

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 понизительной подстанции 110/35/10 кВ
«Балтымская»

Обучающийся

А.С. Добрынин

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., А.Н. Черненко

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

Тольятти 2022

Аннотация

ВКР бакалавра посвящена вопросам реконструкции понизительной подстанции 110/35/10 кВ «Балтымская» и направлена на повышение ее надежности функционирования.

При выполнении работы были найдены значения ожидаемых нагрузок от получающих от нее питание потребителей.

Выполнено технико-экономическое сравнение двух вариантов размещения на подстанции трансформаторов различной мощности с учетом стоимости потерь в этих трансформаторах.

Определены значения максимального тока короткого замыкания и его ударного значения, которые были учтены при проверке выбираемого на подстанции оборудования на термическую и динамическую стойкость.

Подробно рассмотрены мероприятия по реконструкции располагаемого на территории подстанции комплектного распределительного устройства наружной установки служащего для распределения электрической энергии на напряжении 10 кВ. В данном устройстве были установлены масляные выключатели, которые планируется путем ретрофита заменить на современные вакуумные аппараты.

Произведен расчет системы заземления на подстанции.

ВКР бакалавра выполнена в виде пояснительной записки объемом 54 страницы печатного текста, включая 1 графический рисунок с картой местности по размещению подстанции и 2 таблицы с результатами расчетов потерь в трансформаторах подстанции. Оформление записки выполнено в соответствии с действующими локальными нормативными актами. Графическая часть работы состоит из шести листов формата А1 с электрическими схемами и планами подстанции.

Содержание

Введение.....	4
1 Характеристика ПС «Балтымская»	6
2 Выбор номинальной мощности и количества устанавливаемых на подстанции трансформаторов.....	8
2.1 Вариант 1. Установка на подстанции «Балтымская» двух трансформаторов мощность по 25 МВА	10
2.2 Вариант 2. Установка на подстанции «Балтымская» двух трансформаторов мощность по 40 МВА	17
3 Определение токов КЗ на сторонах ВН и СН подстанции «Балтымская»...	25
4 Выбор электрооборудования для установки на ОРУ и в ЗРУ подстанции «Балтымская».....	29
4.1 Выбор разъединителей	29
4.2 Выбор выключателей для установки на ПС.....	33
4.3 Выбор и проверка трансформаторов тока	36
4.4 Выбор и проверка трансформаторов напряжения	39
4.5 Выбор ОПН.....	42
5 Расчет параметров системы заземления на ПС.....	45
Заключение	50
Список используемых источников.....	52

Введение

Любая система электроснабжения производственного объекта или района города состоит совокупности электроустановок, состоящих из подстанций, распределительных устройств, токопроводов, воздушных и кабельных линий электропередачи, приемников электроэнергии. Система электроснабжения должна удовлетворять ряду требований [1-3]:

- быть экономичной как при строительстве, так и во время последующей эксплуатации;

- обеспечивать заданную надежность электроснабжения, которая определяется требованиями, предъявляемыми к потребителям электрической энергии;

- быть безопасной для обслуживающего персонала и любых живых существ, которые могут с ней контактировать, обладать удобством при эксплуатации системы;

- обеспечивать передачу электрической энергии без ухудшения ее качества и в отдельных случаях даже его повышать за счет применения схемных решений;

- быть гибкой и давать возможность ее перестраивать под производственные нужды;

- обеспечивать передачу электрической энергии на максимально возможных напряжениях как можно ближе к потребителям с целью уменьшения потерь электроэнергии при ее передаче.

Выбор элементов и конструктивных решений производится в соответствии с требуемой надежностью электроснабжения электроприемников, требуемым качеством электрической энергии в соответствии с ГОСТ 32144-2013 «Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения».

В нормальном режиме не должно быть не задействованных элементов электрической сети, схемы выстраиваются таким образом, чтобы все элементы

были задействованы, и по ним осуществлялась передача электрической энергии, в тоже время их загрузка должна быть рассчитана на пропуск дополнительной мощности при выходе одного из параллельных элементов из строя. Отключение поврежденного элемента должно осуществляться средствами защиты, а перевод его нагрузки на оставшийся в работе элемент производится либо средствами автоматики, которые управляют включением секционного выключателя, либо вручную в зависимости от категории надежности подключенных потребителей.

«При этом используется перегрузочная способность оставшихся в работе элементов сети. В необходимых случаях производят отключение потребителей третьей категории. Наличие резервных неработающих элементов сети должно быть обосновано» [4-5].

В нормальном режиме используется раздельное питание потребителей для предотвращения перетоков мощности и связанных с этим дополнительных потерь электрической энергии. «В обоснованных случаях, по согласованию с энергоснабжающей организацией, допускается параллельная работа, например, при питании ударных резкопеременных нагрузок, если автоматическое включение резервного питания не обеспечивает необходимое быстродействие восстановления питания с точки зрения самозапуска электродвигателей.

Следует выделять схемы внешнего и внутреннего электроснабжения. К схемам внешнего электроснабжения относят электрические сети, связывающие источники питания с пунктами приема электроэнергии потребителей. К схемам внутреннего электроснабжения относят электрические сети от пунктов приема электроэнергии до электроприемников высокого и низкого напряжений» [5].

Основная цель работы заключается в снижении вероятности возникновения аварийной ситуации на подстанции путем замены устаревшего оборудования на современное и обоснование его параметров расчетами.

1 Характеристика ПС «Балтымская»

Подстанция «Балтымская» (положение на карте отмечено красным кружком, подстанция располагается в центре питаемого района, рисунок 1) расположена в Орджоникидзевском районе города Екатеринбурга и построена в 1972 г.

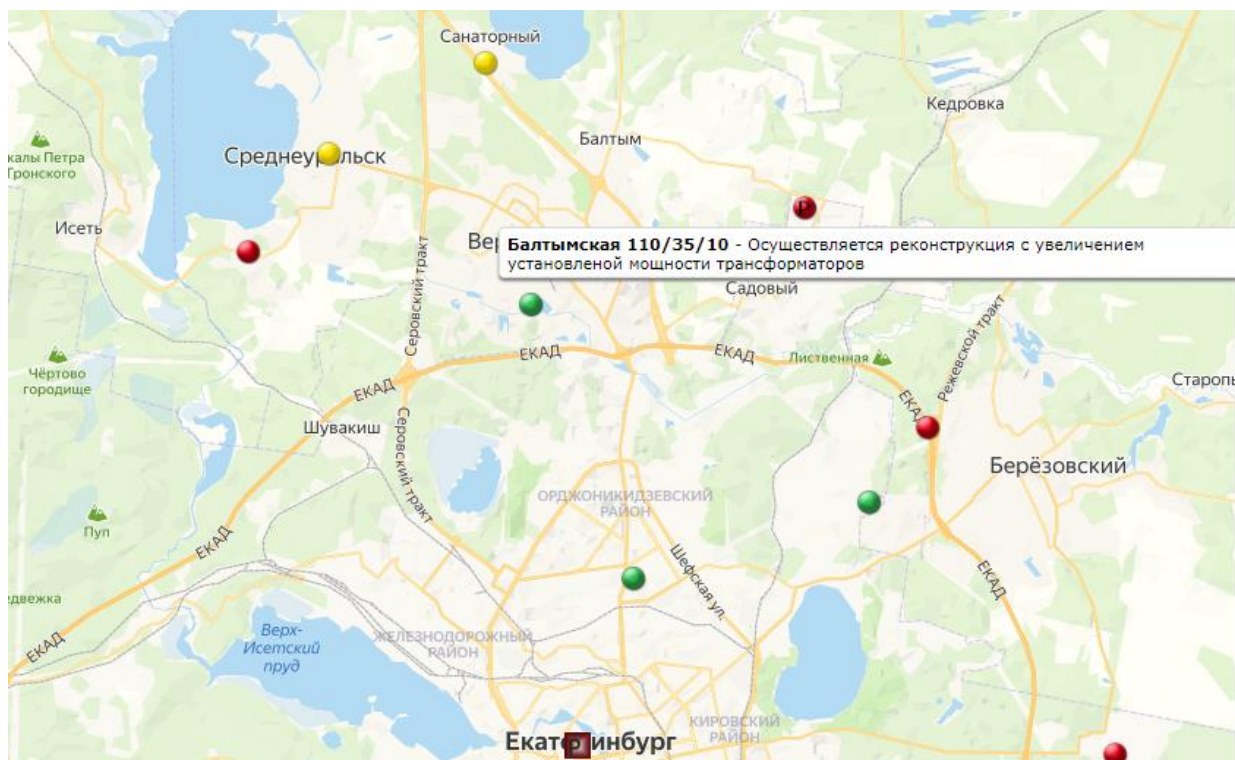


Рисунок 1 - Месторасположение подстанции «Балтымская»

От подстанции получают питание Орджоникидзевский район города Екатеринбурга, посёлок Зелёный Бор городского округа Верхняя Пышма, СНТ Бурёнушка, Юбилейное, Уралмашевец и другие. Кроме жилой нагрузки от подстанции получает питание и территория промышленно-складского назначения. На подстанции отсутствует постоянно находящийся персонал, а текущее обслуживание выполняет выездная бригада согласно графика.

Вывод. Дана краткая характеристика рассматриваемой подстанции, ее месторасположения и перечень питаемых от нее объектов. Основными направлениями модернизации подстанции являются замена устаревших

электрических аппаратов, находящихся в помещении закрытого распределительного устройства напряжением 10 кВ на современные и обладающие лучшими эксплуатационными характеристиками; изменение устаревшей схемы ОРУ 110 кВ с установленными отделителями и короткозамыкателями на высоковольтные выключатели, для снижения перенапряжений и повышения удобства и надежности эксплуатации подстанции; применение нелинейных ограничителей перенапряжений вместо устаревших разрядников; внедрение современных микропроцессорных систем релейной защиты силовых трансформаторов, установленных на подстанции «Балтымская», систем измерения и регистрации показаний и системы коммерческого учета передаваемой электроэнергии. Все эти вопросы будут поэтапно решаться в следующих разделах данной работы.

2 Выбор номинальной мощности и количества устанавливаемых на подстанции трансформаторов

«В соответствии с [6-8] различают следующие режимы работы трансформаторов:

- систематических нагрузок;
- кратковременных аварийных перегрузок;
- продолжительных аварийных перегрузок.

Режим систематических нагрузок — это нормальный режим работы трансформатора, при котором возможно превышение номинального тока (мощности) в отдельные часы каждого суток за счет снижения температуры охлаждающей среды или при снижении нагрузки в течение остального времени суток. Такой режим может быть достаточно длительным и не приводит к превышению допустимых значений температуры нагрева масла в верхних слоях (для масляных трансформаторов) и температуры наиболее нагретой точки и металлических частей, соприкасающихся с изоляционным материалом, а термический износ изоляции обеспечивает нормативный срок службы трансформатора. Решение о допустимости такого режима может быть принято только при наличии информации об изменениях нагрузки трансформатора во времени. Как правило, на стадии проектирования такая информация отсутствует, поэтому в проектах не рассматривается возможность работы трансформаторов с нагрузкой, превышающей номинальную в нормальном режиме работы» [7].

«Режим кратковременных аварийных перегрузок — это режим чрезвычайно высоких нагрузок, вызванных непредвиденными воздействиями, которые приводят к нарушению нормальной работы сети, при этом температура наиболее нагретой точки проводников достигает опасных значений и в некоторых случаях может наблюдаться временное снижение электрической прочности изоляции. Продолжительность такой перегрузки обычно не превышает 0,5 часа.

Режим продолжительных аварийных перегрузок возникает из-за выхода из строя некоторых элементов сети (послеаварийные режимы). Для двух и более трансформаторных подстанций это выход из строя одного из трансформаторов, отключение одной из питающих линий при отсутствии связи между трансформаторами на стороне ВН» [6].

Поскольку от рассматриваемой подстанции «Балтымская» электроэнергия передается к потребителям, которые входят во все при группы потребителей относительно требований к надежности электроснабжения, то количество трансформаторов на подстанции принимаем равным 2, а номинальную мощность каждого находим по формуле:

$$S_{ном\ m} = \frac{S_{max.ПС} \cdot K_{1-2}}{K_{пер} \cdot (n - 1)}, \quad (1)$$

где « K_{1-2} - коэффициент участия потребителей,

n – число трансформаторов,

$K_{пер}$ - коэффициент перегрузки» [6].

$$S_{ном\ m} = \frac{32.8 \cdot 0,8}{1,4 \cdot 1} = 18.743\ МВА.$$

Следовательно, устанавливаемый на подстанции трансформатор должен быть по мощности больше полученного расчетного значения. Исходя из шкалы номинальных мощностей выпускаемых трансформаторов принимаем ближайшее значение 25 МВА в качестве первого варианта для рассмотрения и следующее за ним значение 40 МВА в качестве альтернативного второго варианта:

$$S_{ном.m2} > S_{ном.m1} > S_{ном.m}, \quad (2)$$

$$40\ МВА > 25\ МВА > 18.7\ МВА.$$

2.1 Вариант 1. Установка на подстанции «Балтымская» двух трансформаторов мощность по 25 МВА

Исходя из имеющихся в открытом доступе исходных данных к которым относится информация доступная в справочной литературе, на сайте производителя трансформаторов и в электронных каталогах: $\Delta P_{xx} = 29 \text{ кВт}$ - потери на холостом ходу в трансформаторе, $I_{xx\%} = 0.7\%$ - ток холостого хода в СТ, $\Delta P_{кз} = 142 \text{ кВт}$ - потери режиме КЗ в СТ, $U_{к_{ВН-СН}} = 10.5\%$ - напряжение КЗ между обмотками ВН-СН, $U_{к_{ВН-НН}} = 17.5\%$ - напряжение КЗ между обмотками ВН-НН, $U_{к_{СН-НН}} = 6.5\%$ - напряжение КЗ между обмотками СН-НН

«Величина потерь реактивной мощности в СТ в режиме XX» [9-10]:

$$Q_{xx} = \frac{I_{xx\%}}{100} \cdot S_{ном \text{ т}}, \quad (3)$$

$$Q_{xx} = \frac{0,7}{100} \cdot 25000 = 175 \text{ квар.}$$

«Величина потерь активной мощности в СТ в режиме XX» [10]:

$$P'_{xx} = \Delta P_{xx} + 0,05 \cdot Q_{xx}, \quad (4)$$

$$P'_{xx} = 29 + 0,05 \cdot 175 = 37,75 \text{ кВт.}$$

«Напряжение КЗ для каждой из обмоток трехобмоточного СТ» [10]:

$$U_{кв} = 0.5 \cdot (U_{к_{ВН-СН}} + U_{к_{ВН-НН}} - U_{к_{СН-НН}}), \quad (5)$$

$$U_{кв} = 0.5 \cdot (10,5 + 17,5 - 6,5) = 10,75\%,$$

$$U_{кс} = 0.5 \cdot (U_{к_{ВН-СН}} + U_{к_{СН-НН}} - U_{к_{ВН-НН}}), \quad (6)$$

$$U_{кс} = 0.5 \cdot (10,5 + 6,5 - 17,5) = 0\%.$$

$$U_{кн} = 0,5 \cdot (U_{кВН-НН} + U_{кСН-НН} - U_{кВН-СН}), \quad (7)$$

$$U_{кн} = 0,5 \cdot (17,5 + 6,5 - 10,5) = 6,75\%.$$

«Величина потерь реактивной мощности в СТ в режиме КЗ» [10]:

$$Q_{к.вн} = \frac{U_{к.вн}}{100} \cdot S_{ном.т}, \quad (8)$$

$$Q_{к.вн} = \frac{10,75}{100} \cdot 25000 = 2688 \text{ квар};$$

$$Q_{к.с} = \frac{U_{к.с}}{100} \cdot S_{ном.т}, \quad (9)$$

$$Q_{к.с} = \frac{0}{100} \cdot 25000 = 0 \text{ квар}.$$

$$Q_{к.н} = \frac{U_{к.н}}{100} \cdot S_{ном.т}, \quad (10)$$

$$Q_{к.н} = \frac{6,75}{100} \cdot 25000 = 1688 \text{ квар}.$$

«Приведённые потери активной мощности в режиме КЗ» [10]:

$$\Delta P_{кв} = \Delta P_{кс} = \Delta P_{кн} = 0,5 \cdot \Delta P_{к}, \quad (11)$$

$$\Delta P_{кв} = \Delta P_{кс} = \Delta P_{кн} = 0,5 \cdot 142 = 71 \text{ кВт};$$

$$P_{к.вн}' = P_{к.вн} + 0,05 \cdot Q_{к.вн}; \quad (12)$$

$$P_{к.вн}' = 71 + 0,05 \cdot 2688 = 205 \text{ кВт};$$

$$P_{к.сн}' = P_{к.сн} + 0,05 \cdot Q_{к.сн}; \quad (13)$$

$$P_{к.сн}' = 71 + 0,05 \cdot 0 = 71 \text{ кВт};$$

$$P_{к.нн}' = P_{к.нн} + 0,05 \cdot Q_{к.нн}; \quad (14)$$

$$P_{к.нн}' = 71 + 0,05 \cdot 1688 = 155 \text{ кВт};$$

$$P_{к}' = P_{к.вн}' + P_{к.сн}' + P_{к.нн}'; \quad (15)$$

$$P_{к}' = 205 + 71 + 155 = 432 \text{ кВт}.$$

«Коэффициент загрузки обмотки ВН СТ на всех ступенях годового графика нагрузки определяется» [10]:

$$K_{зв} = \frac{S_{ВНi}}{S_{НОМ.Т}}, \quad (16)$$

$$K_{зв} = \frac{32800}{25000} = 1.31.$$

«Коэффициент загрузки обмотки СН СТ на всех ступенях годового графика нагрузки определяется» [10]:

$$K_{зс} = \frac{S_{СНi}}{S_{НОМ.Т}}, \quad (17)$$

$$K_{зс} = \frac{14760}{25000} = 0,59.$$

«Коэффициент загрузки обмотки НН СТ на всех ступенях годового графика нагрузки определяется» [10]:

$$K_{зн} = \frac{S_{ННi}}{S_{НОМ.Т}}, \quad (18)$$

$$K_{зн} = \frac{18040}{16000} = 0,722.$$

«Приведённые суммарные потери активной мощности в трансформаторах определяем по формуле» [10]:

$$P_m' = P_x' + K_{загр.в}^2 \cdot P_{к.вн}' + K_{загр.сн}^2 \cdot P_{к.сн}' + K_{загр.нн}^2 \cdot P_{к.нн}'; \quad (19)$$

$$P_m' = 37.75 + 1.31^2 \cdot 205.4 + 0.59^2 \cdot 71 + 0.72^2 \cdot 155.4 = 496.9 \text{ кВт}.$$

«Потери электрической энергии в силовом трансформаторе на XX для каждой из ступеней годового графика нагрузки ГПП находим» [10]:

$$\Delta W_{xx} = n_m \cdot P_x \cdot T_i; \quad (20)$$

где n_m - количество установленных на подстанции силовых трансформаторов находящихся в рабочем состоянии и подключенных к сети.

Итоговое значение потерь в режиме холостого хода складывается из значений, полученных на отдельных ступенях годового графика:

$$\Delta W_{xx} = \Sigma \Delta W_{xx.i}; \quad (21)$$

Значение потерь электроэнергии на каждой ступени графика нагрузки в режиме короткого замыкания определяем по формуле с учетом количества находящихся в работе трансформаторов и их загруженности протекающей мощностью:

$$\Delta W_{кз} = \frac{1}{n_T} \cdot P_{к.вн} \cdot K_{зв}^2 \cdot T_i + \frac{1}{n_T} \cdot P_{к.сн} \cdot K_{зсн}^2 \cdot T_i + \frac{1}{n_T} \cdot P_{к.нн} \cdot K_{знн}^2 \cdot T_i; \quad (22)$$

Итоговое значение потерь в режиме короткого замыкания складывается из значений, полученных на отдельных ступенях годового графика:

$$W_{кз} = \Sigma \Delta W_{кз.i}; \quad (23)$$

Суммарное значение потерь электроэнергии в трансформаторах получаем путем суммирования значений по всем видам потерь:

$$\Delta W_{nc} = \Sigma \Delta W_{xi} + \Sigma \Delta W_{kvi} + \Sigma \Delta W_{kci} + \Sigma \Delta W_{kni}. \quad (24)$$

где « ΔW_{kvi} , ΔW_{kci} , ΔW_{kni} - потери КЗ в обмотках ВН, СН и НН соответственно» [6].

Полученные расчетные данные на каждой ступени графика нагрузки к которым относятся мощности обмоток, их коэффициенты загрузки и потери мощности в каждой из обмоток в режимах ХХ и КЗ для варианта установки на подстанции «Балтымская» трансформаторов мощностью 25 МВА заносим в таблицу 1.

Пороговое значение мощности потребления электроэнергии при котором с экономической точки зрения выгоднее один из трансформаторов подстанции вывести из работы:

$$S_{э.пс} = S_{ном.т} \cdot \sqrt{n_T \cdot (n_T - 1) \cdot \frac{P_x}{P_K}}; \quad (25)$$

$$S_{э.пс} = 25000 \cdot \sqrt{2 \cdot (2 - 1) \cdot \frac{37.75}{432}} = 10 \text{ МВА.}$$

Определим затраты за год на оплаты потерь электрической энергии в трансформаторах подстанции «Балтымская»:

$$I_{\Delta W_{пс}} = C_э \Delta W_{пс}, \quad (26)$$

где « $C_э$ - стоимость электроэнергии» [6].

$$I_{\Delta W_{пс}} = 2,861 \cdot 1398965 = 4002 \text{ тыс.руб.}$$

Находим значение приведённые затрат, учитывающее как капиталовложения на первоначальном этапе, так и стоимость эксплуатационных издержек, и оплату потерь электрической энергии в трансформаторах в дальнейшем:

Таблица 1 - Полученные расчетные данные на каждой ступени графика нагрузки к которым относятся мощности обмоток, их коэффициенты загрузки и потери мощности в каждой из обмоток в режимах ХХ и КЗ для варианта установки на подстанции «Балтымская» трансформаторов мощностью 25 МВА

<i>N</i> ступ. граф.	<i>S_{внi}</i> , МВА	<i>S_{снi}</i> , МВА	<i>S_{ннi}</i> , МВА	<i>n_i</i> , <i>шт</i>	<i>T_i</i> , <i>ч</i>	ΔW_{xi} , кВт·ч	<i>K_{звi}</i>	<i>K_{зci}</i>	<i>K_{зni}</i>	$\Delta W_{к.вi}$ кВт·ч	$\Delta W_{к.с}$ кВт·ч	$\Delta W_{к.н}$ кВт·ч
1	32.800	14.760	18.040	2	213	16082	1.312	0.590	0.722	37650	2636	8616
2	32.074	14.433	17.640	2	426	32163	1.283	0.577	0.706	72002	5041	16478
3	31.277	14.074	17.202	2	319	24085	1.251	0.563	0.688	51270	3589	11733
4	28.382	12.772	15.610	2	517	39034	1.135	0.511	0.624	68427	4790	15660
5	27.308	12.289	15.020	2	213	16082	1.092	0.492	0.601	26098	1827	5973
6	25.192	11.336	13.855	2	547	41299	1.008	0.453	0.554	57035	3993	13053
7	24.225	10.901	13.324	2	973	73462	0.969	0.436	0.533	93814	6568	21470
8	22.745	10.235	12.510	2	213	16082	0.910	0.409	0.500	18104	1267	4143
9	21.666	9.750	11.916	2	365	27558	0.867	0.390	0.477	28150	1971	6442
10	20.543	9.244	11.299	2	912	68856	0.822	0.370	0.452	63237	4427	14472
11	18.825	8.471	10.354	2	912	68856	0.753	0.339	0.414	53102	3717	12153
12	17.032	7.664	9.368	2	182	13741	0.681	0.307	0.375	8674	607	1985
13	15.375	6.919	8.456	2	106	8003	0.615	0.277	0.338	4117	288	942
14	13.163	5.923	7.240	2	289	21820	0.527	0.237	0.290	8227	576	1883
15	11.868	5.341	6.527	2	182	13741	0.475	0.214	0.261	4212	295	964
16	11.108	4.998	6.109	2	213	16082	0.444	0.200	0.244	4318	302	988

Продолжение таблицы 1

<i>N</i> ступ. граф.	<i>S_{внi}</i> , <i>MBA</i>	<i>S_{снi}</i> , <i>MBA</i>	<i>S_{ннi}</i> , <i>MBA</i>	<i>n_i</i> , <i>шт</i>	<i>T_i</i> , <i>ч</i>	ΔW_{xi} , <i>кВт·ч</i>	<i>K_{звi}</i>	<i>K_{зсi}</i>	<i>K_{знi}</i>	$\Delta W_{к.вi}$ <i>кВт·ч</i>	$\Delta W_{к.с}$ <i>кВт·ч</i>	$\Delta W_{к.н}$ <i>кВт·ч</i>
17	10.437	4.697	5.740	2	152	11476	0.417	0.188	0.230	2720	190	623
18	8.546	3.846	4.700	1	654	24689	0.342	0.154	0.188	15696	1099	3592
19	6.058	2.726	3.332	1	228	8607	0.242	0.109	0.133	2750	192	629
20	5.062	2.278	2.784	1	608	22952	0.202	0.091	0.111	5119	358	1171
21	4.270	1.921	2.348	1	152	5738	0.171	0.077	0.094	910	64	208
22	3.149	1.417	1.732	1	380	14345	0.126	0.057	0.069	1238	87	283
Суммарные значения по видам потерь для всех ступеней графика нагр. ПС						584748	-			626871	43885	143462
												1398965

$$Z_{np} = E_n \cdot K + I = E_n \cdot K + I_{\text{Э}} + I_{\text{Wnc}}, \quad (27)$$

где « E_n - нормативный коэффициент окупаемости капиталовложений;
 K - капиталовложения в трансформаторы подстанции» [6].

$$Z_{np} = 0,25 \cdot 44,038 \cdot 10^6 + 4,14 \cdot 10^6 + 4,002 \cdot 10^6 = 19,152 \cdot 10^6 \text{ руб.}$$

2.2 Вариант 2. Установка на подстанции «Балтымская» двух трансформаторов мощность по 40 МВА

Исходя из имеющихся в открытом доступе исходных данных к которым относится информация доступная в справочной литературе, на сайте производителя трансформаторов и в электронных каталогах: $\Delta P_{XX} = 40 \text{ кВт}$;
 $I_{XX\%} = 0.6\%$; $\Delta P_{K3} = 202 \text{ кВт}$; $U_{KBH-CH} = 10.5\%$, $U_{KBH-HH} = 17.5\%$,
 $U_{KCH-HH} = 6.5\%$.

«Величина потерь реактивной мощности в СТ в режиме XX» [10]:

$$Q_{xx} = \frac{I_{xx\%}}{100} \cdot S_{ном т},$$

$$Q_{xx} = \frac{0,7}{100} \cdot 40000 = 240 \text{ квар.}$$

«Величина потерь активной мощности в СТ в режиме XX» [10]:

$$P'_{xx} = P_{xx} + K_{un} \cdot Q_{xx},$$

$$P'_{xx} = 40 + 0,05 \cdot 240 = 52 \text{ кВт.}$$

«Напряжение КЗ для каждой из обмоток трехобмоточного СТ» [10]:

$$U_{кз} = 0.5 \cdot (U_{KBH-CH} + U_{KBH-HH} - U_{KCH-HH}),$$

$$U_{кв} = 0.5 \cdot (10,5 + 17,5 - 6,5) = 10,75\%,$$

$$U_{кс} = 0.5 \cdot (U_{кВН-СН} + U_{кСН-НН} - U_{кВН-НН}),$$

$$U_{кс} = 0.5 \cdot (10,5 + 6,5 - 17,5) = 0\%.$$

$$U_{кн} = 0.5 \cdot (U_{кВН-НН} + U_{кСН-НН} - U_{кВН-СН}),$$

$$U_{кн} = 0.5 \cdot (17,5 + 6,5 - 10,5) = 6,75\%.$$

«Величина потерь реактивной мощности в СТ в режиме КЗ» [10]:

$$Q_{к.вн} = \frac{U_{к.вн}}{100} \cdot S_{ном.т},$$

$$Q_{к.вн} = \frac{10,75}{100} \cdot 40000 = 4300 \text{ квар};$$

$$Q_{к.с} = \frac{U_{к.с}}{100} \cdot S_{ном.т},$$

$$Q_{к.с} = \frac{0}{100} \cdot 40000 = 0 \text{ квар}.$$

$$Q_{к.н} = \frac{U_{к.н}}{100} \cdot S_{ном.т},$$

$$Q_{к.н} = \frac{6,75}{100} \cdot 40000 = 2700 \text{ квар}.$$

«Приведённые потери активной мощности в режиме КЗ» [10]:

$$\Delta P_{кв} = \Delta P_{кс} = \Delta P_{кн} = 0,5 \cdot \Delta P_{к},$$

$$\Delta P_{кв} = \Delta P_{кс} = \Delta P_{кн} = 0,5 \cdot 202 = 101 \text{ кВт};$$

$$P_{к.вн}' = P_{к.вн} + K_{ун} \cdot Q_{к.вн};$$

$$P_{к.вн}' = 101 + 0,05 \cdot 4300 = 316 \text{ кВт};$$

$$P_{к.сн}' = P_{к.сн} + K_{ун} \cdot Q_{к.сн};$$

$$P_{к.сн}' = 101 + 0,05 \cdot 0 = 101 \text{ кВт};$$

$$P_{к.нн}' = P_{к.нн} + K_{шп} \cdot Q_{к.нн};$$

$$P_{к.нн}' = 101 + 0,05 \cdot 2700 = 236 \text{ кВт};$$

$$P_{к}' = P_{к.вн}' + P_{к.сн}' + P_{к.нн}';$$

$$P_{к}' = 316 + 101 + 236 = 653 \text{ кВт}.$$

«Коэффициент загрузки обмотки ВН СТ на всех ступенях годового графика нагрузки определяется» [10]:

$$K_{зв} = \frac{S_{ВНi}}{S_{НОМ.Т}},$$

$$K_{зв} = \frac{32800}{40000} = 0.82.$$

«Коэффициент загрузки обмотки СН СТ на всех ступенях годового графика нагрузки определяется» [10]:

$$K_{зс} = \frac{S_{СНi}}{S_{НОМ.Т}},$$

$$K_{зс} = \frac{14760}{40000} = 0,369.$$

«Коэффициент загрузки обмотки НН СТ на всех ступенях годового графика нагрузки определяется» [10]:

$$K_{зн} = \frac{S_{ННi}}{S_{НОМ.Т}},$$

$$K_{зн} = \frac{18040}{40000} = 0,451.$$

«Приведённые суммарные потери активной мощности в

трансформаторах определяем по формуле» [10]:

$$P_m' = P_x' + K_{загр.в}^2 \cdot P_{к.вн}' + K_{загр.сн}^2 \cdot P_{к.сн}' + K_{загр.нн}^2 \cdot P_{к.нн}';$$
$$P_m' = 52 + 0,82^2 \cdot 316 + 0,37^2 \cdot 101 + 0,45^2 \cdot 236 = 326,2 \text{ кВт}.$$

«Потери электрической энергии в силовом трансформаторе на XX для каждой из ступеней годового графика нагрузки ГПП находим» [10]:

$$\Delta W_{xx} = n_m \cdot P_x' \cdot T_i;$$

где n_m - количество установленных на подстанции силовых трансформаторов находящихся в рабочем состоянии и подключенных к сети.

Итоговое значение потерь в режиме холостого хода складывается из значений, полученных на отдельных ступенях годового графика:

$$\Delta W_{xx} = \Sigma \Delta W_{xx.i};$$

Значение потерь электроэнергии на каждой ступени графика нагрузки в режиме короткого замыкания определяем по формуле с учетом количества находящихся в работе трансформаторов и их загруженности протекающей мощностью:

$$\Delta W_{кз} = \frac{1}{n_T} \cdot P_{к.вн} \cdot K_{зв}^2 \cdot T_i + \frac{1}{n_T} \cdot P_{к.сн}' \cdot K_{зсн}^2 \cdot T_i + \frac{1}{n_T} \cdot P_{к.нн}' \cdot K_{знн}^2 \cdot T_i;$$

Итоговое значение потерь в режиме короткого замыкания складывается из значений, полученных на отдельных ступенях годового графика:

$$W_{K3} = \Sigma \Delta W_{K3.i};$$

Суммарное значение потерь электроэнергии в трансформаторах получаем путем суммирования значений по всем видам потерь:

$$\Delta W_{nc} = \Sigma \Delta W_{xi} + \Sigma \Delta W_{kvi} + \Sigma \Delta W_{kci} + \Sigma \Delta W_{kni}.$$

Пороговое значение мощности потребления электроэнергии при котором с экономической точки зрения выгоднее один из трансформаторов подстанции вывести из работы:

$$S_{э.nc} = S_{ном.т} \cdot \sqrt{n_T \cdot (n_T - 1) \cdot \frac{P_x}{P_K}};$$

$$S_{э.nc} = 40000 \cdot \sqrt{2 \cdot (2 - 1) \cdot \frac{52}{653}} = 16 \text{ МВА}.$$

Полученные расчетные данные на каждой ступени графика нагрузки к которым относятся мощности обмоток, их коэффициенты загрузки и потери мощности в каждой из обмоток в режимах ХХ и КЗ для варианта установки на подстанции «Балтымская» трансформаторов мощностью 40 МВА заносим в таблицу 2.

Таблица 2 - Полученные расчетные данные на каждой ступени графика нагрузки к которым относятся мощности обмоток, их коэффициенты загрузки и потери мощности в каждой из обмоток в режимах ХХ и КЗ для варианта установки на подстанции «Балтымская» трансформаторов мощностью 40 МВА

<i>N</i> ступ. граф.	<i>S_{внi}</i> , МВА	<i>S_{снi}</i> , МВА	<i>S_{ннi}</i> , МВА	<i>n_i</i> , <i>шт</i>	<i>T_i</i> , <i>ч</i>	ΔW_{xi} , кВт·ч	<i>K_{звi}</i>	<i>K_{зсi}</i>	<i>K_{знi}</i>	$\Delta W_{к.вi}$ кВт·ч	$\Delta W_{к.с}$ кВт·ч	$\Delta W_{к.н}$ кВт·ч
1	32.800	14.760	18.040	2	213	22152	0.820	0.369	0.451	22629	1465	5112
2	32.074	14.433	17.640	2	426	44304	0.802	0.361	0.441	43275	2801	9777
3	31.277	14.074	17.202	2	319	33176	0.782	0.352	0.430	30815	1994	6962
4	28.382	12.772	15.610	2	517	53768	0.710	0.319	0.390	41127	2662	9291
5	27.308	12.289	15.020	2	213	22152	0.683	0.307	0.375	15686	1015	3544
6	25.192	11.336	13.855	2	547	56888	0.630	0.283	0.346	34280	2219	7745
7	24.225	10.901	13.324	2	973	101192	0.606	0.273	0.333	56385	3649	12738
8	22.745	10.235	12.510	2	213	22152	0.569	0.256	0.313	10881	704	2458
9	21.666	9.750	11.916	2	365	37960	0.542	0.244	0.298	16919	1095	3822
10	20.543	9.244	11.299	2	912	94848	0.514	0.231	0.282	38007	2460	8587
11	18.825	8.471	10.354	2	912	94848	0.471	0.212	0.259	31916	2066	7210
12	17.032	7.664	9.368	2	182	18928	0.426	0.192	0.234	5214	337	1178
13	15.375	6.919	8.456	2	106	11024	0.384	0.173	0.211	2474	160	559
14	13.163	5.923	7.240	2	289	30056	0.329	0.148	0.181	4945	320	1117
15	11.868	5.341	6.527	2	182	18928	0.297	0.134	0.163	2531	164	572
16	11.108	4.998	6.109	2	213	22152	0.278	0.125	0.153	2595	168	586

Продолжение таблицы 2

<i>N</i> ступ. граф.	<i>S_{внi}</i> , <i>MBA</i>	<i>S_{снi}</i> , <i>MBA</i>	<i>S_{ннi}</i> , <i>MBA</i>	<i>n_i</i> , <i>шт</i>	<i>T_i</i> , <i>ч</i>	ΔW_{xi} , <i>кВт·ч</i>	<i>K_{звi}</i>	<i>K_{зсi}</i>	<i>K_{знi}</i>	$\Delta W_{к.вi}$ <i>кВт·ч</i>	$\Delta W_{к.с}$ <i>кВт·ч</i>	$\Delta W_{к.н}$ <i>кВт·ч</i>
17	10.437	4.697	5.740	2	152	15808	0.261	0.117	0.144	1635	106	369
18	8.546	3.846	4.700	1	654	34008	0.214	0.096	0.118	9434	611	2131
19	6.058	2.726	3.332	1	228	11856	0.151	0.068	0.083	1653	107	373
20	5.062	2.278	2.784	1	608	31616	0.127	0.057	0.070	3077	199	695
21	4.270	1.921	2.348	1	152	7904	0.107	0.048	0.059	547	35	124
22	3.149	1.417	1.732	1	380	19760	0.079	0.035	0.043	744	48	168
Суммарные значения по видам потерь для всех ступеней графика нагр. ПС						805480	-			376771	24386	85119
												1291756

Определим затраты за год на оплаты потерь электрической энергии в трансформаторах подстанции «Балтымская»:

$$I_{\Delta W_{inc}} = C_{\Delta} \Delta W_{ПС},$$
$$I_{\Delta W_{inc}} = 2,861 \cdot 1291756 = 3696 \text{ тыс.руб.}$$

Находим значение приведённые затрат, учитывающее как капиталовложения на первоначальном этапе, так и стоимость эксплуатационных издержек, и оплату потерь электрической энергии в трансформаторах в дальнейшем:

$$Z_{np} = E_n \cdot K + I = E_n \cdot K + I_{\Delta} + I_{W_{inc}},$$
$$Z_{np} = 0,25 \cdot 70,462 \cdot 10^6 + 6,623 \cdot 10^6 + 3,696 \cdot 10^6 = 27,935 \cdot 10^6 \text{ руб.}$$

Вывод: произведено комплексное сравнение приведенных затрат в двух вариантах установки СТ различной мощности на подстанции «Балтымская». При этом были учтены как капиталовложения на первоначальном этапе, так и стоимость эксплуатационных издержек, и оплата потерь электрической энергии в трансформаторах в дальнейшем. Итоговое значение приведенных затрат согласно расчетам, на установку и последующую эксплуатацию трансформаторов мощностью 40 МВА составило 27935 тыс. руб. в то время как для трансформаторов мощностью 25 МВА итоговое значение 19152 тыс. руб., что значительно меньше, а, следовательно, это вариант выбираем для дальнейшей реализации.

3 Определение токов КЗ на сторонах ВН и СН подстанции «Балтымская»

«Принимаемые допущения при расчете токов КЗ в промышленных и городских электрических сетях:

- Не учитываются переходные процессы в синхронных машинах;
- Не учитываются активные сопротивления генераторов, трансформаторов, реакторов;
- Не учитываются сопротивления печи намагничивания трансформаторов и автотрансформаторов;
- Не учитывается поперечная мощность линий электропередачи;
- При определении периодической составляющей тока КЗ не учитывается активное сопротивление различных элементов расчетной схемы, если $R_k < 1/3X_k$. При этом активное сопротивление цепи КЗ требуется для определения ударного тока;
- Как правило, не учитывается влияние нагрузки в процессе КЗ, кроме случаев, когда узел нагрузки с преобладающей двигательной нагрузкой находится в непосредственной близости от точки КЗ.

Последовательность соединения элементов в расчетной схеме и схеме замещения строго соответствуют друг другу. В схеме замещения все магнитные связи заменяются электрическими, а элементы расчетной схемы предоставляются своими сопротивлениями. Для источников питания обязательно указывается ЭДС.

Расчетные схемы, как правило имеют несколько трансформаций напряжения. Это приводит к необходимости преобразования параметров расчетной схемы. В практике расчетов токов КЗ используют два практически равноценных метода: расчет в именованных и относительных единицах, при этом сопротивления всех элементов схемы и ЭДС источников энергии выражаются либо в именованных, либо в относительных единицах. Следует заметить, что расчет в именованных единицах имеет более простые формулы

и требует меньшего количества вычислительных операций» [11-13].

Исходными данными для расчетов токов КЗ являются сопротивления элементов, входящих в схему замещения и параметры источника питания, от которого получает питание подстанция. Данные по токам КЗ на стороне НН подстанции определены по результатам замеров и расчетов, которые были проведены заранее и в данной работе не повторяются: $I_{\max}^{(3)} = 11495 \text{ А}$, $R_{\max} = 0,009 \text{ Ом}$, $X_{\max} = 0,314 \text{ Ом}$.

«Ударный ток короткого замыкания находим по формуле» [14-15]:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п0}} \cdot K_{\text{уд}}, \quad (28)$$

где $I_{\text{п0}}$ - начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ;

$K_{\text{уд}}$ - значение ударного коэффициента, принимаемое для стороны на которой производятся вычисления по справочным данным.

$$K_{\text{уд}} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_{a.эк}}}, \quad (29)$$

где $T_{a.эк}$ - постоянная времени затухания аperiodической составляющей, определяемая по параметрам эквивалентного сопротивления $z_{\text{эк}}$, либо приближенно по справочным данным;

$$T_{a.эк} = \frac{\text{Im}(z_{\text{эк}})}{\omega_c \cdot \text{Re}(z_{\text{эк}})}, \quad (30)$$

$$z_{\text{эк.35}} = \left(\frac{1}{z_{\text{Н}}} + \frac{1}{z_{\text{с}} + z_{\text{тп}}} \right)^{-1} \quad (31)$$

«Сопротивление СТ типа ТДТН-25000/110 находим по формуле» [15]:

$$z_{\text{тр}} = r_{\text{тр}} + x_{\text{тр}} \cdot j, \quad (32)$$

$$r_{\text{мп}} = \frac{P_{\text{к}} \cdot U_{\text{ср}}^2}{S_{\text{НОМ}}^2} \cdot 10^{-3}, \quad (33)$$

где $U_{\text{ср}}$ - усреднённое значение номинального напряжения в точке проведения расчетов.

$$x_{\text{тр}} = \frac{u_{\text{к}} \cdot U_{\text{ср}}^2}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}} \cdot j. \quad (34)$$

$$z_{\text{тр1}} = 0,08 + 5,2j \text{ Ом.}$$

«Сопротивление системы находим по формуле» [15]:

$$Z_{\text{с10.5}} = 0,009 + j0,314 \text{ Ом.}$$

ЭДС системы на стороне НН подстанции принимаем равным:

$$E_{\text{с10.5}} = 10,5 \text{ кВ.}$$

Находим значение сопротивления комплексной нагрузки, подключенной со стороны НН подстанции [7]:

$$E_{\text{н10,5}} = 1 \cdot U_{\text{ср}}, \quad (35)$$

$$E_{\text{н10,5}} = 1 \cdot 10,5 = 10,5 \text{ кВ,}$$

$$z_{\text{н10,5}} = (0,02 + 0,2j) \cdot \frac{U_{\text{ср}}^2}{S_{\text{н10,5}}} \quad (36)$$

$$z_{\text{н10,5}} = (0,02 + 0,2j) \cdot \frac{10,5^2}{14,37} = 0,06 + 0,63j \text{ Ом.}$$

«Значение ударного тока трехфазного короткого замыкания находим по формуле» [15]:

$$i_{\text{уд.10}} = \sqrt{2} \cdot 11,495 \cdot (1 + e^{-\frac{0,01}{0,05}}) = 29,4 \text{ кА.}$$

Выводы.

В результате произведенных расчетов на сторонах высокого и среднего напряжения на подстанции «Балтымская» были получены следующие значения:

– на стороне высокого напряжения подстанции максимальное значение тока трехфазного тока КЗ и его ударное значение - $I_{\text{макс}}^{(3)} = 13.1 \text{ кА}$,
 $i_{\text{уд}} = 33.3 \text{ кА}$;

– на стороне среднего напряжения подстанции максимальное значение тока трехфазного тока КЗ и его ударное значение - $I_{\text{макс}}^{(3)} = 4.4 \text{ кА}$,
 $i_{\text{уд}} = 11.4 \text{ кА}$.

4 Выбор электрооборудования для установки на ОРУ и в ЗРУ подстанции «Балтымская»

4.1 Выбор разъединителей

«На коммутационную способность разъединители не проверяются, проверка на термическую и электродинамическую стойкость производится по следующим условиям» [8].

Выполнение проверки выбранных разъединителей производится по одной из двух формул в зависимости от соотношения между собой времени отключения тока КЗ защитным аппаратом и установленным в паспорте временем на заводе производителе:

$$Bk \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}, \text{ при } t_{отк} \geq t_{тер}$$

где $I_{тер}$ - паспортное значение тока термической устойчивости, выбираемого аппарата;

$t_{тер}$ - паспортное время протекания тока термической стойкости;

$t_{отк}$ - время действия защитного аппарата;

или по второй формуле если выполняется условие:

$$Bk \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}, \text{ при } t_{отк} \leq t_{тер}$$

Условие проверки выбранного разъединителя на электродинамическую устойчивость производится по формуле:

$$i_{пр.скв} \geq i_y$$

где « $i_{пр.скв}$ - предельное значение сквозного тока» [8].

Предварительно выбираем для размещения на стороне ВН подстанции разъединители РГП-СЭЩ-110/1250, выпускаемые группой компаний Электрощит.

Рассмотрим основные критерии выбора и проверки высоковольтных разъединителей:

– паспортное значение номинального напряжения аппарата, установленное изготовителем должно быть равно или превышать напряжение в точке размещения:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (37)$$
$$110 \text{ кВ} \leq 110 \text{ кВ};$$

– паспортное значение номинального тока аппарата, установленное изготовителем должно быть равно или превышать максимальное значение тока в точке размещения:

$$I_{max} < I_n, \quad (38)$$
$$176 \text{ А} < 1250 \text{ А},$$

где I_{max} - максимум рабочего тока, наблюдаемый в цепи при отключении одного из питающих трансформаторов и включении секционного выключателя;

$$I_{max} = 1.4 \cdot \frac{S_{н.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{сн}}, \quad (39)$$
$$I_{max} = 1.4 \cdot \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 176 \text{ А};$$

– выполним проверку на электродинамическую устойчивость путем сравнения расчетного ударного тока КЗ с паспортным значением аппарата [16-17]:

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{нр.с}}, \quad (40)$$

$$33.3 \text{ кА} \leq 64 \text{ кА};$$

- выполним проверку на термическую устойчивость путем сравнения значения теплового импульса, создаваемого за время существования КЗ до момента его отключения аппаратом защиты с произведением паспортного значения тока на время его протекания [17]:

$$B_k \leq I_{\text{нр.с}}^2 \cdot t_{\text{нр.с}}, \quad (41)$$

$$24.9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 59.4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Предварительно принятый для установки на подстанции разъединитель соответствует всем условиям выбора и прошел необходимые проверки, а значит может быть установлен на подстанции.

Предварительно выбираем для размещения на стороне СН подстанции разъединители РДЗ-СЭЩ-35, выпускаемые группой компаний Электроцит.

Рассмотрим основные критерии выбора и проверки высоковольтных разъединителей:

– паспортное значение номинального напряжения аппарата, установленное изготовителем должно быть равно или превышать напряжение в точке размещения:

$$U_{\text{сети}} \leq U_{\text{н}}, \quad (42)$$

$$35 \text{ кВ} \leq 35 \text{ кВ};$$

– паспортное значение номинального тока аппарата, установленное изготовителем должно быть равно или превышать максимальное значение тока в точке размещения:

$$I_{max} < I_n, \quad (43)$$

$$550 \text{ A} < 1000 \text{ A},$$

Максимум рабочего тока, наблюдаемый в цепи при отключении одного из питающих трансформаторов и включении секционного выключателя:

$$I_{max} = 1.4 \cdot \frac{S_{н.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{сн}}, \quad (44)$$

$$I_{max} = 1.4 \cdot \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 36.75} = 550 \text{ A};$$

– выполним проверку на электродинамическую устойчивость путем сравнения расчетного ударного тока КЗ с паспортным значением аппарата [17]:

$$i_{y0} \leq i_{нр.с}, \quad (45)$$

$$11.4 \text{ кА} \leq 55 \text{ кА};$$

– выполним проверку на термическую устойчивость путем сравнения значения теплового импульса, создаваемого за время существования КЗ до момента его отключения аппаратом защиты с произведением паспортного значения тока на время его протекания [17]:

$$B_k \leq I_{нр.с}^2 \cdot t_{нр.с}, \quad (46)$$

$$3.4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 94.5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Предварительно принятый для установки на подстанции разъединитель соответствует всем условиям выбора и прошел необходимые проверки, а значит может быть установлен на подстанции.

4.2 Выбор выключателей для установки на ПС

Предварительно выбираем для размещения на стороне ВН подстанции высоковольтные выключатели ВЭБ-УЭТМ-110. Паспортные значения номинального напряжения и тока аппарата, установленные изготовителем должны быть равны или превышать максимальные значения тока в точке размещения:

$$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{НОМ.сети}}, \quad (47)$$

$$110 \text{ кВ} \geq 110 \text{ кВ},$$

$$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{НОМ.расч}}, \quad (48)$$

$$176 \text{ А} \geq 2500 \text{ А}.$$

Производим проверку на электродинамическую и термическую устойчивость, а также отключающую способность путем сравнения расчетных значений токов КЗ на стороне ВН с паспортными значениями аппарата:

$$I_{\text{по}} \leq I_{\text{дин}}, \quad (49)$$

$$13.1 \text{ кА} \leq 40 \text{ кА},$$

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}, \quad (50)$$

$$33.3 \text{ кА} \leq 102 \text{ кА},$$

$$I_{\text{пт}} \leq I_{\text{отк.ном}}, \quad (51)$$

$$13.1 \text{ кА} \leq 40 \text{ кА},$$

$$\sqrt{2}I_{\text{п},\tau} + i_{\text{а},\tau} \leq \sqrt{2}I_{\text{отк.ном}} \cdot (1 + \beta_n), \quad (52)$$

где « $i_{\text{а},\tau}$ » – номинальное допустимое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе для времени $\tau = t_{\text{рз}} + t_{\text{с.б}}$,

$t_{\text{рз}}$ – время действия релейной защиты;

$t_{св}$ – собственное время отключения выключателя;

$\beta_{нор.}$ – нормированное значение содержания апериодической составляющей в отключаемом токе» [8];

$$7.5 \text{ кА} \leq 22.6 \text{ кА},$$

$$W_K \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}. \quad (53)$$

$$24.9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 152 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Предварительно принятый для установки на стороне ВН подстанции высоковольтный выключатель соответствует всем условиям выбора и прошел необходимые проверки, а значит может быть установлен на подстанции.

Предварительно выбираем для размещения на стороне СН подстанции высоковольтные выключатели ВВН-СЭЩ-П-35. Паспортные значения номинального напряжения и тока аппарата, установленные изготовителем должны быть равны или превышать максимальные значения тока в точке размещения:

$$U_{ном} \geq U_{ном.сети}, \quad (54)$$

$$35 \text{ кВ} \geq 35 \text{ кВ},$$

$$I_{ном} \geq I_{ном.расч}, \quad (55)$$

$$550 \text{ А} \geq 1000 \text{ А}.$$

Производим проверку на электродинамическую и термическую устойчивость, а также отключающую способность путем сравнения расчетных значений токов КЗ на стороне ВН с паспортными значениями аппарата:

$$I_{по} \leq I_{дин}, \quad (56)$$

$$4.4 \text{ кА} \leq 25 \text{ кА},$$

$$i_{уд} \leq i_{дин}, \quad (57)$$

$$11.4 \text{ кА} \leq 64 \text{ кА},$$

$$I_{ПТ} \leq I_{отк,ном}, \quad (58)$$

$$4.4 \text{ кА} \leq 25 \text{ кА},$$

$$\sqrt{2}I_{п,\tau} + i_{а,\tau} \leq \sqrt{2}I_{отк.ном} \cdot (1 + \beta_H), \quad (59)$$

$$2.8 \text{ кА} \leq 13.4 \text{ кА},$$

$$W_K \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}. \quad (60)$$

$$3.4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 107.5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Предварительно принятый для установки на стороне СН подстанции высоковольтный выключатель соответствует всем условиям выбора и прошел необходимые проверки, а значит может быть установлен на подстанции.

Предварительно выбираем для размещения на стороне НН подстанции высоковольтные выключатели ВВУ-СЭЩ-10. Паспортные значения номинального напряжения и тока аппарата, установленные изготовителем должны быть равны или превышать максимальные значения тока в точке размещения:

$$U_{ном} \geq U_{ном.сети}, \quad (61)$$

$$10 \text{ кВ} \geq 10 \text{ кВ},$$

$$I_{ном} \geq I_{ном.расч}, \quad (62)$$

$$3000 \text{ А} \geq 2867 \text{ А}.$$

Производим проверку на электродинамическую и термическую устойчивость, а также отключающую способность путем сравнения расчетных значений токов КЗ на стороне ВН с паспортными значениями аппарата:

$$I_{\text{по}} \leq I_{\text{дин}}, \quad (63)$$

$$11,495 \text{ кА} \leq 81 \text{ кА},$$

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}, \quad (64)$$

$$29,4 \text{ кА} \leq 81 \text{ кА},$$

$$I_{\text{пт}} \leq I_{\text{отк,ном}}, \quad (65)$$

$$11,495 \text{ кА} \leq 31,5 \text{ кА},$$

$$\sqrt{2}I_{\text{п,}\tau} + i_{\text{а,}\tau} \leq \sqrt{2}I_{\text{отк.ном}} \cdot (1 + \beta_{\text{н}}), \quad (66)$$

$$16,7 \text{ кА} \leq 49,35 \text{ кА},$$

$$W_{\text{к}} \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}. \quad (67)$$

$$396 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Предварительно принятый для установки на стороне НН подстанции высоковольтный выключатель соответствует всем условиям выбора и прошел необходимые проверки, а значит может быть установлен на подстанции.

4.3 Выбор и проверка трансформаторов тока

«Выбор трансформаторов тока (ТТ). По условиям продолжительного режима работы:

$$\begin{aligned} I_{\text{н1}} &\geq I_{\text{ра}} \\ U_{\text{н1}} &\geq U_{\text{сн}} \end{aligned}$$

где $I_{\text{н1}}$, $U_{\text{н1}}$ – соответственно номинальные первичный ток и напряжение ТТ;

$I_{\text{ра}}$ – расчетный ток наиболее тяжелого послеаварийного режима в цепи аппарата.

Номинальный первичный ток должен быть как можно ближе к

расчетному току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей ТТ.

Проверка ТТ на термическую и электродинамическую стойкость выполняется по условиям как при выборе разъединителей. Шинные ТТ на электродинамическую стойкость не проверяются, достаточно проверки по этому условию самих шин.

Кроме названных условий, ТТ выбираются по конструкции, классу точности и допустимой вторичной нагрузке. Класс точности ТТ характеризует погрешность преобразования тока. Выпускаются ТТ с классами точности 0,2; 0,2S; 0,5; 0,5S; 1; 3; 5P; 10P. Указанные цифры представляют собой токовую погрешность в процентах номинального тока при нагрузке первичной обмотки током 50-120 %. Для трансформаторов тока классов точности 0,2; 0,2S; 0,5; 0,5S; 1 нормируется также угловая погрешность. Обмотка класса точности 5P или 10P предназначена для подключения устройств релейной защиты и автоматики (РЗА).

Если к ТТ подключаются счетчики расчетного учета электроэнергии, то класс точности измерительной обмотки ТТ должен быть не хуже 0,5 или 0,5S. При подключении только счетчиков технического учета класс точности может составлять 1 или 3.

Число вторичных обмоток определяется количеством подключаемых к ТТ измерительных приборов и устройств РЗА и должно быть не менее двух» [18, 19].

Предварительно выбираем для размещения на стороне НН подстанции трансформаторы тока ТОЛ-СЭЩ-10.

Рассмотрим основные критерии выбора и проверки трансформаторов тока:

– паспортное значение номинального напряжения аппарата, установленное изготовителем должно быть равно или превышать напряжение в точке размещения:

$$U_{ном} \geq U_{сет.ном}, \quad (68)$$

$$10кВ \geq 10кВ.$$

– паспортное значение номинального тока аппарата, установленное изготовителем должно быть равно или превышать максимальное значение тока в точке размещения:

$$I_{ном} \geq I_{раб.мах}, \quad (69)$$

$$I_{ном} = 3000 \text{ A},$$

$$I_{раб.мах} = 1,4 \cdot \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \quad (70)$$

$$I_{раб.мах} = 1,4 \cdot \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 2867 \text{ A},$$

$$3000 \geq 2867.$$

- выполним проверку на электродинамическую устойчивость путем сравнения расчетного ударного тока КЗ с паспортным значением аппарата:

$$i_y \leq K_{эд} \cdot \sqrt{2} \cdot I_H, \quad (71)$$

$$K_{эд} = 61,$$

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{п0} \cdot K_{yд}, \quad (72)$$

$$K_{yд} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_{a.эк}}}, \quad (73)$$

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 11,495 \cdot (1 + e^{-\frac{0,01}{0,05}}) = 29,4 \text{ кА}.$$

$$29,4 \text{ кА} \leq 152 \text{ кА}.$$

- выполним проверку на термическую устойчивость путем сравнения

значения теплового импульса, создаваемого за время существования КЗ до момента его отключения аппаратом защиты с произведением паспортного значения тока на время его протекания:

$$B_K \leq (\kappa_T \cdot I_H)^2 \cdot t_{мер} = I_{мер}^2 \cdot t_{мер}, \quad (74)$$
$$396 \text{кА}^2 \cdot \text{с} \leq 11163 \text{кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Предварительно принятый для установки на стороне НН подстанции трансформатор ток ТОЛ-СЭЩ-10 соответствует всем условиям выбора и прошел необходимые проверки, а значит может быть установлен на подстанции.

По тем же критериям выбираем ТТ для установки на отходящих фидерах и на секционной перемычке в КРУ.

4.4 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Предварительно выбираем для размещения на стороне НН подстанции трансформаторы напряжения типа НАЛИ-10.

«Сопротивление основной обмотки ТН находим по формуле» [20]:

$$Z_T = \frac{5 \cdot \left(\frac{100}{\sqrt{3}}\right)^2}{100 \cdot 1890} = 0,088 \text{ Ом}.$$

«Сопротивление дополнительной обмотки ТН находим по формуле» [20]:

$$Z_{Т.д.} = \frac{10,1 \cdot \left(\frac{100}{\sqrt{3}}\right)^2}{100 \cdot 1890} = 0,178 \text{ Ом}.$$

«Значение тока трехфазного КЗ на зажимах основной обмотки ТН определяем из выражения» [20]:

$$I_{к1}^{(3)} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot z_T}, \quad (75)$$

$$I_{к1}^{(3)} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 0,088} = 656 \text{ A.}$$

«Значение тока двухфазного КЗ на зажимах дополнительной обмотки ТН определяем из выражения» [20]:

$$I_{к2}^{(2)} = \frac{3 \cdot U_0}{z_{Т.д}} = \frac{3 \cdot U_\Phi}{z_{Т.д}} = \frac{\sqrt{3} \cdot U}{z_{Т.д}}, \quad (76)$$

$$I_{к2}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 100}{0,178} = 973 \text{ A.}$$

По полной мощности нагрузки подключенных к трансформатору напряжения средств измерения, защиты и автоматики находим создаваемый ими ток в цепи:

$$I_{н,и} = \frac{13,5}{100 / \sqrt{3}} = 0,234 \text{ A.}$$

Так же по мощности устройств релейной защиты определяем ток в дополнительной обмотке трансформатора напряжения:

$$I_{н,РЗА,д} = \frac{1,5}{\sqrt{3} \cdot 100} = 0,0087 \text{ A.}$$

С целью защиты от возможных КЗ во вторичных цепях устанавливаем для их защиты автоматические выключатели С60Н-ДС для защиты трех полюсов в основной обмотке и двух в дополнительной. Принимаем значение тока расцепителя на уровне 20 А.

Определяем минимально допустимое сечение соединительных проводов по термическому воздействию:

$$F = \frac{973}{95} \sqrt{0,005 + 0,01 + 0,03} = 2,17 \text{ мм}^2.$$

$$2,5 \text{ мм}^2 > 2,17 \text{ мм}^2.$$

Таким образом проводники сечением 2,5 мм² проходят необходимые проверки.

«Найдем коэффициент чувствительности отсечки АВ, защищающего цепь дополнительной обмотки ТН по формуле» [20]:

$$k_{\text{ч}} = \frac{973}{40} = 24,3,$$

$$24,3 > 1,5,$$

Найденное значение выше допустимого порога в 16 раз.

Для проверки на чувствительность к минимальным значениям токов КЗ определяем однофазный ток КЗ:

$$I_{\text{к}}^{(1)} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{Z_m^2 + R_{\Sigma}^2}}. \quad (77)$$

Находим сопротивление до расчётной точки КЗ, которой являются шинки напряжения, располагаемые в ячейке с установленным секционным выключателем:

$$R_{\Sigma} = 2 \cdot R_k, \quad (78)$$

$$R_{\Sigma} = 2 \cdot 0,0074 \cdot 12 = 0,178 \text{ Ом.}$$

Определяем ток 1-фазного короткого замыкания:

$$I_{к3}^{(1)} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{0,088^2 + 0,178^2}} = 291 \text{ А.}$$

Находим коэффициент чувствительности:

$$k_{\text{ч}} = \frac{291}{40} = 7,28$$

$$7,28 > 1,5,$$

Найденное значение выше допустимого порога почти в 5 раз.

4.5 Выбор ОПН

Предварительно выбираем для размещения на стороне ВН подстанции ограничители перенапряжений ОПНп-110/88-10/650 II УХЛ1.

Рассмотрим основные критерии выбора и проверки ОПН. Выбор производим по фазному значению максимального рабочего напряжения в месте размещения:

$$U_{\text{нр}} = \frac{1,1 \cdot U_p}{\sqrt{3}}, \quad (79)$$

где « U_p - максимальное значение рабочего напряжения» [8];

$$U_{\text{нр}} = \frac{1,1 \cdot 126}{\sqrt{3}} = 80 \text{ кВ.}$$

Расчетное значение меньше установленного максимального значения заводом-изготовителем 88 кВ, что говорит о правильности выбора ОПН.

«Проверяем на возможность работы в квазиустановившихся режимах при перенапряжениях на неповрежденных фазах при несимметричном КЗ на шинах ГПП» [8]:

$$U_y \leq 1,4U_{\phi}. \quad (80)$$

$$U_y = 1,4 \cdot \frac{U_{\Pi}}{\sqrt{3}}, \quad (81)$$

$$U_y = 1,4 \cdot \frac{115}{\sqrt{3}} = 93,0 \text{ кВ}.$$

$$t_y = 4 \text{ с}.$$

Согласно технических характеристик, приводимых на сайте производителя:

$$U_{\text{ВНО-1с}} = 125 \text{ кВ},$$

$$U_{\text{ВНО-10с}} = 118 \text{ кВ}.$$

Что подтверждает наличие технической возможности функционирования ОПН в квазиустановившемся режиме.

Производим проверку ОПН на обеспечение защитного уровня при возникновении перенапряжений во время коммутации:

$$U_{\text{остк}} \leq \frac{U_{\text{ки}}}{(1,15..1,2)}. \quad (82)$$

где « $U_{\text{ки}}$ - напряжение коммутационного импульса» [8];

$$U_{\text{ки}} = 1,41 \cdot 1,35 \cdot 0,9 \cdot U_{\text{исп50}},$$

$$U_{ки} = 1,41 \cdot 1,35 \cdot 0,9 \cdot 200 = 343 \text{ кВ.}$$

У рассматриваемого ОПН паспортные значения составляют:

$$U_{остк} = 223 \text{ кВ.}$$

$$\frac{U_{ки}}{1,15} = \frac{343}{1,15} = 298 \text{ кВ.}$$

$$223 \text{ кВ} < 298 \text{ кВ.}$$

Таким же образом выбираем ОПН, устанавливаемые в нейтралях силовых трансформаторов на подстанции «Балтымская».

Выводы по разделу.

В результате выполнения раздела было выбрано и проверено на термическое и динамическое воздействие токов коротких замыканий основное электрооборудование, устанавливаемое на подстанции:

- на стороне ВН подстанции выбраны: разъединители РГП-СЭЩ-110/1250, высоковольтные выключатели ВЭБ-УЭТМ-110, ограничители перенапряжений ОПНп-110/88-10/650 II УХЛ1;

- на стороне СН подстанции выбраны: разъединители РДЗ-СЭЩ-35, высоковольтные выключатели ВВН-СЭЩ-П-35;

- на стороне НН подстанции выбраны: высоковольтные выключатели ВВУ-СЭЩ-10, трансформаторы тока ТОЛ-СЭЩ-10, трансформаторы напряжения типа НАЛИ-10.

5 Расчет параметров системы заземления на ПС

На подстанциях применяются системы заземления 3х видов: рабочее, защитное и грозозащитное.

«Под рабочим заземлением сети следует понимать преднамеренное соединение с землей нейтралей трансформаторов (реже нейтралей генераторов) с целью придания сети определенных свойств, а именно: снижение коммутационных и атмосферных перенапряжений; снижение уровня изоляции силовых трансформаторов; упрощения релейной защиты от однофазных замыканий в сети; гашение дуговых замыканий на землю; возможности удержания поврежденной линии в работе и др.» [14]. На параметры системы заземления и требования, предъявляемые к ней, основное влияние оказывает принятый способ заземления элементов сети.

Постоянное заземление нейтрали имеют все автотрансформаторы и обмотки 220-750 кВ трансформаторов. В данных сетях возникают большие однофазные токи короткого замыкания. Для уменьшения токов однофазного к.з. применяют, если это возможно, частичное разземление нейтралей. Для возможности разземления нейтралей обмоток 110 кВ трансформаторов предусматривают однополюсные разъединители – заземлители. Параллельно с заземлителем устанавливают ограничитель перенапряжений ОПНН-110, который защищает изоляцию выводов обмоток со стороны нейтрали на случай работы с разземленной нейтралью.

«Все металлические части электроустановок, нормально не находящиеся под напряжением, но могущие оказаться под напряжением из-за повреждения изоляции, должны надежно соединяться с землей.

Такое заземление называется защитным, предназначение которого заключается в том, чтобы создать путь току в землю с возможно малым сопротивлением и устранить опасные перенапряжения, т.е. обеспечить безопасность для людей» [14].

В электроустановках заземляются: корпуса электрических машин,

трансформаторов, аппаратов, вторичные обмотки измерительных трансформаторов, приводы электрических аппаратов, металлические конструкции распределительных устройств, каркасы и опоры РУ, металлические оболочки и броня кабелей.

Проектирование заземляющих устройств выполняется в соответствии с нормированием по допустимому напряжению прикосновения либо по допустимому сопротивлению растекания.

«Для выполнения заземления используют естественные и искусственные заземлители.

В качестве естественных применяют фундаменты и металлические части зданий, фундаменты опор, надежно соединенные с землей.

В качестве искусственных заземлителей применяют систему изолированных проводников (горизонтальных и вертикальных), погруженные в почву для надежного контакта с землей (металлические стержни, уголки, полосы).

Максимальное допустимое значение напряжения прикосновения составляет 500 В при времени существования КЗ равного 0.5 с» [15].

Определяем напряжение на заземлителе из выражения:

$$U_z = \frac{U_{np.\dot{d}on}}{K_{II}}, \quad (83)$$

где « $U_{np.\dot{d}on}$ - предельно допустимое значение напряжения» [15];

$$U_z = \frac{500}{0.312} = 1605 \text{ В},$$

При этом коэффициент напряжения прикосновения находится по формуле:

$$\kappa_{II} = \frac{M\beta}{\left(\frac{l_b L_2}{a\sqrt{S}}\right)^{0.45}}, \quad (84)$$

где «М – параметр, зависящий от ρ_1/ρ_2 , так как грунт принят однородным;

l_b – длина вертикального заземления;

L_2 – длина горизонтального заземлителя;

a – расстояние между вертикальными заземлителями;

S – площадь заземляющего устройства» [20];

$$\kappa_{II} = \frac{0.5 \cdot 0.94}{\left(\frac{6 \cdot 196}{12 \cdot \sqrt{1520}}\right)^{0.45}} = 0.312,$$

а значение коэффициента бета, который связан с сопротивлением тела человека определяют из выражения:

$$\beta = \frac{R_q}{R_q + 1.5\rho_{в.с}}, \quad (85)$$

$$\beta = \frac{1000}{1000 + 1.5 \cdot 40} = 0.94.$$

Найденное значение в 1,6 кВ не превышает предельного уровня в 10 кВ.

«Сопротивление ЗУ должно удовлетворять условию» [15]:

$$R_3 < R_{3,доп}. \quad (86)$$

«Число ячеек для расчетной модели заземлителя» [15]:

$$m = \frac{L_2}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1, \quad (87)$$

$$m = \frac{196}{2 \cdot \sqrt{1520}} - 1 \approx 2.$$

«Протяженность полос в расчетной модели» [15]:

$$L'_2 = 2\sqrt{S}(m+1), \quad (88)$$

$$L'_2 = 2\sqrt{1520} \cdot (2+1) = 233.9 \text{ м.}$$

Определяем размеры ячеек в сетке заземления:

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m}, \quad (89)$$

$$b = \frac{\sqrt{1520}}{2} = 19.5 \text{ м.}$$

«Число вертикальных заземлителей, которые необходимо установить по контуру» [15]:

$$n_g = \frac{\sqrt{S} \cdot 4}{1 \cdot l_g}, \quad (90)$$

$$n_g = \frac{\sqrt{1520} \cdot 4}{1 \cdot 6} \approx 26.$$

Общую длину вертикальных заземлителей находим из выражения:

$$L_g = l_g \cdot n_g, \quad (91)$$

$$L_g = 6 \cdot 26 = 156 \text{ м.}$$

«Значение относительной глубины погружения вертикальных заземлителей» [15]:

$$\frac{l_B + t}{\sqrt{S}}, \quad (92)$$

$$\frac{6 + 0.7}{\sqrt{1520}} = 0.172.$$

«Суммарное сопротивление для сложного заземлителя» [15]:

$$R_3 = A \frac{\rho_3}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_3}{L_2 + L_6}, \quad (93)$$

$$R_3 = 0.3 \cdot \frac{40}{\sqrt{1520}} + \frac{40}{196 + 156} = 0.42 \text{ Ом},$$

где « ρ_3 – эквивалентное сопротивление грунта, Ом·м;

$L_6 = l_6 \cdot n_6$ – общая длина вертикальных заземлителей» [20].

$$A = \left(0.444 - 0.84 \frac{l_6 + t}{\sqrt{S}} \right), \quad (94)$$

$$A = (0.444 - 0.84 \cdot 0.172) = 0.3;$$

Вывод.

Произведен расчет сечения, количества вертикальных заземлителей и соединяющей их полосы в контуре заземления подстанции «Балтымская». Суммарное полученное сопротивление заземляющего контура не превышает установленного в нормативных документах предельного значения.

Заключение

Основная цель работы заключалась в снижении вероятности возникновения аварийной ситуации на подстанции путем замены устаревшего оборудования на современное и обоснование его параметров расчетами.

Дана краткая характеристика рассматриваемой подстанции, ее месторасположения и перечень питаемых от нее объектов. Основными направлениями модернизации подстанции являются замена устаревших электрических аппаратов, находящихся в помещении закрытого распределительного устройства напряжением 10 кВ на современные и обладающие лучшими эксплуатационными характеристиками; изменение устаревшей схемы ОРУ 110 кВ с установленными отделителями и короткозамыкателями на высоковольтные выключатели, для снижения перенапряжений и повышения удобства и надежности эксплуатации подстанции; применение нелинейных ограничителей перенапряжений вместо устаревших разрядников; внедрение современных микропроцессорных систем релейной защиты силовых трансформаторов, установленных на подстанции «Балтымская», систем измерения и регистрации показаний и системы коммерческого учета передаваемой электроэнергии.

Произведено комплексное сравнение приведенных затрат в двух вариантах установки СТ различной мощности на подстанции «Балтымская». При этом были учтены как капиталовложения на первоначальном этапе, так и стоимость эксплуатационных издержек, и оплата потерь электрической энергии в трансформаторах в дальнейшем. Итоговое значение приведенных затрат согласно расчетам, на установку и последующую эксплуатацию трансформаторов мощностью 40 МВА составило 27935 тыс. руб. в то время как для трансформаторов мощностью 25 МВА итоговое значение 19152 тыс. руб., что значительно меньше, а, следовательно, это вариант выбираем для дальнейшей реализации.

В результате произведенных расчетов на сторонах высокого и среднего

напряжения на подстанции «Балтымская» были получены следующие значения:

– на стороне высокого напряжения подстанции максимальное значение тока трехфазного тока КЗ и его ударное значение - $I_{\text{макс}}^{(3)} = 13.1 \text{ кА}$,
 $i_{\text{уд}} = 33.3 \text{ кА}$;

– на стороне среднего напряжения подстанции максимальное значение тока трехфазного тока КЗ и его ударное значение - $I_{\text{макс}}^{(3)} = 4.4 \text{ кА}$,
 $i_{\text{уд}} = 11.4 \text{ кА}$.

Было выбрано и проверено на термическое и динамическое воздействие токов коротких замыканий основное электрооборудование, устанавливаемое на подстанции:

- на стороне ВН подстанции выбраны: разъединители РГП-СЭЩ-110/1250, высоковольтные выключатели ВЭБ-УЭТМ-110, ограничители перенапряжений ОПНп-110/88-10/650 П УХЛ1;

- на стороне СН подстанции выбраны: разъединители РДЗ-СЭЩ-35, высоковольтные выключатели ВВН-СЭЩ-П-35;

- на стороне НН подстанции выбраны: высоковольтные выключатели ВВУ-СЭЩ-10, трансформаторы тока ТОЛ-СЭЩ-10, трансформаторы напряжения типа НАЛИ-10.

Произведен расчет сечения, количества вертикальных заземлителей и соединяющей их полосы в контуре заземления подстанции «Балтымская». Суммарное полученное сопротивление заземляющего контура не превышает установленного в нормативных документах предельного значения.

Список используемых источников

1. Антонов С.Н. Проектирование электроэнергетических систем : учебное пособие. Ставрополь: Ставропольский государственный аграрный университет, 2014. 104 с.
2. Блок микропроцессорный релейной защиты БМРЗ-ТД [Электронный ресурс]: интернет сайт. URL: [http://www.mtrele.ru/files/filedoc/releynaya-zashita/bmrz/bmrz-td-12\(13,02,03\)-20-21.pdf](http://www.mtrele.ru/files/filedoc/releynaya-zashita/bmrz/bmrz-td-12(13,02,03)-20-21.pdf) (дата обращения: 12.12.2021).
3. Ковалев И.Н. Электроэнергетические системы и сети : учебник. М. : Учебно-методический центр по образованию на железнодорожном транспорте, 2015. 363 с.
4. Кудрин Б.И. Электроснабжение: учебник. М.: Феникс, 2018. 382 с.
5. Кудряков А.Г., Сазыкин В.Г. Электромагнитные переходные процессы в электроэнергетических системах : учебник. Саратов: Ай Пи Эр Медиа, 2018. 263 с.
6. Кузнецов С.М. Проектирование тяговых и трансформаторных подстанций : учебное пособие. Новосибирск: Новосибирский государственный технический университет, 2013. 92 с.
7. Кулеева Л.И., Митрофанов С.В., Семенова Л.А. Проектирование подстанции : учебное пособие. Оренбург: Оренбургский государственный университет, ЭБС АСВ, 2016. 111 с.
8. Куско А., Томпсон М. Сети электроснабжения. Методы и средства обеспечения качества энергии. Саратов: Профобразование, 2017. 334 с.
9. Мастепаненко М.А. Введение в специальность. Электроэнергетика и электротехника : учеб. пособие. Ставрополь : СтГАУ, 2015. 116 с.
10. Сибикин Ю.Д. Электроснабжение промышленных и гражданских зданий [Электронный ресурс]: учебник. 5-е изд., перераб. и доп. М. : ИНФРА-

М, 2019. 405 с. URL: <http://znanium.com/catalog/product /1003810> (дата обращения: 13.03.2022).

11. Справочник инженера по наладке, совершенствованию технологии и эксплуатации электрических станций и сетей. Централизованное и автономное электроснабжение объектов, цехов, промыслов, предприятий и промышленных комплексов [Электронный ресурс] : учеб. пособие. Вологда : "Инфра-Инженерия", 2016. 928 с. URL: <https://e.lanbook.com/book/95768> (дата обращения: 16.01.2022).

12. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.240.30.010-2008. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения. Стандарт организации. Дата введения: 13.09.2011. ОАО «ФСК ЕЭС». 2011.

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

14. Шеховцов В.П. Справочное пособие по электрооборудованию и электроснабжению [Электронный ресурс]: учеб. пособие. 3-е изд. М. : ИНФРА-М, 2019. 136 с. URL: <http://znanium.com/catalog/product /1000152> (дата обращения: 27.12.2021).

15. Щербаков Е. Ф., Александров Д. С. Электрические аппараты: учебник. - М.: Форум, НИЦ ИНФРА-М, 2015. 304 с.

16. Hossain M.A., Pota H.R., Hossain M.J., Blaabjerg F. Evolution of microgrids with converter-interfaced generations: Challenges and opportunities // International Journal of Electrical Power and Energy Systems. 2019. № 109, pp. 160-186.

17. IEEE Recommended Practice for Calculating Short-Circuit Currents in Industrial and Commercial Power Systems. IEEE Std 551. NY: IEEE, 2013. 300 p.

18. Khan S., Khan S., Ahmed G. Industrial power systems. Boca Raton: CRC Press, 2016. 488 p.

19. Li G., Li G., Zhou M. Model and application of renewable energy accommodation capacity calculation considering utilization level of inter-provincial tie-line // Protection and Control of Modern Power Systems. 2019. №4 (1). p.p. 18-23.

20. Short T. Electric power distribution handbook. Florida: CRC Press LLC, 2014. 898 p.