

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)

13.04.02 Электроэнергетика и электротехника

(код и наименование направления подготовки)

Техническое и информационное обеспечение интеллектуальных систем электроснабжения

(направленность (профиль))

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ)

на тему Повышение надежности функционирования понизительной подстанции «Зольное»

Обучающийся

К.С. Лець

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Научный
руководитель

к.п.н., доцент, М.Н. Третьякова

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

Тольятти 2025

Содержание

Введение.....	3
1 Анализ существующей схемы электроснабжения ПС «Зольное»	5
2 Реконструкция схемы электроснабжения ПС «Зольное»	8
2.1 Выбор новой электрической схемы подстанции	8
2.2 Расчет электрических нагрузок подстанции	11
2.3 Выбор типа, числа и мощности силовых трансформаторов	17
2.4 Расчет токов короткого замыкания	27
3 Реконструкция электрической части подстанции	32
3.1 Блочно-модульные конструкции ОРУ-35 кВ.....	34
3.2 Комплектное распределительное устройство 6 кВ типа СЭЩ К-70	35
3.3 Выбор выключателей.....	37
3.4 Выбор разъединителей	45
3.5 Выбор трансформаторов тока.....	50
3.6 Выбор трансформаторов напряжения.....	58
3.7 Выбор ограничителей перенапряжения.....	63
3.8 Выбор ошиновки	66
3.9 Выбор предохранителей.....	69
3.10 Релейная защита и автоматика	70
3.11 Заземление и молниезащита подстанции	73
3.12 Мероприятия по борьбе с гололедом.....	77
Заключение	81
Список используемой литературы и используемых источников.....	83

Введение

Электроэнергетическая отрасль имеет стратегическое значение для экономики России, поэтому текущее состояние электросетевого комплекса неоднократно становилось предметом обсуждений в Правительстве Российской Федерации.

«Увеличение нагрузки на электростанции происходит на фоне высокого износа оборудования и небольшого ввода новых мощностей. Высокий износ связан с низким уровнем инвестиций, наблюдавшихся в 90-е годы. На сегодняшний день степень износа мощностей в российском секторе электроэнергетики составляет примерно 65 %, но при этом степень амортизации не является одинаковой в разных сегментах отрасли. Наименее изношены активы магистрального сетевого комплекса (50 %). Следующим идет сегмент генерации, износ мощностей которого составляет 65-70 %. Наконец, наиболее изношенными являются мощности распределительного сетевого сегмента (до 70 %)» [18].

«В настоящее время группа «Россети» – один из крупнейших в мире электросетевых холдингов, обеспечивающий электроснабжение потребителей в 82 регионах России. Централизация управления распределительными сетями на территории РФ позволяет сохранить контроль государства за активами распределительных сетей, которые являются ключевым элементом инфраструктуры энергоснабжения. По сетям Группы «Россети» передается более 80% всей вырабатываемой в стране электроэнергии. В состав Группы входят 45 дочерних и зависимых обществ, в том числе 19 распределительных сетевых компаний» [26].

Согласно приказу Минэнерго России от 16 ноября 2022 года № 23 «Об утверждении инвестиционной программы ПАО «Россети Волга» на 2023 – 2027 годы и изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети Волга», утвержденную приказом Минэнерго России от 08.12.2017 № 22, с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 08.12.2021 №

16 была выделена сумма равная 15,179 млрд. руб. В рамках реализации программы будет проводиться реконструкция целого ряда электросетевых объектов.

В настоящей диссертации рассматривается ПС «Зольное», принадлежащая Жигулевскому производственному отделению филиала ПАО «Россети Волга» - «Самарские распределительные сети». В работу ПС «Зольное» была введена в 1951 г. В ходе продолжительного, сверхнормативного периода эксплуатации большая часть электротехнического оборудования подстанции физически и морально устарела и требует проведения замены. Кроме того, специфические климатические условия района расположения подстанции так же предъявляют повышенные требования к надежности всего электросетевого комплекса ПС «Зольное» с питающими воздушными линиями 110 и 35 кВ.

Таким образом, целью данной диссертации является обеспечение бесперебойного электроснабжения потребителей ПС «Зольное» путем реконструкции схемы электроснабжения.

Основными задачами диссертации являются:

- модернизация схемы электроснабжения для обеспечения требуемой гибкости и выполнения условий надежности;
- максимально возможное использование недавно установленного дорогостоящего оборудования для минимизации капитальных затрат;
- применение экологичных материалов и организация работ с использованием методов, не наносящих вреда окружающей среде, ввиду нахождения объекта в особой природной зоне;
- осуществление наблюдения за гололедно-изморозевыми отложениями и осуществление плавки гололедных образований на проводах и тросах ВЛ 10 и 35 кВ из-за расположения подстанции в зоне с повышенными гололедными и ветровыми нагрузками;
- создание резерва трансформаторной мощности для обеспечения возможности электроснабжения новых потребителей.

1 Анализ существующей схемы электроснабжения ПС «Зольное»

Подстанция 110/35/6 кВ «Зольное» расположена вблизи одноименного поселка Зольное городского округа Жигулевск, на высоте 354 м над уровнем моря, вблизи природного памятника гора Стрельная. Климатические условия места расположения ПС характеризуются следующими показателями:

- ветровой район по давлению – V;
- абсолютная минимальная температура воздуха – минус 43 °С;
- самой холодной пятидневки – минус 36 °С;
- абсолютная максимальная температура воздуха – плюс 39 °С;
- средняя максимальная температура наиболее теплого месяца – плюс 25,9 °С;
- район по гололеду – VII;
- толщина стенки гололеда 1 раз в 10 лет – 40 мм;
- район по весу снегового покрова – III;
- район по степени загрязнения – I.

Схема электроснабжения подстанции «Зольное» приведена на рисунке 1. Как видно из схемы, ПС «Зольное» является частью Зольненско - Рождественского энергетического узла, расположенного в Самарской луке, электроснабжение которого осуществляется лишь по одной одноцепной ВЛ-110 кВ Жигулевск - Зольное в нормальном режиме, и одной ВЛ-35 кВ Моркваши - Зольное в аварийном и ремонтном режимах. Существующая схема электроснабжения требует проведения модернизации, так как не обладает необходимой гибкостью и не удовлетворяет требуемым условиям надежности.

В ходе продолжительного периода эксплуатации с 1951 г. в схему ПС не однократно вносились изменения. Так была произведена замена одного из трехобмоточных трансформаторов на двухобмоточный, ввиду отсутствия второго источника питания на уровне напряжения 110 кВ. Была выполнена частичная реконструкция ОРУ-110 кВ с заменой выключателей,

разъединителей и трансформаторов тока. При проведении реконструкции ПС «Зольное» необходимо максимально возможно использовать недавно установленное дорогостоящее оборудование с целью минимизации капитальных затрат.

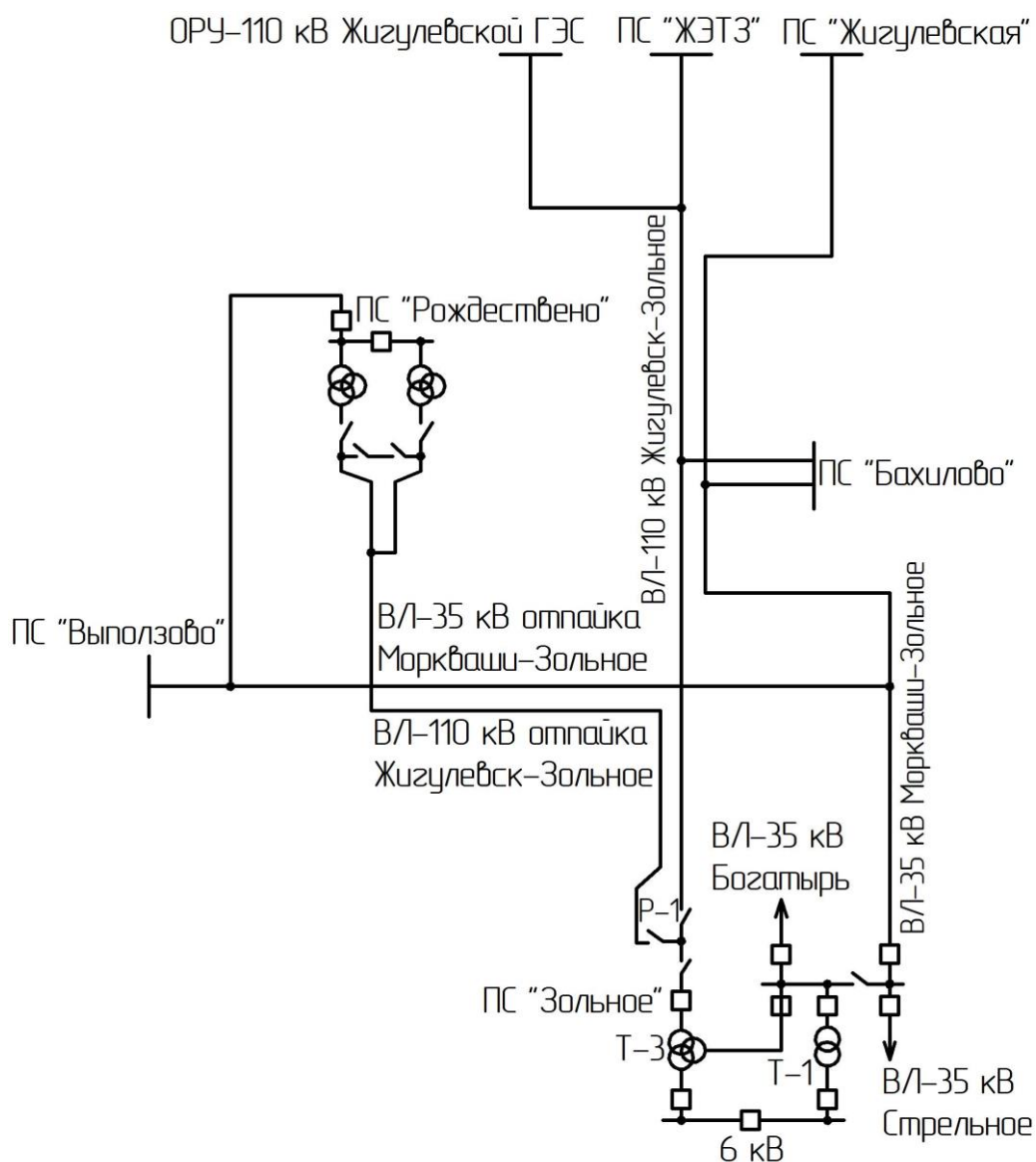


Рисунок 1 - Схема электроснабжения района расположения ПС «Зольное»

ПС 110/35/6 кВ «Зольное» территориально расположена на территории Национального Парка «Самарская лука», а питающие и отходящие ВЛ - 10 и 35 кВ проходят так же и по территории Жигулевского заповедника имени И.И. Спрыгина. Нахождение электросетевых объектов в границах особых

природных зон накладывает ряд ограничений на проведение технического обслуживания и ремонта оборудования [30]. Требуется применение экологичных материалов и организация работ с использованием методов, не наносящих вреда окружающей среде. По возможности необходим уход от маслonaполненного оборудования в сторону современных экологичных аналогов [29].

Расположение подстанции в районе VII категории по гололедности, с толщиной стенки гололеда до 40 мм, и в районе V категории по ветровым нагрузкам, со скоростью ветра достигающей 40 м/с, требует применения комплекса мероприятий, направленных на обеспечение безаварийной работы. Прежде всего необходимо осуществление наблюдения за гололедно-изморозевыми отложениями и осуществление плавки гололедных отложений на проводах и тросах ВЛ 110 и 35 кВ.

В настоящее время на подстанции установлены силовые трансформаторы ТДТН-16000/110/35/6 и ТМ-5600/35/6. На ОРУ-110 кВ установлены элегазовые выключатель ВГТ-110 и трансформаторы тока ТРГ-110, разъединители РГНП-110 с моторными приводами основных и заземляющих ножей, масляные трансформаторы напряжения НАМИ-110. ОРУ-35 кВ организовано с помощью баковых масляных выключателей ВМ-35/600, разъединителей РЛНД-35/600 с ручными приводами главных и заземляющих ножей, а также масляных трансформаторов тока ТФН-35М. В КРУ-6 кВ типа К - III У установлены маломасляные выключатели ВМП-10.

Выводы по разделу.

Произведен анализ существующей схемы электрической сети и выявлены её узкие места. Так же проанализирована схема ПС «Зольное», ее место в энергосистеме, состав установленного на ней оборудования и присущие ей, ввиду расположения в особой природной зоне, особенности. На основании проведенного анализа намечены основные мероприятия, направленные на повышение надежности электроснабжения, которые будут рассмотрены в следующих главах диссертационного исследования.

2 Реконструкция схемы электроснабжения ПС «Зольное»

2.1 Выбор новой электрической схемы подстанции

В настоящее время питание энергетического узла Зольное - Рождественно осуществляется по ВЛ-110 кВ Жигулевск - Зольное и ВЛ-35 кВ Моркваши - Зольное.

По положению в системе в данный момент подстанция «Зольное» классифицируется как проходная. ОРУ-110 кВ выполнено по схеме заход-выход с выключателем в цепи трансформатора, а ОРУ-35 кВ - одна рабочая секционированная система шин с шинами плавки гололеда.

В случае аварийной ситуации на питающей ВЛ-110 кВ Жигулевск - Зольное линия отключается полностью на ОРУ-110 кВ Жигулевской ГЭС и ПС 110/6 кВ «ЖЭТЗ», и питание всего энергоузла осуществляется по ВЛ-35 кВ Моркваши - Зольное с шин ПС 110/35/6 кВ «Жигулевская». Для определения поврежденного участка питающей ВЛ приходится отключать «от руки» разъединитель Р-1 на ПС «Зольное» и опробовать участки ВЛ подачей на них напряжения. Повреждение же ВЛ-35 кВ Моркваши - Зольное приводит к ее полному отключению до отыскания места повреждения и устранения аварийного режима.

Предлагаемая к реализации схема подстанции представлена на рисунке 2.

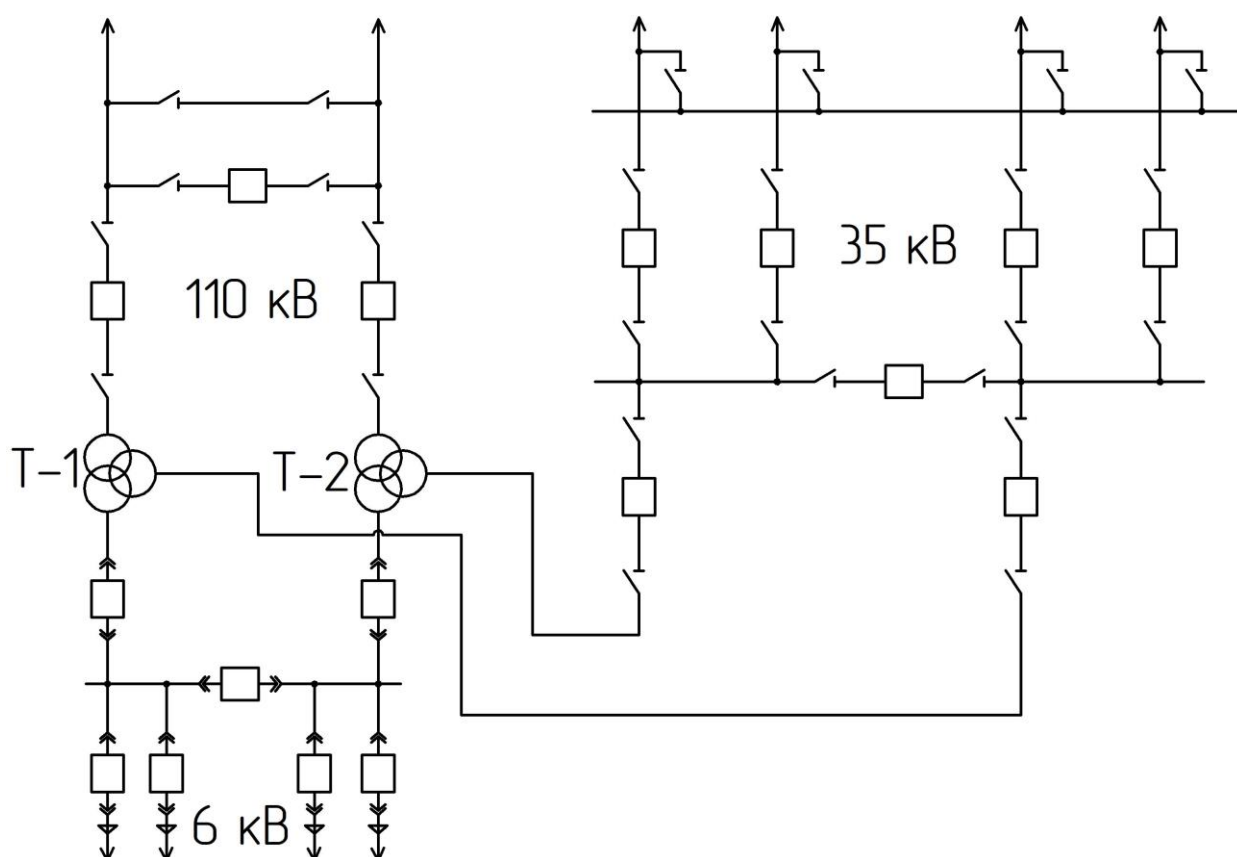


Рисунок 2 - Электрическая схема подстанции

В ходе проведения реконструкции ОРУ-110 кВ организовывается по мостиковой схеме с ремонтной перемычкой и выключателями в цепях трансформаторов. «Применение выключателей обусловлено требованиями увеличения надежности и необходимостью обеспечения требуемой холодостойкости» [10]. Благодаря применению указанной схемы осуществляется деление ВЛ-110 кВ на участки Жигулевск - Зольное и Зольное - Рождествено, разделенные автоматической перемычкой.

«ОРУ-35 кВ организовывается по схеме одиночной секционированной выключателем системы шин с шинами плавки гололеда» [21]. Кроме того, на ОРУ-35 кВ организуется дополнительная линейная ячейка в связи с новым строительством участка ВЛ-35 кВ от шин 35 кВ ПС «Зольное» до опоры № 196 ВЛ-35 кВ Моркваши - Зольное, к которой присоединена отпайка на ПС 35/10

кВ «Выползово». Схема распределительно устройства 6 кВ принципиально не изменяется.

Схема электроснабжения района примет вид согласно рисунку 3.

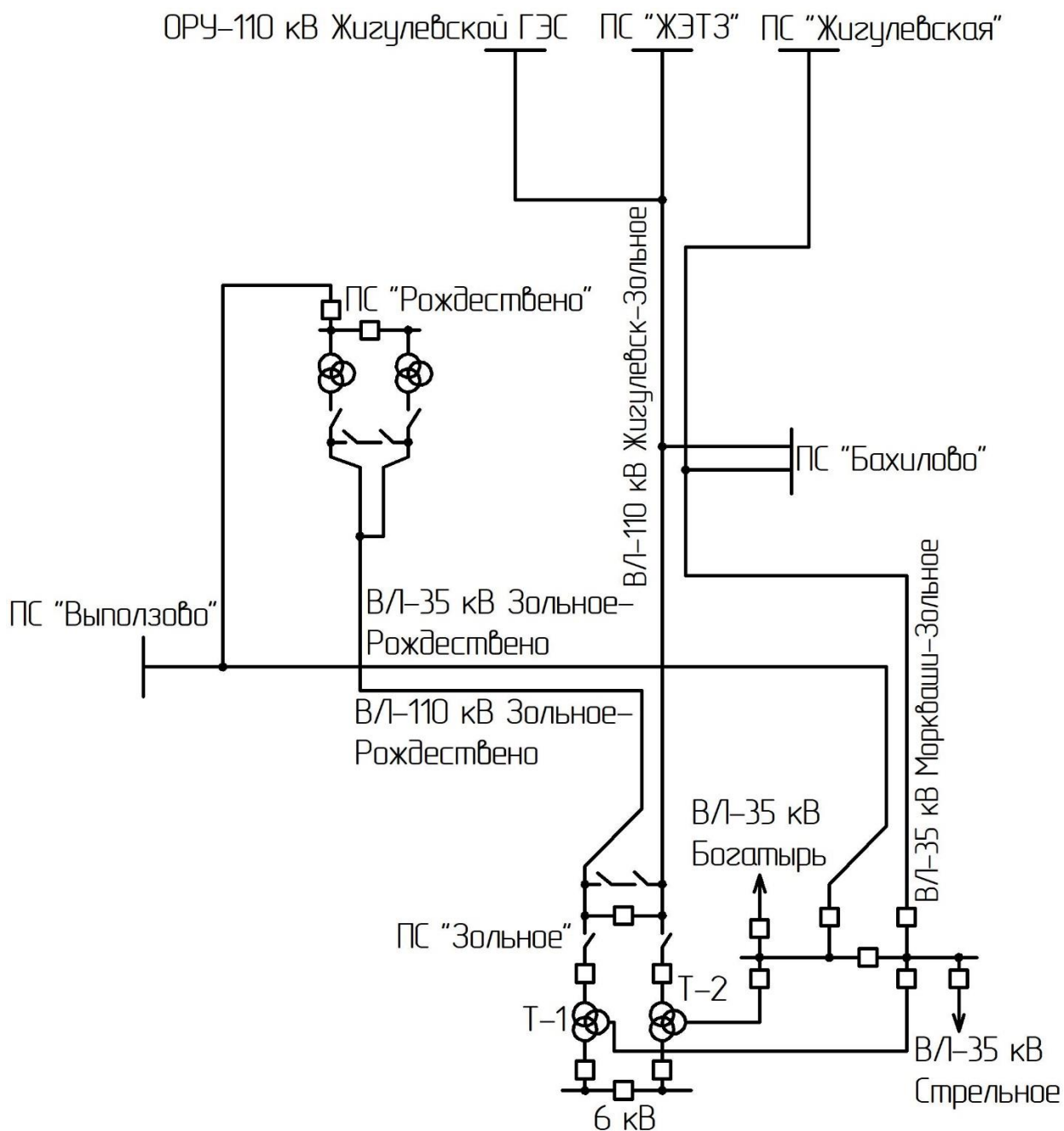


Рисунок 3 - Схема электроснабжения района после проведения реконструкции

Выполнение указанных мероприятий позволяет осуществлять питание нагрузок ПС 35/10 кВ «Выползово» и ПС 110/35/10 кВ «Рождествено» (в аварийном режиме) в режиме проходной ПС. Так же деление ВЛ-35 кВ Моркваши - Зольное на участки Моркваши - Зольное и Зольное - Рождествено значительно ускорит определение поврежденного участка ВЛ и отделения его от сети действием автоматики.

Таким образом, применение указанных схем распределительных устройств значительно увеличивает надежность электроснабжения ПС «Зольное» и всего энергетического узла Зольное-Рождествено в целом, предусматривает возможность дальнейшего перспективного развития сети, обеспечивает возможность проведения ремонтных работ и требуемую безопасность эксплуатации.

2.2 Расчет электрических нагрузок подстанции

Для выбора силовых трансформаторов произведен расчет электрических нагрузок подстанции. Исходные данные для проведения расчета получены от ПАО «Россети Волга» в виде годовых графиков нагрузок потребителей. «Графики представлены в виде максимальных значений активной мощности $P_{\max}$ которые соответствуют 100% максимальной ступени для суточных графиков и годовых графиков по продолжительности. Значения мощностей для других ступеней нагрузки по графикам определяются пропорционально в виде $P_{\text{in}}(t)$ » [22].

На рисунках 4 - 6 представлены графики нагрузок по ПС 35 кВ «Стрельное» (питание по ВЛ-35 кВ Стрельное), ПС 35 кВ «Богатырь» (питание по ВЛ-35 кВ Богатырь) и объединенная нагрузка по двум секциям шин 6 кВ.

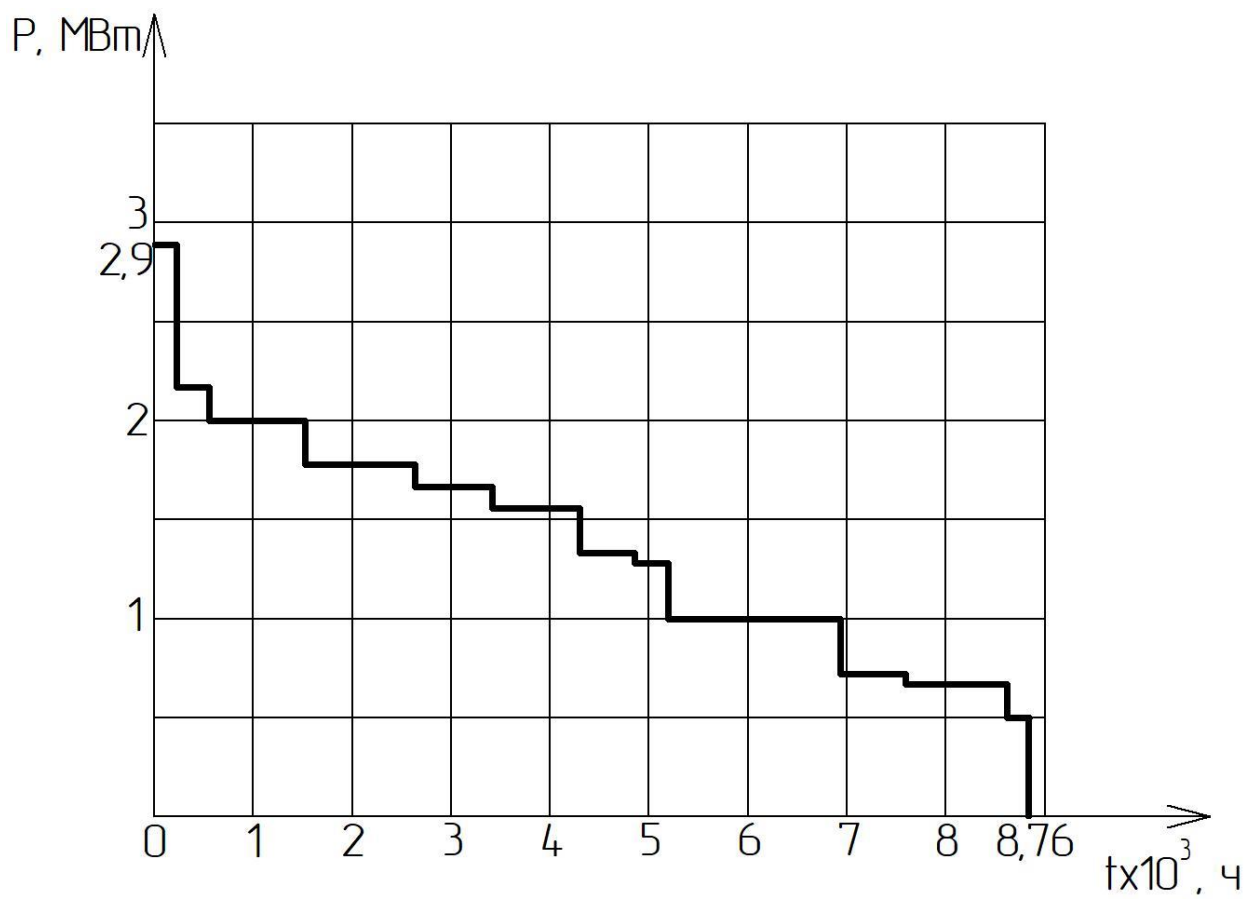


Рисунок 4 - Годовой график нагрузок по ПС «Богатырь»

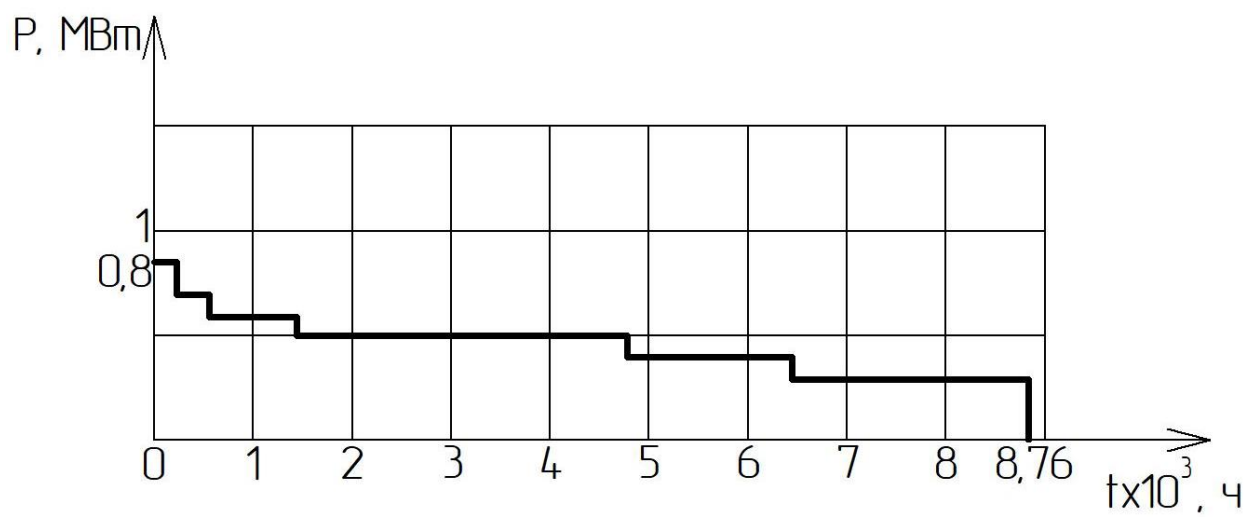


Рисунок 5 - Годовой график нагрузок по ПС «Стрельное»

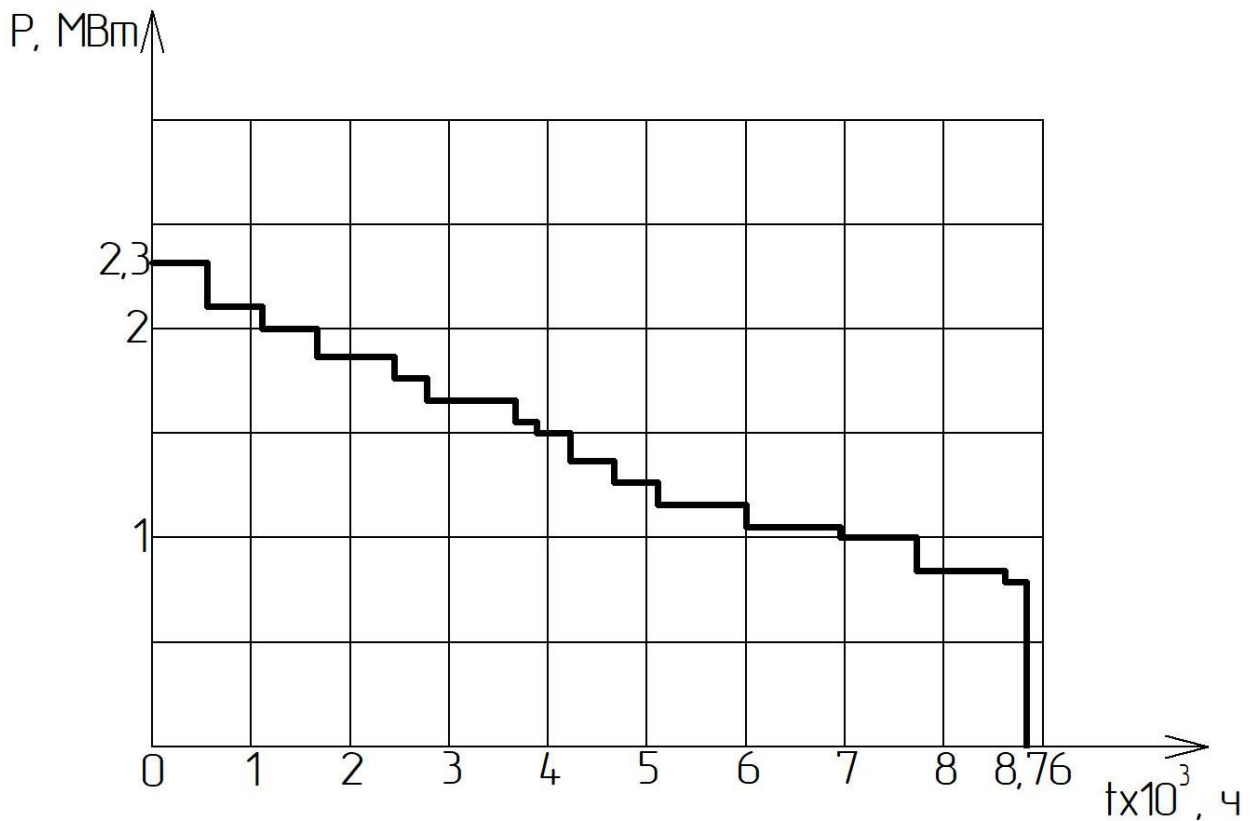


Рисунок 6 - Годовой график нагрузок по секциям шин 6 кВ

Прежде всего по годовым графикам по продолжительности для потребителей $P_{in}(t)$ определяются значения потребляемой электроэнергии для отдельных потребителей, согласно формуле (1):

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

Таким образом, потребляемая электроэнергия по отдельным потребителям составляет:

– ПС 35 кВ «Богатырь»:

$$\begin{aligned}
 W_{Бог} &= 2,9 \cdot (1 \cdot 0,183 + 0,76 \cdot 0,336 + 0,69 \cdot 0,915 + 0,62 \cdot 1,098 + 0,58 \cdot 0,732 + 0,55 \cdot 0,914 + \\
 &+ 0,48 \cdot 0,548 + 0,45 \cdot 0,364 + 0,34 \cdot 1,82 + 0,27 \cdot 0,546 + 0,24 \cdot 1,092 + 0,17 \cdot 0,182) \cdot 10^3 = \\
 &= 12141,169 \text{ } MBt \cdot ч.
 \end{aligned}$$

– ПС 35 кВ «Стрельное»:

$$\begin{aligned} W_{Cmp} &= 0,8 \cdot (1 \cdot 0,183 + 0,875 \cdot 0,366 + 0,75 \cdot 0,914 + 0,625 \cdot 3,291 + 0,5 \cdot 1,64 + 0,375 \cdot 2,366) \cdot 10^3 = \\ &= 3962,3 \text{ МВт} \cdot \text{ч}. \end{aligned}$$

– Шины 6 кВ:

$$\begin{aligned} W_{6кВ} &= 2,3 \cdot (1 \cdot 0,549 + 0,95 \cdot 0,549 + 0,87 \cdot 0,549 + 0,82 \cdot 0,732 + 0,78 \cdot 0,366 + 0,74 \cdot 0,915 + 0,7 \cdot 0,183 + \\ &+ 0,65 \cdot 0,336 + 0,61 \cdot 0,365 + 0,56 \cdot 0,546 + 0,52 \cdot 0,91 + 0,48 \cdot 0,91 + 0,43 \cdot 0,728 + 0,39 \cdot 0,91 + \\ &+ 0,35 \cdot 0,182) \cdot 10^3 = 11725,515 \text{ МВт} \cdot \text{ч}. \end{aligned}$$

Суммарная потребляемая электроэнергия по подстанции в целом определяется по формуле (2):

$$W_{ПС} = \sum W_n, \quad (2)$$

$$W_{ПС} = 12141,169 + 3962,3 + 11725,515 = 27828,984 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

Затем определяется значение продолжительности максимальной годовой нагрузки подстанции по формуле (3):

$$T_{.м} = \frac{W_{ПС}}{P_{\max ПС}}. \quad (3)$$

Продолжительность максимальной годовой нагрузки подстанции составляет:

$$T_{.м} = \frac{27828,984}{2,9 + 0,8 + 2,3} = 4638,164 \text{ ч}.$$

«На основании суммарной потребляемой электроэнергии по подстанции и продолжительности максимальной годовой нагрузки подстанции определяется коэффициент заполнения графика нагрузки подстанции» [27] по формуле (4):

$$K_{зан} = \frac{W_{ПС}}{8760 \cdot P_{\max ПС}} = \frac{T_{\text{м}}}{8760}. \quad (4)$$

Коэффициент заполнения графика годового графика нагрузки ПС «Зольное» составляет:

$$K_{зан} = \frac{4638,164}{8760} = 0,529.$$

«С использованием известных значений коэффициентов мощности потребителей, графики активной мощности преобразуются в графики полной мощности отдельных потребителей» [27] по формуле (5):

$$S_{in}(t) = \frac{P_{in}(t)}{\cos \varphi_{in}}. \quad (5)$$

ПС 35 кВ «Богатырь»:

$$S_{Бог} = \frac{2,9}{0,75} = 3,87 \text{ МВА}.$$

ПС 35 кВ «Стрельное»:

$$S_{Стр} = \frac{0,8}{0,8} = 1 \text{ МВА}.$$

Шины 6 кВ:

$$S_{6кВ} = \frac{2,3}{0,8} = 2,875 \text{ МВА}.$$

Суммарная полная мощность по подстанции в целом определяется по формуле (6):

$$S_{\max}^{ПС} = \sum S_n^i. \quad (6)$$

$$S_{\max}^{ПС} = 3,87 + 1 + 2,875 = 7,745 \text{ МВА}.$$

Затем по графикам полной мощности отдельных потребителей $S_{in}(t)$ определяется приближенный суммарный годовой график нагрузки по продолжительности для всех ступеней напряжения обмоток трансформаторов подстанции.

Графики полной мощности отдельных потребителей и суммарный годовой график нагрузки ПС «Зольное» представлены на рисунке 7.

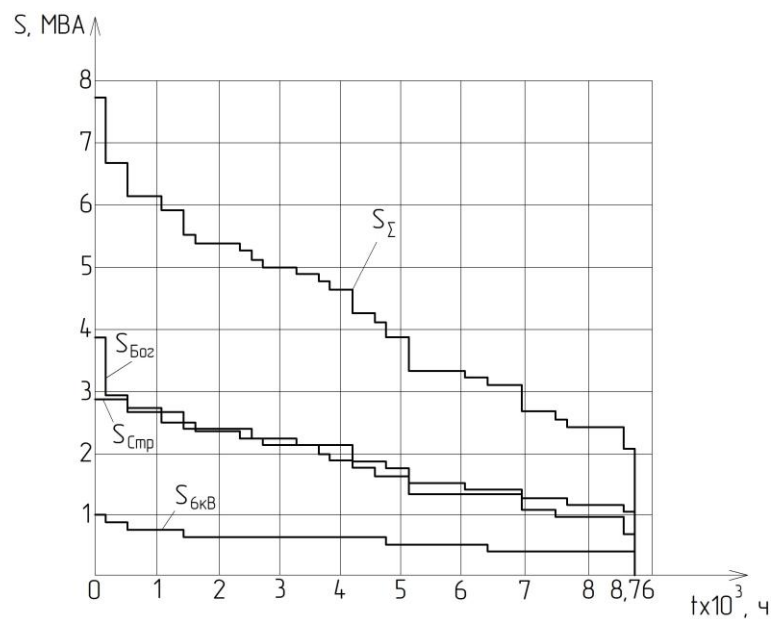


Рисунок 7 - Годовой график нагрузки ПС «Зольное»

Данные годового графика нагрузки ПС «Зольное» будут учитываться при расчёте мощности силовых трансформаторов.

2.3 Выбор типа, числа и мощности силовых трансформаторов

Исходя из реалий существующей схемы электроснабжения, целесообразно применение трёхфазных трансформаторов с встроенным устройством РПН.

Так как с шин 6 и 35 кВ подстанции «Зольное» осуществляется питание нагрузок потребителей 1-ой категории, то выбрана двухтрансформаторная подстанция, для которой допустимая номинальная мощность каждого трансформатора $S_{ном.Т}$ с учетом допустимой 40 % перегрузки в аварийном режиме, в общем виде, определяется по выражению (7):

$$S_{ном.Т} \approx 0,7 \cdot S_{max.ПС} \cdot \quad (7)$$

$$S_{ном.Т} = 0,529 \cdot 7,745 = 4,252 \text{ МВА.}$$

Применительно к полученному значению $S_{ном.Т}$ подстанции по шкале мощностей силовых трансформаторов по справочным данным [16] выбирается не менее двух ближайших и больших по мощности силовых трансформаторов: для дальнейшего рассмотрения приняты трансформаторы мощностью 6,3 МВА и 10 МВА.

Согласно данным справочных источников [16] к дальнейшему рассмотрению выбираем трансформаторы ТМТН-6300/110/35/6 и ТДТН-10000/110/35/6.

В начале рассмотрим вариант комплектации подстанции силовыми трансформаторами типа ТМТН-6300/110/35/6, каталожные данные которых представлены в таблице 1.

Таблица 1 - Номинальные данные трансформатора ТМТН-6300/110/35/6

Тип	S _{ном.Т} , МВА	Каталожные данные								
		U _{ном} обмоток, кВ			u _k , %			ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	I _х , %
		ВН	СН	НН	ВН- СН	ВН- НН	СН- НН			
ТМТН- 6300/110/35/6	6,3	115	38,5	6,6	10,5	17	6	52	12,5	1,1

«Для трехфазных трансформаторов с обмоткой низшего напряжения расчеты приведенных потерь мощности определяются из выражения (8):

$$P_T' = P_x' + \kappa_{з.б}^2 \cdot P_{к.б}' + \kappa_{з.с}^2 \cdot P_{к.с}' + \kappa_{з.н}^2 \cdot P_{к.н}'. \quad (8)$$

Приведенные потери активной мощности трансформатора в режиме холостого хода [28] рассчитываются по формуле (9):

$$P_x' = \Delta P_x + \kappa_{ин} \cdot Q_x. \quad (9)$$

где $\kappa_{ин} = 0,05$ кВт/квар - коэффициент изменения потерь;

Q_x - потери реактивной мощности трансформатора в режиме холостого хода (квар) [31], определяемые по формуле (10):

$$Q_x = \frac{I_x(\%)}{100} \cdot S_{ном.Т}, \quad (10)$$

$$Q_x = \frac{1,1}{100} \cdot 6300 = 69,3 \text{ квар},$$

$$P_x' = 12,5 + 0,05 \cdot 69,3 = 15,965 \text{ кВт}.$$

Коэффициенты загрузки соответствующих обмоток трансформатора определяются по формулам (11-13):

$$\kappa_{з.б} = \frac{S_B}{S_{ном.Т}}, \quad (11)$$

$$K_{3.C} = \frac{S_C}{S_{ном.Т}}, \quad (12)$$

$$K_{3.H} = \frac{S_H}{S_{ном.Т}}, \quad (13)$$

где S_B , S_C , S_H - расчетные нагрузки обмоток трансформатора высшего, среднего и низшего напряжений» [17].

$$K_{3.B} = \frac{7,745}{6,3} = 1,23,$$

$$K_{3.C} = \frac{4,87}{6,3} = 0,733,$$

$$K_{3.H} = \frac{2,875}{6,3} = 0,456.$$

«Приведённые потери активной мощности к.з. соответствующих обмоток трансформатора определяются по выражениям (14-16):

$$P'_{к.в} = P_{к.в} + \kappa_{ин} \cdot Q_{к.в}, \quad (14)$$

$$P'_{к.с} = P_{к.с} + \kappa_{ин} \cdot Q_{к.с}, \quad (15)$$

$$P'_{к.н} = P_{к.н} + \kappa_{ин} \cdot Q_{к.н}. \quad (16)$$

где $P_{к.в}$, $P_{к.с}$, $P_{к.н}$ - потери активной мощности к.з. соответствующих обмоток трансформатора при 100 % их загрузке, которые при заданном в справочниках значении потерь активной мощности между обмотками трехфазного трёхобмоточного трансформатора, $\Delta P_{к.ВН-НН}$ » [24] можно определить из выражения (17):

$$P_{к.в} = P_{к.с} = P_{к.н} = 0,5 \cdot \Delta P_{к.ВН-НН}, \quad (17)$$

$$P_{к.в} = P_{к.с} = P_{к.н} = 0,5 \cdot 52 = 26 \text{ кВт}.$$

«Потери реактивной мощности соответствующих обмоток трехфазного трансформатора в режиме к.з. (квар) определяются из выражений (18-20):

$$Q_{к.в} = \frac{U_{к.в}(\%) }{100} \cdot S_{номТ}, \quad (18)$$

$$Q_{к.с} = \frac{U_{к.с}(\%) }{100} \cdot S_{номТ}, \quad (19)$$

$$Q_{к.н} = \frac{U_{к.н}(\%) }{100} \cdot S_{номТ}, \quad (20)$$

где $U_{к.в}$, $U_{к.с}$, $U_{к.н}$ - напряжения к.з., (%), обмоток трехфазного трехобмоточного трансформатора, которые при заданных значениях напряжений к.з. между обмотками $u_{к.ВН-НН}$, $u_{к.ВН-СН}$, $u_{к.СН-НН}$ » [24] определяются из выражений (21-23):

$$U_{к.в} = 0,5 \cdot (u_{к.ВН-НН} + u_{к.ВН-СН} - u_{к.СН-НН}), \quad (21)$$

$$U_{к.с} = 0,5 \cdot (u_{к.ВН-СН} + u_{к.СН-НН} - u_{к.ВН-НН}), \quad (22)$$

$$U_{к.н} = 0,5 \cdot (u_{к.ВН-НН} + u_{к.СН-НН} - u_{к.ВН-СН}). \quad (23)$$

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

$$U_{к.с} = 0,5 \cdot (10,5 + 6 - 17) = -0,25\%,$$

$$U_{к.в} = 0,5 \cdot (17 + 6 - 10,5) = 6,25\%.$$

Таким образом:

$$Q_{к.в} = \frac{10,5}{100} \cdot 6300 = 677,25 \text{ квар},$$

$$Q_{к.с} = \frac{0}{100} \cdot 6300 = 0 \text{ квар},$$

$$Q_{к.н} = \frac{6,25}{100} \cdot 6300 = 393,75 \text{ квар}.$$

Отсюда приведённые потери активной мощности к.з. обмоток:

$$P_{\kappa.\theta}^{\cdot} = 26 + 0,05 \cdot 677,25 = 59,86 \text{ кВт},$$

$$P_{\kappa.c}^{\cdot} = 26 + 0,05 \cdot 0 = 26 \text{ кВт},$$

$$P_{\kappa.\theta}^{\cdot} = 26 + 0,05 \cdot 393,75 = 45,69 \text{ кВт}.$$

Приведённые потери мощности:

$$P_T^{\cdot} = 15,965 + 1,23^2 \cdot 59,86 + 0,773^2 \cdot 26 + 0,456^2 \cdot 45,69 = 131,09 \text{ кВт}.$$

«Потери энергии - определяются из следующего обобщенного выражения (24) на основании расчетных годовых графиков нагрузки для соответствующих обмоток – S_{Bi} , S_{Ci} , S_{Hi} :

$$\begin{aligned} \Delta W_{PC} &= \sum \Delta W_{xi} + \sum \Delta W_{ki} = \sum \Delta W_{xi} + \sum \Delta W_{k.\theta i} + \sum \Delta W_{k.ci} + \sum \Delta W_{k.ni} = \\ &= \sum n_i \cdot P_x^{\cdot} \cdot T_i + \sum_{i=1}^k \left(\frac{1}{n} \cdot \kappa_{з.\theta i}^2 \cdot P_{\kappa.\theta}^{\cdot} \cdot T_i + \frac{1}{n} \cdot \kappa_{з.ci}^2 \cdot P_{\kappa.c}^{\cdot} \cdot T_i + \frac{1}{n} \cdot \kappa_{з.ni}^2 \cdot P_{\kappa.n}^{\cdot} \cdot T_i \right), \end{aligned} \quad (24)$$

где i - порядковый номер ступени графика нагрузки, $i = 1, 2, 3 \dots k$ (ступени нагрузки целесообразно определять по графику загрузки обмотки высшего напряжения трансформатора);

n_i - число трансформаторов ПС, находящихся в работе на i -ой ступени годового графика нагрузки, причем определенные с учетом значения экономической нагрузки $S_{э.ПС}$;

$\kappa_{з.Bi}$, $\kappa_{з.Ci}$, $\kappa_{з.Hi}$ - коэффициенты загрузки обмоток высшего, среднего и низшего напряжения трехобмоточного трансформатора (автотрансформатора) на i -той ступени;

S_{Bi} , S_{Ci} , S_{Hi} - расчетные мощности нагрузки соответствующих обмоток трансформаторов из графиков на i -той ступени;

T_i - продолжительность нахождения нагрузки S_i на i -той ступени» [24].

Расчетные данные по потерям электроэнергии в трансформаторах сведены в таблицу 2.

Таблица 2 - Расчет потерь электроэнергии в трансформаторах ТМТН-6300

i	S_B , МВА	S_C , МВА	S_H , МВА	n_i	T_i , ч	ΔW_{xi} , кВт·ч	$k_{з.вi}^2$	$k_{з.сi}^2$	$k_{з.нi}^2$	$\Delta W_{к.вi}$, кВт·ч	$\Delta W_{к.сi}$, кВт·ч	$\Delta W_{к.нi}$, кВт·ч
1	7,74	4,87	2,88	2	183	5843	1,51	0,60	0,21	8271	1376	871
2	6,69	3,81	2,88	2	366	11686	1,13	0,37	0,21	12348	1691	1741
3	5,75	3,02	2,73	2	549	17530	0,35	0,03	0,19	5816	180	2357
4	5,52	3,02	2,50	2	366	11686	0,31	0,03	0,16	3416	120	1318
5	5,52	3,02	2,50	2	182	5811	0,77	0,23	0,16	4187	528	655
6	5,38	3,02	2,36	2	732	23373	0,73	0,23	0,14	15976	2124	2342
7	5,26	3,02	2,24	2	183	5843	0,70	0,23	0,13	3825	531	530
8	5,11	2,87	2,24	2	183	5843	0,66	0,21	0,13	3604	478	530
9	5,00	2,87	2,13	2	549	17530	0,63	0,21	0,11	10330	1434	1430
10	4,88	2,75	2,13	2	366	11686	0,60	0,19	0,11	6570	880	954
11	4,76	2,75	2,01	2	183	5843	0,57	0,19	0,10	3132	440	427
12	4,62	2,75	1,87	2	366	11686	0,54	0,19	0,09	5892	880	736
13	4,23	2,48	1,75	2	366	11686	0,45	0,16	0,08	4950	715	648
14	4,09	2,48	1,61	2	179	5715	0,42	0,16	0,07	2259	350	267
15	3,85	2,24	1,61	2	366	11686	0,37	0,13	0,07	4091	583	546
16	3,31	1,81	1,50	2	910	29056	0,28	0,08	0,06	7517	952	1171
17	3,19	1,81	1,38	2	364	11623	0,26	0,08	0,05	2801	381	399
18	3,07	1,69	1,38	2	546	17434	0,24	0,07	0,05	3880	495	598
19	2,66	1,42	1,24	2	546	17434	0,18	0,05	0,04	2903	349	480
20	2,54	1,30	1,24	2	182	5811	0,16	0,04	0,04	885	98	160
21	2,42	1,30	1,12	2	910	29056	0,15	0,04	0,03	4033	491	659
22	2,04	1,03	1,01	2	182	5811	0,10	0,03	0,03	570	62	106
$\Sigma \Delta W_{\text{ПС}} = 430992$												

Экономическая целесообразность выбора трансформаторов определяется методом приведенных затрат по формуле (25):

$$Z_{np} = E_H \cdot K + I = E_H \cdot K + I_o + I_s, \quad (25)$$

где «К - капитальные затраты на оборудование ПС (учитывается только стоимость трансформаторов ПС для рассматриваемых вариантов), руб.;

E_n - нормативный коэффициент дисконтирования;

I - годовые эксплуатационные издержки, руб.;

I_3 - стоимость годовых потерь электроэнергии в трансформаторах» [27], определяемых по выражению (26):

$$I_3 = \Delta W_{ПС} \cdot C_3, \quad (26)$$

где $C_3 = 1,367$ руб/кВт·ч стоимость передачи 1 кВт·ч электроэнергии;

I_o - годовые отчисления, руб., которые можно определить из выражения (27):

$$I_o = p_{\text{сум}} \cdot K, \quad (27)$$

где $p_{\text{сум}}=0,094$ - суммарный коэффициент отчислений для оборудования 35-110 кВ.

$$Z_{np} = 0,15 \cdot 12600000 + 0,094 \cdot 12600000 + 1,367 \cdot 430992 = 14323166 \text{ руб.}$$

Рассмотрим вариант подстанции с трансформаторами типа ТДТН-10000/110/35/6, каталожные данные которых представлены в таблице 3.

Таблица 3 - Номинальные данные трансформатора ТДТН- 10000/110/35/6

Тип	S _{НОМ.Т} , МВА	Каталожные данные								
		U _{НОМ} обмоток, кВ			u _k , %			ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	I _х , %
		ВН	СН	НН	ВН- СН	ВН- НН	СН- НН			
ТДТН- 1000/110/35/6	6,3	115	38,5	6,6	10,5	17,5	6,5	76	17	1,0

Расчет потерь электроэнергии в трансформаторах определяется аналогично по формулам 8-24.

«Потери реактивной мощности трансформатора в режиме холостого хода (квар), определяемые по формуле (10):

$$Q_x = \frac{1,0}{100} \cdot 10000 = 100 \text{ квар.}$$

Приведенные потери активной мощности трансформатора в режиме холостого хода рассчитываются по формуле (9):

$$P'_x = 17 + 0,05 \cdot 100 = 22 \text{ кВт.}$$

Коэффициенты загрузки соответствующих обмоток трансформатора определяются по формулам (11-13):

$$K_{з.б} = \frac{7,745}{10} = 0,774,$$

$$K_{з.с} = \frac{4,87}{10} = 0,487,$$

$$K_{з.н} = \frac{2,875}{10} = 0,287.$$

Напряжения к.з., (%) обмоток трехфазного трехобмоточного трансформатора определяются из выражений (21-23):

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

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

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

Потери реактивной мощности соответствующих обмоток трехфазного трансформатора в режиме к.з. (квар) определяются из выражений (18-20)

$$Q_{к.в} = \frac{10,75}{100} \cdot 10000 = 1075 \text{ квар},$$

$$Q_{к.с} = \frac{0}{100} \cdot 10000 = 0 \text{ квар},$$

$$Q_{к.н} = \frac{6,25}{100} \cdot 10000 = 625 \text{ квар}.$$

Приведённые потери активной мощности к.з. соответствующих обмоток трансформатора определяются по выражениям (14-16):

$$P'_{к.в} = 22 + 0,05 \cdot 1075 = 75,75 \text{ кВт},$$

$$P'_{к.с} = 22 + 0,05 \cdot (-25) = 20,75 \text{ кВт},$$

$$P'_{к.н} = 22 + 0,05 \cdot 625 = 53,25 \text{ кВт}.$$

Приведённые потери мощности исходя из выражения (8):

$$P'_T = 22 + 0,774^2 \cdot 75,75 + 0,487^2 \cdot 20,75 + 0,287^2 \cdot 53,25 = 76,69 \text{ кВт}.$$

Потери энергии - $\Delta W_{ПС}$ определяются из обобщенного выражения (24)» [24].

Расчетные данные по потерям электроэнергии в трансформаторах сведены в таблицу 4.

Таблица 4 - Расчет потерь электроэнергии в трансформаторах ТДТН-10000

i	$S_{B,}$ МВА	$S_{C,}$ МВА	$S_{H,}$ МВА	n_i	$T_i, \text{ ч}$	$\Delta W_{xi},$ кВт·ч	$k^2_{3.6i}$	$k^2_{3.ci}$	$k^2_{3.ni}$	$\Delta W_{к.6i},$ кВт·ч	$\Delta W_{к.ci},$ кВт·ч	$\Delta W_{к.ni},$ кВт·ч
1	7,74	4,87	2,88	2	183	8052	0,60	0,024	0,08	4154	450	403
2	6,69	3,81	2,88	2	366	16104	0,45	0,15	0,08	6202	552	508
3	5,75	3,02	2,73	2	549	24156	0,14	0,01	0,07	2921	59	1090

Продолжение таблицы 4

i	S_B , МВА	S_C , МВА	S_H , МВА	n_i	T_i , ч	ΔW_{xi} , кВт·ч	$k^2_{3.6i}$	$k^2_{3.ci}$	$k^2_{3.Hi}$	$\Delta W_{к.6i}$, кВт·ч	$\Delta W_{к.ci}$, кВт·ч	$\Delta W_{к.Hi}$, кВт·ч
4	5,52	3,02	2,50	2	366	16104	0,12	0,01	0,06	1716	39	610
5	5,52	3,02	2,50	2	182	8008	0,31	0,09	0,06	2103	172	303
6	5,38	3,02	2,36	2	732	32208	0,29	0,09	0,06	8024	694	1083
7	5,26	3,02	2,24	2	183	8052	0,28	0,09	0,05	1921	173	245
8	5,11	2,87	2,24	2	183	8052	0,26	0,08	0,05	1801	156	245
9	5,00	2,87	2,13	2	549	24156	0,25	0,08	0,05	5188	468	662
10	4,88	2,75	2,13	2	366	16104	0,24	0,08	0,05	3300	288	441
11	4,76	2,75	2,01	2	183	8052	0,23	0,08	0,04	1573	144	197
12	4,62	2,75	1,87	2	366	16104	0,21	0,08	0,03	2959	288	340
13	4,23	2,48	1,75	2	366	16104	0,18	0,06	0,03	2486	234	300
14	4,09	2,48	1,61	2	179	7876	0,17	0,06	0,03	1135	114	124
15	3,85	2,24	1,61	2	366	16104	0,15	0,05	0,03	2055	191	253
16	3,31	1,81	1,50	2	910	40040	0,11	0,03	0,02	3775	311	542
17	3,19	1,81	1,38	2	364	16016	0,10	0,03	0,02	1407	124	185
18	3,07	1,69	1,38	2	546	24024	0,09	0,03	0,02	1949	162	277
19	2,66	1,42	1,24	2	546	24024	0,07	0,02	0,02	1458	114	222
20	2,54	1,30	1,24	2	182	8008	0,06	0,02	0,02	444	32	74
21	2,42	1,30	1,12	2	910	40040	0,06	0,02	0,01	2026	2160	305
22	2,04	1,03	1,01	2	182	8008	0,04	0,01	0,01	286	20	49
$\Sigma \Delta W_{\text{ПС}} = 457988$												

Экономическая целесообразность выбора трансформаторов определяется методом приведенных затрат по формуле (25) с учетом стоимости годовых потерь электроэнергии в трансформаторах, определяемых по выражению (26), и годовых отчислений, которые определяются из выражения (27):

$$Z_{np} = 0,15 \cdot 20000000 + 0,094 \cdot 20000000 + 0,719 \cdot 457988 = 22426069 \text{ руб.}$$

Из двух рассмотренных вариантов наименьшей суммой приведённых затрат обладает первый, с использованием трансформаторов ТМТН-6300/110/35/6. Однако к дальнейшей реализации принят вариант № 2 с

использованием трансформаторов ТДТН-10000/110/35/6, т.к. планируется строительство новых объектов, для чего потребуется выдача дополнительных объемов мощности с шин ПС «Зольное», которая наиболее приближена к району производства строительства.

2.4 Расчет токов короткого замыкания

Прежде всего для расчета токов КЗ составлены соответствующая расчетная схема, представленная на рисунке 8, и схема замещения, представленная на рисунке 9.

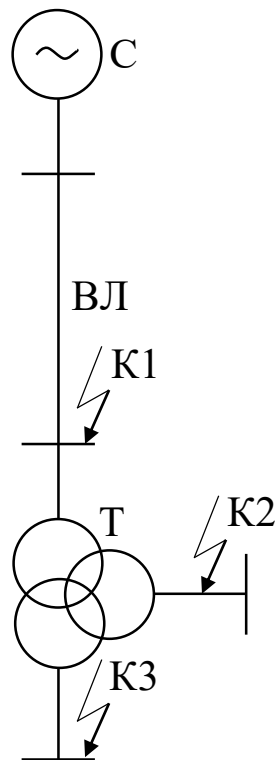


Рисунок 8 - Расчетная схема для расчета токов КЗ

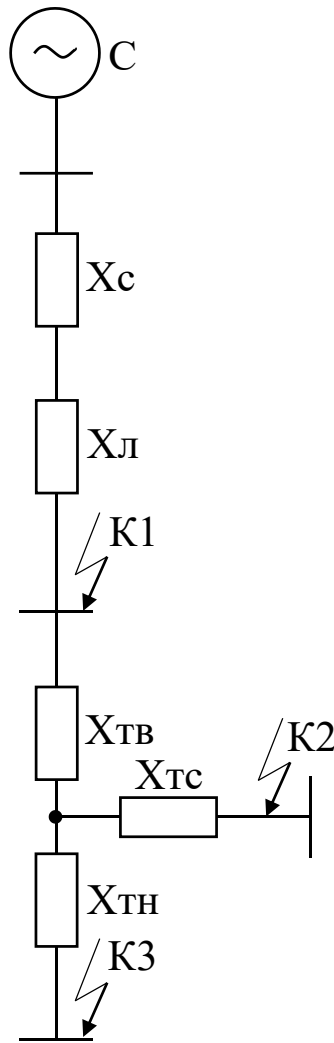


Рисунок 9 - Схема замещения

Мощность КЗ источника питания определяется из выражения (28):

$$S_{КЗ}^{(3)} = \sqrt{3} \cdot U_c \cdot I_{КЗ. \max}^{(3)}, \quad (28)$$

где $U_c = 115$ кВ - номинальное напряжение системы, кВ;

$I_{КЗ. \max}^{(3)} = 9,797$ кА - максимальный ток короткого замыкания источника питания ПС 110/6 кВ «ЖЭТЗ».

Таким образом

$$S_{КЗ}^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 115 \cdot 9,797 = 1950 \text{ МВА.}$$

Затем произведен расчет сопротивлений элементов схемы. Сопротивление системы x_c в относительных единицах определяется по формуле (29):

$$x_{\bar{\sigma},c} = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{\kappa}}, \quad (29)$$

$$x_{\bar{\sigma},c} = \frac{1000}{1950} = 0,512.$$

Сопротивления соответствующих обмоток силового трансформатора в относительных единицах определяются из выражений (30-32):

$$x_{\bar{\sigma},T\bar{\sigma}} = \frac{U_{\kappa.\bar{\sigma}},\%}{100} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{ном.T}}, \quad (30)$$

$$x_{\bar{\sigma},Tc} = \frac{U_{\kappa.c},\%}{100} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{ном.T}}, \quad (31)$$

$$x_{\bar{\sigma},Tн} = \frac{U_{\kappa.н},\%}{100} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{ном.T}}, \quad (32)$$

где $U_{\kappa.B}$, $U_{\kappa.c}$, $U_{\kappa.н}$, - напряжения к.з, (%), обмоток трехфазного трехобмоточного трансформатора, определяемые по формулам (21-23).

$$x_{\bar{\sigma},T\bar{\sigma}} = \frac{10,75}{100} \cdot \frac{1000}{10} = 10,75,$$

$$x_{\bar{\sigma},Tc} = \frac{0}{100} \cdot \frac{1000}{10} = 0,$$

$$x_{\bar{\sigma},Tн} = \frac{6,75}{100} \cdot \frac{1000}{10} = 6,75.$$

Сопротивление воздушной линии определяется из выражения (33):

$$x_{\sigma,l} = x_{y\partial} \cdot l \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{cp}^2}, \quad (33)$$

где $x_{уд} = 0,4$ Ом/км - удельное сопротивление ВЛ-110 кВ Жигулевск-Зольное [23];

$l = 29,1$ км - длина ВЛ-110 кВ Жигулевск-Зольное.

$$x_{\sigma,l} = 0,4 \cdot 29,1 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,88.$$

Расчет начального действующего значения периодической составляющей тока КЗ (тока трехфазного КЗ $I_{кз}^{(3)}$) производится по формуле (34):

$$I_{n,o}^3 = \frac{E_{\sigma}''}{x_{рез(\sigma)}} \cdot I_{\sigma}, \quad (34)$$

где E_{σ}'' - сверхпереходная ЭДС, о.е.;

$x_{рез(\sigma)}$ - результирующее сопротивление до точки кв., о.е.;

где I_{σ} - базисный ток, кА, определяемый из выражения (35):

$$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma}}. \quad (35)$$

Ударный ток КЗ определяется по формуле (36):

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o} \cdot k_{y\partial}, \quad (36)$$

где $k_{уд}$ - ударный коэффициент, определяемый из справочных источников [23].

Расчет токов короткого замыкания в различных точках электрической сети (К1-К3) представлен в виде таблицы 5.

Таблица 5 - Расчет токов короткого замыкания

Узел КЗ	Результирующее сопротивление, $X_{рез(0)}$, о.е.	Базисное напряжение, $U_б$, кВ	Базисный ток, $I_б$, кА	Ток трехфазного КЗ, $I_{кз}^{(3)}$, кА	Ударный коэффициент, $k_{уд}$	Ударный ток КЗ, $i_{уд}$, кА
K1	1,392	115	5,02	3,606	1,8	6,49
K2	11,892	38,5	15	1,261	1,94	2,446
K3	18,892	6,6	87,47	4,63	1,94	8,98

Выводы по разделу.

Выбрана схема электрических соединений подстанции, позволяющая существенно повысить надежность электроснабжения подстанции. Для выбора силовых трансформаторов произведен расчет электрических нагрузок на основании отдельных годовых графиков нагрузок. В результате рассмотрения двух альтернативных вариантов к установке выбраны два трансформатора ТРДН-10000/110/35/6. Так же произведен расчет токов короткого замыкания для последующего выбора необходимой высоковольтной аппаратуры.

3 Реконструкция электрической части подстанции

«При выборе аппаратов и проводников для первичных цепей электроустановок учитываются следующие показатели:

- прочность изоляции, необходимая для надежной работы в длительном режиме и при кратковременных перенапряжениях;
- допустимый нагрев токами в длительных режимах;
- стойкость в режиме короткого замыкания;
- технико-экономическая целесообразность;
- соответствие окружающей среде и роду установки;
- достаточная механическая прочность;
- допустимые потери напряжения в нормальном и аварийном режимах;
- проводники напряжением 110 кВ проверяются по условию короны» [1].

«При реконструкции необходимо обеспечить надежность работы, безопасность и удобство обслуживания при минимальных затратах на сооружение, возможность расширения, максимальное применение крупноблочных узлов заводского изготовления» [9].

При выборе оборудования необходимо максимально возможно использовать установленное на ПС «Зольное» в недавнее время дорогостоящее, современное оборудование с целью минимизации капитальных затрат. В ходе последней частичной реконструкции ОРУ-110 кВ произведена частичная замена оборудования с установкой элегазового выключателя ВГТ-110-11-40/2500, элегазовых трансформаторов тока ТРГ-110-II и разъединителей РГПН-2-110/1000 с моторными приводами главных и заземляющих ножей.

При реконструкции ОРУ-35 кВ целесообразно применение конструкций комплектных блочных трансформаторных подстанций производства АО «ГК «Электроцит»-ТМ Самара». Применение указанных конструкций

комплектных трансформаторных подстанций блочных модернизированных (КТПБМ) обусловлено следующими факторами:

- минимальные сроки монтажа, наладки и ввода в эксплуатацию за счет высокой заводской готовности;
- широкая линейка применяемого электросилового оборудования;
- возможность демонтажа и перемещения в короткий срок;
- удобство и гарантированная безопасность эксплуатации;
- наличие государственной сертификации конструкций и оборудования;
- имеющийся в ПАО «Россети Волга» многолетний опыт эксплуатации подобных конструкций ПС;
- относительно не высокий уровень материальных затрат;
- близость места расположения производства к объекту реконструкции.

Более подробно блочно-модульные конструкции ОРУ-35 кВ рассмотрены в разделе 3.1.

В качестве распределительного устройства 6 кВ рационально применение шкафов КРУ. В настоящее время выпуск шкафов КРУ-6 кВ освоили многие отечественные и зарубежные заводы-изготовители и выбор предлагаемых на рынке устройств довольно велик. Учитывая многолетний опыт эксплуатации шкафов КРУ производства АО «ГК «Электроцит»-ТМ Самара» на подстанциях Жигулевского ПО филиала ПАО «Россети Волга» - «Самарские распределительные сети», знакомство с их конструкцией и особенностями оперативного и ремонтного персонала, а так же отсутствие серьезных технологических нарушений, произошедших из-за конструктивных особенностей или заводских дефектов оборудования, очевиден выбор в их пользу. Завод постоянно обновляет номенклатуру выпускаемой продукции и представляет новые типы комплектных распределительных устройств 6-10 кВ. К установке на ПС «Зольное» приняты КРУ-6 кВ типа СЭЩ-70. Более детально КРУ-6 кВ типа СЭЩ-70 рассмотрено в разделе 3.2.

3.1 Блочно-модульные конструкции ОРУ-35 кВ

Серийный выпуск блочно-модульных конструкций подстанций 35-220 кВ освоен Самарским заводом «Электрощит» с 1986 г. Применение блоков осуществляется путем привязки их к конкретным объектам на стадии разработки проектной документации проектными организациями.

«КТПБ(М) предназначены для приёма, преобразования и распределения электрической энергии трёхфазного переменного тока частотой 50 Гц и используются для электроснабжения промышленных и коммунальных потребителей, сельскохозяйственных районов и крупных строителей, а также на стороне 110 кВ крупных сетевых подстанций и, при соответствующих условиях, на электрических станциях» [25]. КТПБ(М) рассчитаны для наружной установки на высоте не более 1000 м над уровнем моря и работы в условиях, соответствующих исполнениям У или ХЛ категории размещения 1 в атмосфере типа II по ГОСТ 15543.1-89 [4].

Открытые распределительные устройства 220, 110, 35 (20) кВ выполняются из унифицированных транспортабельных блоков заводского изготовления, состоящих из металлического несущего каркаса со смонтированным на нем высоковольтным оборудованием и элементами вспомогательных цепей. Блоки 35 кВ устанавливаются на железобетонные лежни серии ЛЖ. Соединение блоков между собой предусмотрено жесткой ошиновкой трубчатого сечения, изготовленной из алюминиевого сплава 1915 по ОСТ 1-2-70.

Номенклатура электрооборудования, применяемого в блочных конструкциях достаточно велика. Возможно применение оборудования иностранных производителей или их отечественных аналогов.

На ПС 110/35/6 кВ «Зольное» ОРУ-35 кВ организуется по схеме № 35-9 - одиночной секционированной выключателем системы шин. Дополнительно организуется шины плавки гололеда.

Перечень блоков и другого оборудования и материалов, используемых для организации ОРУ-35 кВ приведен в таблице 6.

Таблица 6 – Спецификация элементов для организации ОРУ-35 кВ

Наименование	Тип	Кол-во	Примечание
Блок вводной ячейки	Б35-54/1,0-К630А-ХЛ1	2	Без выносных ТТ
Блок отходящей ВЛ	Б35-56/1,0-К630А-ХЛ1	4	Без выносных ТТ
Блок секционного выключателя	Б35-50/1,0-К630А-ХЛ1	1	Без выносных ТТ
Блок трансформаторов напряжения	Б35-32/1,0-К630А-ХЛ1	2	Без выносных ТТ
Ошиновка ОРУ-35 кВ	ОЖ-1 (комплект)	1	-
Раскладка кабельных конструкций	КК-1	1	-
Лежень	ЛЖ-1,6	4	-
Лежень	ЛЖ-2,8	2	-
Лежень	ЛЖ-4,4	8	-
Лежень	ЛЖ-6,0	4	-

Для организации шин плавки гололеда требуется установка дополнительных порталных конструкций: ячейковый портал типа ПС-35 – 1 шт. и шинный портал ПС-35 – 2 шт. Разъединители плавки гололеда так же не входят в состав блочно-модульных конструкций, и устанавливаются отдельно на железобетонных стойках типа УСО-1.

3.2 Комплектное распределительное устройство 6 кВ типа СЭЩ К-70

«Комплектное распределительное устройство СЭЩ-70 напряжением 6, 10 кВ на токи 630-4000 А (далее КРУ СЭЩ-70) предназначено для приема и распределения электрической энергии переменного трехфазного тока промышленной частоты 50 и 60 Гц напряжением 6, 10 кВ.

КРУ СЭЩ-70 применяется в качестве распределительных устройств 6, 10 кВ, в том числе распределительных устройств трансформаторных подстанций, включая комплектные трансформаторные подстанции (блочные)

35/6(10) кВ, 110/6(10) кВ, 110/35/6(10) кВ, для электрических сетей промышленности, нефтепромыслов, сельского хозяйства, электрических станций и электрификации железнодорожного транспорта, в системе собственных нужд тепловых и атомных станций.

Шкафы КРУ СЭЩ-70 предназначены для работы внутри помещения согласно климатическому исполнению и категории размещения УЗ по ГОСТ 15150-69 [3].

Конструкция КРУ СЭЩ-70 сейсмостойка во всем диапазоне сейсмических воздействий землетрясения до 9 баллов по шкале MSK 64 включительно на уровне 25 м по ГОСТ 17516.1-90 [5].

КРУ СЭЩ-70 соответствует требованиям ГОСТ 14693-90 [2].

Перечень ячеек СЭЩ-70 используемых для КРУ-6 кВ на ПС «Зольное» приведен в таблице 7.

Таблица 7 - Спецификация ячеек СЭЩ-70 используемых для КРУ-6 кВ

Тип ячейки	Кол-во	Примечание
Вводная от трансформатора	2	I _{ном} =1600 А
ТСН-6/0,4 кВ	2	-
ТН-6 кВ	2	-
Отходящая КЛ-6 кВ	10	I _{ном} =630 А
Секционный разъединитель 6 кВ	1	I _{ном} =1600 А
Секционный выключатель 6 кВ	1	I _{ном} =1600 А

Номенклатура оборудования, применяемого в КРУ СЭЩ-70, достаточно разнообразна:

- вакуумные выключатели: ВВУ-СЭЩ, ВВМ-СЭЩ;
- элегазовые выключатели: LF-2, LF-3;
- трансформаторы тока: ТОЛ-СЭЩ, ТШЛ-СЭЩ;
- трансформаторы напряжения: НАЛИ-СЭЩ, ЗНОЛ-СЭЩ, НОЛ-СЭЩ;
- трансформаторы собственных нужд: ОЛС-СЭЩ, ТЛС-СЭЩ;
- датчики трансформаторные: (ТТ НП) ТЗЛК(Р)-СЭЩ;

- ограничители перенапряжений: ОПНп-6(10), ОПН-ЭС-П-6(10);
- предохранители: ПКН-001-10УЗ, ПКТ101-6(10)УЗ, ПКТ102-6(10)УЗ» [25].

3.3 Выбор выключателей

«Выключатель является основным коммутационным аппаратом в электрических установках, он служит для отключения и включения цепи в любых режимах. Наиболее тяжёлой и ответственной операцией является отключение токов короткого замыкания» [15].

«К выключателям высокого напряжения предъявляются следующие требования:

- надёжное отключение токов любой величины от десятков ампер до номинального тока отключения;
- быстрота действия, т.е. наименьшее время отключения;
- пригодность для автоматического повторного включения, т.е. быстрое включение выключателя сразу же после отключения;
- удобство ревизии и осмотра контактов и механической части;
- взрыво- и пожаробезопасность;
- удобство транспортировки и обслуживания» [12].

«Выключатель выбирается по следующим параметрам:

- Номинальному напряжению:

$$U_{уст} \leq U_{ном}. \quad (37)$$

- Номинальному току:

$$I \leq I_{ном}, \quad (38)$$

где ток с учетом 40% перегрузки определяется из выражения:

$$I = \frac{1,4 \cdot S_{\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}. \quad (39)$$

- Отключающей способности - на симметричный ток отключения:

$$I_{н,\tau} \leq I_{откл.ном}, \quad (40)$$

- Отключающей способности - на отключение апериодической составляющей тока КЗ:

$$i_{a,\tau} \leq i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_{ном} \cdot I_{откл.ном}, \quad (41)$$

где $i_{a,\tau}$ - номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени τ ;

$\beta_{ном}$ - номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе (определяется по кривым [24]) для периода времени τ , равного:

$$\tau = t_{р.з.} + t_{с.в.}, \quad (42)$$

где $t_{р.з.}$ - время действия релейной защиты;

$t_{с.в.}$ - собственное время отключения выключателя.

- Предельному сквозному току КЗ - на электродинамическую стойкость:

$$I_{н,о} \leq I_{нр.с}, \quad (43)$$

$$i_{yд} \leq i_{нр.с}. \quad (44)$$

- Тепловому импульсу - на термическую стойкость:

$$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T, \quad (45)$$

где I_T - предельный ток термической стойкости;

t_T - длительность протекания тока термической стойкости, определяемой по формуле:

$$t_T = (t_{откл} + T_a), \quad (46)$$

где $T_a = 0,12$ с - постоянная времени» [17].

3.3.1 Выбор выключателей 110 кВ

Наиболее целесообразно применение элегазовых выключателей 110 кВ. В настоящее время зарубежными и отечественными производителями предлагается целый ряд аналогичных элегазовых аппаратов, прошедших сертификацию для применения в электроэнергетической системе России.

В настоящее время на ОРУ-110 кВ ПС «Зольное» в цепи трансформатора установлен выключатель ВГТ-110-II-40/2500 У1 производства АО «Уралэлектротяжмаш» г. Екатеринбург. Его монтаж был осуществлен в ходе последней частичной реконструкции ОРУ-110 кВ. Принимая во внимание необходимость минимизации затрат и возможность использования уже установленного дорогостоящего оборудования, учитывая его безаварийную работу в течении 5 лет, к установке так же приняты выключатели ВГТ-110-II-40/2500 У1.

Проверка выключателей на соответствие требуемым параметрам представлена в виде таблицы 8.

Таблица 8 - Проверка выключателей 110 кВ ВГТ-110-II-40/2500 У1

Условие выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
$I \leq I_{ном}$	$I = \frac{1,4 \cdot 10000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 70 \text{ А}$	$I_{ном} = 2500 \text{ А}$
$I_{н,т} \leq I_{откл.ном}$	$I_{н,т} = 3,606 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} = 40 \text{ кА}$
$i_{а,т} \leq i_{а.ном}$	$i_{а,т} \leq \sqrt{2} \cdot 0,25 \cdot 3,606 = 2,58 \text{ кА}$	$i_{а.ном} \leq \sqrt{2} \cdot 0,25 \cdot 40 = 14,1 \text{ кА}$

Продолжение таблицы 8

Условие выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
$I_{n,o} \leq I_{np.c}$	$I_{n,o} = 3,606 \text{ кА}$	$I_{np.c} = 40 \text{ кА}$
$i_{y\partial} \leq i_{np.c}$	$i_{y\partial} = 6,49 \text{ кА}$	$i_{np.c} = 102 \text{ кА}$
$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$	$B_k = 3,606^2 \cdot (0,01 + 0,055 + 0,12) = 2,445 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выбранные к установке в секционной перемычке и цепи трансформатора выключатели ВГТ-110-II-40/2500 У1 удовлетворяют требуемым параметрам.

«Выключатели серии ВГТ относятся к электрическим коммутационным аппаратам высокого напряжения, в которых гасящей и изолирующей средой для исполнения У1 является элегаз (SF6)» [17] и соответствует требованиям ГОСТ Р 52565-2006 [6].

Номинальные параметры выключателя представлены в таблице 9.

Таблица 9 - Номинальные параметры выключателя ВГТ-110-II-40/2500 У1

Номинальный параметр	Значение
Номинальное напряжение, кВ	110
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	126
Номинальный ток, А	2500
Номинальный ток отключения, кА	40
Ток термической стойкости, 3 с, кА	40
Собственное время отключения не более, с	0,035
Полное время отключения не более, с	0,055
Собственное время включения не более, с	0,062
Разновременность работы полюсов, с не более	0,005
Расход газа на утечки в год, % от массы газа, не более	0,5
Верхнее и нижнее значения температуры окружающего воздуха, °С	+40 -45
Тип привода	Пружинный
Ресурс по механической стойкости, циклов (В-т _н -О)	10000
Срок службы до среднего ремонта, лет	25
Срок службы не менее, лет	40

Благодаря низкому уровню шума при срабатывании, выключатель соответствует высоким природоохранным требованиям, что особо актуально в особой охраняемой природной зоне расположения ПС «Зольное».

Выключатель обладает высокой заводской готовностью, что позволяет осуществить простой и быстрый монтаж и ввод в эксплуатацию. Кроме того, изготовителем уже предусмотрена возможность установки выключателя на одной металлоконструкции заводского изготовления с элегазовыми трансформаторами тока.

3.3.2 Выбор выключателей 35 кВ

Номенклатура выключателей, применяемых в блочно-модульных конструкциях 35 кВ марки СЭЩ достаточно велика: вакуумные ВВН-СЭЩ-П/Э-35-25/1600, ВВУ-35П-25/630УХЛ1 (ВВС-35), ВБЭТ-35-25Ш-630 УХЛ1, ВБНК-35-25/1600 УХЛ1, ВБЭС-35Ш УХЛ1, ВБПС-35Ш УХЛ1; масляный С-35М-630-10У1 (ХЛ1); элегазовые ВГБЭ-35-12,5/630 УХЛ1, ВГБЭП-35-12,5/630.

Применение масляных выключателей не рационально ввиду их устаревшей конструкции и особых экологических условий места расположения подстанции. Выбирая из элегазовых или вакуумных более рационально остановиться на элегазовых выключателях 35 кВ.

«Основные достоинства элегазового оборудования определяются уникальными физико-химическими свойствами элегаза. При правильной эксплуатации элегаз не стареет и не требует такого тщательного ухода за собой, как масло. Элегазовому оборудованию также присущи:

- компактность;
- большие межревизионные сроки, вплоть до отсутствия эксплуатационного обслуживания в течение всего срока службы;
- пожаробезопасность и повышенная безопасность обслуживания» [15].

К установке на ОРУ-110 кВ ПС «Зольное» приняты элегазовые выключатели ВГТ-110-II-40/2500 У1 производства АО «Уралэлектротяжмаш»

г. Екатеринбург. В связи с этим, основываясь на целесообразности применения электрооборудования одного производителя для максимального удобства обслуживания и ремонта, а также исходя из технико-экономических показателей и учитывая применение на ПС постоянного оперативного тока, к установке на ОРУ-35 кВ приняты выключатели ВГБЭ-35-12,5/630 УХЛ1 производства АО «Уралэлектротяжмаш» г. Екатеринбург. Так же это решение принято ввиду заводской комплектации выключателей ВГБЭ-35 встроенными трансформаторами тока, необходимыми для организации цепей коммерческого учета и защит, что гораздо дешевле применения трансформаторов тока выносного типа.

Проверка выключателей на соответствие требуемым параметрам представлена в виде таблицы 10.

Таблица 10 - Проверка выключателей 35 кВ ВГБЭ-35-12,5/630 УХЛ1

Условие выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$
$I \leq I_{ном}$	$I = \frac{1,4 \cdot 10000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 218 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$
$I_{н,\tau} \leq I_{откл.ном}$	$I_{н,\tau} = 1,261 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} = 12,5 \text{ кА}$
$i_{a,\tau} \leq i_{a.ном}$	$i_{a,\tau} \leq \sqrt{2} \cdot 0,4 \cdot 1,261 = 0,711 \text{ кА}$	$i_{a.ном} \leq \sqrt{2} \cdot 0,4 \cdot 12,5 = 8,65 \text{ кА}$
$I_{н,o} \leq I_{нр.c}$	$I_{н,o} = 1,261 \text{ кА}$	$I_{нр.c} = 12,5 \text{ кА}$
$i_{yo} \leq i_{нр.c}$	$i_{yo} = 2,466 \text{ кА}$	$i_{нр.c} = 35 \text{ кА}$
$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$	$B_k = 1,261^2 \cdot (0,01 + 0,04 + 0,12) = 0,27 \text{ кА}^2 \cdot c$	$B_k = 12,5^2 \cdot 3 = 468,75 \text{ кА}^2 \cdot c$

Выбранные к установке на ОРУ-35 кВ выключатели ВГБЭ-35-12,5/630 УХЛ1 удовлетворяют требуемым параметрам.

Номинальные параметры выключателя представлены в таблице 11.

Таблица 11 - Номинальные параметры выключателя ВГБЭ-35-12,5/630 УХЛ1

Номинальный параметр	Значение
Номинальное напряжение, кВ	35
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	40,5
Номинальный ток, А	630
Номинальный ток отключения, кА	12,5
Номинальное относительное содержание аperiодической составляющей, %	43
Сквозной ток КЗ, кА: наибольший пик	35
трехсекундный ток термической стойкости	12,5
Собственное время отключения не более, с	0,035±0,07
Полное время отключения не более, с	0,06
Собственное время включения не более, с	0,12+0,04
Давление заполнения элегазом, приведенное к температуре 20 °С, МПа абс (кгс/см ²)	0,5 (5,0)
Утечка газа за год, %	0,5
Испытательное напряжение полного грозового импульса, кВ	190

«Выключатели серии ВГБЭ-35 относятся к электрическим коммутационным аппаратам высокого напряжения, в которых гасящей и изолирующей средой является элегаз (SF₆) и соответствует требованиям ГОСТ Р 52565-2006 [6]. Выключатели элегазовые баковые наружной установки серии ВГБЭ-35 предназначены для коммутации электрических цепей при нормальных и аварийных режимах, а также для работы в стандартных циклах при АПВ в сетях трехфазного переменного тока частотой 50 и 60 Гц с номинальным напряжением 35 кВ. Выключатель комплектуется на заводе 12 встроенными трансформаторами тока повышенной точности, позволяющими отказаться от применения выносных трансформатором тока наружной установки» [17].

3.3.3 Выбор выключателей 6 кВ

В качестве распределительного устройства 6 кВ выбрано КРУ-6 кВ СЭЩ-70. В указанном КРУ могут применяться следующие типы выключателей:

- вакуумные выключатели: ВВУ-СЭЩ, ВВМ-СЭЩ;
- элегазовые выключатели: LF-2, LF-3.

«При выборе элегазовой или вакуумной аппаратуры решающее значение имеют условия, в которых работают аппараты. Элегазовые аппараты предпочтительны для применения в цепях электродвигателей ограниченной мощности при сравнительно небольших длинах соединительных кабелей, а также в качестве выключателей нагрузки» [15]. Таким образом, целесообразно применение вакуумной коммутационной аппаратуры.

Исходя из необходимости минимизации капитальных затрат и учитывая рекомендации изготовителя к установке приняты вакуумные выключатели ВВУ-СЭЩ-ПЗ-10 производства АО «ГК «Электроцит»-ТМ Самара». Выключатели размещаются на выкатных тележках ячеек КРУ-6 кВ СЭЩ-70. Применяется 2 типа выключателей:

- ВВУ-СЭЩ-ПЗ-10-20/1600 У2 вводные и секционный с номинальным током 1600 А;
- ВВУ-СЭЩ-ПЗ-10-20/1000 У2 фидерные с номинальным током 1000 А.

Проверка выключателей на соответствие требуемым параметрам представлена в виде таблицы 12. Произведена проверка только вводных выключателей, т.к. значения рабочих и аварийных токов отходящих фидеров значительно ниже.

Таблица 12 - Проверка выключателей 6 кВ ВВУ-СЭЩ-ПЗ-10-20/1600 У2

Условие выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I \leq I_{ном}$	$I = \frac{1,4 \cdot 10000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 977 \text{ А}$	$I_{ном} = 1600 \text{ А}$
$I_{н,т} \leq I_{откл.ном}$	$I_{н,т} = 4,63 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} = 20 \text{ кА}$
$i_{а,т} \leq i_{а.ном}$	$i_{а,т} \leq \sqrt{2} \cdot 0,26 \cdot 4,63 = 1,71 \text{ кА}$	$i_{а.ном} \leq \sqrt{2} \cdot 0,26 \cdot 20 = 7,332 \text{ кА}$
$I_{н,о} \leq I_{нр.с}$	$I_{н,о} = 4,63 \text{ кА}$	$I_{нр.с} = 20 \text{ кА}$
$i_{yo} \leq i_{нр.с}$	$i_{yo} = 8,98 \text{ кА}$	$i_{нр.с} = 52 \text{ кА}$
$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$	$B_k = 4,63^2 \cdot (0,01 + 0,03 + 0,12) = 3,43 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выбранные к установке в КРУ-6 кВ СЭЩ-70 выключатели ВВУ-СЭЩ-ПЗ-10-20/1600 У2 удовлетворяют требуемым параметрам.

Номинальные параметры выключателя представлены в таблице 13.

Таблица 13 - Номинальные параметры выключателя ВВУ-СЭЩ-ПЗ-10-20/1000 (1600) У2

Номинальный параметр	Значение
Номинальное напряжение, кВ	10
Номинальный ток, А	1000 (1600)
Номинальный ток отключения, кА	20
Предельный сквозной ток КЗ, кА:	
наибольший пик	52
начальное действующее значение периодической составляющей	20
Собственное время отключения не более, с	0,03
Собственное время включения не более, с	0,05

Выключатели ВВУ-СЭЩ-ПЗ-10-20/1000 (1600) У2 соответствуют требованиям ГОСТ Р 52565-2006 [6] и предназначены для коммутации электрических цепей при нормальных и аварийных режимах в сетях трехфазного переменного тока частотой 50 Гц с номинальным напряжением 6-10 кВ.

3.4 Выбор разъединителей

Разъединители предназначены для создания видимых разрывов в электрических цепях и (в случае необходимости) заземления отключенных участков. Они также пригодны для коммутации малых токов или токов, при которых на их выводах не происходит значительного изменения напряжения.

«Разъединитель выбирается по следующим параметрам:

- Номинальному напряжению:

$$U_{уст} \leq U_{ном} \cdot \quad (47)$$

- Номинальному току:

$$I \leq I_{ном}, \quad (48)$$

где ток с учетом 40% перегрузки определяется из выражения:

$$I = \frac{1,4 \cdot S_{\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}. \quad (49)$$

- Предельному сквозному току КЗ - на электродинамическую стойкость:

$$I_{н.о} \leq I_{пр.с}, \quad (50)$$

$$i_{уд} \leq i_{пр.с}. \quad (51)$$

- Тепловому импульсу - на термическую стойкость:

$$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T, \quad (52)$$

где I_T - предельный ток термической стойкости;

t_T - длительность протекания тока термической стойкости, определяемой по формуле:

$$t_T = (t_{откл} + T_a), \quad (53)$$

где $T_a = 0,12$ с - постоянная времени.

- По конструкции и роду установки» [17].

«Разъединители не проверяют на коммутационную способность при коротких замыканиях, поскольку они не предназначены для работы в таком режиме» [12].

3.4.1 Выбор разъединителей 110 кВ

Наиболее целесообразно применение разъединителей 110 кВ горизонтально-поворотного типа, как наиболее хорошо себя

зарекомендовавших в ходе более чем тридцатилетней эксплуатации. Колонки опорных изоляторов должны быть с полимерной изоляцией, для обеспечения требуемой безопасности эксплуатации, т.к. фарфоровые колонки зачастую разрушались в месте соединения с фланцем при проведении оперативных переключений, что приводило к аварийным ситуациям и создавало реальную угрозу жизни оперативному персоналу. Выпуск разъединителей 110 кВ освоен многими производителями. Необходимо отметить, что разъединители отечественного производства значительно дешевле зарубежных аналогов и при этом ни в чем им не уступают. Среди производителей разъединителей 35-500 кВ признанным лидером является Великолукский завод.

В настоящее время на ОРУ-110 кВ ПС «Зольное» установлены разъединители РГНП-110/1000 УХЛ1 с одним или двумя заземляющими ножами и двигательными приводами основных и заземляющих ножей производства ЗАО «Завод электротехнического оборудования» г. Великие Луки. Их монтаж был осуществлен входе последней частичной реконструкции ОРУ-110 кВ. Принимая во внимание необходимость минимизации затрат и возможность использования уже установленного дорогостоящего оборудования, учитывая его безаварийную работу в течении 5 лет, к установке так же приняты разъединители РГНП.1-110/1000 УХЛ1 и РГНП.2-110/1000 УХЛ1 с моторными приводами ПД-14 основных и заземляющих ножей.

Характеристики разъединителей приведены в таблице 14.

Таблица 14 - Основные технические параметры разъединителей РГНП.1-110/1000 УХЛ1 и РГНП.2-110/1000 УХЛ1

Номинальный параметр	Значение
Номинальное напряжение, кВ	110
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	126
Номинальный ток, А	1000
Номинальный кратковременный выдерживаемый ток (ток термической стойкости), кА	31,5
Наибольший пик номинального кратковременного выдерживаемого тока (ток электродинамической стойкости), кА	80

Продолжение таблицы 14

Номинальный параметр	Значение
Время протекания номинального кратковременного выдерживаемого тока, с: для главных ножей для заземлителей	3 1
Номинальная частота, Гц	50
Испытательное напряжение грозового импульса 1,2/50 мкс, кВ: относительно земли и между полюсами; между разомкнутыми контактами разъединителей	450 570
Допустимая механическая нагрузка на выводы, кН	0,8

Проверка разъединителей на соответствие требуемым параметрам представлена в виде таблицы 15.

Таблица 15 - Проверка разъединителей 110 кВ РГНП-110/1000 УХЛ1

Условие выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
$I \leq I_{ном}$	$I = \frac{1,4 \cdot 10000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 70 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
$I_{н,о} \leq I_{нр.с}$	$I_{н,о} = 3,606 \text{ кА}$	$I_{нр.с} = 80 \text{ кА}$
$i_{yo} \leq i_{нр.с}$	$i_{yo} = 6,49 \text{ кА}$	$i_{нр.с} = \sqrt{2} \cdot 80 = 113 \text{ кА}$
$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$	$B_k = 3,606^2 \cdot (0,01 + 0,055 + 0,12) = 2,445 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 31,5^2 \cdot 3 = 2976 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выбранные к установке на ОРУ-110 кВ разъединители РГНП.1-110/1000 УХЛ1 и РГНП.2-110/1000 УХЛ1 удовлетворяют требуемым параметрам.

3.4.2 Выбор разъединителей 35 кВ

Номенклатура разъединителей, применяемых в блочно-модульных конструкциях 35 кВ марки СЭЩ ограничена лишь разъединителями типа РГП-СЭЩ-35 производства АО «ГК «Электрощит»-ТМ Самара». Однако необходимо отметить, что существует большое количество модификаций указанного типа разъединителя с номинальными токами до 2000 А, фарфоровой или полимерной изоляцией поворотных колонок и ручными или электродвигательными приводами основных и заземляющих ножей.

Таким образом, к установке в составе блочно-модульных конструкций на ОРУ-35 кВ приняты разъединители РГПЗ.1-35/1000 УХЛ1 и РГПЗ.2-35/1000 УХЛ1 с моторными приводами ПД-СЭЩ УХЛ1 основных и заземляющих ножей. Выбрана полимерная изоляция опорных колонок для более безопасной эксплуатации.

Проверка разъединителей на соответствие требуемым параметрам представлена в виде таблицы 16.

Таблица 16 - Проверка разъединителей 35 кВ РГПЗ-35/1000 УХЛ1

Условие выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$
$I \leq I_{ном}$	$I = \frac{1,4 \cdot 10000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 218 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
$I_{н,о} \leq I_{нр.с}$	$I_{н,о} = 1,261 \text{ кА}$	$I_{нр.с} = 50 \text{ кА}$
$i_{yo} \leq i_{нр.с}$	$i_{yo} = 2,466 \text{ кА}$	$i_{нр.с} = \sqrt{2} \cdot 20 = 28,2 \text{ кА}$
$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$	$B_k = 1,261^2 \cdot (0,01 + 0,04 + 0,12) = 0,27 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выбранные к установке на ОРУ-35 кВ разъединители РГПЗ.1-35/1000 УХЛ1 и РГПЗ.2-35/1000 УХЛ1 удовлетворяют требуемым параметрам.

Кроме того, на ОРУ-35 кВ установлены разъединители плавки гололеда трех отходящих ВЛ-35 кВ, а также двух совмещенных грозозащитных тросов. В качестве данных разъединителей так же использованы РГП-35/1000 УХЛ 1. Указанные разъединители применены без заземляющих ножей ввиду их не надобности, а разъединитель плавки гололеда объединенного троса выполнен в двухполюсном исполнении. Приняты ручные приводы контактных ножей типа ПР-П-СЭЩ.

3.5 Выбор трансформаторов тока

«Трансформатор тока (ТТ) предназначен для уменьшения первичного тока до величин, наиболее удобных для измерительных приборов и реле, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения. Класс точности намечают в соответствии с назначением трансформатора тока: класс точности 0,5 - применяем для присоединения счётчиков коммерческого расчёта; класса 1 - для всех технических измерительных приборов; класса 3 и 10 - для релейной защиты» [27].

«Трансформаторы тока выбираются по следующим параметрам:

- Номинальному напряжению:

$$U_{уст} \leq U_{ном}. \quad (54)$$

- Номинальному току:

$$I \leq I_{ном}, \quad (55)$$

где ток с учетом 40% перегрузки определяется из выражения:

$$I = \frac{1,4 \cdot S_{\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}. \quad (56)$$

- Предельному сквозному току КЗ - на электродинамическую стойкость:

$$I_{н.о} \leq I_{нр.с}, \quad (57)$$

$$i_{уд} \leq i_{нр.с}. \quad (58)$$

- Тепловому импульсу - на термическую стойкость:

$$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T, \quad (59)$$

где I_T - предельный ток термической стойкости;

t_T - длительность протекания тока термической стойкости, определяемой по формуле:

$$t_T = (t_{откл} + T_a), \quad (60)$$

где $T_a = 0,12$ с - постоянная времени.

- По конструкции и классу точности.
- По вторичной нагрузке согласно выражению:

$$Z_{2.ном} \geq Z_2, \quad (61)$$

где $Z_{2.ном}$ - номинальное полное сопротивление нагрузки (допустимая нагрузка) вторичной обмотки трансформатора тока в выбранном классе точности;

Z_2 - вторичная нагрузка трансформатора тока.

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому $Z_2 \approx R_2$ определяется по формуле:

$$R_2 = R_{приб} + R_{пр} + R_k, \quad (62)$$

где R_k - переходное сопротивление контактов ($R_k = 0,1$ Ом);

$R_{пр}$ - сопротивление проводов;

$R_{приб}$ - сопротивление приборов, подключенных к трансформатору тока из выражения:

$$R_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2}, \quad (63)$$

где $S_{приб}$ - полная мощность, потребляемая подключенными приборами;

I_2 - ток вторичной обмотки трансформатора тока, определяемый нагрузкой подключенных приборов.

Чтобы трансформатор тока работал в выбранном классе точности, необходимо выдержать условие:

$$Z_{2.ном} \geq R_{приб} + R_{np} + R_k . \quad (64)$$

Откуда

$$R_{np} \leq Z_{2.ном} - R_{приб} - R_k . \quad (65)$$

Зная R_{np} можно определить сечение соединительных проводов по формуле:

$$s = \frac{\rho \cdot l_p}{R_{np}} , \quad (66)$$

где ρ - удельное сопротивление материала провода;

l_p - расчетная длина проводов» [17].

«По условию прочности сечение для медных жил должно быть не менее 2,5 мм², для алюминиевых - 4,0 мм², но не более 6 мм²» [20].

3.5.1 Выбор трансформаторов тока 110 кВ

В настоящее время выпускаются ТТ с масляной, литой или элегазовой изоляцией. Наиболее целесообразно применение элегазовых трансформаторов тока 110 кВ как наиболее экологичных. В настоящее время зарубежными и отечественными производителями предлагается целый ряд аналогичных элегазовых аппаратов, прошедших сертификацию для применения в электроэнергетической системе России.

Сейчас на ОРУ-110 кВ ПС «Зольное» в цепи трансформатора установлены ТТ ТРГ-110-II-300/5 УХЛ1 производства АО «Уралэлектротяжмаш» г. Екатеринбург. Их монтаж был осуществлен в ходе последней частичной реконструкции ОРУ-110 кВ. Принимая во внимание

необходимость минимизации затрат и возможность использования уже установленного дорогостоящего оборудования, учитывая его безаварийную работу в течении 5 лет, к установке также приняты ТТ ТРГ-110-II-300/5 УХЛ1.

Проверка трансформаторов тока на соответствие требуемым параметрам представлена в виде таблицы 17.

Таблица 17 - Проверка ТТ 110 кВ ТРГ-110-II-300/5 УХЛ1

Условие выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
$I \leq I_{ном}$	$I = \frac{1,4 \cdot 10000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 70 \text{ А}$	$I_{ном} = 300 \text{ А}$
$i_{yd} \leq i_{np.c}$	$i_{yd} = 6,49 \text{ кА}$	$i_{np.c} = 102 \text{ кА}$
$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$	$B_k = 3,606^2 \cdot (0,01 + 0,055 + 0,12) = 2,445 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 40^2 \cdot 1 = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Расчет мощности приборов измерения и учета, подключенных вторичным обмоткам трансформаторам тока представлен в таблице 18.

Таблица 18 - Расчет мощности приборов измерения и учета, подключенных к трансформаторам тока 110 кВ

Трансформатор тока	Прибор	Тип	S _{приб} , ВА	Кол-во
В ячейке трансформатора	Амперметр	Э350	0,5	1
	Ваттметр	Д365	0,5	1
	Варметр	Д365	0,5	1
	Счетчик энергии	ЦЭ6850	6	1
В ячейке секционного выключателя	Амперметр	Э350	0,5	1
	Ваттметр	Д365	0,5	1
	Варметр	Д365	0,5	1
	Счетчик энергии	ЦЭ6850	6	1

Суммарная мощность приборов:

$$S_{\Sigma np} = 0,5 + 0,5 + 0,5 + 6 = 7,5 \text{ ВА}.$$

Сопротивление приборов:

$$R_{приб} = \frac{7,5}{5^2} = 0,3 \text{ Ом}.$$

Сопротивление проводов:

$$R_{пр} = 1,2 - 0,3 - 0,1 = 0,8 \text{ Ом}.$$

Выбор сечения проводов:

$$s = \frac{0,0283 \cdot 65}{0,8} = 2,29 \text{ мм}^2.$$

Выбран медный провода сечением $S_{пров} = 2,5 \text{ мм}^2$ по условиям прочности.

Выбранные к установке на ОРУ-110 кВ ТТ ТРГ-110-II-300/5 УХЛ1 удовлетворяют требуемым параметрам.

«ТТ практически необслуживаемый. Применение элегазовой изоляции с низким уровнем утечек (менее 0,5 % от массы газа в год), а также надежных, с большим сроком службы комплектующих практически исключают объем регламентных работ и обеспечивают работу без обслуживания в течение 20 лет при среднем сроке службы 40 лет» [17].

Характеристики ТТ приведены в таблице 19.

Таблица 19 - Основные технические характеристики трансформаторов тока ТРГ-110-II-300/5 УХЛ1

Номинальный параметр	Значение
Номинальное напряжение, кВ	110
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	126
Номинальная частота, Гц	50

Продолжение таблицы 19

Номинальный параметр	Значение
Испытательные напряжения	
импульсное 1,2/50 мкс, кВ	450
1-мин. пром. частоты, кВ	230
Номинальные первичные токи в соотношении 1:2:4, А	300-600-1200
Ток термической стойкости, 1 с, кА	102
Ток электродинамической стойкости, кА	40
Номинальный вторичный ток, А	5
Число вторичных обмоток, в том числе:	4
для измерений	1
для защиты	3
Номинальная вторичная нагрузка, ВА:	
обмоток для измерений	50
обмоток для защиты	15-60
Номинальный класс точности:	
обмоток для измерений	0,5 (0,5S)
обмоток для защиты	10P

Так же изготовителем уже предусмотрена возможность установки элегазовых ТТ на одной металлоконструкции заводского изготовления с выключателем ВГТ-110.

3.5.2 Выбор трансформаторов тока 35 кВ

Для использования на ОРУ-35 кВ в составе блочно-модульных конструкций приняты выключатели ВГБЭ-35-12,5/630 УХЛ1 с встроенными трансформаторами тока. Заводская комплектация выключателя предполагает несколько вариантов исполнения встроенных трансформаторов тока. К установке принят вариант с трансформаторами тока повышенного класса точности с вторичным током 5 А. Характеристики встроенных трансформаторов тока представлены в таблице 20.

Таблица 20 - Характеристики встроенных в выключатель ВГБЭ-35 трансформаторов тока повышенного класса точности

Номинальный ток, А		Маркировка выводов вторичных обмоток		Номинальная вторичная нагрузка при $\cos\varphi = 0,8$ в классе точности, ВА					Номинальная предельная кратность
первичный	вторичный	для измерения	для защиты	обмотки для измерения				обмотки для защиты 10P	
				0,2	0,5	1	3		
50	5	1И1-1И2	2И1-2И2	-	-	-	15	15	-
100		1И1-1И3	2И1-2И3	-	-	10	30	30	2
150		1И1-1И4	2И1-2И4	-	10	20	30	30	4
200		1И1-1И5	2И1-2И5	-	20	30	50	30	5
300		1И1-1И6	2И1-2И6	-	30	50	60	30	9
600		1И1-1И7	2И1-2И7	30	30	60	75	30	14

Встроенные в выключатели трансформаторы тока позволяют уменьшить размеры открытого распределительного устройства при характеристиках сопоставимых с отдельностоящими трансформаторами тока.

3.5.3 Выбор трансформаторов тока 6 кВ

Номенклатура трансформаторов тока, применяемых в составе КРУ СЭЩ-70 ограничена лишь ТТ ТОЛ-СЭЩ-10 на номинальный первичный ток от 200 до 2000 А и ТШЛ-СЭЩ-10 на токи 1000, 1500, 2000 и 3000 А производства АО «ГК «Электроцит»-ТМ Самара».

Таким образом, к установке в КРУ СЭЩ-70 приняты ТТ опорной конструкции с литой изоляцией из эпоксидного компаунда ТОЛ-СЭЩ-10 на номинальные токи 1000 А (вводные и секционный) и 200 А (отходящие фидера). Принято количество вторичных обмоток с номинальным током 5 А - 3 шт.

Проверка ТТ на соответствие требуемым параметрам представлена в виде таблицы 21. Произведена проверка только ТТ вводных ячеек, т.к. значения рабочих и аварийных токов отходящих фидеров значительно ниже.

Таблица 21 - Проверка ТОЛ-СЭЩ-10

Условие выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I \leq I_{ном}$	$I = \frac{1,4 \cdot 10000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 977 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
$i_{yo} \leq i_{np.c}$	$i_{yo} = 8,98 \text{ кА}$	$i_{np.c} = 100 \text{ кА}$
$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$	$B_k = 4,63^2 \cdot (0,01 + 0,03 + 0,12) = 3,43 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 40^2 \cdot 1 = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Расчет мощности приборов измерения и учета, подключенных вторичным обмоткам трансформаторам тока представлен в таблице 22.

Таблица 22 - Расчет мощности приборов измерения и учета, подключенных к трансформаторам тока 6 кВ

Трансформатор тока	Прибор	Тип	S _{приб} , ВА	Кол-во
В вводной ячейке	Амперметр	Э350	0,5	1
	Счетчик энергии	ЦЭ6850	6	1
В секционной ячейке	Амперметр	Э350	0,5	1
	Счетчик энергии	ЦЭ6850	6	1
В ячейках отходящих фидеров	Амперметр	Э350	0,5	1
	Счетчик энергии	ЦЭ6850	6	1

Суммарная мощность приборов:

$$S_{\Sigma пр} = 0,5 + 6 = 6,5 \text{ ВА} .$$

Сопротивление приборов:

$$R_{приб} = \frac{6,5}{5^2} = 0,26 \text{ Ом} .$$

Сопротивление проводов:

$$R_{np} = 1,2 - 0,26 - 0,1 = 0,84 \text{ Ом}.$$

Выбор сечения проводов:

$$s = \frac{0,0283 \cdot 5}{0,84} = 0,18 \text{ мм}^2.$$

Выбран медный провода сечением $S_{\text{пров}} = 2,5 \text{ мм}^2$ по условиям прочности.

Выбранные к установке в составе КРУ СЭЩ-70 трансформаторы тока ТОЛ-СЭЩ-10 на номинальные токи 1000 А (вводные и секционный) и 200 А (отходящие фидера) удовлетворяют требуемым параметрам.

3.6 Выбор трансформаторов напряжения

«Измерительные трансформаторы напряжения (ТН) предназначены для преобразования напряжения до значения, удобного для измерения. Трансформаторы, предназначенные для присоединения счётчиков, должны отвечать классу точности 0,5. Для присоединения щитовых измерительных приборов используют трансформаторы классов 1,0 и 3,0; для релейной защиты - 0,5, 1,0 и 3,0» [27].

«Трансформаторы тока выбираются по следующим параметрам:

- Номинальному напряжению:

$$U_{уст} \leq U_{ном}. \quad (67)$$

- Вторичной нагрузке:

$$S_{2\Sigma} \geq S_{ном}, \quad (68)$$

где $S_{2\Sigma}$ - нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения, ВА.

Для упрощения расчетов нагрузку приборов можно не разделять по фазам, тогда $S_{2\Sigma}$ можно определить из формулы:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{\left(\sum S_{\text{приб}} \cos \varphi\right)^2 + \left(\sum S_{\text{приб}} \sin \varphi\right)^2} = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + S_{\text{приб}}^2}. \quad (69)$$

- Конструкции и схеме соединений обмоток, классу точности с учетом допустимой вторичной нагрузки» [17].

3.6.1 Выбор трансформаторов напряжения 110 кВ

В настоящее время трансформаторы напряжения (ТН) 110 кВ в основном изготавливаются с масляной изоляцией. Из-за особых экологических условий места расположения подстанции применение трансформаторного масла не желательно, однако объемы трансформаторного масла в трансформаторах напряжения не велико.

Целесообразно применение ТН 110 кВ емкостного типа из-за большей их устойчивости к феррорезонансным явлениям. Емкостные ТН 110 кВ изготавливаются значительным количеством различных производителей.

К установке приняты ТН 110 кВ НДКМ-110 УХЛ1 производства АО «РЭТЗ» Энергия исходя из наиболее оптимального соотношения технических характеристик и уровня материальных затрат.

Расчет мощности приборов измерения и учета, подключаемых к вторичной обмотке трансформаторов напряжения представлен в таблице 23.

Таблица 23 - Расчет мощности приборов измерения и учета, подключенных к ТН НДКМ-110

Трансформатор напряжения	Прибор	Тип	S _{приб} , ВА	Кол-во
ТН 1 с.ш.	Вольтметр	Э350	0,5	2
	Ваттметр	Д365	0,5	3
	Варметр	Д365	0,5	3
	Счетчик энергии	ЦЭ6850	6	3
ТН 2 с.ш.	Вольтметр	Э350	0,5	2
	Ваттметр	Д365	0,5	3
	Варметр	Д365	0,5	3
	Счетчик энергии	ЦЭ6850	6	3

Суммарная мощность, потребляемая приборами, подключенными к вторичным обмоткам трансформатора напряжения:

$$S_{\Sigma} = 2 \cdot 0,5 + 4 \cdot 0,5 + 4 \cdot 0,5 + 4 \cdot 6 = 29 \text{ ВА},$$

$$S_{\Sigma} = 29 < S_{ном} = 120 \text{ ВА}.$$

Выбранные к установке на ОРУ-110 кВ ТН НДКМ-110 УХЛ1 производства АО «РЭТЗ» Энергия удовлетворяют требуемым условиям.

Основные технические данные трансформатора НДКМ-110 УХЛ1 представлены в таблице 24.

Таблица 24 - Основные технические данные трансформатора напряжения

Номинальный параметр	Значение
Номинальное первичное напряжение, кВ	110/√3
Наибольшее рабочее первичное напряжение, кВ	126/√3
Номинальное напряжение основной вторичной обмотки №1, кВ	0,1/√3
Номинальное напряжение основной вторичной обмотки №2, кВ	0,1/√3
Номинальное напряжение дополнительной вторичной обмотки №3, кВ	0,1/√3
Номинальная частота, Гц	50
Номинальная мощность основной вторичной обмотки №1 в классе точности 0,2, ВА	30

Продолжение таблицы 24

Номинальный параметр	Значение
Номинальная мощность основной вторичной обмотки №2 в классе точности, ВА	
0,2	120
0,5	200
1,0	400
Предельная мощность (вне классов точности), ВА	1200
Суммарная мощность нагрузки вторичных обмоток №1 и №2 в классе точности 0,2, ВА	120
Номинальная емкость, пФ	18000

«Трансформаторы напряжения сконструированы таким образом, что не требуют какого-либо эксплуатационного обслуживания. Однако рекомендуется проводить периодические визуальный контроль и контрольные измерения» [17].

3.6.2 Выбор трансформаторов напряжения 35 кВ

Перечень моделей ТН, применяемых в блочно-модульных конструкциях 35 кВ марки СЭЩ ограничен лишь трансформаторами напряжения НАМИ-35 производства АО «РЭТЗ» Энергия.

Таким образом, к установке в составе блочно-модульных конструкций на ОРУ-35 кВ приняты трансформаторы напряжения НАМИ-35.

Расчет мощности приборов измерения и учета, подключаемых к вторичной обмотке трансформаторов напряжения представлен в таблице 25.

Таблица 25 - Расчет мощности приборов измерения и учета, подключенных к ТН НАМИ-35

Трансформатор напряжения	Прибор	Тип	S _{приб} , ВА	Кол-во
ТН 1 с.ш.	Вольтметр	Э350	0,5	2
	Ваттметр	Д365	0,5	3
	Варметр	Д365	0,5	3
	Счетчик энергии	ЦЭ6850	6	3
ТН 2 с.ш.	Вольтметр	Э350	0,5	2
	Ваттметр	Д365	0,5	3
	Варметр	Д365	0,5	3
	Счетчик энергии	ЦЭ6850	6	3

Суммарная мощность, потребляемая приборами, подключенными к вторичным обмоткам трансформатора напряжения:

$$S_{\Sigma} = 2 \cdot 0,5 + 4 \cdot 0,5 + 4 \cdot 0,5 + 4 \cdot 6 = 29 \text{ ВА},$$

$$S_{\Sigma} = 29 < S_{ном} = 240 \text{ ВА}.$$

Выбранные к установке на ОРУ-35 кВ ТН НАМИ-35 удовлетворяют требуемым параметрам.

3.6.3 Выбор трансформаторов напряжения 6 кВ

Из перечня типов ТН, применяемых в составе КРУ СЭЩ-70 наиболее рационально применение ЗНОЛ.06-6 УЗ, как зарекомендовавшего себя при использовании на значительном количестве подстанции Жигулевского ПО в течении длительных периодов эксплуатации.

Расчет мощности приборов измерения и учета, подключаемых к вторичной обмотке трансформаторов напряжения представлен в таблице 26.

Таблица 26 - Расчет мощности приборов измерения и учета, подключенных к ТН ЗНОЛ.06-6 УЗ

Трансформатор напряжения	Прибор	Тип	S _{приб} , ВА	Кол-во
ТН 1 с.ш.	Вольтметр	Э350	0,5	2
	Ваттметр	Д365	0,5	3
	Варметр	Д365	0,5	3
	Счетчик энергии	ЦЭ6850	6	3
ТН 2 с.ш.	Вольтметр	Э350	0,5	2
	Ваттметр	Д365	0,5	3
	Варметр	Д365	0,5	3
	Счетчик энергии	ЦЭ6850	6	3

Суммарная мощность, потребляемая приборами, подключенными к вторичным обмоткам трансформатора напряжения:

$$S_{\Sigma} = 2 \cdot 0,5 + 4 \cdot 0,5 + 4 \cdot 0,5 + 4 \cdot 6 = 29 \text{ ВА},$$

$$S_{\Sigma} = 29 < S_{ном} = 200 \text{ ВА}.$$

Выбранные к установке в КРУ СЭЩ-70 кВ ЗНОЛ.06-6 УЗ удовлетворяют требуемым параметрам.

3.7 Выбор ограничителей перенапряжения

Для защиты изоляции электрооборудования от перенапряжения применяются ограничители перенапряжений (ОПН) [19].

ОПН выбирается по следующим параметрам:

- Номинальному напряжению;
- По условиям окружающей среды и роду установки.

3.7.1 Выбор ограничителей перенапряжения 110 кВ

«Традиционные ОПН в фарфоровом и полимерном корпусах с внутренним воздушным включением имеют ряд недостатков. Один из них - неравномерное распределение напряженности электрического поля (НЭП) в продольном направлении, а также высокий уровень НЭП в поперечном (радиальном) направлении. Высокий уровень поля в радиальном направлении ведет к внутренним частичным разрядам в воздухе между внутренней стенкой корпуса и наружной поверхностью металлооксидных варисторов, что является серьезной проблемой для ОПН такой конструкции» [24].

«В ОПН последовательно-параллельное конструкции (ППК) производства фирмы «Tusco Electronics» полимерный корпус отливается непосредственно на варисторную колонку и фитинги, охваченные стекловолоконной оболочкой. Применяемые варисторные диски (ZnO) обладают прекрасными электрическими характеристиками. Полимерный корпус испытан в камере соляного тумана и надежен в любых погодных условиях. Таким образом, они лишены указанных недостатков.

Для установки выбираем ограничители перенапряжений:

- со стороны 110 кВ силовых трансформаторов - 2P3HSRC 106L5E2M4 - 2-х колонковый напряжением 106 кВ со счетчиком импульсов SC- 13;
- в нейтралях трансформаторов - 2HSRC(P) 75L5E2M5 - напряжением 75 кВ со счетчиком импульсов SC-13» [30].

«Преимущества ОПН ППК при монтаже и эксплуатации:

- низкое остающееся напряжение;
- повышенные защитные характеристики;
- -повышенные допустимые напряжения;
- встроенное выравнивание напряженности электрического поля (НЭП) вдоль ОПН;
- более эффективное выравнивание НЭП на единицу длины по сравнению с одноколونковой конструкцией;
- аналогичное по сравнению с одноколонковой конструкцией выравнивание НЭП без коронных колец;
- быстрота монтажа и наладки;
- снижение воздействия НЭП на варисторы в поперечном направлении благодаря беспустотности конструкции;
- взрывобезопасность, отсутствие разлетающихся осколков при воздействии аномально больших токов;
- высокая пропускная способность;
- герметичность ОПН и беспустотность конструкции благодаря прямому литью материала корпуса на варисторную колонку;
- гидрофобность, эрозионная и трекингостойкость полимерного корпуса;
- повышенная стойкость к воздействиям окружающей среды;
- повышенная стойкость к воздействию на излом и изгиб;
- высокая механическая прочность, вибростойкость и ударопрочность;

- меньшее основание по сравнению с аналогичной одноколонковой конструкцией;
- быстрый монтаж благодаря модульности конструкции;
- малый вес;
- равномерное распределение токов по параллельным модулям;
- отсутствие эксплуатационных расходов» [17];
- сертификация в соответствии с ГОСТ Р 52725-2021 [7].

3.7.2 Выбор ограничителей перенапряжения 35 кВ

Для установки в составе блочно модульных конструкций ОРУ-35 кВ необходимо использовать ОПН, обеспечивающих требуемую защиту оборудования от атмосферных перенапряжений, стойких к достаточно агрессивным атмосферным воздействиям и обладающих взрывозащищенностью, для обеспечения безопасности обслуживания.

Для применения в составе блочно-модульных конструкций 35 кВ марки СЭЩ рекомендованы ОПН с полимерной изоляцией корпуса типа ОПН-П-35 производства АО «Завода энергозащитных устройств» г. Санкт-Петербург. Указанные ОПН обладают вышеперечисленным набором характеристик.

Таким образом, к установке на секциях шин 35 кВ и у силовых трансформаторов со стороны 35 кВ выбраны ограничители перенапряжений ОПН-П-35/10 УХЛ1.

3.7.3 Выбор ограничителей перенапряжения 6 кВ

Для применения в составе КРУ марки СЭЩ-70 заводом рекомендованы следующие типы ОПН: ОПНп-6(10), ОПН-ЭС-П-6(10). Необходимо осуществление надежной защиты оборудования от перенапряжений и обеспечение безопасности обслуживания.

Ввиду необходимости обеспечения повышенной надежности обслуживания потребителей, запитанных с шин 6 кВ ПС «Зольное», установка ОПН целесообразна не только на секциях шин, но и на отходящих фидерах 6 кВ.

Таким образом, к установке на секциях шин и фидерах 6 кВ выбраны ограничители перенапряжений ОПНп-6/10 УХЛ1 производства АО «Завода энергозащитных устройств» г. Санкт-Петербург.

3.8 Выбор ошиновки

На ПС использована гибкая ошиновка на ОРУ-110 кВ и части ОРУ-35 кВ, а также жесткая ошиновка в блочно-модульных конструкциях ОРУ-35 кВ и КРУ-6 кВ СЭЩ-70. Производить выбор и проверку жесткой ошиновки не требуется, так как она комплектуется заводом изготовителем. На ОРУ-35 кВ в составе КТПБ использована ошиновка трубчатого сечения из алюминиевого сплава. Ошиновка КРУ-6 кВ медная прямоугольного сечения.

Выбор гибкой ошиновки производится по следующим параметрам:

- Длительно допустимому току:

$$I_{\text{раб}} \leq I_{\text{доп}}. \quad (70)$$

- Экономической плотности тока, причем для выбранного сечения проводов должно выполняться условие:

$$S = \frac{I_{\text{раб.ном}}}{j_{\text{эк}}}. \quad (71)$$

- «Для проводов напряжением 35 кВ и выше производится проверка на корону, путем сопоставления максимального значения начальной и критической напряженности электрического поля - E_0 , кВ/см, и напряженности электрического поля около провода - E , кВ/см, по формуле:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (72)$$

где r_0 - радиус провода, см;

m - коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода (для многопроволочных проводов $m=0,82$).

Напряженность электрического поля около провода определяется из выражения:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp.g}}{r_0}}, \quad (73)$$

где U - линейное напряжение, кВ;

$D_{cp.g}$ - среднее геометрическое расстояние между проводами фаз.

При горизонтальном расположении фаз

$$D_{cp.g} = 1,26 \cdot D, \quad (74)$$

где D - расстояние между соседними фазами, см» [24].

Условие отсутствия короны можно записать в виде:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0. \quad (75)$$

3.8.1 Выбор ошиновки 110 кВ

В качестве гибких шин на ОРУ-110 кВ используется сталеалюминевый провод марки АС.

По длительно допустимому току $57 \text{ А} < 445 \text{ А}$.

По экономической плотности тока, причем для выбранного сечения проводов должно выполняться условие:

$$S = \frac{57}{1,4} = 41 \text{ мм}^2.$$

Выбран провод АС-120/19, исходя из транзита мощности по шинам 110 кВ, необходимости повышенной механической прочности по условия гололедных и ветровых нагрузок и прогнозируемого роста энергопотребления.

Максимальное значение начальной напряженности электрического поля составляет

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,76}} \right) = 33,37 \frac{\text{кВ}}{\text{см}}.$$

Максимальное значение критической напряженности электрического поля составляет

$$E = \frac{0,354 \cdot 110}{0,76 \cdot \lg \frac{1,26 \cdot 250}{0,76}} = 19,57 \frac{\text{кВ}}{\text{см}}.$$

Условие проверки: $1,07 \cdot 19,57 = 20,95 \leq 0,9 \cdot 33,37 = 30,33$ выполняется. В качестве ошиновки 110 кВ выбран сталеалюминевый провод АС 120/19.

3.8.2 Выбор ошиновки 35 кВ

В качестве гибких шин на ОРУ-35 кВ используется сталеалюминевый провод марки АС.

По длительно допустимому току $179 \text{ А} < 445 \text{ А}$.

По экономической плотности тока, причем для выбранного сечения проводов должно выполняться условие:

$$S = \frac{179}{1,4} = 117 \text{ мм}^2.$$

Выбран провод АС- 120/19.

Максимальное значение начальной напряженности электрического поля составляет

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,76}} \right) = 33,37 \frac{\text{кВ}}{\text{см}}.$$

Максимальное значение критической напряженности электрического поля составляет

$$E = \frac{0,354 \cdot 35}{0,76 \cdot \lg \frac{1,26 \cdot 150}{0,76}} = 6,8 \frac{\text{кВ}}{\text{см}}.$$

Условие проверки: $1,07 \cdot 6,8 = 7,28 \leq 0,9 \cdot 33,37 = 30,33$ выполняется. В качестве гибкой ошиновки 35 кВ выбран сталеалюминевый провод АС 120/19.

3.9 Выбор предохранителей

Для защиты трансформаторов напряжения 6 и 35 кВ необходимо применение предохранителей, которые защищают электрооборудование от токов перегрузки и короткого замыкания. При увеличении тока выше номинальных значений плавкая вставка начинает нагреваться и перегорает согласно времятоковой характеристике предохранителя, тем самым разрывая электрическую цепь.

«Для защиты трансформаторов напряжения применяют предохранители серии ПКН, состоящие из сменного патрона, установленного в контактах, которые укреплены на опорных изоляторах. Патрон состоит из фарфорового корпуса с металлическими колпачками на торцах. Внутри находится токопроводящий плавкий элемент и наполнитель (кварцевый песок).

Срабатывание предохранителя ПКН определяется по отсутствию показания приборов, включенных в цепь трансформатора напряжения.

Ток срабатывания в предохранителях ПКН не нормируется, предохранители выбираются по напряжению» [27].

К установке на ПС «Зольное» приняты следующие предохранители:

- ОРУ-35 кВ – ПКН-001-35 ХЛ1;
- КРУ-6 кВ – ПКН-001-10 УЗ.

3.10 Релейная защита и автоматика

При выборе необходимых устройств защиты необходимо руководствоваться целым рядом критериев. Прежде всего, необходимо применение устройств, способных в полной мере справиться с поставленной задачей комплексной защиты электрооборудования. Применяемые устройства должны быть сертифицированы государственными органами, опробованы в действительной эксплуатации и иметь достаточный референс лист.

На подстанциях Жигулевского ПО уже не первый год применяются микропроцессорные комплексы защит производства АО «РАДИУС Автоматика» г. Зеленоград. Персонал службы РЗА хорошо знаком с широкой номенклатурой микропроцессорных терминалов марки «Сириус», успешно справляется с их обслуживанием и настройкой, и характеризует их только с положительной стороны.

АО «РАДИУС Автоматика» выпускается обширный перечень шкафов серии ШЭРА, предназначенных для выполнения функций управления, защиты, сигнализации, измерения и контроля на электростанциях и подстанциях с высшим напряжением 110-220 кВ. Кроме того, имеется целый ряд типовых проектных решений по комплексной защите подстанций с использованием указанных шкафов.

Учитывая вышеуказанные доводы, для организации релейной защиты и автоматики ПС «Зольное» применены шкафы серии ШЭРА и отдельные

микропроцессорные устройства «Сириус» и «Орион», установленные в ячейках отходящих фидеров 6 кВ.

Шкафы устанавливаются в ОПУ подстанции на месте существующих панелей защит. Перечень и функции применяемых шкафов, в соответствии с одним из типовых проектных решений АО «РАДИУС Автоматика», представлены в таблице 27.

Таблица 27 - Перечень шкафов защит ПС «Зольное»

Наименование шкафа	Кол-во	Реализуемые функции	Примечание
ШЭРА-ЛВ110-1207	2	Защита и автоматика воздушной линии 110 кВ	-
ШЭРА-ТТ-40015	2	Защита и автоматика трехобмоточного трансформатора 110 кВ	-
ШЭРА-С110-3007	1	Защита и автоматика секционного выключателя	-
ШЭРА-СВ-1202	1	Защита и автоматика секционного выключателя	-
ШЭРА-СВ-1001	1	Защита и автоматика секционного выключателя	-
ШЭРА-РН-2052	1	Регулирование напряжения трансформаторов	-
ШЭРА-МЛ-2001	2	Защита и автоматика воздушных линии 35 кВ	Количество линий – 4
ШЭРА-ОБ-2001	1	Оперативные блокировки	-
ШЭРА-АЧР-2002	1	Автоматическая частотная разгрузка	-
ШЭРА-ОМП-2004	1	Определение мест повреждений линий 110 кВ	Количество линий – 2
ШЭРА-ЦС-1002	1	Центральная сигнализация	-
ШЭРА-СОИ-21	1	Сбор и обработка информации	АСУ ТП

Применение шкафа ШЭРА-СОИ-21 позволяет организовать автоматическую систему управления подстанцией для реализации следующих функций:

- сбор данных с терминальных устройств по каналам последовательной связи;

- динамическое отображение на экране состояний объектов контроля и управления (ОКУ), контролируемых терминальными устройствами;
- дистанционное управление состояниями ОКУ;
- динамическое отображение текущих значений аналоговых величин и состояний дискретных сигналов, контролируемых терминальными устройствами;
- отображение аварийных событий и осциллограмм, зарегистрированных терминальными устройствами;
- отображение информационных и аварийных сообщений;
- дистанционное чтение и изменение конфигурации и уставок терминальных устройств;
- дистанционное чтение накопительной информации из терминальных устройств;
- дистанционное квитирования сигнализации терминальных устройств;
- хранение исторической информации в базе данных;
- ведение журналов событий, сообщений, осциллограмм, действий пользователей;
- генерация и вывод на экран различных отчетов;
- поддержание системы единого времени (СЕВ). Синхронизация времени между терминалами 30 мс;
- организация разделения доступа пользователей к работе со шкафом;
- передача полученной от терминальных устройств информации на верхний уровень АСУ;
- трансляция команд управления с верхнего уровня АСУ в терминальные устройства.

Защита отходящих фидеров 6 кВ реализуется на базе терминалов «Сириус-2Л», установленных в ячейках КРУ-6 кВ и так же подключенных к

шкафу ШЭРА-СОИ-21. Кроме того, во всех ячейках СЭЩ-70 устанавливается быстродействующая дуговая защита на базе микропроцессорных блоков «Орион-ДЗ».

3.11 Заземление и молниезащита подстанции

3.11.1 Заземление подстанции

Заземлением какой-либо части электроустановки или другой установки называют преднамеренное электрическое соединение этой части с заземляющим устройством.

Заземление предназначено для защиты персонала от поражения электрическим током и является одним из основных средств защиты. Заземляющие устройства подразделяются на следующие виды:

- Защитное заземление - заземление частей электроустановки с целью обеспечения безопасности.
- Рабочее заземление - это заземление какой-либо части или точки электроустановки, необходимое для обеспечения работы электроустановки.
- Зануление - преднамеренное соединение частей электроустановки, нормально не находящихся под напряжением, с глухозаземлённой нейтралью трансформатора или генератора в сетях трёхфазного тока, с глухозаземлённой средней точкой источника в сетях постоянного тока.

«Совокупность стержней, соединенных между собой полосой, образует контур заземления. Для этого в траншее глубиной 0,7 м вертикально забиваются стержни, а выступающие из земли верхние концы соединяются сваркой внахлест стальной полосой» [8]. В помещении контур заземления приваривается к корпусу силового щита и к заземляющей магистрали (шине заземления), которая проходит вдоль стен здания.

«Все металлические части электроустановок, нормально не находящихся под напряжением, должны заземляться. В зависимости от необходимого сопротивления заземляющего устройства определяется число электродов» [8]. Для этого заданы следующие параметры:

- длина стержней $l = 5$ м;
- диаметр стержней $d = 0,016$ м;
- сопротивление заземления $R_z = 0,5$ Ом;
- глубина заложения полосы $t = 0,7$ м;
- удельное сопротивление грунта $\rho = 150$ Ом·м (чернозем с включениями известняка);
- периметр подстанции $L = (72+42) \cdot 2 + (30+26) \cdot 2 - 30 = 310$ м;
- размер заземляющей полосы 40×4 мм.

«Сопротивление одного вертикального стержня определяется по формуле:

$$R_c = \frac{0,336 \cdot \rho_{расч}}{l} \cdot \left[\lg \left(\frac{2 \cdot l}{d} \right) + \frac{1}{2} \cdot \lg \left(\frac{4 \cdot t' + l}{4 \cdot t' - l} \right) \right]. \quad (76)$$

Заглубление стержня находится из выражения:

$$t' = t + \frac{l}{2}. \quad (77)$$

Расчетное сопротивление грунта определяется по формуле:

$$\rho_{расч} = \rho \cdot K_c, \quad (78)$$

где $K_c = 1,25$ - коэффициент сезонности» [8].

Получено:

$$\rho_{расч} = 150 \cdot 1,25 = 187,5 \text{ Ом} ,$$

$$t' = 0,7 + \frac{5}{2} = 3,2 \text{ м} ,$$

$$R_c = \frac{0,336 \cdot 187,5}{5} \cdot \left[\lg \left(\frac{2 \cdot 5}{0,016} \right) + \frac{1}{2} \cdot \lg \left(\frac{4 \cdot 3,2 + 5}{4 \cdot 3,2 - 5} \right) \right] = 41,98 \text{ Ом} .$$

Необходимое количество вертикальных стержней определяется по формуле:

$$N_c = \frac{R_c}{R_3 \cdot n_c} , \quad (79)$$

где $n_c=0,58$ - коэффициент использования стержней и составляет

$$N_c = \frac{41,98}{0,5 \cdot 0,58} \approx 144 \text{ шт} .$$

Сопротивление заземляющей полосы находится из выражения:

$$R_{II} = \frac{0,336 \cdot \rho_{расч}}{l} \cdot \lg \left(\frac{2 \cdot L^2}{b \cdot t} \right) , \quad (80)$$

где $b=0,04$ м - ширина заземляющей полосы и составляет

$$R_{II} = \frac{0,336 \cdot 187,5}{310} \cdot \lg \left(\frac{2 \cdot 310^2}{0,04 \cdot 0,7} \right) = 1,59 \text{ Ом} .$$

Сопротивление заземляющей полосы в контуре определяется по формуле:

$$R_{ПК} = \frac{R_{II}}{n_{II}} , \quad (81)$$

где $n_{II}=0,29$ - коэффициент использования полосы и составляет

$$R_{ПК} = \frac{1,59}{0,29} = 5,3 \text{ Ом} .$$

Необходимое сопротивление вертикальных заземлений находится по выражению:

$$R_{ПК} = \frac{R_{ПК} \cdot R_3}{R_{ПК} + R_3}, \quad (82)$$

$$R_{ПК} = \frac{5,3 \cdot 0,5}{5,3 + 0,5} = 0,457 \text{ Ом}.$$

Уточнённое количество стержней определено по формуле:

$$N_c = \frac{R_c}{R \cdot n_c}, \quad (83)$$

$$N_c = \frac{41,98}{0,457 \cdot 0,58} \approx 158 \text{ шт}.$$

Таким образом, заземляющее устройство подстанции «Зольное» состоит из горизонтальных и вертикальных заземлителей. Горизонтальный заземлитель - стальная полоса 40×4 мм прокладывается на расстояние 0,8-1 м от фундаментов или оснований оборудования на глубине 0,7 м. Заземляющие стержни длиной 5 м ввинчиваются в грунт по внешнему контуру и в узлах заземляющего устройства на равном расстоянии друг от друга и присоединяются к горизонтальной полосе электросваркой.

Защитное заземление подстанции удовлетворяет требованиям рабочих заземлений и заземлений средств грозозащиты.

3.11.2 Молниезащита подстанции

«Здания и сооружения ПС с достаточной степенью надёжности должны защищаться молниеотводами от поражения прямыми ударами молнии» [13].

В настоящее время на ПС установлены пять отдельно стоящих молниеприемников и пять молниеприемников, установленных на порталах.

Установленная на ПС в данный момент система молниезащиты в полной мере обеспечивает допустимый уровень надежности от прямых ударов молнии равный 0,9, согласно требованиям [20].

Существующие молниеотводы присоединяются к узлам реконструируемого контура заземления металлической полосой. Кроме того, около молниеотводов дополнительно вбиваются в землю 1-3 вертикальных стержня.

3.12 Мероприятия по борьбе с гололедом

Практика эксплуатации ЛЭП в гололедных районах показывает, что гололедные аварии относятся к числу наиболее тяжелых и могут дезорганизовать электроснабжение больших экономических районов. Основным методом борьбы с гололедом при эксплуатации протяженных ВЛ является его плавка за счет нагревания проводов протекающим по ним током. Существует достаточно большое количество схем плавки гололеда, определяемых схемой электрической сети, нагрузкой потребителей, возможностью отключения линий и другими факторами [32].

В борьбе с гололедом в России нашёл применение метод плавки гололёда трехфазными токами короткого замыкания [11, 14]. ВЛ одним концом подключается к источнику питания, которым, как правило, служат шины 6-10 кВ подстанций или отдельный трансформатор, провода на другом конце ВЛ замыкаются. Напряжение и мощность источника выбираются таким образом, чтобы обеспечить протекание по проводам ВЛ тока в 1,5-2 раза превышающего длительно допустимый ток. Такое превышение допустимого длительного тока оправдано кратковременностью процесса плавки (≈ 1 ч), а также более интенсивным охлаждением провода в зимний период. Следует помнить, что допустимые длительные токи приводятся в справочной литературе для температуры воздуха 25 °С.

В настоящее время разработаны и успешно применяются 4 схемы плавки гололеда на проводах и тросах ВЛ - 35 и 110 кВ Зольненско - Рождественского энергетического узла.

При реконструкции ПС предусмотрена организации шин плавки гололеда на ОРУ-35 кВ с выделением ячейки плавки гололеда в КРУ-6 кВ.

На основании используемых в настоящее время схем могут быть реализованы следующие схемы плавки гололеда на проводах и тросах:

- Схема плавки гололеда на проводах ВЛ-110 кВ Жигулевск - Зольное и Зольное - Рождествено: током трехфазного КЗ от гидрогенератора (9, 10, 11) четвертой ТГ через 1 секцию шин 110 кВ ОРУ-110 кВ Жигулевской ГЭС. Производится вывод в ремонт ВЛ-110 кВ Жигулевск - Зольное и Зольное - Рождествено, но секционная перемычка остается включенной. На ПС «Рождествено» устанавливается закоротка на ток 600 А. Подъемом напряжения с нуля генератора 4 ТГ осуществляется плавка гололеда.
- Схема плавки гололеда на проводах ВЛ-35 кВ Моркваши - Зольное встречным током: током трехфазного КЗ с ПС «Жигулевская» и «Зольное». Производится вывод в ремонт ВЛ-35 кВ Моркваши - Зольное, но заземления в сторону линии не устанавливаются. С фидера 6 кВ № 6 ПС «Жигулевская» через разъединитель плавки гололеда (РПГ) 35 кВ и фидера 6 кВ № 7 ПС «Зольное» через РПГ-35 кВ подаются токи.
- Схема плавки гололеда на объединенном грозозащитном тросе ВЛ-110 кВ Жигулевск - Зольное, Зольное - Рождествено, ВЛ-35 кВ Моркваши - Зольное, Зольное - Рождествено, Богатырь: током с ПС «Жигулевская». Производится вывод в ремонт ВЛ-35 кВ Моркваши - Зольное, Зольное - Рождествено, но заземления в сторону линий не устанавливаются. На ПС «Зольное» включаются РПГ-35 кВ ВЛ-35 кВ Моркваши - Зольное, Зольное - Рождествено. С линейного

выключателя ВЛ-35 кВ Моркваши - Зольное ПС «Жигулевская» подается ток.

- Схема плавки гололеда на проводах ВЛ-35 кВ Зольное - Рождествено: током трехфазного КЗ с ПС «Зольное». Производится вывод в ремонт ВЛ-35 кВ Зольное - Рождествено, но заземления в сторону линии не устанавливаются. Устанавливается закоротка сечением не менее 150 мм² на опоре № 101 а. С фидера 6 кВ № 7 ПС «Зольное» через РПГ-35 кВ подается ток.

Для своевременного обнаружения гололедно-изморозевых образований на проводах и тросах ВЛ целесообразно применение автоматизированной информационной системы контроля гололедной нагрузки (АИСКГН), предназначенной для комплексного анализа контролируемых показателей изменения нагрузки, температуры, влажности, направления, скорости ветра и своевременного обнаружения гололедообразования.

АИСКГН предполагает установку микропроцессорного линейного преобразователя (МЛП) на нескольких опорах ВЛ 35-110 кВ наиболее подверженных гололедообразованию. МЛП осуществляет передачу данных о нагрузках по каналу связи на сервер рабочей станции, где ее можно наблюдать в реальном времени и своевременно принимать решения о необходимости плавки гололеда. МЛП состоит из:

- датчики-преобразователи гололедной нагрузки - устанавливается в разрыв между поддерживающей гирляндой изоляторов и траверсой опоры;
- датчики-преобразователи температуры и влажности воздуха;
- датчики-преобразователи направления и скорости ветра;
- датчики несанкционированного доступа в шкаф пункта контроля;
- датчики температуры провода;
- устройство передачи данных (в зависимости от модификации - радиомодуль, радиостанция, GSM модем, оптический преобразователь ВОЛС, контроллер спутниковой связи);

- антенно-фидерное устройство;
- интеллектуальное зарядное устройство;
- аккумуляторная батарея;
- источник заряжающего тока (модуль солнечных батарей или трансформатор напряжения).

Применение АИСКГН действительно поможет своевременно и верно принимать решения о необходимости проведения плавки гололедных образований на проводах и тросах ВЛ, что значительно повысит надежность электроснабжения ПС «Зольное» и всего Зольненско-Рождественского энергетического узла.

Выводы по разделу.

В третьей главе произведен выбор силового электрооборудования 110, 35 и 6 кВ. Принято решение организации ОРУ-35 кВ и ЗРУ-6 кВ с использованием блочных конструкций заводского изготовления с высокой степенью готовности. Выбор осуществлен по регламентируемым условиям. Принятое к установке оборудование отвечает необходимым требованиям.

Так же произведен выбор аппаратуры релейной защиты, автоматики и измерений. Выполнен расчет системы заземления и молниезащиты подстанции. Намечены необходимые мероприятия по борьбе с гололедноизморозевыми образованиями. Предложены схемы осуществления плавки гололеда. Так же рассмотрена автоматизированная информационная система контроля гололедной нагрузки, применение которой значительно повысит надежность электроснабжения.

Заключение

В настоящей диссертации рассмотрены вопросы реконструкции электроснабжения ПС 110/35/6 кВ «Зольное». Работа посвящена повышению надежности системы электроснабжения ответственных потребителей, подключенных к шинам ПС «Зольное», и всего Зольненско-Рождественского энергетического узла.

Произведен анализ существующей схемы электрической сети и выявлены её узкие места. Так же проанализирована схема ПС «Зольное», ее место в энергосистеме, состав установленного на ней оборудования и присущие ей, ввиду расположения в особой природной зоне, особенности. На основании проведенного анализа намечены основные мероприятия, направленные на повышение надежности электроснабжения.

Прежде всего, произведен расчет электрических нагрузок подстанции, на основании которого определен тип и мощность планируемых к установке силовых трансформаторов ТДТН-10000/110/35. Выбрана новая схема электрических соединений ОРУ - 110 и 35 кВ, позволяющая значительно увеличить надежность электроснабжения как самой ПС и запитанных от нее потребителей, так и всего Зольненско-Рождественского энергетического узла.

Произведен выбор новых электрических аппаратов и проводников для применения на ПС. При выборе электрооборудования максимально возможно использовано уже установленное в недавнем времени на ПС оборудование для достижения максимального технико-экономического эффекта путем минимизации капитальных затрат. Выбор оборудования также произведен с условием его экологичности и минимизации отрицательного воздействия на окружающую среду. На ОРУ-110 кВ к установке принято элегазовое оборудование российского производства: выключатели ВГТ-110, трансформаторы тока ТРГ-110 и трансформаторы напряжения НДКМ-110. ОРУ-35 кВ реализовано на типовых блочно-модульных конструкциях производства Самарского электроцита с элегазовыми выключателями ВГБЭ-

35. Так же на ОРУ-35 кВ дополнительно сооружается система шин плавки гололеда. В качестве распределительного устройства 6 кВ принято КРУ марки СЭЩ-70 с вакуумными выключателями ВВУ-СЭЩ-10 производства завода Самарский электроцит.

Произведен выбор оборудования системы релейной защиты, автоматики и измерений, реализованной при помощи шкафов марки ШЭРА производства АО «РАДИУС Автоматика». Определены типы и марки шкафов и реализуемые ими функции. Применение указанных шкафов позволяет так же реализовать автоматизированную систему управления технологическим процессом подстанции.

Так же произведен расчет системы контурного заземления подстанции и сделаны выводы о работоспособности существующей системы молниезащиты.

Отдельно рассмотрены вопросы организации плавки гололеда на проводах и тросах отходящих от ПС ВЛ - 35 и 110 кВ. Сделан вывод о целесообразности применения автоматизированной информационной системы контроля гололедной нагрузки, что значительно повысит показатели надежности.

Проведение реконструкции ПС 110/35/6 кВ «Зольное» позволяет значительно увеличить надежность электроснабжения и дает возможность осуществления подключения новых потребителей.

Представленные в диссертации технические и конструкторские решения удовлетворяют требованиям нормативно технической документации и нормам проектирования установок передачи электрической энергии, и могут быть в полной мере реализованы в действительности.

Список используемой литературы и используемых источников

1. Басирова А. Б. О реконструкции трансформаторных подстанций // Вопросы науки и образования. 2022. № 7(163). С. 17-21.
2. ГОСТ 14693-90 Устройства комплектные распределительные негерметизированные в металлической оболочке на напряжение до 10 кВ. Общие технические условия. М.: Издательство стандартов, 1990. С. 39.
3. ГОСТ 15150-69 Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды. М.: Стандартинформ, 2010. С. 71.
4. ГОСТ 15543.1-89 Изделия электротехнические и другие технические изделия. Общие требования в части стойкости к климатическим внешним воздействующим факторам. М.: ИПК Издательство стандартов, 2004. С. 34.
5. ГОСТ 17516.1-90 Изделия электротехнические. Общие требования в части стойкости к механическим внешним воздействующим факторам. М.: Стандартинформ, 2007. С. 60.
6. ГОСТ Р 52565-2006 Выключатели переменного тока на напряжения от 3 до 750 кВ. Общие технические условия. М.: Стандартинформ, 2007. С. 91.
7. ГОСТ Р 52725-2021 Ограничители перенапряжений нелинейные для электроустановок переменного тока напряжением от 3 до 750 кВ. Общие технические условия. М.: Российский институт стандартизации, 2022. С. 48.
8. ГОСТ Р 58882-2020 Заземляющие устройства. Системы уравнивания потенциалов. Заземлители. Заземляющие проводники. Технические требования. М.: Стандартинформ, 2020. С. 45.
9. Гусева Н. В., Шевченко Н. Ю. Оценка экономической эффективности проектов модернизации электроэнергетических объектов // Успехи современного естествознания. 2014. № 11. С. 52-56.

10. Деревнин А. Г. Необходимость реконструкции упрощённых подстанций с целью повышения надежности электроснабжения // Тинчуринские чтения : Материалы XIV Международной молодежной научной конференции. В трех томах, Казань, 23–26 апреля 2019 года. Том 1 Ч. 2. Казань: Казанский государственный энергетический университет, 2019. С. 291-294.

11. Дьяков А. Ф., Засыпкин А. С., Левченко И. И. Предотвращение и ликвидация гололедных аварий в электрических сетях энергосистем. Пятигорск: изд-во РП «Южэнерготехнадзор», 2000. 284 с

12. Котолывцев В. Резервирование выключателя 110 кВ разъединителем - простое решение, повышающее эффективность // Электроэнергия. Передача и распределение. 2016. № S1(1). С. 13-17.

13. Лапшин А. Н. Модернизация электрических подстанций // Научно-образовательный потенциал молодежи в решении актуальных проблем XXI века. 2018. № 12. С. 129-131.

14. Левченко И. И., Засыпкин А. С., Аллилуев А. А., Сацук Е. И. Диагностика, реконструкция и эксплуатация воздушных линий электропередачи в гололедных районах : учеб. пособие. М. : Издательский дом МЭИ, 2007. 494 с.

15. Наботов К. Х. Техничко-экономическое сравнение вариантов при выборе решений для установки выключателей на подстанции // Молодая мысль: наука, технологии, инновации : материалы VII (XIII) Всероссийской научно-технической конференции студентов, магистрантов, аспирантов и молодых ученых, Братск, 16–20 марта 2015 года. Братск: Братский государственный университет, 2015. С. 190-192.

16. Неклепаев Б. Н., Крючков И. П. Электрическая часть электростанций и подстанций. Учебник для вузов. 2-е изд. М. Энергоатомиздат, 1986. 640 с.

17. Немировский А. Е. Электрооборудование электрических сетей, станций и подстанций. М.: Инфра-Инженерия, 2020. 174 с.

18. Постановление Правительства РФ от 19 декабря 2016 г. N 1401 «О комплексном определении показателей технико-экономического состояния объектов электроэнергетики, в том числе показателей физического износа и энергетической эффективности объектов электросетевого хозяйства, и об осуществлении мониторинга таких показателей». URL: <https://base.garant.ru/71570850/?ysclid=lxj1t586hg142684706> (дата обращения 19.05.2024).

19. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. 3-е изд. Москва : ИНФРА-М, 2024. 187 с.

20. Правила устройства электроустановок: действующие разделы 6-го и 7-го изданий. Москва : ИНФРА-М, 2023. 832 с.

21. Прокопенко И. А. Влияние реконструкции подстанций 35/10кВ на надежность электроснабжения // Ресурсосберегающие технологии в агропромышленном комплексе России : Материалы IV международной научной конференции, Красноярск, 23–24 ноября 2023 года. Красноярск: Красноярский государственный аграрный университет, 2024. С. 441-445.

22. Радкевич В. Н., Козловская В. Б. Расчет электрических нагрузок промышленных предприятий: учебно-методическое пособие. Минск : БНТУ, 2013. 124 с.

23. РД 153-34.0-20.527-98 «Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования» [Электронный ресурс]: URL: <https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4294817/4294817179.htm> (дата обращения: 21.12.2024).

24. Рожкова Л. Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: учебник для студентов учреждений среднего профессионального образования. М.: ИЦ Академия, 2018. 448 с.

25. Сайт АО «ГК «Электрощит» - ТМ Самара». URL: <https://www.electroshield.ru/> (дата обращения 28.12.2024).

26. Сайт ПАО «Россети Волга». URL: <https://www.rossetivolga.ru/?ysclid=lxjlqben7l449986148> (дата обращения 20.05.2024).

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

28. Chen C. S. Development of distribution feeder loss models by artificial neural networks. IEEE Transactions on Power Systems, 2018. Vol. 19, 4. P. 1056–1062.

29. Glover J. D., Overbye T. J., Sarma M. S. Power System Analysis and Design. Boston: Cengage Learning, 2017. 944 p.

30. Gönen T. Electric Power Distribution Engineering. Boca Raton: CRC Press, 2018. 948 p.

31. Kang Meei – Song. A Systematic Loss Analysis of Taipower Distribution System. IEEE Transactions on Power Systems. 2019. vol. 21, 3. P. 1062–1068.

32. Saccomanno F. Electric Power Systems: Analysis and Control. New York: Springer, 2018. 670 p.