжения на 110 кВ

Характеристики разъединителя от завода изготовителя	Тип ОПНН-110/82/10/40 УХЛ1
Класс напряжения сети, кВ	110,0
Номинальное напряжение ОПН, кВ	115,0
Номинальный разрядный ток, кА	40,0

5.8 Выбор оборудования закрытого распределительного устройства 10 кВ

В соответствии с Типовыми техническими решениями для подстанций 6-110 кВ [24] выберем оборудование КРУ 10 кВ.

Выберем к установке при реконструкции ЗРУ 10 модульное здание с ячейками Universal.

Применение данных ячеек обеспечит соответствует требованиям [24]. Также данные ячейки соответствуют не только всем современным техническим и технологическим требованиям, а также имеют высокую степень защиты оперативно-ремонтного персонала от ошибочных действий, что обеспечивает высокую степень безопасности, при этом наглядная мнемоническая схема, выполненная в данных ячейках, позволяет визуально определить оперативное положение коммутационных аппаратов, что является одним из преимуществ данного электрооборудования в эксплуатации.

Таким образом, ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ Большая Елховка укомплектуем ячейками Universal.

6 Мероприятия по обеспечению требуемого уровня напряжения в сети 10 кВ

Согласно нормам ПУЭ уровень напряжения на шинах подстанций с рабочим напряжением от 3 до 20 кВ, должно поддерживаться на уровне 105 % от номинального значения в период максимума нагрузок и не выше 100% в режиме минимума нагрузок, а в нормальном режиме работы электросети 10 кВ, уровень напряжения, должно находиться в пределах $(\pm 5) \%$ от номинального напряжения сети.

Так, как напряжение на шинах 121 кВ должно поддерживаться 1,05 % номинального напряжения то в конце линии напряжение не должно быть ниже 0,95 % номинального напряжения, и соответствует 115 кВ. Для поддержания необходимого уровня напряжения на шинах 10 кВ подстанции 110/10 кВ Большая Елховка предусмотрена установка на силовых трансформаторах обмотка РПН с системой автоматического изменения коэффициента трансформации, которая за счет изменения количества обмоток по стороне 110 кВ обеспечивает требуемой значение напряжения в распределительной сети 10 кВ в населенном пункте Большая Елховка Республики Мордовия.

Терминал АРКТ подключается к трансформаторам напряжения стороны 10 кВ, по которой ведется регулирование. Для контроля токов перегрузки по стороне 10 кВ, терминал АРКТ имеет аналоговый вход, к которому подключается одна фаза трансформатора тока ВВ-10 кВ, и одна фаза трансформатора тока СВ-10 кВ.

При перегрузке трансформатора по стороне ВН, АРКТ принимает от основной защиты трансформатора сигнал "Блокировка РПН". При перегреве трансформатора на устройство «Сириус-2-РН» поступает сигнал от датчика температуры на трансформаторе и АРКТ блокируется. Кроме того, действие АРКТ блокируется при отключенном выключателе ВВ-10 кВ.

7 Выбор релейной защиты и автоматики

7.1 Микропроцессорная релейная защита

Распределительное устройство 110 кВ выполнено по схеме №110-4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий». К ОРУ подключены два трансформатора ТДН-25000/110/10 и две линии 110 кВ:

- Елховка-1, Елховка-2.

Распределительное устройство 10 кВ выполнено по схеме "Одна секционированная выключателем секции шин".

Строительно-монтажные работы разделены на две очереди. На I очереди предусматривается следующий порядок работ:

- замена трансформатора Т-2 на трансформатор мощностью 25000 кВ·А;
- замена ОД-Т2 и КЗ-Т2 на элегазовый выключатель;
- замена существующих разъединителей 110 кВ с ручными приводами на разъединители с двигательными приводами;
- установка комплекта элегазовых трансформаторов напряжения 2 с.ш. 110 кВ;
- замена трансформаторов тока на 2 с.ш. 110 кВ;
- замена трансформаторов тока в ячейке ввода 10 кВ 2 с.ш.;
- установка ячеек ТСН-10 кВ 1 и 2 с.ш.;

На II очереди предусматривается следующий порядок работ:

- замена трансформатора Т-1 на трансформатор мощностью 25000 кВ·А;
- замена ОД-Т1 и КЗ-Т1 на элегазовые выключатели;
- замена существующих разъединителей 110 кВ с ручными приводами на разъединители с двигательными приводами;
- установка комплекта элегазовых трансформаторов напряжения 1 с.ш. 110 кВ;

- замена трансформаторов тока на 1 с.ш. 110 кВ;
- замена трансформаторов тока в ячейке ввода 10 кВ 1 с.ш.;

В ВКР рассматривается реконструкция УРЗА в объеме, необходимом при замене первичного оборудования.

В структуру комплекса РЗА входят:

1) основная защита силового трансформатора на базе терминала "Сириус-Т" производства ЗАО "Радиус-Автоматика", который входит в комплект защиты БПВА.468263.006-01 (комплект А01 шкафа ШЭРА-Т-4002), выполняющий следующие функции:

- ДЗТ с торможением от всех видов КЗ внутри бака трансформатора;
- ДТО;
- МТЗ ВН;
- ЗП ВН;
- пуск автоматики охлаждения;
- блокировку РПН при перегрузке;
- прием сигналов от сигнальной и отключающей ступеней ГЗ Т, ГЗ РПН Т, датчиков повышения температуры масла, понижения и повышения уровня масла, неисправности цепей охлаждения;
- контроль состояния изоляции цепей газовой защиты трансформатора;

2) резервная защита трансформатора и АУВ ВВ-110 кВ на базе терминала "Сириус-УВ" производства ЗАО "Радиус-Автоматика", который входит в комплект БПВА.468263.022-01 (комплект А02 шкафа ШЭРА-Т-4002), выполняющий следующие функции:

- МТЗ ВН от многофазных КЗ;
- АУВ;
- УРОВ;
- прием сигналов от газовых защит трансформатора и РПН;
- контроль состояния изоляции цепей газовой защиты трансформатора;

3) защита ВВ-6 кВ на базе терминала "Сириус-2-В" производства ЗАО "Радиус-Автоматика", который входит в комплект БПВА.468263.004 (комплект А03 шкафа ШЭРА-Т-4002), выполняющий следующие функции:

- трехступенчатая МТЗ с комбинированным пуском по напряжению;
- защита минимального напряжения;
- ЛЗШ;
- АУВ;
- УРОВ;
- однократное АПВ;

4) АРКТ трансформатора на базе терминала "Сириус-2-РН" производства ЗАО "Радиус-Автоматика", который входит в комплект БПВА.468263.005-01 (комплект А04 шкафа ШЭРА-ТТ-4002), выполняющий следующие функции:

- автоматического поддержания напряжения в заданных пределах;
- ручного регулирования напряжения;
- блокировку РПН при обнаружении неисправности привода РПН;
- блокировку РПН от внешних сигналов;
- блокировку РПН при перегрузках трансформатора;
- блокировку РПН при превышении 3U0;
- формирование импульсных или непрерывных команд управления электроприводом РПН;

5) защита СВ-6 кВ на базе терминала "Сириус-2-С" производства ЗАО "Радиус-Автоматика", который входит в комплект БПВА.468263.008 (комплект А01 шкафа ШЭРА-С10-3001), выполняющий следующие функции:

- трехступенчатая МТЗ;
- АУВ;
- УРОВ;
- ЛЗШ;
- АВР;

б) автоматика ТН-10 кВ на базе терминала "Сириус-ТН" производства ЗАО "Радиус-Автоматика", который входит в комплект БПВА.468263.018 (комплекты А02, А03 шкафа ШЭРА-С10-3001);

7) защита ВЛ-6 кВ на базе терминала "Сириус-2-Л" производства ЗАО "Радиус-Автоматика", который устанавливается в релейных отсеках ячеек линий 10 кВ и выполняет следующие функции:

- трехступенчатая МТЗ;
- ТО;
- АУВ;
- УРОВ;

8) автоматика АЧР-10 кВ на базе терминала "Сириус-2-АЧР" производства ЗАО "Радиус-Автоматика", который входит в комплект БПВА.468263.112 (комплекты А01, А02 шкафа ШЭРА-АЧР-2002);

9) автоматика на базе шкафа Бреслер-0117.068.2.30 производства НПП "Бреслер".

Общий состав НКУ в части РЗА представлен в таблице 7.1.

Таблица 7.1. - Состав НКУ

Наименование НКУ	Количество и тип	Тип установленного терминала	Место установки НКУ	Защиты и автоматика	Примеч.
Шкаф защиты и автоматики трансформатора	ШЭРА-Т-4002	Сириус-Т	ОПУ (F2, F4)	ДЗТ, ДТО, ГЗ Т, ГЗ РПН Т, ЗП ВН, МТЗ ВН, МТЗ НН, охлаждение	-
		Сириус-УВ		МТЗ ВН, ГЗ, АУВ, УРОВ	-
		Сириус-2-В		МТЗ НН/У, АУВ, ЛЗШ, УРОВ	-
		Сириус-2 РН		АРКТ	-
Шкаф ЦС	ШЭРА-ЦС-2001	Сириус-ЦС	ОПУ (Н1)	-	-

Продолжение таблицы 7.1

Шкаф защиты СВ-10 кВ и ТН-10 кВ	ШЭРА-С10-3001	Сириус-2-С	ОПУ (F3)	МТЗ СВ, АУВ, УРОВ, ЛЗШ	-
		2xСириус-ТН		ЗМН	-
Шкаф АЧР	ШЭРА-АЧР-2002	2xСириус-2-АЧР	ОПУ (F5)	АЧР, ЧАПВ	-
Панель организации питания ОБР, реле-повторители давления элегаза, ТН-110 кВ, контроль уровня воды в маслосборнике	Нетиповая	САУ-М6	ОПУ (А6)	-	-
Шкаф защиты линии 10 кВ	Нетиповой	Сириус-2-Л	ЗРУ-10 кВ (в ячейках ВЛ-10 кВ)	МТЗ, ТО, АУВ, УРОВ, ЛЗШ	-
Шкаф дуговой защиты РУ-10 кВ	-	2xОВОД-МД	ЗРУ-10 кВ	ЗДЗ	-

7.2 Расчёт уставок защиты трансформатора

Защита и автоматика силовых трансформаторов на подстанции выполнена на базе нетиповых шкафов производства ООО «СамараЭнергоМонтаж» типа ШЭРА-Т-4002, с микропроцессорным терминалом РЗиА Сириус-Т.

Основная защита силовых трансформаторов выполнена на базе микропроцессорных терминалов Сириус-Т и содержит следующие функции:

- измерение фазных токов;
- измерение линейного и фазного напряжения;

Нагрузка ПС 110 кВ равна $S_{\text{нагр. max}} = 27,94 \text{ МВ} \cdot \text{А}$.

7.3 Расчёт уставок дифференциальной защиты трансформатора

Выполним расчет уставок ДЗТ:

$$K_{B1} = \frac{I_{\text{НОМ.ТТ.ВН}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НОМ.ТР.ВН}}} \quad (7.1)$$

$$K_{B1} = \frac{300}{\sqrt{3} \cdot 160,8} = 1,078,$$

В соответствии с Техническими требованиями к устройствам РЗА, в том числе работающих по стандарту МЭК 61850 [23]:

$$K_{B2} = \frac{I_{\text{НОМ.ТТ.НН}}}{I_{\text{НОМ.ТР.НН}}},$$

$$K_{B2} = \frac{3000}{2936,05} = 1,022, \quad K_{B2} = 1,02.$$

В соответствии методикой завода изготовителя [12]:

$$I_{\text{УСТ.ВН}}^{\text{ДТ}} = \frac{5 \cdot 1,0}{1,08} = 4,63 \text{ А}.$$

$$I_{\text{УСТ.ВН}}^{\text{ДТ}} = 4,6 \text{ А}.$$

$$I_{\text{УСТ.НН}}^{\text{ДТ}} = \frac{5 \cdot 1,0}{1,02} = 4,91 \text{ А}.$$

$$I_{\text{УСТ.НН}}^{\text{ДТ}} = 4,9 \text{ А}.$$

В соответствии методикой завода изготовителя [12]:

$$I_{СЗ.ВН}^{ДТ} = \frac{I_{УСТ.ВН}^{ДТ} \cdot K_{ТТ.ВН}}{K_{СХ.ВН}},$$
$$I_{СЗ.ВН}^{ДТ} = \frac{4,6 \cdot 300 / 5}{\sqrt{3}} = 159,54 \text{ A.}$$

В соответствии с Требованиями к шкафам управления и РЗА с микропроцессорными устройствами [25] и методикой завода изготовителя [12]:

$$k_q = \frac{I_{K3.min}^{(2)}}{I_{СР.ТО}},$$
$$I_{K3}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{K3}^{(3)};$$
$$I_{K3}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1168 = 1010 \text{ A};$$
$$k_x = \frac{1010}{159,64} = 6,33 > 2.$$

Вторичный ток срабатывания в соответствии с Требованиями к шкафам управления и РЗА с микропроцессорными устройствами [25] и методикой [12]:

$$I_{УСТ.ВН}^{ДО} = \frac{5 \cdot I_{СР}^{ДО}}{K_{B_1}};$$
$$I_{УСТ.ВН}^{ДО} = \frac{5 \cdot 6,0}{1,08} = 27,78 \text{ A. } I_{УСТ.ВН}^{ДО} = 28 \text{ A.}$$

$$I_{уст.нн}^{до} = \frac{5 \cdot I_{ср}^{до}}{K_{B_2}};$$

$$I_{уст.нн}^{до} = \frac{5 \cdot 6,0}{1,02} = 29,41 \text{ А.}$$

$$I_{уст.нн}^{до} = 30 \text{ А.}$$

Степень отсечки в соответствии с Требованиями к шкафам управления и РЗА с микропроцессорными устройствами [25] и методикой изготовителя [12]:

$$I_{сз.вн}^{до} = \frac{28 \cdot 300 / 5}{\sqrt{3}} = 971,09 \text{ А.}$$

Ток двухфазного КЗ на основании расчетов п.4:

$$I_{K_1 \min}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 2357 = 2041 \text{ А};$$

$$k_{ч} = \frac{2041}{971,09} = 2,11 \geq 1,5.$$

Расчет ДЗТ на базе терминала Сириус-Т удовлетворяет всем требованиям [25].

7.4 Основная и резервная защита линий 110 кВ

Защита и автоматика управления линиями 110 кВ выполнена на базе типовых шкафов производства ООО НПП «ЭКРА» - ШЭ2607 085/205 (основная защита линии) и ШЭ2607 021 (резервная защита линии).

Основная защита линий 110 кВ содержит высокочастотную и релейную части.

Релейная часть защиты выполнена на базе терминала БЭ2607 V085.

Направленная ВЧ защита нулевой последовательности (ВЧБ).

В терминале БЭ2607 V081 реализована функция блокировки при неисправностях в цепях напряжения. БНН реагирует на обрыв одной, двух и трех фаз напряжений «звезды» или «разомкнутого треугольника». БНН срабатывает при снижении любого из фазных напряжений на величину 10 В при всех остальных поданных номинальных величинах напряжений «звезды» и «разомкнутого треугольника».

7.5 Основная и резервная защита ошиновки 110 кВ

Защита ошиновки 110 кВ выполнена на базе типового шкафа производства ООО НПП «ЭКРА» - ШЭ2607 051051.

Шкаф ШЭ2607 051051 состоит из двух одинаковых комплектов. Каждый комплект содержит все необходимый комплект защит указанных в п.7.1 данной работы.

8 Расчёт защитного заземления ПС 110 кВ Большая Елховка

Для заземления нового оборудования и улучшения электромагнитной обстановки на ПС существующее заземляющее устройство подстанции (далее ЗУ ПС, заземлитель) реконструируется путем замены существующих горизонтальных электродов и заземляющих спусков оборудования на новые. Прокладываются дополнительные горизонтальные и вертикальные электроды. Реконструкция ЗУ ПС выполняется в две очереди.

В I очередь реконструкции выполняется закладка основной части нового ЗУ ПС с заменой существующих горизонтальных электродов. Заземляется оборудование присоединения трансформатора Т2, молниеприемники М2, М3.

Во II очередь реконструкции выполняется окончательная закладка нового ЗУ ПС и заземление нового оборудования присоединения трансформатора Т1.

Каждый лежень (фундамент) нового оборудования, портала должны иметь свой заземляющий спуск. Заземляющие спуски выполняются из полосовой стали 40x5 мм.

Тонкостенные кабельные лотки, устанавливаемые на заземленных конструкциях оборудования 110 кВ дополнительно заземлять не требуется. При установке таких лотков необходимо обеспечить их электрическую связь с металлоконструкциями оборудования.

Для снижения напряжения прикосновения на всей площадке ПС выполняется подсыпка щебня слоем толщиной 0,2м.

Выполним расчет контура заземления ПС 110/10 кВ Большая Елховка, при этом будем использовать исходные данные для расчета из таблицы 8.1.

Таблица 8.1- Исходные данные для расчета заземления

Необходимый параметр	Единицы измерения	Данные параметра
Длина стержня	м	$L = 10$
Диаметр стержня	м	$d = 0.012$
Удельное сопротивление грунта	Ом·м	$\rho = 100;$
Сопротивление заземления	Ом	$R_3 = 0,5$
Глубина заложения полосы	м	$t=0.7$
Периметр участка	м	$l=208$

1. Сопротивление одного стержня:

$$R_C = \frac{\rho_{РАСЧ}}{2\pi l} \cdot \left(\operatorname{Ln} \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} \cdot \operatorname{Ln} \frac{4 \cdot t' + l}{5 \cdot t' - l} \right) =$$

$$= \frac{125}{2\pi 10} \cdot \left(\operatorname{Ln} \frac{2 \cdot 10}{0.012} + \frac{1}{2} \operatorname{Ln} \frac{4 \cdot 5,7 + 10}{5 \cdot 5,7 - 10} \right) = 15,32 \text{ Ом}$$

где $\rho_{РАСЧ} = \rho \cdot K_C = 100 \cdot 1.25 = 125 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ - расчетное сопротивление грунта;

$K_C = 1.25$ – коэффициент сезонности

$t' = t + 0.5 \cdot L = 0.7 + 0.5 \cdot 10 = 5,7 \text{ м}$ - приведённая длина заложения.

2. Необходимое количество стержней:

$$n_C = \frac{R_C}{R_3 \cdot \eta_C} = \frac{15,32}{0,5 \cdot 0.55} = 56 \text{ шт}$$

где $\eta_C = 0.55$ – коэффициент использования стержня;

3. Сопротивление заземляющей полосы:

$$r_{II} = \frac{\rho_{РАСЧ}}{2\pi l} \cdot \left(\operatorname{Ln} \frac{2l^2}{bH} \right) = \frac{125}{2 \cdot \pi \cdot 230} \cdot \left(\operatorname{Ln} \frac{2 \cdot 230^2}{0.04 \cdot 0.72} \right) = 1.31 \text{ Ом}$$

4. Сопротивление заземляющей полосы в контуре:

$$R_{II} = \frac{r_{II}}{\eta_{II}} = \frac{1.31}{0.8} = 1.63 \text{ Ом}$$

где $\eta_{II}=0.8$ – коэффициент использования протяженных заземлителей;

5. Необходимое сопротивление вертикальных заземлителей:

$$R = \frac{R_{II} \cdot R_3}{R_{II} + R_3} = \frac{1.63 \cdot 0.5}{1.63 + 0.5} = 0.38 \text{ Ом}$$

6. Уточнение количества стержней:

$$\eta_C = \frac{R_C}{R_3 \cdot \eta_C} = \frac{15.32}{0.38 \cdot 0.55} = 80 \text{ шт}$$

Таким образом, для заземления проектируемого объекта необходимо 80 стержней.

9 Собственные нужды подстанции

Питание потребителей собственных нужд выполняется по схеме TN-C-S (разделение шин N и PE выполняется в новом ЩСН). Все потребители СН окончательно запитываются от нового ЩСН во II очередь реконструкции.

Для защиты МП аппаратуры по цепям питания переменным током на каждой секции ЩСН предусмотрена установка комбинированного УЗИП класса SPC3.0-150, обеспечивающего защиту от перенапряжений при молниевых разрядах и от коммутационных помех.

Так же для электропитания оборудования связи устанавливается источник бесперебойного питания (ИБП). ИБП работает по системе выпрямитель. Выпрямитель УЭПС-2К 60/24-4.2-Д с аккумуляторной батареей А512/16Ah G5. Этот способ работы гарантирует полную защиту чувствительной нагрузки от любых видов помех в сети электропитания и обеспечивает ее непрерывное снабжение электроэнергией переменного тока высокого качества с регулируемым стабильным напряжением.

10 Система оперативного постоянного тока

Для организации системы постоянного тока предусматривается установка щита постоянного тока производства ООО НПП «Экра» с зарядно-выпрямительными устройствами НРТ-40.220 ХЕ производства «Ольдам» и аккумуляторной батареей стеллажного размещения 8GroE200, 200 А·ч (устанавливаются в I очередь реконструкции).

АБ расположена в здании ОПУ в отдельном помещении на небольшом расстоянии (13 м по длине питающих кабелей) от помещения релейных панелей, что улучшает ЭМО в помещениях ОПУ. Это связано с тем, что аккумуляторная батарея обладает высокой емкостью и обеспечивает снижение амплитуды ВЧ-помех “провод – провод” и “провод – земля” в цепях постоянного тока. Совместно с цепями оперативного тока (приходящими к аккумуляторной батарее и обладающими активным и индуктивным сопротивлением), АБ образует R-L-C фильтр от ВЧ-помех.

Цепи питания МП аппаратуры разводятся от ЩПТ через рубильники в панелях управления экранированным кабелем с двухсторонним заземлением экрана.

Схема питания новой МП аппаратуры постоянным током имеет структуру звезды, с отдельными ветвями для питания МП устройств.

Не рекомендуется размещать в одних и тех же шкафах МП устройства и электромеханические устройства, не снабженные средствами ограничения перенапряжений, например, шунтирующими элементами обмоток электромеханических реле.

12 Молниезащита

Защита от ПУМ осуществляется 4 молниеотводами:

- М1, М4 опора заходов ВЛ-110 кВ, сущ., Н=29,6 м;
- М2, М3 прожекторные мачты, новые, тип ПМС-24, Н=26,15м. Для улучшения ЭМО и более эффективного отвода тока молнии по ЗУ ПС, молниеприемники М2 и М3 присоединяются к ЗУ ПС. В местах присоединений молниеприемников закладываются вертикальные электроды, выполняемые из Ст. d=32 мм, L=3 м.

Расчет молниезащиты произведен согласно СО 153-34.21.122-2003.

Молниезащита площадки ПС обеспечивается со степенью надежности не менее 0,95.

Результаты расчета системы молниезащиты, график защитных зон молниеотводов представлен на рисунке 12.1

Молниезащита ПС 110 кВ Большая Елховка обеспечивается с расчетной степенью надежности защиты от ПУМ не менее 0,95.

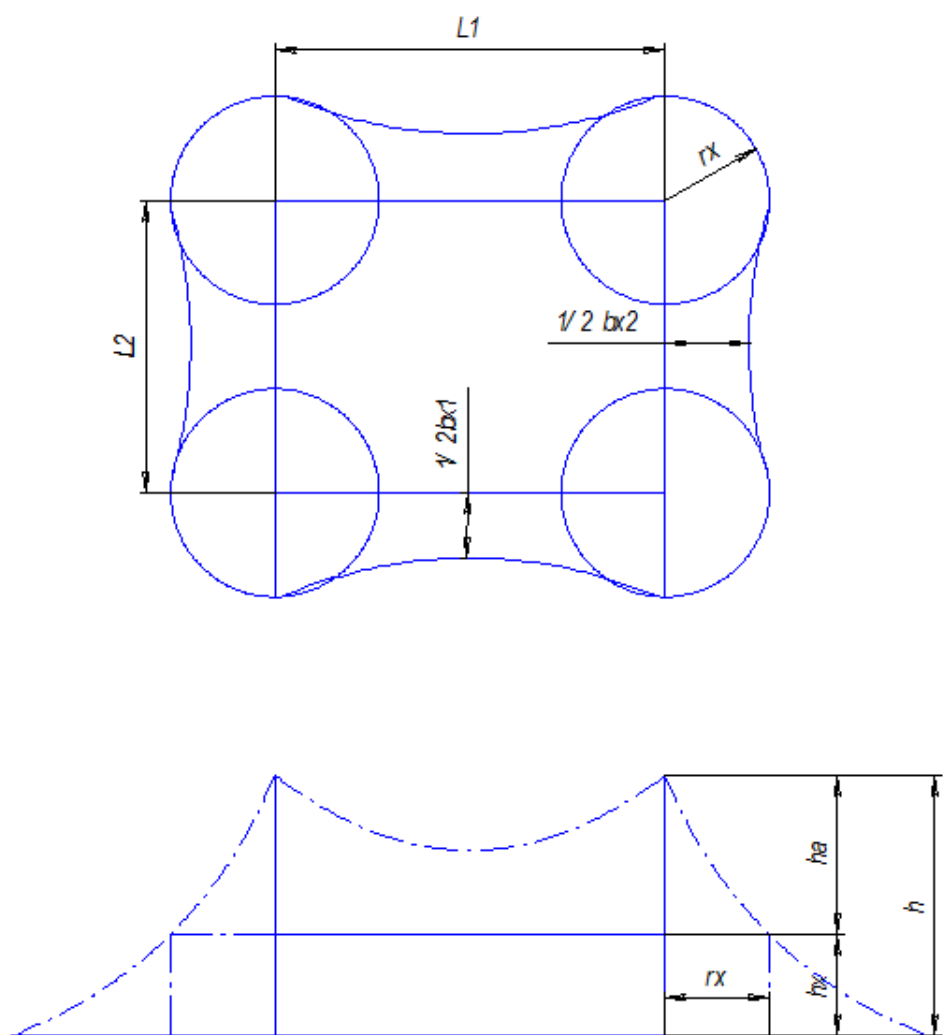


Рисунок 12.1 - Молниезащита ПС 110/10 кВ Большая Елховка

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В квалификационной работе «Реконструкция электрической части подстанции 110/10 кВ «Большая Елховка» рассмотрен вопрос выбора современного оборудования при реконструкции понижающей подстанции 110/10 кВ «Большая Елховка».

В данной работе подробно рассмотрены вопросы анализа нагрузок потребителей ПС 110 кВ «Большая Елховка» с учетом перспективы развития региона, выбора оборудования электрической части понижающей подстанции, выбора микропроцессорной релейной защиты и молниезащиты.

В работе проведен анализ загрузки существующих силовых трансформаторов и предложен вариант по модернизации трансформаторного парка. Подробно рассмотрен вопрос компоновки микропроцессорной защиты подстанции. Проработан вопрос защиты электрооборудования ПС 110 кВ от ПУМ.

Выбранный вариант реконструкции ОРУ-110 кВ понизительной 110/10 кВ предполагает применение современного оборудования соответствующего всем требованиям предъявляемым к современным ПС, что позволит обеспечить работу данной подстанции на долгие годы.

Цели и задачи определенные в данной работе выполнены в полном объеме.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Абрамова Е.Я., Алешина С.К. Графические изображения элементов электрической части станций и подстанций. Методические указания к курсовому и дипломному проектированию. - Оренбург: Изд-во ОГУ, 2005. - 26 с.
2. Афонин В.В., Набатов К.А. Электрические станции и подстанции. Часть 1. Электрические станции и подстанции. Учебное пособие. - Тамбов: Изд-во Тамбовского гос. тех. университета, 2015. - 90 с.
3. Балаков Ю.Н., Мисриханов М.Ш., Шунтов А.В. Проектирование схем электроустановок: учебное пособие для вузов. - М.: Издательский дом МЭИ, 2016. - 288 с.
4. Балдин М.Н., Карапетян И.Г. Основное оборудование электрических сетей. Справочник. - М.: ЭНАС, 2014. - 208 с.
5. Вахнина В.В., Черненко А.Н. Проектирование систем электроснабжения: учебное пособие. - Тольятти: ТГУ, 2016. - 75 с.
6. Выключатели-разъединители 110-330 кВ. Методические указания по применению. Схемные решения // Официальный сайт ПАО "ФСК ЕЭС" URL: http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/СТО_56947007-29.130.01.145-2013.pdf (дата обращения: 15.06.2018).
7. Выключатели-разъединители 110-330 кВ. Общие технические требования // Официальный сайт ПАО "ФСК ЕЭС" URL: http://www.rosseti.ru/investment/standart/corp_atandart/doc/СТО_34.01-4.1-007-2018.pdf (дата обращения: 15.06.2018).
8. Кокин С.Е., Дмитриев С.А., Хальясмаа А.И. Схемы электрических соединений подстанций. Учебное пособие. - Екатеринбург: Изд-во УрФУ, 2015. - 100 с.
9. Крючков И.П., Пираторов М.В., Старшинов В.А. лектрическая часть электростанций и подстанций. Справочные и методические материалы

для выполнения квалификационных работ. Учебно-справочное пособие для вузов. - М.: Издательский дом МЭИ, 2015. - 142 с.

10. Кузнецов С.М. Проектирование тяговых и трансформаторных подстанций: учебное пособие. - Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2013. - 92 с.

11. Кулеева Л.И., Митрофанов С.В., Семенова Л.А. Проектирование подстанции. Учебное пособие. - Оренбург: Изд-во ОГУ, 2016. - 111 с.

12. Методические указания по выбору оборудования СОПТ // Официальный сайт ПАО "ФСК ЕЭС" URL: http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/STO_56947007-29.120.40.216-2016.pdf (дата обращения: 15.06.2018).

13. Ополева Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения: учеб. пособие. - М.: Форум-Инфра, 2013. - 480 с.

14. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. от 1 июля 2003. - 2003 г.

15. Правила устройства электроустановок. М.: ЭНАС, 2015. - 552 с.

16. Расчет коротких замыканий и выбор электрооборудования / Крючков И.П., Неклепаев Б.Н., Старшинов В.А., Старшинов В.А. и др.; под ред. И.П. Крючкова и В.А. Старшинова. - 3-е изд. - М.: Издательский дом МЭИ, 2012. - 568 с.

17. РД "Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования" от 23.03.1998 № 153-34.0-20.527-98 // Изд-во НЦ ЭНАС. - 2006 г.

18. Рожкова Л.Д., Карнеева Л.К., Чиркова Т.В. Электрооборудование электрических станций и подстанций: учебник. - 10-е изд. - М.: Академия, 2013. - 448 с.

19. Руководство по проектированию систем оперативного постоянного тока (СОПТ) ПС ЕНЭС. Типовые проектные решения // Официальный сайт ПАО "ФСК ЕЭС" URL: <http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/56947007-29.120.40.093-2011.pdf> (дата обращения: 15.06.2018).

20. Системы оперативного постоянного тока подстанций. Технические требования // Официальный сайт ОАО "ФСК ЕЭС" URL: http://www.fsk-ees.ru/about/management_and_control/test/STO_56947007-29.120.40.041-2010_s_izm_14122012_28012015.pdf (дата обращения: 15.06.2018).

21. Старшинов В.А., Пираторов М.В., Козина М.А. Электрическая часть электростанций и подстанций. - М.: Издательский дом МЭИ, 2015. - 296 с.

22. Степкина Ю.В., Салтыков В.М. Проектирование электрической части понизительной подстанции: учебно-методическое пособие по выполнению курсового и дипломного проектирования. - Тольятти: ТГУ, 2015. - 124 с.

23. Технические требования к автоматизированному мониторингу устройств РЗА, в том числе работающих по стандарту МЭК 61850 // Официальный сайт ПАО "Россети" URL: http://www.rosseti.ru/investment/standart/corp_atandart/doc/СТО_34.01-4.1-007-2018.pdf (дата обращения: 15.06.2018).

24. Типовые технические решения подстанций 6-110 кВ // Официальный сайт ПАО "Россети" URL: https://www.rosseti.ru/investment/standart/corp_atandart/doc/34.01-3.1-002-2016.pdf (дата обращения: 15.06.2018).

25. Требования к шкафам управления и РЗА с микропроцессорными устройствами // Официальный сайт ПАО "ФСК ЕЭС" URL: http://www.fsk-ees.ru/about/management_and_control/test/STO-6947007-29.120.70.042-2010.pdf (дата обращения: 15.06.2018).

26. Bhalja B., Maheshwari R. P., Chothani N. Protection and Switchgear (Oxford Higher Education). - 1 изд. - Oxford: Oxford University Press, 2016. - 576 с.

27. Croft T., Hartwell F.P., Summers W.I. American Electricians' Handbook. - 16 изд. - New York City: McGraw-Hill Education, 2013. - 1712 с.

28. Gönen T. Electric Power Distribution Engineering. - 3 изд. - Boca Raton: CRC Press, 2014. - 1061 с.

29. McPartland J.F., McPartland B.J., McPartland S.P. McGraw-Hill's Handbook of Electric Construction Calculations. - New York City: McGraw-Hill Professional Publishing, 2013. - 320 с.

30. Ram B. Power System Protection and Switchgear. - New York City: McGraw-Hill Professional Publishing, 2011. - 684 с.