

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

Институт химии и энергетики
(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»
(наименование)

13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»
(код и наименование направления подготовки, специальности)
Электроснабжение
(направленность (профиль)/специализация)

**ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА
(БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)**

на тему Реконструкция систем собственных нужд Саратовской ГЭС

Студент

В.Г. Новгородов

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н. В.С. Романов

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

Консультант

к.п.н., доцент А.В. Кириллова

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

Тольятти 2020

Аннотация

Название дипломной работы: «Реконструкция систем собственных нужд Саратовской ГЭС».

В выпускной квалификационной работе рассматривается один из способов реконструкции морально устаревшего оборудования собственных нужд Саратовской гидроэлектростанции.

Исходя из имеющейся информации, было проведено техническое исследование объекта и составлена его характеристика, на основании которой, были заключены необходимые задачи для дальнейших действий в достижении поставленной цели.

По методу коэффициента максимума выполнен расчет нагрузок электрооборудования, подлежащего реконструкции. Произведен выбор силовых трансформаторов собственных нужд на стороне 13,8/6,3 кВ.

Осуществлен расчет токов коротких замыканий с последующим выбором кабельного оборудования. На основании расчетов КЗ, выполнен выбор электрооборудования на стороне высокого, и низкого напряжения. Произведен выбор комплектного распределительного устройства и проверка защитного заземления.

Пояснительная записка выполнена на 76 листах, включает в себя 23 таблицы, 6 рисунков. Графическая часть работы представлена на 6 чертежах формата А1.

Abstract

The title of the graduation work is: «Reconstruction of system of own needs at the Saratov hydroelectric power station».

The graduation work consists of an introduction, ten chapters, a conclusion, tables, list of references including foreign sources and the graphic part on 6 A1 sheets.

The main goal of the final qualification work is the optimal reconstruction of the systems of own needs at the Saratov hydroelectric power station's.

The annual increase in the output power to the network from the hydroelectric power station leads to the need to replace outdated equipment. Modern own needs of hydroelectric power station do not meet the quality standards of electricity.

The graduation work may be divided into several logically connected parts. First of all, the structure of the hydroelectric power station and its characteristics were studied in detail, on the basis of which the tasks and relevance of the topic were set.

During the survey, it was decided to replace power equipment and electrical equipment on the high, medium and low voltage side. The problem of outdated power transformers was fixed. Complete switchgears on the 6.3 kV side were replaced, and the equipment installed by the manufacturer was checked.

Much attention is paid to the selected measuring equipment, switches and cable lines, because of the danger of a possible accident on the station.

In conclusion we'd like to stress that this work will have a positive impact on the quality of electricity and the operation of the Saratov hydroelectric power station. Also, this work is relevant for the reconstruction of systems of own needs in similar hydroelectric power plants.

Содержание

Введение	6
1 Характеристика объекта проектирования	8
1.1 Общее описание объекта	8
1.2 Уникальность объекта	10
1.3 Объект в целом	11
1.4 Главное здание ГЭС	13
1.5 Система собственных нужд	16
1.6 Задачи ВКР	18
2 Анализ технического состояния оборудования собственных нужд Саратовской ГЭС	20
3 Расчет электрических нагрузок	22
4 Выбор трансформаторов щитового оборудования	29
5 Выбор трансформаторов собственных нужд	33
6 Расчет токов короткого замыкания	37
7 Выбор марки и сечения кабелей	42
8 Выбор электрических аппаратов у трансформаторов СН	48
8.1 Выбор выключателей	48
8.2 Выбор трансформаторов тока	54
8.3 Выбор разъединителей	59
8.4 Выбор трансформаторов напряжения	61
8.5 Выбор ограничителей перенапряжения	63
8.6 Выбор заземлителя	63
9 Выбор КРУ	65
9.1 Проверка электрических аппаратов в КРУ	66
10 Выбор электрических аппаратов в электроцитах	70
Заключение	73
Список используемых источников	74

Приложение А Сводный перечень потребителей	79
Приложение Б Номинальные мощности компенсирующих устройств	83
Приложение В Выбор количества трансформаторов согласно коэффициенту загрузки	84
Приложение Г Коэффициент целесообразной реактивной мощности	85
Приложение Д Выбор количества трансформаторов согласно коэффициенту перегрузки	86
Приложение Е Кабельный журнал	87
Приложение Ж Сводный перечень выключателей	96
Приложение И Сводный перечень трансформаторов тока.....	102

Введение

В эпоху активного потребления электроэнергии, все чаще перед людьми предстает немаловажный вопрос об улучшении энергоэффективности и оптимизации энергетической системы. Увеличение популяции, рост городов, а следовательно и энергетических затрат на массовое производство необходимых средств, приводит к значительным нуждам в электроэнергии. Не только в России, но и за рубежом, люди осознают всю важность данного направления развития. Это проявляется не только в создании современных систем и проектирование альтернативных источников электроэнергии, которые, в перспективе, должны уменьшить долю производимой электроэнергии с традиционных источников, в силу истощаемости таких ресурсов, как уголь или газ. Но и в улучшение уже существующих энергосистем и предприятий. На сегодняшний день, во многих предприятиях эксплуатируется техника, попадающая под списание из-за износа, или не отвечающая актуальным требованиям производства электроэнергии в необходимом количестве, для обеспечения всех потребителей. Необходимость реконструкции, тесно переплетена с повышением энергоёмкости производства. Другими словами, взаимосвязано с уменьшением потребления энергии, а, следовательно, и природных ресурсов, на основные и вспомогательные технологические процессы в структуре производства. Сюда относятся и системы собственных нужд электростанций и подстанций. Совокупность устройств и оборудования, необходимого для нормального функционирования всех систем и механизмов на объекте.

В городе Балакова, Саратовской области, самым важным и крупным энергетическим объектом является Саратовская ГЭС, введенная в эксплуатацию в период с 1967 по 1970-е года, в соответствие с вводом агрегатов. Данная гидроэлектростанция оборудована самыми крупнейшими гидроагрегатами в своем типе и классе по России, среди аналогичных

объектов. На сегодняшний день, Саратовская ГЭС вырабатывает более 5,5 млрд кВт в час и участвует в покрытии пиковых нагрузок в Объединенной энергосистеме Центральной и Поволжской части России. Электроэнергия, вырабатываемая станцией, передается по высоковольтным линиям, напряжением 500 и 220 кВ: по одной из них – на Балаклавскую АЭС, по остальным – на различные электрические подстанции. Для обеспечения энергоэффективной работы данного энергетического объекта страны, требуются современные технологии и оборудование. Постоянная, непрерывная модернизация ГЭС, неизбежный исход, в виду её важности, для всей Саратовской области, и города Балакова в частности.

В связи с ежегодным увеличением потребностей в качественной электроэнергии, производимой в гидроэлектростанции, требуется применение надлежащих инженерных решений. Одним из важнейших условий энергоэффективности Саратовской ГЭС, наряду с повышением эффективной работы элементов оборудования, и использования водных ресурсов Волги, является повышение оптимизации систем собственных нужд в потребление электроэнергии. Огромные затраты электроэнергии уходят на поддержание работы всех энергосистем гидроэлектростанции. И, следовательно, замена физически и морально устаревшего оборудования, для модернизации систем собственных нужд, является востребованным направлением для работы. Исходя из вышеизложенного, можно говорить об актуальности выбранной темы.

Цель бакалаврской работы – разработать технические решения по реконструкции систем собственных нужд Саратовской ГЭС.

1 Характеристика объекта проектирования

1.1 Общее описание объекта

Будучи важнейшим энергетическим объектом в Саратовской области, наряду с Балаковской АЭС, Саратовская гидроэлектростанция представляет собой проект крупных масштабов и нестандартной конструкции. Она не только является седьмой ступенью каскада на реке Волга, но и отличается, от многих ГЭС, отсутствием водосбросной плотины. Первоначальный проект, включал в себя отдельное водосбросное сооружение. Но на этапе начала строительства, в феврале 1956 года, створ станции был перенесен на 3 километра выше по течению Волги. В итоге, проект пришлось переработать. И на сегодняшний день, водосбросная плотина совмещена с главным зданием ГЭС. Данная особенность, упростила строительство, длину перемычек и стоимость Саратовского объекта.

Помимо своих основных функций, как выработка электроэнергии и снабжения потребителей, Саратовская ГЭС является объектом, обеспечивающим судоходство кораблей, и, регулировку водных ресурсов в водохранилище (Размеры последнего, составляют порядком: 357 км в длину, 25 км в ширину, и до 7 м в глубину), что позволяет благополучно использовать стоки воды нижерасположенными гидроэлектростанциями.

К основным производственным задачам гидроэлектростанции относится работа в пиковой части графика нагрузки Объединенной энергосистемы нескольких регионов России (Центра и Поволжья), и обеспечение функций аварийного резервирования мощности. На момент ввода в эксплуатацию, ГЭС обеспечила Саратовскую область достаточным количеством электроэнергии, чтобы регион мог называться энергоизбыточным. Благодаря эффективному использованию восстанавливаемых природных ресурсов реки Волга, на гидроэлектростанции обеспечивается экономия большого количества исчерпаемых ресурсов.

Предотвращение выброса загрязняющих веществ в атмосферу, также является благополучным фактором. Стоит отметить, что Саратовская ГЭС значительно влияет на другие гидроэлектростанции Волжского каскада, оптимизируя работу Жигулевской ГЭС и нижерасположенной Волжской ГЭС.

На настоящий момент гидроэлектростанция укомплектована техническим оборудованием для эффективного электроснабжения потребителей и входит в десятку масштабно-сконструированных ГЭС по России. Электростанция, как было изложено выше, входит в Объединенную энергосистему Центральной и Поволжской части нашей страны, энергетическое соединение которых, осуществляется за счет высоковольтных линий двух напряжений: 220 и 500 кВ, соответственно. С использованием 220 кВ линий, преимущественно питаются различные подстанции региона, а с 500 кВ, Саратовская ГЭС соединена с объединенными энергетическими системами России, а также, с Балаковской АЭС.

Установленная мощность электростанции составляет 1415 МВт, а среднегодовая выработка, по приблизительным расчетам, равняется 5 400 млн. кВт·ч, при проектных 5 670 млн. кВт·ч. В последние несколько лет, показатель среднегодовой выработки электроэнергии увеличился, и на момент 2018-2019 года составляет, приблизительно, 6 400 млн. кВт·ч.

Будучи крупным гидроэнергетическим сооружением, Саратовская ГЭС пересекает Волгу, создавая искусственную переправу через реку. За счет, примыкающего к плотине автодорожного тоннеля и расположенного, вблизи с ним, железнодорожного полотна, гидроэлектростанции является объектом транспортно-магистрального значения.

1.2 Уникальность объекта

Несмотря на не внушительную мощность по сравнению с аналогичными гидроэлектростанциями (к примеру, мощность Жигулевской ГЭС составляет 2488 МВт, а среднегодовая выработка, приблизительно, 10 370 млн. кВт·ч), Саратовская ГЭС обладает рядом особенностей, характеризующих её уникальность.

Конструкция включает в себя специально спроектированные поворотно-лопастные турбины с диаметром колеса равным 10,3 метра, что относит их к крупнейшим в России турбинам данного типа. Также к специально спроектированным агрегатам относятся низконапорные гидрогенераторы – являющиеся новейшей разработкой гидрогенераторов в России, на момент их установки. Перечисленное оборудование позволило воплотить в жизнь расчетный напор в 9,7 метра. Как следствие, Саратовская ГЭС считается самой низконапорной гидроэлектростанцией среди остальных ГЭС, формирующих Волжский каскад.

Помимо самых крупнейших по России гидроагрегатов с поворотно-лопастными турбинами, всё оборудование в совокупности составляет самый протяженный машинный зал из всех спроектированных гидроэлектростанций в нашей стране. Всего в зале расположен 21 вертикальный гидроагрегат с присоединенным к каждому из них синхронным генератором установленной мощностью в 66 МВт. Также, в машинном зале, размещаются два горизонтально-капсульных гидроагрегата, совокупная мощность которых составляет 108 МВт, и один вертикальный гидроагрегат с мощностью в 11 МВт. Итоговая мощность всей Саратовской ГЭС составляет 1415 МВт.

Сооруженные горизонтально-капсульные агрегаты, являются экспериментальной разработкой, специально спроектированной для Саратовской ГЭС и на момент своего выпуска, они были самыми крупными по мощности агрегатами данного типа в мире (по 45 МВт каждый). На сегодняшний день, горизонтально-капсульное оборудование прошло

реконструкцию и их установленная мощность составляет 54 МВт, что делает их самыми мощными и крупными по России и пятыми по всему миру.

Самой отличительной особенностью Саратовской ГЭС является отсутствие водосбросной (водосливной) плотины в гидроузле.

1.3 Объект в целом

Конструктивно, Саратовскую ГЭС можно отнести к типу плотинных низконапорных русловых гидроэлектростанций (рисунок 1). Состав данного объекта, включает в себя следующие сооружения:

- русловая земляная плотина, перегораживающая поток в реке для повышения уровня воды и сосредотачивающая необходимый напор воды;
- главное здание с донными водосбросами и сороудерживающими решетками, задерживающие попадание мусора и посторонних объектов в водоприемные отверстия водозаборного сооружения;
- судоходные шлюзы;
- открытые распределительные устройства 35, 220 и 500 кВ.



Рисунок 1 – Современный вид Саратовской ГЭС

По своей структуре, русловая земляная плотина Саратовского гидроузла, расположенная на правом берегу Волги, выполнена из двух основополагающих элементов: основного и пристанционного участков. Первоочередная задача данной дамбы, это защита города Балакова от возможного затопления. С одной стороны, она соединена с судоходными шлюзами, а с другой, с главным зданием Саратовской ГЭС.

По точным расчетам, общая длина здания составляет 1127 метров, при ширине, варьируемой от 45 – до 72 метров, и высоте в 43 метра. Само здание – руслового типа, конструктивно совмещенное с водосбросными напорными галереями. Всего имеется 24 секции, разделение которых осуществлено с применением температурно-осадочных швов по всей длине здания. Причем, двадцать две секция используются под агрегатные нужды, и оставшиеся две, это береговые секция, для закрытых монтажных работ персонала. В количестве двух напорных водосбросов оборудована каждая из двадцати двух агрегатных секция. На береговые площадки суммарно приходится семь аналогичных напорных галерей (четыре установлены на левом берегу, и остальные три на правом). Итоговое количество водосбросов достигает пятидесяти одного по всей Саратовской гидроэлектростанции.

Практическое значение данных агрегатов состоит в способности гидроузла успешно пропускать необходимый напор воды. На сегодняшний день, с использование напорных водосбросов, Саратовская ГЭС способна пропускать, приблизительно, 40 000 м³/с. С учетом использования турбин, эти числа достигают отметки в 55 000 м³/с, при нормальном подпорном уровне водохранилища, и 70 000 м³/с при форсированном. Для гашения, высвобождаемой энергии, напора воды применяются жесткие и гибкие типы рисберм. Перекрытие водосбросов осуществляется с применением плоских затвором, фиксируемых в нужном положение посредством работы нескольких кранов в нижнем бьефе. Стоит отметить, что автомобильный тоннель, переходы и железная дорога, также располагаются в нижнем бьефе.

Для нормального функционирования всех систем Саратовской гидроэлектростанции, ей требуется достаточная емкость, а, следовательно, и размеры водохранилища. Площадь имеющихся водных ресурсов составляет, практически, 1900 км², при полной емкости, варьируемой от 1,5 до 10 км³, что и позволяет Саратовскому водохранилищу обеспечивать работу ГЭС в режиме регулирования неравномерного электроэнергетического потребления в системе.

Всего, Саратовская ГЭС, оборудована тремя распределительными устройствами на 35, 220 и 500 кВ, соответственно. Все они являются открытого типа, в связи с климатическими условиями региона, позволяющими реализовать данное исполнение, без необходимости сооружения закрытых помещений для РУ. Электрическое соединение между ОРУ осуществляется за счет двух эксплуатируемых автотрансформаторов АОДЦТН-167000/500/220/35. Вырабатываемая электроэнергия с ГЭС распределяется по десяти высоковольтным воздушным линиям.

1.4 Главное здание ГЭС

Гидроэлектростанция укомплектована двадцатью тремя гидроагрегатами, смонтированными в машинном зале (рисунок 2). Длина последнего составляет 990 метров, с шириной помещения в 22 метра. Как было изложено, при описании уникальности Саратовской ГЭС, в машинном зале расположен двадцать один агрегат вертикального типа. Причем, 6 установок выдают мощность в 66 МВт, а остальные 15 единиц в 60 МВт. К ним присоединены поворотные лопастные турбины, марок ПЛ-20/661-ВБ-1030, ПЛ-15/661-ВБ-1030 и ТКВ00 в количестве двадцати одного экземпляра (по 7 каждая), приводятся в действия с использованием гидрогенераторов ВГСМ-1525/135-120, все той же мощностью в 66 МВт. К процессу технических работ, над агрегатами и турбинами в машинном зале,

привлекаются два козловых крана, расположенных над разборной кровлей помещения. Также, в комплектацию водоводов гидроагрегатов входят:

- плоские аварийно-ремонтные затворы,
- сороудерживающие решетки.



Рисунок 2 – Машинный зал Саратовской ГЭС

Также, в машинном зале установлены два горизонтально капсульных гидроагрегата. Установленная мощность данного оборудования 54 МВт. Как и в случае с вертикальными гидроагрегатами, к горизонтальным агрегатам присоединены поворотно-лопастные турбины, марки ПЛ-15/989-ГК-750 (рисунок 3). Размеры и пропускная способность турбин этой модели меньше, а именно, семь с половиной метра в диаметре и с пропускной способностью в $540 \text{ м}^3/\text{с}$, в сравнение с $705 \text{ м}^3/\text{с}$ у турбин модели ПЛ-20/661-ВБ-1030. Для осуществления оптимального функционирования лопастных турбин предъявляемой модели, в машинном зале смонтированы гидрогенераторы SGK 820/178-80 УХЛ4. На сегодняшний день, на гидроэлектростанции существует дополнительный 22 вертикальный гидроагрегат, в прошлом, эксплуатируемый для работы рыбоподъемника. В 90-х годах, он полностью

перешел на обеспечение собственных нужд ГЭС, а в 2000-х был реконструирован. На данный момент, его мощность составляет 11 МВт.



Рисунок 3 – Поворотно-лопастная турбина марки ПЛ-15/989-ГК-750

Большинство представленных гидроагрегатов вертикального типа объединены в энергоблоки. Каждый включает в себя современные элегазовые выключатели, разъединители для создания видимого разрыва и проведения технических работ, блочный трехфазный трансформатор с расщепленной обмоткой ТРДЦ – 320000/220 и другое коммутационное оборудование. Напряжение, на котором осуществляется выдача электроэнергии в энергоблоки с гидроагрегатов, составляет 10,5 кВ для всех данных устройств, кроме гидроагрегата собственных нужд. Он функционирует на напряжении 6,3 кВ и использует силовой масляный трансформатор ТМ – 16000/35. Вся электрическая мощность в энергоблоках, с расположенными в ней двадцатью вертикальными гидроагрегатами, выдается в сеть под напряжением в 220 кВ. Оставшиеся агрегаты соединены с трансформаторами более низких мощностей и выдают её под напряжением в 35 кВ. К данным трансформаторам относятся:

- трансформатор ТДЦ – 80000/35 для гидроагрегата №2;
- трансформатор ТДЦ – 16000/35 на каждый горизонтальный гидроагрегат.

Монтаж трансформаторного электрооборудования был произведен на нижнем бьефе в специальном помещении, с размещенными кабелями, напряжением 220 кВ. Данные кабели ведут к открытому распределительному устройству аналогичного напряжения.

На сегодняшний день, проводятся различные реконструкции и модернизации морально устаревшего оборудования, начатые еще в 2000-х годах. Основной упор делался на масштабной реконструкции гидроагрегатов и технический сооружений. Описываемы ранее, вертикальные и горизонтальные гидроагрегаты, а, также, трансформаторы являются актуальным оборудованием на данном этапе модернизация гидроэлектростанции. По прогнозам экспертов, все работы будут завершены к 2023 году, и установленная мощность Саратовской ГЭС станет равна 1505 МВт, что на 90 МВт больше сегодняшних чисел.

1.5 Система собственных нужд

Система собственных нужд, устанавливаемая в гидроэлектростанциях, состоит из набора вспомогательного электрооборудования, образующего комплекс дополнительных электроприемников. Основной функционал данного оборудования заключается в обеспечении бесперебойности и оптимальной работы гидроагрегатов и гидротурбин. К главным механизмам собственных нужд относятся: насосы, аварийные источники питания, вентиляция, освещение, резервные шинопроводы и прочее оборудование. Отличительной особенностью системы СН гидроэлектростанций от таковых систем у тепловых и атомных электростанций заключается в отсутствие мощных высоковольтных электродвигателей. Также, в связи с допустимыми кратковременными перерывами в подачи электропитания в промежутки

времени между исчезновением напряжения и его возобновлением от альтернативного источника питания (это объясняется достаточным запасом энергии в маслонапорном оборудовании для функционирования направляющего аппарата гидротурбин), СН гидроэлектростанций менее ответственные, и требуют меньшую мощность для собственного функционирования.

В настоящий момент, питание системы собственных нужд Саратовской ГЭС осуществляется от трех КРУ напряжением 6 кВ. Электроэнергия поступает через понижающие двух и однострансформаторные подстанции, установленные непосредственно у потребителей СН в центре нагрузок.

Основной перечень трансформаторного электрооборудования представлен в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень эксплуатируемых трансформаторов на ГЭС

Оперативное обозначение	Марка, основные характеристики	Дата ввода
21Т	Трансформатор сухой ТСЗ-160/10; 160 кВА, 6/0,4 кВ	15.03.1999
22Т	Трансформатор сухой ТСЗ-160/10; 160 кВА, 6/0,4 кВ	15.03.1999
23Т	Трансформатор сухой ТС-400/10; 400 кВА, 6/0,4 кВ	28.12.2004
24Т	Трансформатор сухой ТС-400/10; 400 кВА, 6/0,4 кВ	04.02.2005
25Т	Трансформатор сухой ТСЗ-630/6; 630 кВА, 6/0,4 кВ	20.12.2013
26Т	Трансформатор сухой ТСЗ-630/6; 630 кВА, 6/0,4 кВ	20.12.2013
27Т	Трансформатор сухой ТСЗ-630/6; 630 кВА, 6/0,4 кВ	01.11.2015
28Т	Трансформатор сухой ТСЗ-630/6; 630 кВА, 6/0,4 кВ	01.11.2015
29Т	Трансформатор сухой ТСЗ-250/6; 250 кВА, 6/0,4 кВ	31.01.1989
30Т	Трансформатор сухой ТСЗС-250/10; 250 кВА, 6/0,4 кВ	01.05.1977
31Т	Трансформатор сухой ТСЗГЛ-1600/10; 1600 кВА, 6/0,4 кВ	31.10.2009
32Т	Трансформатор сухой ТСЗГЛ-1600/10; 1600 кВА, 6/0,4 кВ	31.10.2009
33Т	Трансформатор сухой ТСЗ-160/10; 160 кВА, 6/0,4 кВ	01.09.1980
34Т	Трансформатор сухой ТСЗ-160/10; 160 кВА, 6/0,4 кВ	01.02.1981
35Т	Трансформатор масляный ТМ-250/6; 250 кВА, 6/0,4 кВ	29.05.1976
36Т	Трансформатор масляный ТМ-250/6; 250 кВА, 6/0,4 кВ	18.01.1960
37Т	Трансформатор сухой ТСЗУ-400/6; 400 кВА, 6/0,4 кВ	01.02.1991
38Т	Трансформатор сухой ТСЗУ-400/6; 400 кВА, 6/0,4 кВ	01.02.1991
ТП-1	Трансформатор масляный ТМГ-630/10; 630 кВА, 6/0,4 кВ	24.12.2007
ТП-2	Трансформатор масляный ТМГ-630/10; 630 кВА, 6/0,4 кВ	24.12.2007
ТВИ	Трансформатор сухой ТСЗП-2500/15; 2516 кВА, 6,3/0,712 кВ	01.05.2007

Часть оборудования функционирует с момента ввода гидроэлектростанции в работу, а большинство трансформаторов работают дольше нормативного срока эксплуатации. Следовательно, требуется замена устаревшего электрооборудования. Согласно имеющейся информации, замене подлежат трансформаторы 6/0,4 кВ 21Т-24Т, 29Т, 30Т, 33Т, 34Т, 35Т, 36Т, 37Т, 38Т. Следовательно, необходима реконструкция электрощитов, которые обеспечиваются указанными выше трансформаторами, сюда относятся щиты 1Н, 2Н, 6Н, 8Н, 9Н и 10Н.

1.6 Задачи ВКР

В ходе изучения структуры и характеристики исследуемого объекта – Саратовской ГЭС, были получены данные по его общему техническому состоянию и имеющимся оборудованием. Обследование показало, что главные системы гидроэлектростанции активно реконструируются. Ежегодно, наблюдается повышение вырабатываемой мощности с Саратовской ГЭС. Также, исследование выявило физическое и моральное устаревание систем собственных нужд. Укомплектованное оборудование в электрических блоках не соответствует современным стандартам. А в связи с увеличением потребностей модернизируемых гидроагрегатов на электростанции, это может привести к повреждениям оборудования и не выдачи мощности в сеть. Исходя из вышесказанного, необходимо произвести комплексное улучшение систем собственных нужд Саратовской гидроэлектростанции. Для эффективного решения данной проблемы, в соответствии с техническими требованиями, предъявляемых к работе, потребуется выполнение отдельных задач, взаимосвязанных между собой. Перечень необходимых к решению задач представлен ниже, и к ним относится:

- расчет силовых нагрузок с учетом современного оборудования и перспектив развития предприятия, в шести электроцитах Саратовской ГЭС;
- выбор нового трансформаторного оборудования собственных нужд, взамен морально устаревшего;
- выбор трансформаторов электрощитового оборудования;
- расчет токов короткого замыкания;
- выбор и проверка кабелей;
- выбор и расчет высоковольтных выключателей, ограничителей перенапряжения, трансформаторов тока, трансформаторов напряжения и защитного заземления со стороны трансформаторов собственных нужд (7Т, 9Т, 8Т) Саратовской ГЭС;
- выбор комплектных распределительных устройств (КРУ-1, КРУ-3, КРУ-2) и проверка встроенного оборудования;
- выбор и расчет оборудования на стороне низкого напряжения в электроцитах 1Н, 2Н, 6Н, 8Н, 9Н и 10Н, соответственно.

Вывод: Была произведена характеристика объекта проектирования, с описательной частью установленного оборудования, и модернизируемых электроаппаратов. Выделены основные задачи, предъявляемые к выполнению, для осуществления цели бакалаврской работы.

2 Анализ технического состояния оборудования собственных нужд Саратовской ГЭС

Первостепенные требования, предъявляемые к системам собственных нужд, заключаются в обеспечении максимально надежной и не требовательной к дополнительным затратам работе необходимых механизмов и электроприемников. Данные условия крайне важны для нормального функционирования систем гидроэлектростанций, так как, их несоблюдение ведет к нарушению работы гидроагрегатов и главных элементов технологического цикла производства электроэнергии. Важнейшая роль в надежном функционировании СН отводится высоковольтным выключателям, трансформаторам собственных нужд и шинам КРУ, как основным компонентам коммутации и питания электроприемников собственных нужд. В тоже время, высоковольтные выключатели являются наиболее восприимчивыми элементами схемы к повреждению. Это объясняется их работой в наиболее тяжелых (аварийных) условиях.

В соответствии с современными стандартами, к коммутирующему высоковольтному оборудованию выдвигаются дополнительные требования по быстродействию на отключение ($\sim 0,2$ секунды). Установленные, на настоящий момент, высоковольтные выключатели СН Саратовской ГЭС не в состоянии соответствовать данному требованию. А в совокупности с морально устаревшими трансформаторами 21Т-24Т, 29Т, 30Т, 33Т, 34Т, 35Т, 36Т, 37Т, и 38Т, и давно не модернизируемым оборудованием, представляют не оптимально энергоэффективную систему.

В Приложении А представлены перечни основных потребителей собственных нужд Саратовской ГЭС, в соответствии с подлежащим улучшению электрощитовым оборудованием.

Руководствуясь информацией из приведенных в Приложении А сводных перечней потребителей собственных нужд Саратовской ГЭС, можно утверждать о преобладании электроприемников 2-й и 1-й категории,

требующих соблюдения дополнительных условий (к примеру, наличие двух трансформаторов). Как видно из перечня потребителей, реконструкции, в основном, подвергаются системы общестанционных собственных нужд. Сюда относятся, насосы для откачки воды, пожарные устройства, освещение рабочее и аварийное, вентиляция, краны, лифты, подъемные механизмы и компрессора. В тоже время, часть агрегатного оборудования, также требует надлежавшей замены системы, обеспечивающей нормальный пуск и работу оборудования. К агрегатному оборудованию следует отнести, масляные насосы, системы охлаждения, силовые трансформаторы и резервные шинопроводы.

Следовательно, требуется улучшение и замена физически устаревшего оборудования, для обеспечения соответствия аппаратуры современным условиям безопасности и стандартам эффективного электроснабжения. Соответственно, необходимо произвести расчет нагрузок по электроцитам и выбрать оптимальные мощности трансформатором на напряжении 0,4 кВ и трансформаторов собственных нужд, на напряжении 13,8 кВ. в дальнейшем, потребуется произвести расчет токов короткого замыкания на стороне высокого и низкого напряжения. Выбрать номинальные сечения кабеля и провести проверку по потерям напряжения, термической стойкости и нагреву.

Вывод: Был осуществлен анализ технического состояния систем собственных нужд Саратовской ГЭС. По итогу проверки, под реконструкцию и замену попадают трансформаторы собственных нужд 21Т-24Т, 29Т, 30Т, 33Т, 34Т, 35Т, 36Т, 37Т, и 38Т. Также, замене подвергнется электрооборудование и кабеля, близи выбранных трансформаторов.

3 Расчет электрических нагрузок

Расчет нагрузок производим по методу коэффициента максимума.

Это один из основополагающих методов расчета электрических нагрузок на электростанциях. Методика сводится к определению максимальных расчетных нагрузок групп электроприемников (потребителей). Исходя из требований, расчет нагрузок будет производиться в соответствии с их расположением (по электрощитам).

Главная особенность при расчете СН заключается в повышенном коэффициенте использования, так как, большинство электроприемников работают в длительном режиме (к примеру, вентиляторы и насосы). Соответственно, для данного оборудования $K_u \geq 0,9$.

Коэффициент мощности, также, определяется исходя из типа электроприемника и находится из методического материала.

Для определения $tg\varphi_n$ воспользуемся следующей формулой (1):

$$tg\varphi_n = \sqrt{\frac{1}{\cos\varphi^2} - 1}, \quad (1)$$

где $\cos\varphi$ – коэффициент мощности электроприемников.

Далее, вычисляем число одинакового по режиму работы оборудования однотипной мощности. Эффективное число приемников определяется по следующей формуле (2):

$$n_{\text{э}} = \frac{(\sum P_{\text{НОМ}})^2}{\sum P_{\text{НОМ}}^2}, \quad (2)$$

где $P_{\text{НОМ}}$ – номинальная мощность электроприемников.

Коэффициент максимума активной мощности находится по справочным данным с использованием эффективного числа электроприемников и коэффициента использования.

Следующими расчетами вычисляем средние за наиболее загруженные смены активные и реактивные нагрузки по формулам 3 и 4, соответственно:

$$P_C = K_{И} \cdot P_{НОМ}, \quad (3)$$

$$Q_C = K_{И} \cdot P_{НОМ} \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (4)$$

где $K_{И}$ – коэффициент использования электроприемников.

Используя коэффициент максимума из таблицы 7 методического пособия [16], составляем расчетные нагрузки по формулам 5 и 6:

$$P_P = K_M \cdot P_C, \quad (5)$$

$$Q_P = 1,1 \cdot Q_C, \quad (6)$$

где K_M – коэффициент максимума электроприемников.

При расчете расчетных реактивных нагрузок используется коэффициент равный 1,1. Это объясняется небольшим количеством эффективных электроприемников в щитах $n_{Э} \leq 10$.

Последним пунктом рассчитываем полную мощность (7) оборудования и максимальные токи (8) в электрощитах:

$$S_P = \sqrt{P_P^2 + Q_P^2}, \quad (7)$$

$$I_{\max} = \frac{S_P}{\sqrt{3}U}. \quad (8)$$

Все расчеты по щитам 1Н, 2Н, 10Н, 8Н, 9Н и 6Н сведены в таблицу 2, с подсчитанными суммами по нагрузкам, мощностям и току.

Таблица 2 – Сводный перечень расчёта нагрузок 0,4 кВ щитов СН Саратовской ГЭС

Реконструкция собственных нужд															
Расчет нагрузок щитов 1Н, 2Н, 10Н, 9Н, 8Н, 6Н.															
№ п/п	Приемник	Группа	Количество электроприемников	Эффективное число электроприемников	Суммарная номинальная активная мощность, кВт	$\cos\varphi_H$	$\operatorname{tg}\varphi_H$	Групповой коэффициент использования	Коэффициент максимума	Средние за наиболее загруженную смену активные нагрузки, кВт	Средние за наиболее загруженную смену реактивные нагрузки, квар	Расчетная активная мощность, кВт	Расчетная реактивная мощность, квар	Расчётный максимальный ток, А	Расчетная максимальная полная мощность, кВА
		1 2 3	n	$n_{\text{э}}$	$\sum P_H$			K_u	K_M $= f(K_u, n_{\text{э}})$	P_C $= K_{И} \cdot P_H$	Q_C $= K_{И} \cdot P_H$ $\cdot \operatorname{tg} \varphi$	P_P $= K_M$ $\cdot P_C$	Q_P $= 1,1 \cdot Q_C$ при $n_{\text{э}} \leq 10$	$\frac{S_P}{\sqrt{3}U}$	$\sqrt{P_P^2 + Q_P^2}$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Щит 1Н															
1	Мех. мастер.	1	1	5	30	0,6	1,33	0,3	2,00	9,0	12	18	13,2	32	22,3
2	Маслохоз.	1	1		50	0,7	1,02	0,7	1,26	35	35,7	44,1	39,3	85	59,1
3	Шкафы перед. сбор.	1	5		100	0,8	0,75	1,0	1,04	100	75	104	82,5	191	132,7
4	Отопление	2	1		20	0,9	0,48	1,0	1,04	20	9,6	20,8	10,6	33	23,3
5	Вентиляция	2	1		18	0,8	0,75	0,8	1,12	14,4	10,8	16,1	11,9	28	20
6	Освещение	2	1		10	0,9	0,48	1,0	1,04	10	4,8	10,4	5,3	16	11,7
7	Резерв. шин.	1	2		180	0,6	1,33	0,4	1,76	72	95,8	126,7	105,4	237	164,8
Итого			12				0,94			260,4	243,7	340,1	268,2		433,9

Продолжение таблицы 2

Щит 2Н															
1	Насос 1	1	1	5	18	0,8	0,75	0,65	1,34	11,7	8,8	15,7	9,7	26	18,5
2	Насос 2	1	1		30	0,8	0,75	0,65	1,34	19,5	14,6	26,1	16,1	44	30,7
3	Насос ВС	1	3		40	0,8	0,75	0,65	1,34	26	19,5	34,8	21,5	59	40,9
4	Охлаждение тр-ов	1	2		25	0,8	0,75	1,0	1,04	25	18,8	26	20,7	47	33,2
5	Щкафы перед. сбор.	1	10		200	0,8	0,75	1,0	1,04	200	150	208	165	383	265,5
6	Резерв. шин.	1	2		200	0,6	1,33	0,4	1,76	80	106,4	140,8	117	264	183,1
7	Отопление	2	1		15	0,9	0,48	1,0	1,04	15	7,2	15,6	7,9	19	17,5
8	Вентиляция	2	1		12	0,8	0,75	0,8	1,12	9,6	7,2	10,8	7,9	25	13,4
9	Освещение	2	1		8	0,9	0,48	1,0	1,04	8	3,8	8,3	4,2	13	9,3
Итого			22				0,85			394,8	336,3	486,1	370		612,1
Щит 10Н															
1	ШКГ-2	2	1	7	20	0,7	1,02	0,6	1,33	12	12,2	16	13,4	30	20,9
2	АБП-1	2	1		13	0,85	0,62	0,8	1,09	10,4	6,4	11,3	7,0	19	13,3
3	АБП-2	2	1		13	0,85	0,62	0,8	1,09	10,4	6,4	11,3	7,0	19	13,3
4	АБП-3	2	1		13	0,85	0,62	0,8	1,09	10,4	6,4	11,3	7,0	19	13,3
5	АБП-4	2	1		13	0,85	0,62	0,8	1,09	10,4	6,4	11,3	7,0	19	13,3
6	АБП-5	2	1		16	0,85	0,62	0,8	1,09	12,8	7,9	14	8,7	23	16,5
7	АБП-11	2	1		13	0,85	0,62	0,8	1,09	10,4	6,4	11,3	7,0	19	13,3
8	Связь	2	1		10	0,9	0,48	0,6	1,33	6,0	2,9	8,0	3,2	12	8,6
9	Компрессор	1	3		40	0,8	0,75	0,7	1,21	28	21	33,9	23,1	59	41
10	Насос	1	2		30	0,8	0,75	0,65	1,27	19,5	14,6	24,8	16,1	42	29,6
11	Насос 1ВС	1	1		40	0,8	0,75	0,65	1,27	26	19,5	33	21,5	56	39,4

Продолжение таблицы 2

12	Охлаждение тр-ов	1	3		25	0,8	0,75	1,0	1,04	25	18,8	26	20,7	47	33,2
13	Освещение	2	1		14	0,9	0,48	1,0	1,04	14	6,7	14,6	7,4	23	16,4
14	Резерв. шин.	1	2		200	0,6	1,33	0,4	1,58	80	106,4	126,4	117	248	172,2
Итого			20				0,88			275,3	242	353,2	266,1		444,3
Щит 8Н															
1	Лифт	1	1	5	6,0	0,8	0,75	0,4	1,76	2,4	1,8	4,2	2,0	6,0	4,7
2	Тр-ная башня	1	1		150	0,6	1,33	0,3	2,00	45	59,9	90	65,9	160	111,5
3	Столовая	1	1		50	0,7	1,02	0,4	1,76	20	20,4	35,2	22,4	60	41,7
4	Пом. Тр-ов 37Т и 38Т	1	1		88	0,85	0,62	0,9	1,04	79,2	49,1	82,4	54	142	98,5
5	Шкафы перед. обор.	1	4		80	0,8	0,75	1,0	1,04	80	60	83,2	66	153	106,2
6	СН ДГУ1	1	1		5,0	0,8	0,75	0,3	2,00	1,5	1,1	3,0	1,2	4,0	3,2
7	АБП	2	1		16	0,85	0,62	0,8	1,12	12,8	7,9	14,3	8,7	24	16,7
8	Отопление	2	1		20	0,9	0,48	1,0	1,04	20	9,6	20,8	10,6	33	23,3
9	Вентиляция	2	1		18	0,8	0,75	0,8	1,12	14,4	10,8	16,1	11,9	28	20
10	Освещение	2	1		16	0,9	0,48	1,0	1,04	16	7,7	16,6	8,5	26	18,6
Итого			13				0,78			291,3	228,3	365,8	251,2		444,4
Щит 9Н															
1	Мастерская	1	1	5	70	0,6	1,33	0,3	2,00	21	27,9	42	30,7	75	52
2	Башня ОПУ-220	1	1		25	0,5	1,73	0,1	3,25	2,5	4,3	8,1	4,7	13	9,4
3	Помещения РЦ-220	1	1		15	0,6	1,33	0,7	1,26	10,5	14	13,2	15,4	29	20,3
4	Модульное здание	1	1		20	0,7	1,02	0,2	2,42	4,0	4,1	9,7	4,5	15	10,7

Продолжение таблицы 2

5	Привод разъединителей	1	1		15	0,8	0,75	0,4	1,76	6,0	4,5	10,6	5,0	16	11,7
6	КРУЭ 500 кВ	1	1		55	0,7	1,02	0,8	1,12	44	44,9	49,3	49,4	100	69,8
7	Насос	1	1		30	0,8	0,75	0,65	1,34	19,5	14,6	26,1	16,1	44	30,7
8	АСУ ТП	2	1		15	0,7	1,02	0,5	1,57	7,5	7,7	11,8	8,5	20	14,5
9	АБП	2	1		9,0	0,85	0,62	0,8	1,12	7,2	4,5	8,1	5,0	13	9,5
10	ШГП РЩ-220	2	1		11	0,6	1,33	0,7	1,26	7,7	10,2	9,7	11,2	21	14,8
11	Освещение	2	1		25	0,9	0,48	1,0	1,04	25	12	26	13,2	42	29,2
12	Отопление	2	1		43	0,9	0,48	1,0	1,04	43	20,6	44,7	22,7	72	50,1
13	Вентиляция	2	1		28	0,8	0,75	0,8	1,12	22,4	16,8	25,1	18,5	45	31,2
14	Связь	2	1		14	0,9	0,48	0,6	1,41	8,4	4,0	11,8	4,4	18	12,6
Итого			14				0,83			228,7	190,1	1569	954,2		366,5
Щит 6Н															
1	Насосное оборудование	2	1	4	20	0,8	0,75	0,65	1,38	13	9,8	17,9	10,8	30	20,9
2	Бойлеры отопления	2	1		374	0,75	0,88	0,6	1,46	224,4	197,5	327,6	217,3	567	393,1
3	Освещение	2	1		16	0,9	0,48	1,0	1,05	16	7,7	16,8	8,5	27	18,8
4	Вентиляция	2	1		18	0,8	0,75	0,8	1,14	14,4	10,8	16,4	11,9	29	20,3
5	Станочное оборудование	2	1		93	0,6	1,33	0,3	2,14	27,9	37,1	59,7	40,8	104	72,3
6	Козловой кран	2	1		65	0,5	1,73	0,1	3,43	6,5	11,2	22,3	12,3	36	25,5
7	Пожарная сигнализация	2	1		0,5	0,9	0,48	0,05	3,43	0,025	0,0	0,1	0,0	0,0	0,1
Итого			7				0,91			302,2	274,1	460,8	301,6		551
Суммарные значения			88							1752,7	1514,5	2302	1666,4		2852,2

Вывод: Был произведен расчет электрических нагрузок по электрощитам, подвергающихся реконструкции в связи с морально устаревшим трансформаторным оборудованием. Опираясь на осуществленные расчеты из таблицы 2, были получены следующие результаты:

- наиболее загруженным электрощитом является электрощит 2Н, укомплектованный трансформаторами 23Т и 24Т;
- расчетная полная мощность электрощита 2Н составляет 612,1 кВА;
- наименее загруженным электрощитом является электрощит 9Н, укомплектованный трансформаторами 29Т и 30Т;
- расчетная полная мощность электрощита 9Н составляет 366,5 кВА;
- расчетная полная мощность остальных электрощитов составляет 433,9 кВА, 444,3 кВА, 444,4 кВА и 551 кВА, для щитов 1Н, 10Н, 8Н и 6Н, соответственно;
- суммарное значение расчетной максимальной полной мощности по электрощитам, участвующим в реконструкции, оказалось равной значению 2852,2 кВА.

4 Выбор трансформаторов щитового оборудования

Главенствующим условием в выборе количества трансформаторов, является категория надёжности электроснабжения потребителей. В соответствии с имеющимися категориями надёжности в реконструируемых электроцитах (Приложение А), выбираем по два трансформатора, что объясняется наличием потребителей первой категории. Определив количество трансформаторов в каждом электроците, приступаем к расчету номинальной мощности. При данных вычислениях, исходят:

- из расчетных нагрузок и полной мощности (таблица 2);
- из перспективы дальнейшего повышения мощности и роста нагрузок.

Для эффективной эксплуатации устанавливаемых трансформаторов, следует выбрать КУ, для компенсации реактивной мощности.

Мощность компенсирующих установок на напряжении 0,4 кВ рассчитывается по формуле 9:

$$Q_{к.р} = \alpha \cdot P_p \cdot (\operatorname{tg} \varphi - \operatorname{tg} \varphi_{к.р}), \quad (9)$$

где $Q_{к.р}$ - расчетная мощность КУ, квар;

α - коэффициент, учитывающий повышение $\cos\varphi$ естественным способом, принимается $\alpha = 0,9$;

P_p - расчетная активная мощность, кВт;

$\operatorname{tg}\varphi$, $\operatorname{tg}\varphi_{к.р}$ - коэффициенты реактивной мощности до и после компенсации. В расчетах используется $\operatorname{tg}\varphi_{к.р} = 0,4$.

Компенсирующая установка выбирается в соответствии со справочными данными (Приложение Б)

Производим перерасчет полной мощности электроцитов с учетом обозначенной выше мощности КУ. Для вычислений используем формулу 10:

$$S_P = \sqrt{P_P^2 + (Q_P - Q_{K.P})^2}, \quad (10)$$

Производи расчет мощности трансформаторов, с учетом перерасчета полной мощности, коэффициентом загрузки и количества трансформаторов. Коэффициент загрузки, для различных категорий надежности потребителей, находим из таблицы 1В в Приложении В. Итоговая формула, представлена под номером 11:

$$S_T \geq \frac{S_P}{K_3 \cdot N_T}, \quad (11)$$

где K_3 – коэффициент загрузки трансформаторов;

N_T – количество трансформаторов.

Расчетная мощность трансформатора округляется до ближайшей стандартной мощности по шкале: ГОСТ 11920 – 85.

Намечаем к установке трансформаторы ТСЗ-250 и ТСЗ-400 (Трансформатор силовой, сухой, защищенного исполнения) [31]-[32].

Выполним проверку трансформаторов по коэффициенту фактической загрузки, с использованием формулы 12:

$$K_\Phi = \frac{S_P}{N_T \cdot S_H}, \quad (12)$$

где S_H – номинальная мощность трансформаторов;

N_T – количество трансформаторов.

Все расчеты, выбранные КУ и полученные значения мощностей трансформаторов, заносим в таблицу 3.

Оперируя результатами вычислений из таблицы 3, выбранные трансформаторы ТСЗ-250 и ТСЗ-400, удовлетворяют условиям выбора, и обладают необходимым запасом мощности.

В таблице 4 приведены паспортные данные трансформаторов.

Таблица 3 – Сводный перечень расчетов щитовых трансформаторов

Щит	Мощность КУ $Q_{к.р}$, квар	Количество компенсирующих установок $N_{ку}$	Выбранное КУ	Перерасчет полной мощности S_p , кВА	Количество N_T	Коэф. загрузки K_3	Расчетная мощность трансформаторов S_T , кВА	Выбранная мощность S_H , кВА	Коэф. факт. загр. K_ϕ
1Н	165,3	2	АУКРМ-85	355,3	2	0,8	222,1	250	0,71
2Н	196,9	2	АУКРМ-100	516	2	0,7	368,6	400	0,65
10Н	152,6	2	АУКРМ-80	371	2	0,7	265	400	0,46
8Н	125,1	2	АУКРМ-65	386,9	2	0,7	276,4	400	0,48
9Н	114,6	2	АУКРМ-60	311	2	0,7	222,1	250	0,62
6Н	211,5	2	АУКРМ-110	469,5	2	0,7	335,4	400	0,59

31

Таблица 4 – Паспортные данные трансформаторов ТСЗ-250 и ТСЗ-400

Тип	Каталожные данные						Тип	Каталожные данные					
	S_H , МВА	$U_{НОМ}$, кВ		U_K , %	P_K , кВт	$P_{ХХ}$, кВт		S_H , МВА	$U_{НОМ}$, кВ		U_K , %	P_K , кВт	$P_{ХХ}$, кВт
ВН		НН	ВН				НН						
ТСЗ-250/6,3	0,4	6,3	0,4	4	3,3	1,1	ТСЗ-400/6,3	0,4	6,3	0,4	4	4,15	1,1

Вывод: Был осуществлен выбор и проверка трансформаторного оборудования взамен морально устаревшим трансформаторам электрощитов 1Н, 2Н, 10Н, 8Н, 9Н и 6Н. Оперирруя осуществленным выбором и произведенными расчётами, результат которых приведен в таблице 3, были выбраны следующие трансформаторы:

- трансформатор ТСЗ-250 выдвигается к установке в элеткрощитах 1Н и 9Н, в связи с наименьшей загруженностью;
- трансформатор ТСЗ-400 выдвигается к установке в элеткрощитах 2Н, 10Н, 8Н и 6Н в связи с большими показателями загруженности;
- количество трансформаторов, выдвигаемых к установке, равняется двум единицам, что соответствует их количеству, в нереконструированном виде;
- составлен перечень паспортных данных трансформаторов ТСЗ-250 и ТСЗ-400, с необходимыми, в будущих расчетах, показателями;
- произведен выбор устройств компенсации реактивной морщности.

5 Выбор трансформаторов собственных нужд

На данный момент, питание каждого комплектного распределительного устройства осуществляется от собственного трансформатора. В целях, экономического уменьшения капитальных вложений в реконструкцию собственных нужд, техническое решение заключается в замене имеющегося трансформатора. Так как, каждый потребитель питается от двух трансформаторов, каждый из которых подсоединен к разным распределительным устройствам, то установка двух трансформаторов на каждой КРУ не требуется.

Для оптимального выбора трансформаторов собственных нужд, следует знать полную мощность комплексных распределительных устройств. Всего, на обеспечение собственных нужд гидроэлектростанции отводится три КРУ с обозначениями: КРУ-1 КРУ-3 и КРУ-2.

Расчетные мощности трансформаторов 21Т, 22Т, 23Т, 24Т, 33Т, 34Т, 37Т, 38Т, 29Т, 30Т, 35Т и 36Т, соответствующие щитам 1Н, 2Н, 10Н, 8Н, 9Н и 6Н, берем из прошлого пункта. Значение мощностей остального оборудования, расцениваем, как равное номинальным значением их мощностей.

Первым этапом, рассчитываем активные потери на трансформаторах собственных нужд по формуле 13:

$$\Delta P_T = \sum S_p \cdot 0,02. \quad (13)$$

Затем, вычисляем суммарную активную мощность по всему КРУ с использованием формулы 14:

$$P_{\text{П}} = P_p + \Delta P_T. \quad (14)$$

Следующим этапом, рассчитываем экономически целесообразную реактивную мощность, потребляемую распределительным устройством из энергосистемы на высокой стороне по формуле 15:

$$Q_{\text{ЭС}} = P_{\text{РП}} \cdot \text{tg } \varphi_{\text{ЭС}}. \quad (15)$$

Коэффициент экономически целесообразной реактивной мощности $\text{tg } \varphi_{\text{ЭС}}$ берется согласно питающему напряжению, равному 13,8 кВ, из таблицы 1Г в Приложении Г.

Определяем значение полной расчетной мощности на КРУ, с использованием формулы 16:

$$S_{\text{РП}} = \sqrt{P_{\text{РП}}^2 + Q_{\text{ЭС}}^2}. \quad (16)$$

Номинальную мощность трансформаторов собственных нужд определяем по формуле 17:

$$S_{\text{T}} \geq \frac{S_{\text{Р}} \cdot K_{1-2}}{K_{\text{ПЕР}}}, \quad (17)$$

где $K_{\text{ПЕР}}$ – коэффициент перегрузки;

K_{1-2} – коэффициент участия потребителей категории надежности 1 и 2.

Коэффициенты для нахождения мощности берутся из таблицы 1Д в Приложении Д.

Результаты вычислений по КРУ-1, КРУ-3 и КРУ-2 сведены в таблицу 5.

Таблица 5 – Расчет трансформаторов собственных нужд

	Активные потери ΔP_T , кВт	Суммарная активная мощность P_{RP} , кВт	Целесообразная реактивная мощность $Q_{ЭС}$, квар	Полная расчетная мощность S_{RP} , кВт	Мощность трансформатора S_T , кВт
КРУ-1	56,15	3952,31	1580,92	4256,77	2432,44
КРУ-3	54,57	4612,21	1844,88	4967,5	2838,57
КРУ-2	61,77	3757,49	1503	4046,94	2312,54

Намечаем к установке трансформаторы марки ТМН-4000/13,8/6,3 (трансформатор силовой, трехфазный, двухобмоточный) [30]. Выполним проверку трансформаторов по коэффициенту фактической загрузки с использованием формулы 18:

$$K_{\Phi} = \frac{S_{RP}}{N_T \cdot S_H}, \quad (18)$$

$$K_{\Phi 1} = \frac{4256,77}{1 \cdot 4000} \approx 1,06,$$

$$K_{\Phi 3} = \frac{4976,5}{1 \cdot 4000} \approx 1,24,$$

$$K_{\Phi 2} = \frac{4046,94}{1 \cdot 4000} \approx 1,01.$$

Оперируя коэффициентом физической загрузки, трансформаторы номинальной мощности 4000 кВА не допустимы к установке у КРУ. При установке данной силового оборудования велик риск выхода из строя трансформатора 9Т, расположенного вблизи КРУ-3. Также, не удовлетворительный коэффициент загрузки наблюдается у трансформаторов 7Т и 8Т. Следовательно, выбираем трансформаторы аналогичной марки, но обладающие большей мощностью.

С использованием формулы 18, рассчитаем коэффициент физической загрузки для трансформатора ТМН-6300/13,8/6,3:

$$K_{\Phi 1} = \frac{4256,77}{1 \cdot 6300} \approx 0,68,$$

$$K_{\Phi 3} = \frac{4976,5}{1 \cdot 6300} \approx 0,79,$$

$$K_{\Phi 2} = \frac{4046,94}{1 \cdot 6300} \approx 0,64.$$

Выбранный трансформатор проходит по условиям загрузки для КРУ-1, КРУ-3 и КРУ-2. В таблице 6 представлены паспортные данные силового трансформатора.

Таблица 6 – Паспортные данные трансформаторов ТМН-6300

Тип	Каталожные данные					
	S _н , МВА	U _{ном} , кВ		U _к , %	P _к , кВт	P _{хх} , кВт
ВН		НН				
ТМН-6300	6,3	13,8	6,3	7,5	46,5	5,5

Вывод: Был осуществлен выбор и проверка главных силовых трансформаторов системы собственных нужд, куда входят трансформаторы: 7Т, 9Т и 8Т. Опираясь на осуществленный выбор и произведенными расчётами, результат которых приведен в таблице 5, был выбран силовой трансформатор марки ТМН-4000/13,8/6,3 (трансформатор силовой, трехфазный, двухобмоточный).

6 Расчет токов короткого замыкания

Для дальнейшего выбора и проверки кабелей, а также, коммутирующей аппаратуры, необходимо рассчитать токи трехфазного короткого замыкания на высокой и низкой стороне трансформаторов собственных нужд и электрощитовых трансформаторов.

Для лучшего понимания, изобразим расчетные схемы с отображением точек короткого замыкания. Расчетные схемы изображены на рисунках 4 и 5.

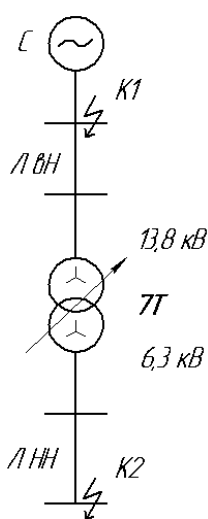


Рисунок 4 – Расчетная схема точек КЗ у трансформаторов СН

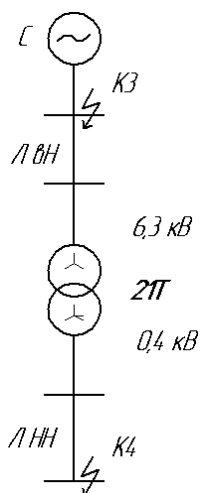


Рисунок 5 – Расчетная схема точек КЗ у электрощитовых трансформаторов

На рисунке 6 изображен пример схемы замещения, содержащей элементы системы в относительных единицах.

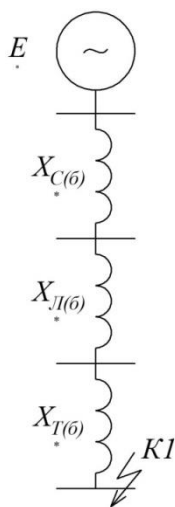


Рисунок 6 – Схема замещения

Для расчетов токов трехфазного короткого замыкания, используем паспортные данные трансформаторов из таблиц 4 и 6. Сначала, рассчитаем токи у трансформаторов собственных нужд. Для этого выпишем дополнительные данные.

На стороне ВН:

$$S_{\sigma} = 1000 \text{ МВА}; U_{\sigma} = 13,8 \text{ кВ}; S_K = 6000 \text{ МВА}$$

$$k_{уд} = 1,85; l = 0,3 \text{ км}; x_0 = 0,4 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$$

На стороне НН:

$$S_{\sigma} = 1000 \text{ МВА}; U_{\sigma} = 6,3 \text{ кВ}; S_K = 6000 \text{ МВА}$$

$$k_{уд} = 1,85; l = 0,3 \text{ км}; x_0 = 0,4 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$$

Сопротивление системы рассчитывается по формуле 19:

$$X_{*C(б)} = \frac{S_{\sigma}}{S_K}. \quad (19)$$

Сопrotивление линии, проложенной вблизи трансформаторов, рассчитывается по формуле 20:

$$X_{*Л(б)} = X_0 \cdot l \cdot \frac{S_б}{U_б^2}. \quad (20)$$

Сопrotивление трансформаторов ТМН-6300 рассчитывается по формуле 21:

$$X_{*Т(б)} = \frac{U_K}{100} \cdot \frac{S_б}{S_H}. \quad (21)$$

Общее сопротивление, включающие сопротивление системы, линии и трансформатора, рассчитывается по формуле 22:

$$X_{K1} = X_{*С(б)} + X_{*Л(б)} + X_{*Т(б)}. \quad (22)$$

Базисный ток рассчитывается по формуле 23:

$$I_б = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_б}. \quad (23)$$

Ток периодической составляющей рассчитывается по формуле 24:

$$I_{п.0} = \frac{E''_{*С}}{X_{K1}} \cdot I_б. \quad (24)$$

Ударный ток, являющийся наиболее опасным для энергосистемы, рассчитывается по формуле 25:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{п.0} \cdot k_{уд}. \quad (25)$$

Рабочие токи рассчитываем через формулу 26:

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\text{расч}}}{U_{\text{н}}} \quad (26)$$

Полученные результаты расчетов для трансформаторов собственных нужд, по стороне высокого и низкого напряжения, сведены в таблицы 7 и 8, соответственно.

Таблица 7 – Токи по ВН стороне трансформаторов 7Т, 9Т и 8Т

	$S_{\text{н}}, \text{MVA}$	$I_{\text{раб}}, \text{A}$	$I_{\text{п.о}}, \text{kA}$	$i_{\text{уд}}, \text{kA}$
7Т	6,3	178,1	1,84	4,81
9Т	6,3	207,8	1,84	4,81
8Т	6,3	169,3	1,84	4,81

Таблица 8 – Токи по НН стороне трансформаторов 7Т, 9Т и 8Т

	$S_{\text{н}}, \text{MVA}$	$I_{\text{раб}}, \text{A}$	$I_{\text{п.о}}, \text{kA}$	$i_{\text{уд}}, \text{kA}$
7Т	6,3	390,1	8,49	22,21
9Т	6,3	455,2	8,49	22,21
8Т	6,3	370,9	8,49	22,21

Проводим аналогичные расчеты у трансформаторов в электроцитах, подлежащих реконструкции (1Н, 2Н, 10Н, 8Н, 9Н и 6Н, соответственно). Выпишем дополнительные данные.

На стороне ВН:

$$S_{\text{г}} = 1000 \text{ MVA}; U_{\text{г}} = 6,3 \text{ кВ}; S_{\text{к}} = 1000 \text{ MVA}$$

$$k_{\text{уд}} = 1,85; l = 0,2 \text{ км}; x_0 = 0,4 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$$

На стороне НН:

$$S_{\text{г}} = 1000 \text{ MVA}; U_{\text{г}} = 0,4 \text{ кВ}; S_{\text{к}} = 1000 \text{ MVA}$$

$$k_{\text{уд}} = 1,85; l = 0,2 \text{ км}; x_0 = 0,4 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$$

В таблице 9 и 10 приведены итоговые расчеты трехфазных токов короткого замыкания по стороне ВН и НН у ТСЗ-250 (1Н, 9Н) и ТСЗ-400 (2Н, 10Н, 8Н и 6Н).

Таблица 9 – Вычисленные токи по ВН стороне

	$S_{Н}$, МВА	$I_{раб}$, А	$I_{п.о.}$, кА	$i_{уд.}$, кА
1Н (21Т, 22Т)	0,25	20,4	0,36	0,94
2Н (23Т, 24Т)	0,4	33,8	0,57	1,49
10Н (33Т, 34Т)	0,4	24,3	0,57	1,49
8Н (37Т, 38Т)	0,4	25,3	0,57	1,49
9Н (29Т, 30Т)	0,25	20,4	0,36	0,94
6Н (35Т, 36Т)	0,4	30,7	0,57	1,49

Таблица 10 – Вычисленные токи по НН стороне

	$S_{Н}$, МВА	$I_{раб}$, А	$I_{п.о.}$, кА	$i_{уд.}$, кА
1Н (21Т, 22Т)	0,25	320,6	5,68	14,86
2Н (23Т, 24Т)	0,4	532,0	9,05	23,68
10Н (33Т, 34Т)	0,4	382,5	9,05	23,68
8Н (37Т, 38Т)	0,4	398,9	9,05	23,68
9Н (29Т, 30Т)	0,25	320,6	5,68	14,86
6Н (35Т, 36Т)	0,4	484,1	9,05	23,68

Вывод: Были приведены расчеты токов короткого замыкания на сторонах высокого и низкого напряжения у трансформаторов 7Т, 9Т и 8Т, а также электрощитов трансформаторов. Максимальные значения периодической составляющей тока (9,05 кА) и ударного тока (23,68 кА), наблюдаются на стороне 0,4 кВ, и являются наиболее опасными для системы.

7 Выбор марки и сечения кабелей

За исходные данные принимаются значения активных мощностей потребителей с коэффициентом использования энергопринимающих устройств. Приведем пример выбора марки кабеля и сечения для вентиляционной мех мастерской в щите 1Н. Исходные значения: $P_H = 8$ кВт; $K_{И} = 0,8$.

Расчетная передаваемая по кабельной линии мощность рассчитывается по формуле 27:

$$P_P = P_H \cdot K_{И} = 8 \cdot 0,8 = 6,4 \text{ кВт.} \quad (27)$$

Расчетный ток кабельной линии в рабочем режиме вычисляется по формуле 28:

$$I_P = \frac{P_P}{U_{НОМ}} = \frac{6,4}{0,4} = 16 \text{ А,} \quad (28)$$

где $U_{НОМ}$ – значение номинального напряжения, равного 0,4 кВ.

Намечаем к прокладке кабель с медной токопроводящей жилой и изоляцией из поливинилхлоридного пластиката марки ВВГнг-LS. Буквенное обозначение «нг» означает что кабель не распространяет горение при групповой прокладки, а «LS» - пониженное дымо- и газовыделение.

В соответствии с таблицами допустимых токовых нагрузок (ГОСТ 31996-2012), для кабелей с медными жилами и изоляцией из поливинилхлоридного пластиката, при условии прокладки по воздуху, выбираем четырехжильный кабель с сечением жил 4 мм².

Выполним проверку кабеля по потерям напряжения. Проверку питающих линий производим в соответствии с нормами технического проектирования.

Рассчитаем потери напряжения в конце кабельной линии (формула 29):

$$\Delta U = \frac{P_p \cdot (r_0 + \operatorname{tg} \varphi \cdot x_0)}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot l \cdot 100\%, \quad (29)$$

где $U_{\text{НОМ}}$ – значение номинального напряжения, равного 400 В;

l – значение суммарной длины кабельной линии в метрах (150 для электроприемника);

r_0 и x_0 – погонные характеристики кабелей для выбранного сечения;

P_p – передаваемая по кабельной линии активная мощность;

$\operatorname{tg} \varphi$ – тангенс коэффициента мощности ($\cos \varphi$ выбранного электроприемника равен 0,8).

$$\Delta U = \frac{6,4 \cdot (4,63 + 0,75 \cdot 0,107)}{400^2} \cdot 150 \cdot 100\% = 2,83\%.$$

Нормально допустимое отклонение напряжения в месте передачи электроэнергии не должно превышать $\pm 5\%$:

$$\Delta U\% < 5\%,$$

$$2,83\% < 5\%.$$

Следовательно, потери напряжения в конце линии находятся в допустимых пределах, условие выполняется.

Следующим этапом, выполним проверку кабельной линии на термическую стойкость. Для расчетов используем значение периодической составляющей тока короткого замыкания из таблицы 10. Для электрощита 1Н, $I_{\text{п.о}} = 5,68$ кА. Для более точных вычислений, рассчитаем значения токов периодической составляющей для самого мощного и самого протяженного электроприемника. Самым мощным является резервный шинопровод, с мощностью в 90 кВт и длиной в 200 метров, а самым протяженным, ГО «Сирена», с мощностью в 3 кВт и длиной в 250 метров.

Рассчитаем реактивное сопротивление по формуле 30:

$$x_1 = \frac{U_{НОМ}}{I_{п.0}} = \frac{0,4}{5,68} = 0,07. \quad (30)$$

Рассчитаем суммарные сопротивления для самого мощного электроприемника и самого протяженного по формулам 31:

$$X_{сумм1} = x_0 \cdot l + x_1, \quad (31)$$

$$X_{сумм1} = x_{01} \cdot l_1 + x_1 = 0,08 \cdot 0,2 + 0,07 = 0,086,$$

$$X_{сумм2} = x_{02} \cdot l_2 + x_1 = 0,091 \cdot 0,25 + 0,07 = 0,093,$$

где x_0 – погонные значения сопротивления для выбранных сечений (120 мм² для шинпровода и 25 мм² для ГО «Сирена»);

l – значение суммарной длины кабельной линии в километрах.

Вычислим значения токов для выбранных электроприемников по формуле 32:

$$I_{по} = \frac{U_{НОМ}}{X_{сумм}}, \quad (32)$$

$$I_{по1} = \frac{U_{НОМ}}{X_{сумм1}} = \frac{0,4}{0,086} = 4,65 \text{ кА},$$

$$I_{по2} = \frac{U_{НОМ}}{X_{сумм2}} = \frac{0,4}{0,093} = 4,3 \text{ кА}.$$

Следовательно, значения токов термической стойкости должны быть выше значения в 4,65 кА.

Определим допустимый ток по термической стойкости для вентиляционной мех мастерской сечением кабеля в 4 мм². Расчёты производим по формуле 33:

$$I_{\text{терм}} = S \cdot Cm / \sqrt{(t_{\text{откл}} + T_a)}, \quad (33)$$

где S – выбранное сечение кабеля;

$t_{\text{откл}}$ – полное время отключения выключателя (0,4 с);

T_a – значение постоянной времени цепи КЗ (0,06 с);

Cm – коэффициент равный $140 \text{ А} \cdot \text{с}/\text{мм}^2$ при напряжении равном 0,4 кВ для кабелей с медными жилами (ГОСТ 52736-2007).

$$I_{\text{терм}} = 4 \cdot \frac{140}{\sqrt{(0,4+0,06)}} = 0,83 \text{ кА.}$$

Условия проверки не соблюдаются:

$$I_{\text{терм}} > I_{\text{по}},$$

$$0,83 \text{ кА} < 4,65 \text{ кА.}$$

Следовательно, выбранное сечение кабеля не удовлетворяет требованиям по термической стойкости. Выберем сечение равное 25 мм^2 и проверим по потерям напряжения (29) и термической стойкости (3):

$$\Delta U = \frac{6,4 \cdot (0,74 + 0,75 \cdot 0,091)}{400^2} \cdot 150 \cdot 100\% = 0,48\%,$$

$$\Delta U\% < 5\%,$$

$$0,48\% < 5\%.$$

Условия по потерям напряжения соблюдаются.

$$I_{\text{терм}} = 25 \cdot \frac{140}{\sqrt{(0,4+0,06)}} = 5,16 \text{ кА,}$$

$$I_{\text{терм}} > I_{\text{по}},$$

$$5,16 \text{ кА} > 4,65 \text{ кА.}$$

Условия по термической стойкости соблюдаются.

Выполним проверку кабельной линии на возгорание.

Определим интеграл Джоуля по формуле 34:

$$W_k = I_{\text{по}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a) = 5,68^2 \cdot (0,4 + 0,06) = 14,84. \quad (34)$$

Значение начальной температуры жилы до короткого замыкания находится по формуле 35:

$$Q_n = Q_0 + (Q_{\text{дд}} - Q_{\text{окр}}) \cdot \left(\frac{I_{\text{норм.расч}}}{I_{\text{длит.доп}}} \right)^2, \quad (35)$$

где Q_0 – фактическая температура окружающей среды во время КЗ (10°C);

$Q_{\text{дд}}$ – длительно допустимая температура жилы (80°C);

$Q_{\text{окр}}$ – значение расчетной температуры окружающей среды (5°C).

$$Q_n = 10 + (80 - 5) \cdot \left(\frac{16}{112} \right)^2 = 11,5 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Рассчитаем значение температуры жилы после КЗ по формуле 36:

$$Q_k = Q_n \cdot \exp(K) + a \cdot (\exp(K) - 1), \quad (36)$$

где a – величина обратная коэффициенту электрического сопротивления при 0°C , равная 228;

k – коэффициент определяемый как: $k = \frac{b \cdot W_k}{S^2} = 0,216$;

b – постоянная характеризующая теплофизические характеристики материала жилы, для медной жилы равна 36,5.

$$Q_k = 11,5 \cdot (\exp(0,216)) + (228 \cdot (\exp(0,216) - 1)) = 69,2 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Предельно допустимая температура нагрева кабеля с поливинилхлоридной изоляцией 0,4 кВ составляет $Q = 160$ °С.

Условия проверки кабеля на возгорание соблюдаются:

$$Q > Q_k,$$
$$160 > 69,2.$$

Следовательно, кабель ВВГнг-LS 4x25 подходит для вентиляционной мех мастерской в щите 1Н.

Аналогично, выбираем и проверяем кабели для оставшихся потребителей электрощита 1Н, а также, для щитов 2Н, 10Н, 8Н, 9Н и 6Н.

Используя, описанную выше методику, производим необходимые расчеты для нахождения кабелей на высокой стороне (13,8 кВ) и низкой стороне (6,3 кВ) трансформаторов собственных нужд (7Т, 9Т, 8Т). Также, производим расчет кабелей в комплектных распределительных устройствах на стороне высокого напряжения (6,3 кВ). На стороне низкого напряжения расчеты не производим, так как, подсоединение трансформаторов 21Т, 22Т, 23Т, 24Т, 33Т, 34Т, 37Т, 38Т, 29Т, 30Т, 35Т и 36Т, соответствующих щитам 1Н, 2Н, 10Н, 8Н, 9Н и 6Н, происходит через систему шинопроводов и не требует расчета и выбора кабелей.

Также, из-за высокого напряжения, 13,8 и 6,3 кВ, не производим проверку кабелей на потери напряжения. Следовательно, расчет сводится к нахождению расчетного тока, выбора марки и сечения, и проверки по термической стойкости и возгоранию.

Полный кабельный журнал представлен в Приложении Е.

Вывод: Был произведен выбор кабелей в системе СН, а также, их проверка по потерям напряжения, термической стойкости и не возгоранию. Большинство кабелей имеют число и сечение жил равное 4x25 мм² и 4x35 мм², соответственно.

8 Выбор электрических аппаратов у трансформаторов СН

По произведенным расчетам рабочих токов и токов коротких замыкания для сторон высокого и низкого напряжения, приступаем к выбору высоковольтного оборудования.

Все производимые расчеты сопоставляем с соответствующими номинальными значениям, представленных в руководящих нормативных документах.

8.1 Выбор выключателей

В качестве примера, все дальнейшие расчеты будут производиться для трансформатора 7Т.

На основании, произведенных расчетов токов трехфазного КЗ составляет: $I_{п.о} = 1,84$ кА; $i_{уд} = 4,81$ кА (значения взяты из таблицы 7) по высокой стороне и $I_{п.о} = 8,49$ кА; $i_{уд} = 22,21$ кА (значения взяты из таблицы 8) по низкой стороне. Выполним технический выбор и проверку высоковольтного выключателя. Мощность силового трансформатора, выбранного в пункте 4, составляет 6,3 МВА.

Расчет по стороне 13,8 кВ:

Намечаем к установке вакуумный выключатель типа VD4/24/6,3 [20], предназначенный для установки в закрытых помещениях, и имеющий следующие параметры:

- номинальное напряжение: $U_{ном} = 24$ кВ;
- номинальный ток: $I_{ном} = 630$ А;
- действующее значение периодической составляющей предельного сквозного тока короткого замыкания: $I_{пр.с} = 12,5$ кА;

- наибольший пик (ток электродинамической стойкости) предельного сквозного тока короткого замыкания (амплитудное значение):
 $i_{пр.с} = 31,5 \text{ кА};$
- наибольший пик тока включения (нормированное мгновенное значение тока включения): $i_{вкл.норм} = 31,5 \text{ кА};$
- начальное (нормированное) действующее значение периодической составляющей: $I_{вкл.норм} = 12,5 \text{ кА};$
- номинальный ток отключения: $I_{откл.норм} = 12,5 \text{ кА};$
- нормированное содержание аperiodической составляющей: $\beta_{норм} = 30\%;$
- ток термической стойкости: $I_T = 12,5 \text{ кА};$
- длительность протекания тока термической стойкости: $t_T = 3 \text{ с};$
- собственное время отключения выключателя: $t_{св.} = 0,035 \text{ с};$
- полное время отключения выключателя: $t_{пв.откл.} = 0,055 \text{ с}.$

Проверку высоковольтного выключателя производим с применением следующих условий:

- а) номинального напряжения – $U_{ном} \geq U_{сет.ном}:$

$$U_{ном} = 24 \text{ кВ} \geq U_{сет.ном} = 13,8 \text{ кВ}.$$

- б) номинального длительного тока – $I_{раб} \leq I_{ном}; I_{мах} \leq I_{ном}:$

$$I_{раб} = 263,9 \text{ А} \leq I_{ном} = 630 \text{ А},$$

$$I_{мах} = 369,4 \text{ А} \leq I_{ном} = 630 \text{ А},$$

где $I_{раб}$ находится по формуле 37, а $I_{мах}$ по формуле 38:

$$I_{раб} = \frac{S_{Г.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 263,9 \text{ А}, \quad (37)$$

$$I_{мах} = 1,4 \cdot \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 369,4 \text{ А}. \quad (38)$$

в) отключающей способности:

– симметричного тока отключения – $I_{п,τ} \leq I_{откл.ном}$:

где в расчетах используется $I_{п,τ} = I_{п.о} = 1,84 \text{ кА}$,

$$I_{п,τ} = 1,84 \text{ кА} \leq I_{откл.ном} = 12,5 \text{ кА}.$$

– на отключение аperiodической составляющей (формула 39):

$$i_{а,τ} \leq i_{а,ном} = \left(\sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{ном}}{100} \right) \cdot I_{откл.ном}, \quad (39)$$

где $i_{а,τ}$ – номинальное допустимое значение аperiodической составляющей (формула 40) для времени: $\tau = t_{рз} + t_{с.в} = 0,045 \text{ с}$.

$$i_{а,τ} = \sqrt{2} \cdot I_{п.о} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 1,84 \cdot e^{-\frac{0,045}{0,05}} = 1,06 \text{ кА}, \quad (40)$$

где $T_a = 0,05$ – постоянная времени затухания аperiodической составляющей, из таблицы 4 методической литературы [4].

$$i_{а,ном} = \left(\sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{ном}}{100} \right) \cdot I_{откл.ном} = \left(\sqrt{2} \cdot \frac{30}{100} \right) \cdot 12,5 = 5,25 \text{ кА},$$

$$i_{а,τ} = 1,06 \text{ кА} \leq i_{а,ном} = 5,25 \text{ кА}.$$

г) по включающей способности:

$$I_{п.о} \leq I_{вкл.ном},$$

$$i_{уд} \leq i_{вкл.ном},$$

$$I_{п.о} = 1,84 \text{ кА} \leq I_{вкл.ном} = 12,5 \text{ кА},$$

$$i_{уд} = 4,81 \text{ кА} \leq i_{вкл.ном} = 31,5 \text{ кА}.$$

д) по предельному сквозному току – на соблюдение электродинамической стойкости:

$$I_{п.о} \leq i_{пр.с} ,$$

$$i_{уд} \leq i_{дин} = i_{пр.с} ,$$

$$I_{п.о} = 1,84 \text{ кА} \leq i_{пр.с} = 12,5 \text{ кА},$$

$$i_{уд} = 4,81 \text{ кА} \leq i_{пр.с} = 31,5 \text{ кА}.$$

е) тепловому импульсу – на соблюдение термической стойкости (формулы 41, 42):

$$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T, \text{ при условии } t_{откл} \geq t_T, \quad (41)$$

$$\text{если } t_{откл} < t_T, \text{ то } B_k \leq I_T^2 \cdot t_{откл}, \quad (42)$$

где время отключения короткого замыкания: $t_{откл} = t_{рз} + t_{пв.откл} = 0,065 \text{ с}.$

$$B_k = I_{п.о}^2 \cdot (t_{откл} + T_a) = (1,84 \cdot 10^3)^2 \cdot (0,065 + 0,05) = 0,39 \cdot 10^6 \text{ A}^2\text{с}.$$

В связи с тем, что $t_{откл} = 0,065 < t_T = 3 \text{ с}$, то условие проверки на термическую стойкость имеет следующий вид:

$$B_k = 0,39 \cdot 10^6 \text{ A}^2\text{с} \leq I_T^2 \cdot t_{откл} = (12,5 \cdot 10^3)^2 \cdot 0,065 = 10,2 \cdot 10^6 \text{ A}^2\text{с}.$$

Опираясь на произведенными расчетами, можно с уверенностью говорить, что выбранный выключатель VD4/24/6,3 соответствует всем требованиям выбора и проверки.

Занесем полученные значения в таблицу 11, вместе с номинальными значениями выключателя и требованиями из методической литературы.

Таблица 11 – Полученные данные для выключателя на стороне ВН

VD4/24/6,3		
Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 24 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.ном}} = 13,8 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сет.ном}}$
$I_{\text{раб}} = 263,9 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$	$I_{\text{раб}} \leq I_{\text{ном}}$
$I_{\text{max}} = 369,4 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$	$I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}$
$I_{\text{н,т}} = 1,84 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.ном}} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{\text{н,т}} \leq I_{\text{откл.ном}}$
$I_{\text{п,о}} = 1,84 \text{ кА}$	$I_{\text{вкл.норм}} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{\text{п,о}} \leq I_{\text{вкл.норм}}$
$i_{\text{а,т}} = 1,06 \text{ кА}$	$i_{\text{а,ном}} = 5,25 \text{ кА}$	$i_{\text{а,т}} \leq i_{\text{а,ном}}$
$I_{\text{п,о}} = 1,84 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.с}} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{\text{п,о}} \leq i_{\text{пр.с}}$
$i_{\text{уд}} = 4,81 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.с}} = 31,5 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{пр.с}}$
$i_{\text{уд}} = 4,81 \text{ кА}$	$i_{\text{вкл.норм}} = 31,5 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{вкл.норм}}$
$V_{\text{к.расч}} = 0,39 \cdot 10^6 \text{ А}^2\text{с}$	$V_{\text{к.выкл}} = 10,2 \cdot 10^6 \text{ А}^2\text{с}$	$V_{\text{к.расч}} \leq V_{\text{к.выкл}}$

По стороне 6,3 кВ, намечаем к установке вакуумный выключатель типа ВРС-6,3-40/1250 [21], предназначенный для установки в закрытых помещениях, и имеющий следующие параметры:

- номинальное напряжение: $U_{\text{ном}} = 6,3 \text{ кВ}$;
- номинальный ток: $I_{\text{ном}} = 1250 \text{ А}$;
- действующее значение периодической составляющей предельного сквозного тока короткого замыкания: $I_{\text{пр.с}} = 40 \text{ кА}$;
- наибольший пик (ток электродинамической стойкости) предельного сквозного тока короткого замыкания (амплитудное значение):
 $i_{\text{пр.с}} = 102 \text{ кА}$;
- наибольший пик тока включения (нормированное мгновенное значение тока включения): $i_{\text{вкл.норм}} = 102 \text{ кА}$;
- начальное (нормированное) действующее значение периодической составляющей: $I_{\text{вкл.норм}} = 40 \text{ кА}$;

- номинальный ток отключения: $I_{откл.норм} = 40 \text{ кА}$;
- нормированное содержание апериодической составляющей: $\beta_{норм} = 30\%$;
- ток термической стойкости: $I_T = 40 \text{ кА}$;
- длительность протекания тока термической стойкости: $t_T = 3 \text{ с}$;
- собственное время отключения выключателя: $t_{св.} = 0,035 \text{ с}$;
- полное время отключения выключателя: $t_{пв.откл.} = 0,065 \text{ с}$.

Проверку высоковольтного выключателя производим с применением методики, описанной выше для выключателя VD4/24/6,3.

По итогам расчетов, выбранный выключатель ВРС-6,3-40/1250 соответствует всем требованиям выбора и проверки.

В таблице 12 занесены результаты вычислений, как и номинальные значения и требованиями из методической литературы.

Таблица 12 – Полученные данные для выключателя на стороне НН

ВРС-6,3-40/1250		
Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 6,3 \text{ кВ}$	$U_{сет.ном} = 6,3 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{сет.ном}$
$I_{раб} = 578 \text{ А}$	$I_{ном} = 1250 \text{ А}$	$I_{раб} \leq I_{ном}$
$I_{max} = 809,2 \text{ А}$	$I_{ном} = 1250 \text{ А}$	$I_{max} \leq I_{ном}$
$I_{п,т} = 8,49 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} = 40 \text{ кА}$	$I_{п,т} \leq I_{откл.ном}$
$I_{п,о} = 8,49 \text{ кА}$	$I_{вкл.норм} = 40 \text{ кА}$	$I_{п,о} \leq I_{вкл.норм}$
$i_{а,т} = 4,88 \text{ кА}$	$i_{а,ном} = 16,97 \text{ кА}$	$i_{а,т} \leq i_{а,ном}$
$I_{п,о} = 8,49 \text{ кА}$	$I_{пр.с} = 40 \text{ кА}$	$I_{п,о} \leq i_{пр.с}$
$i_{уд} = 22,21 \text{ кА}$	$i_{пр.с} = 102 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{пр.с}$
$i_{уд} = 22,21 \text{ кА}$	$i_{вкл.норм} = 102 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{вкл.нормД}$
$V_{к,расч} = 9,01 \cdot 10^6 \text{ А}^2\text{с}$	$V_{к,выкл} = 120 \cdot 10^6 \text{ А}^2\text{с}$	$V_{к,расч} \leq V_{к,выклД}$

Так как, токи короткого замыкания и напряжения для трансформаторов 9Т и 8Т, аналогичны трансформатору 7Т, то и выбранные выключатели будут одноступенчатые. Следовательно, для трансформаторов собственных нужд по стороне ВН выбираем к установке VD4/24/6,3, а по стороне НН выбираем ВРС-6,3-40/1250.

8.2 Выбор трансформаторов тока

Далее, выбираем трансформатор тока для цепи силового трансформатора на стороне высокого напряжения 13,8 кВ. Из прошлых расчетов, известно, что номинальная мощность трансформатора $S_{ном} = 6300$ кВА, ударный ток равен $i_{уд} = 4,81$ кА, $I_{п.о} = 1,84$ кА. К трансформатору тока будет электрически подсоединен один амперметр.

Намечаем к монтажу трансформатор тока внутренней установки ТПОЛ-20У напряжением 13,8 кВ [22]. Паспортные данные ТПОЛ-20У:

- номинальное напряжение: $U_{ном} = 20$ кВ;
- номинальный ток: $I_{1ном} = 400$ А;
- номинальный вторичный ток: $I_2 = 5$ А;
- ток термической стойкости: $I_T = 16$ кА;
- длительность протекания тока термической стойкости: $t_T = 3$ с;
- номинальная вторичная нагрузка при $\cos\varphi_2 = 0,8$ составляет $S_2 = 30$ ВА;
- ток электродинамической стойкости: $i_{дин} = 120$ кА.

Номинальный ток трансформатора необходимо выбирать как можно ближе к рабочему току установки: $I_{1ном} = 400$ А, так как, при большой разнице между токами, возникнет недогрузка первичной обмотки, что приведет к существенным погрешностям.

Проверку трансформатора тока производим с применением следующих условий:

а) номинальному напряжению – $U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сет.ном}}$:

$$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ} \geq U_{\text{сет.ном}} = 13,8 \text{ кВ.}$$

б) номинальному длительному току – $I_{\text{раб}} \leq I_{1\text{ном}}$:

где $I_{\text{раб}} = \frac{S_{\text{T.ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 263,9 \text{ А}$ – номинальный расчетный

первичный ток (нагрузки) трансформатора тока;

$I_{1\text{ном}} = 400 \text{ А}$ – номинальный первичный ток.

$$I_{\text{раб}} = 263,9 \text{ А} \leq I_{1\text{ном}} = 400 \text{ А.}$$

в) электродинамической стойкости – $i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}} = K_{\text{эд}} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1\text{ном}}$:

$$i_{\text{уд}} = 4,81 \text{ кА} \leq i_{\text{дин}} = 120 \text{ кА.}$$

г) термической стойкости – $B_{\text{к}} \leq K_{\text{T}}^2 \cdot I_{1\text{ном}}^2 \cdot t_{\text{T}} = I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}}$,

$$B_{\text{к}} = I_{\text{п,о}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_{\text{а}}) = (1,84 \cdot 10^3)^2 \cdot (0,065 + 0,05) = 0,39 \cdot 10^6 \text{ А}^2\text{с},$$

где $t_{\text{откл}} = 0,065$ - время отключения короткого замыкания, значение взято из пункта 8.1 по ВН стороне.

$$B_{\text{к}} = 0,39 \cdot 10^6 \text{ А}^2\text{с} \leq I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{откл}} = (16 \cdot 10^3)^2 \cdot 3 = 768 \cdot 10^6 \text{ А}^2\text{с.}$$

д) классу точности – трансформатор тока с классом точности 0,2S:

е) вторичной нагрузке:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}},$$

где $Z_{2\text{ном}}$ находится по формуле 43:

$$Z_{2\text{ном}} = \frac{S_2}{I_2^2} = \frac{30}{5^2} = 1,2 \text{ Ом}, \quad (43)$$

где $Z_{2\text{ном}}$ - номинальное полное сопротивление нагрузки вторичной обмотки к предъявляемому классу точности; Z_2 – вторичная нагрузка.

Как нам известно, индуктивное сопротивление токовых цепей будет невелико, следовательно, $Z_2 \approx R_2$:

где R_2 находится по формуле 44:

$$R_2 = R_{\text{приб}} + R_{\text{пр}} + R_{\text{к}}, \quad (44)$$

где $R_{\text{к}}$ – переходное сопротивление контактов;

$R_{\text{пр}}$ – сопротивление проводов (формула 45).

$$R_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{п}}}{S}, \quad (45)$$

где ρ – удельное сопротивление материала, из которого выполнен стержень провода, $\rho = 0,0271 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$ – так как, используются провода с алюминиевыми жилами.

$R_{\text{приб}}$ – сопротивление приборов, подключенных к трансформатору тока (формула 46):

$$R_{\text{приб}} = S_{\text{приб}}/I_2^2, \quad (46)$$

где $S_{\text{приб}}$ – полная мощность, потребляемая присоединенными приборами;

I_2 – ток вторичной обмотки.

Чтобы трансформатор тока был в состоянии оптимально функционировать в предъявляемом классе точности, необходимо соблюсти следующие условия:

$$R_{\text{пр}} \leq Z_{2\text{ном}} - R_{\text{приб}} - R_{\text{к}},$$

$$S = \frac{\rho \cdot l_{\text{п}}}{R_{\text{пр}}}.$$

Определяем сопротивление приборов, подключенных к наиболее нагруженной обмотке трансформатора тока. В данном случае подключен только один амперметр. Выбираем амперметр типа Э42704 с потребляемой мощностью $S_{\text{приб}} = 0,5 \text{ ВА}$.

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{0,5}{5^2} = 0,02 \text{ Ом}.$$

Выбираем переходное сопротивление контактов, равное $R_{\text{к}} = 0,05 \text{ Ом}$, из-за присоединения одного амперметра.

Сопротивление проводов:

$$R_{\text{пр}} \leq Z_{2\text{ном}} - R_{\text{приб}} - R_{\text{к}} = 1,2 - 0,02 - 0,05 = 1,13 \text{ Ом}.$$

Сечение соединительных проводов:

$$S = \frac{\rho \cdot l_{\text{п}}}{R_{\text{пр}}} = \frac{0,0271 \cdot 300}{1,13} = 7,19 \text{ мм}^2,$$

где $l_{\text{п}} = l = 300 \text{ м}$ – расчетная длина провода. Соединение идет по схеме полной звезды. При такой схеме, расчетная длина для будущих проводов будет равна рекомендованной длине.

Сечение соединительных проводов считаем равным $S = 10 \text{ мм}^2$, соблюдая условие необходимой прочности сечения, из методических указаний [4].

Полученные результаты вписываем в таблицу 13, вместе с номинальными значениями трансформаторов тока и требованиями из методической литературы.

Таблица 13 – Рассчитанные значения для трансформатора тока

Трансформатор тока ТПОЛ-20У		
Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.ном}} = 13,8 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сет.ном}}$
$I_{\text{раб}} = 263,9 \text{ А}$	$I_{1\text{ном}} = 400 \text{ А}$	$I_{\text{раб}} \leq I_{\text{ном}}$
$i_{\text{уд}} = 4,81 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 120 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$B_{\text{к.расч}} = 0,39 \cdot 10^6 \text{ А}^2\text{с}$	$B_{\text{к.ТТ}} = 768 \cdot 10^6 \text{ А}^2\text{с}$	$B_{\text{к.расч}} \leq B_{\text{к.ТТ}}$
$R_{\text{пр}} \leq 1,13 \text{ Ом}$, $R_{\text{к}} = 0,05 \text{ Ом}$, $Z_{2\text{ном}} = 1,2 \text{ Ом}$, $R_{\text{приб}} = 0,02 \text{ Ом}$, провода с алюминиевыми жилами $S = 10 \text{ мм}^2$.		

С применением, изложенной выше методикой, производим выбор оставшихся трансформаторов тока у трансформатора 7Т, а также, у трансформаторов 9Т и 8Т. Выбранные трансформаторы тока, приведены в таблице 14.

Таблица 14 – Выбранные трансформаторы тока

Обозначение на плане	Название трансформатора	Главные характеристики	Количество
2.3	ТВ-110 [25]	400/5А	3
2.5	ТПЛ-20 [24]	600/5А	3
2.6	ТПОЛ-20У [22]	400/5А	3
2.12	ТРУ 64.13 [23]	600/5А	3
2.14	ТПОЛ-20У [22]	400/5А	3

8.3 Выбор разъединителей

С использованием вычислений токов КЗ, $I_{п.о} = 1,84$ кА, $i_{уд} = 4,81$ кА, производим выбор разъединителя и его проверку, на стороне ВН напряжением 13,8 кВ. Установленная номинальная мощность трансформатора 6300 кВА.

Намечаем разъединитель вертикально-рубящего типа, марки РРЗ–1а-35/1000 [26]. Данный разъединитель имеет следующие параметры:

- номинальное напряжение: $U_{ном} = 35$ кВ;
- номинальный ток: $I_{ном} = 1000$ А;
- наибольший пик (ток электродинамической стойкости) номинального кратковременного тока: $i_{пр.с} = 80$ кА;
- ток термической стойкости: $I_T = 31,5$ кА;
- длительность протекания тока термической стойкости: $t_T = 3$ с.

Выбор разъединителя осуществляем по следующим условиям:

- а) номинальному напряжению – $U_{ном} \geq U_{сет.ном}$:

$$U_{ном} = 35 \text{ кВ} \geq U_{сет.ном} = 13,8 \text{ кВ.}$$

- б) номинальному длительному току – $I_{раб} \leq I_{ном}$:

$$I_{раб} = 263,9 \text{ А} \leq I_{ном} = 1000 \text{ А.}$$

- в) на электродинамическую стойкость:

$$i_{уд} \leq i_{дин} = i_{пр.с},$$
$$i_{уд} = 4,81 \text{ кА} \leq i_{пр.с} = 80 \text{ кА.}$$

- г) на термическую стойкость:

$$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T, \text{ при условии } t_{\text{откл}} \geq t_T,$$

$$\text{если } t_{\text{откл}} < t_T, \text{ то } B_k \leq I_T^2 \cdot t_{\text{откл}},$$

где время отключения короткого замыкания $t_{\text{откл}} = t_{\text{рз}} + t_{\text{пв.откл}} = 0,065$ с (значение взято из пункта 8.1).

$$B_k = I_{\text{п,о}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a) = (1,84 \cdot 10^3)^2 \cdot (0,065 + 0,05) = 0,39 \cdot 10^6 \text{ A}^2\text{c}.$$

В связи с тем, что при расчетах $t_{\text{откл}} = 0,065 < t_T = 3$ с, проверка разъединителя на термическую стойкость будет иметь следующий вид:

$$B_k = 0,39 \cdot 10^6 \text{ A}^2\text{c} \leq I_T^2 \cdot t_{\text{откл}} = (31,5 \cdot 10^3)^2 \cdot 0,065 = 64,4 \cdot 10^6 \text{ A}^2\text{c}.$$

Опираясь на произведенными расчетами, выбранный разъединитель, марки РРЗ–1а-35/1000, вертикально-рубящего типа, соответствует всем требованиям выбора и проверки.

Полученные результаты вписываем в таблицу 15, вместе с номинальными значениями разъединителей и требованиями из методической литературы.

Таблица 15 – Рассчитанные данные для разъединителя

РРЗ–1а-35/1000		
Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 35$ кВ	$U_{\text{сет.ном}} = 13,8$ кВ	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сет.ном}}$
$I_{\text{раб}} = 263,9$ А	$I_{\text{ном}} = 1000$ А	$I_{\text{раб}} \leq I_{\text{ном}}$
$i_{\text{уд}} = 4,81$ кА	$i_{\text{пр.с}} = 80$ кА	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{пр.с}}$
$B_{\text{к,расч}} = 0,39 \cdot 10^6 \text{ A}^2\text{c}$	$B_{\text{к,раз}} = 64,4 \cdot 10^6 \text{ A}^2\text{c}$	$B_{\text{к,расч}} \leq B_{\text{к,раз}}$

Аналогичные разъединители будут устанавливаться в схемах с трансформаторами 9Т и 8Т.

8.4 Выбор трансформаторов напряжения

Как и в предыдущих пунктах, выпишем исходные данные: мощность трансформатора 6,3 МВА, ударный ток равен $i_{уд} = 4,81$ кА, $I_{п.о} = 1,84$ кА. Полное время отключения КЗ равно $t_{откл} = 0,055$ с.

К выбранному трансформатору напряжения будут подключаться следующие измерительные электроприборы: вольтметр, ваттметр, счетчик активной энергии, счетчик реактивной энергии. Предварительно, намечаем к установке трансформатор ТПР 6.0 [27].

Аналогичные трансформаторы напряжения будут устанавливаться в схемах с трансформаторами 9Т и 8Т.

Справочные технические данные трансформатора напряжения:

- номинальное напряжение: $U_{ном} = 20$ кВ;
- номинальная мощность в классе точности 0,2: $S_{ном} = 50$ ВА.

Выполняем проверку оборудования по вторичной нагрузке $S_{2\Sigma} \leq S_{ном}$,

Для укорочения вычислений, нагрузку приборов допускается не разделять по фазам. В таком случае, расчет производится по формуле 47:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(\sum S_{приб} \cdot \cos\varphi)^2 + (\sum S_{приб} \cdot \sin\varphi)^2} = \sqrt{P_{приб}^2 + Q_{приб}^2} \quad (47)$$

Реактивной мощностью, косинусом и синусом, в связи с нехваткой данных в паспорте измерительных приборов, пренебрегаем.

Мощность, потребляемая всеми необходимыми к установке на трансформаторе напряжения приборами, берется из паспортных данных с сайта производителя измерительных приборов.

Расчеты нагрузки измерительных приборов трансформатора напряжения сведены в таблицу 16.

Таблица 16 – Расчет вторичной нагрузки электроизмерительных приборов

Приборы	Тип	Потребляемая мощность одной катушки, ВА	Число приборов	Общая потребляемая мощность
				Р, Вт
Вольтметр	Ц42702	2	2	4
Ваттметр	ЦВ02.1	1,5	4	6
Счетчик активной и реактивной энергии	Альфа А1700	4	2	8
Итого:				18

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2} = \sqrt{18^2 + 0} = 18 \text{ ВА},$$

$$18 \text{ ВА} = S_{2\Sigma} \leq S_{\text{ном}} = 50 \text{ ВА}.$$

Общая вторичная нагрузка всех электрических измерительных приборов не превышает номинальную мощность на трансформаторе напряжения в выбранном классе точности. Следовательно, устанавливать дополнительный трансформатор напряжения, не целесообразно.

Паспортные величины трансформатора напряжения и вычисленное значение общей вторичной нагрузки записываем в таблицу 17.

Таблица 17 – Параметры трансформатора напряжения ТНР 6.0

Параметр	Значение
Номинальное напряжение обмотки, В:	
ВН	$15000/\sqrt{3}$
НН	$100/\sqrt{3}$
Вторичная нагрузка, ВА:	
Расчетная $S_{2\Sigma}$	18
$S_{\text{ном}}$	50
Класс точности	0,2

8.5 Выбор ограничителей перенапряжения

Намечаем к установке ограничитель перенапряжения без искрового промежутка типа ОПН MWD14 [28].

Выпишем основные характеристики:

– номинальное напряжение: $U_{\text{НОМ}} = 13,8 \text{ кВ}$;

– номинальная частота: $f_{\text{НОМ}} = 48 - 54 \text{ Гц}$.

Данный тип ограничителей перенапряжения применяется для внутренней установки в помещениях и КРУ закрытого типа, в условиях умеренного климата.

Выполним проверку ОПН:

а) номинальному напряжению – $U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{сет.НОМ}}$:

$$U_{\text{НОМ}} = 13,8 \text{ кВ} = U_{\text{сет.НОМ}} = 13,8 \text{ кВ.}$$

б) по номинальной частоте переменного тока – $f_{\text{НОМ}} = f_{\text{сет.НОМ}}$:

$$f_{\text{НОМ}} = 50 \text{ Гц} = f_{\text{сет.НОМ}} = 50 \text{ Гц.}$$

Следовательно, ограничитель перенапряжения ОПН MWD14 подходит для установки в системе собственных нужд. Аналогичные ограничители будут устанавливаться вблизи оставшихся трансформаторов СН.

8.6 Проверка заземлителя

Для заземления электрооборудования могут использоваться естественные и искусственные заземлители. В существующем проекте, для заземления используются металлоконструкции и арматура монолитных железобетонных конструкций здания (естественные заземлители). Применение такого типа заземлителя допускается в том случае, если

выполняется условие обеспечения непрерывной электрической связи по арматуре и присоединения её к закладным деталям с помощью сварки (РД 34.21.122-87). Для проверки существующего заземления, проведем следующие расчеты, по формулам 48 и 49:

$$R_e = 0,52 \cdot \frac{R_{\text{эк}}}{\sqrt{S}}, \quad (48)$$

где R_e – сопротивление естественного заземления (Ом);

$R_{\text{эк}}$ – эквивалентное удельное сопротивление (Ом/км);

S – площадь здания (м^2).

$$R_{\text{эк}} = \rho \cdot k_c, \quad (49)$$

где ρ – удельное сопротивление по роду грунта, $\rho = 60 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ (глина-полутвердая); k_c – коэффициент сезонного изменения, $k_c = 1,6$.

$$R_{\text{эк}} = 60 \cdot 1,6 = 96 \text{ Ом/км.}$$

Допустимое сопротивление заземлителя должно быть меньше 4 Ом.

$$R_e = 0,52 \cdot \frac{96}{\sqrt{875}} = 1,69 \text{ Ом} < 4 \text{ Ом.}$$

Следовательно, прокладка дополнительного заземления не требуется. Допускается использовать уже спроектированное заземление через железобетонные конструкции.

Вывод: Был произведен выбор электрооборудования на всем протяжении от трансформаторов 7Т, 9Т и 8Т, до КРУ, куда входят высоковольтные выключатели, трансформаторы тока и напряжения, ОПН, и проверка существующего на объект заземления.

9 Выбор КРУ

На стороне 6,3 кВ необходимо выбрать комплектное распределительное устройство с уже встроенным электрооборудованием.

В соответствии с технической задачей и количеством отходящих линий на электрооборудование потребителей, общее количество ячеек, входящих в КРУ, выбираем равным шестнадцати для каждого распределительного устройства. К данным ячейкам относятся: ячейки выводов и питания трансформаторов потребителей; резервы; трансформаторы напряжения, шлюзы и измерительные приборы.

Предварительно, намечаем к выбору ячейку КРУ серии КРУ-СЭЩ-70-10 напряжением 6,3 кВ, со следующим встроенным оборудованием: вакуумными выключателями ВВМ-СЭЩ [13]; измерительными трансформаторами тока ТШЛ-СЭЩ [12]; измерительными трансформаторами напряжения НАЛИ-СЭЩ [11]. Все оборудование и данные взяты с сайта производителя ЗАО ГК «Электрощит» [10].

Запишем все основные оборудования КРУ в таблице 18.

Таблица 18 – Перечень применяемого в КРУ оборудования

Тип ячейки КРУ-СЭЩ-70-10	
Параметр	Значение
Номинальное напряжение, кВ	6,3 кВ
Тип трансформатора тока	ТШЛ-СЭЩ-10
Тип трансформатора напряжения	НАЛИ-СЭЩ-10
Тип выключателя	ВВМ-СЭЩ-10

9.1 Проверка электрических аппаратов в КРУ

Перед проверкой встроенного оборудования, выпишем исходные данные: мощность трансформатора 6,3 МВА, ударный ток равен $i_{уд} = 22,21$ кА, $I_{п.о} = 8,49$ кА (значения взяты из таблицы 8). Полное время отключения КЗ равно $t_{откл} = 0,085$ с.

Выполним проверку трансформаторов напряжения серии НАЛИ-СЭЩ по методическим параметрам и условиям.

К выбранному трансформатору напряжения НАЛИ-СЭЩ будут подключаться следующие измерительные электроприборы: вольтметр, ваттметр, счетчик активной энергии, счетчик реактивной энергии.

Справочные технические данные трансформатора напряжения НАЛИ-СЭЩ-10: номинальное напряжение – 10 кВ; номинальная мощность в классе точности 0,5 – $S_{ном} = 75$ ВА. Паспортные данные взяты с сайта производителя КРУ-СЭЩ-70 ЗАО ГК «Электрощит» [11].

Проверка выполняется аналогичным образом, как и в пункте 8.4. Результаты вычислений выписаны в таблицу 19.

Таблица 19 – Параметры трансформатора напряжения НАЛИ-СЭЩ

Параметр	Значение
Номинальное напряжение обмотки, В: ВН НН	$10000/\sqrt{3}$ $100/\sqrt{3}$
Вторичная нагрузка, ВА: Расчетная $S_{2\Sigma}$ $S_{ном}$	27,5 75
Класс точности	0,5

Следующим этапом, проверяем трансформатор тока ТШЛ-СЭЩ-10. Паспортные данные ТШЛ-СЭЩ следующие:

- номинальное напряжение: $U_{\text{ном}} = 10$ кВ;
- номинальный ток: $I_{1\text{ном}} = 1500$ А;
- номинальный вторичный ток: $I_2 = 5$ А;
- ток термической стойкости: $I_T = 40$ кА;
- длительность протекания тока термической стойкости: $t_T = 1$ с;
- номинальная вторичная нагрузка при $\cos\varphi_2 = 0,8$ составляет $S_2 = 30$ ВА;
- ток электродинамической стойкости: $i_{\text{дин}} = 50$ кА.

Паспортные данные взяты с сайта производителя ЗАО ГК «Электроцит» [12].

Проверка трансформатора тока, производится по описанной выше методике из пункта 8.2.

Полученные результаты вписываем в таблицу 20, вместе с номинальными значениями трансформаторов тока и требованиями из методической литературы.

Таблица 20 – Рассчитанные значения для трансформатора тока

Трансформатор тока ТОЛ-СЭЩ-10		
Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 10$ кВ	$U_{\text{сет.ном}} = 6,3$ кВ	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сет.ном}}$
$I_{\text{раб}} = 1449$ А	$I_{1\text{ном}} = 1500$ А	$I_{\text{раб}} \leq I_{\text{ном}}$
$i_{\text{уд}} = 22,21$ кА	$i_{\text{дин}} = 50$ кА	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$V_{\text{к.расч}} = 9,73 \cdot 10^6$ А ² с	$V_{\text{к.ТТ}} = 1600 \cdot 10^6$ А ² с	$V_{\text{к.расч}} \leq V_{\text{к.ТТ}}$
$R_{\text{пр}} \leq 1,052$ Ом, $R_{\text{к}} = 0,1$ Ом, $Z_{2\text{ном}} = 1,2$ Ом, $R_{\text{приб}} = 0,048$ Ом, провода с алюминиевыми жилами $S = 6$ мм ²		

Следующим этапом, производим проверку вакуумного выключателя типа ВВМ-СЭЩ-10-50/3150 на стороне 6,3 кВ, имеющего следующие технические параметры:

- номинальное напряжение: $U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$;
- номинальный ток: $I_{\text{ном}} = 3150 \text{ А}$;
- действующее значение периодической составляющей предельного сквозного тока короткого замыкания: $I_{\text{пр.с}} = 50 \text{ кА}$;
- наибольший пик (ток электродинамической стойкости) предельного сквозного тока короткого замыкания: $i_{\text{пр.с}} = 125 \text{ кА}$;
- наибольший пик тока включения (нормированное мгновенное значение тока включения): $i_{\text{вкл.норм}} = 125 \text{ кА}$;
- начальное действующее значение периодической составляющей: $I_{\text{вкл.норм}} = 50 \text{ кА}$;
- номинальный ток отключения: $I_{\text{откл.норм}} = 50 \text{ кА}$;
- нормированное содержание апериодической составляющей: $\beta_{\text{норм}} = 30\%$;
- ток термической стойкости: $I_{\text{T}} = 50 \text{ кА}$;
- длительность протекания тока термической стойкости: $t_{\text{T}} = 3 \text{ с}$;
- собственное время отключения выключателя: $t_{\text{св.}} = 0,03 \text{ с}$;
- полное время отключения выключателя: $t_{\text{пв.откл.}} = 0,05 \text{ с}$.

Паспортные данные взяты с сайта производителя ЗАО ГК «Электрощит» [13].

Проверку выключателя на стороне НН производим с применением методики из пункта 8.1.

По итогам расчетов, выбранный выключатель ВВМ-СЭЩ-10-50/3150 соответствует всем требованиям выбора и проверки.

В таблице 21 занесены результаты вычислений, а также, номинальные значения и требованиями из методической литературы.

Таблица 21 – Вычисленные значения выключателя

Выключатель ВВМ-СЭЩ-10-50/3150		
Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.ном}} = 6,3 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сет.ном}}$
$I_{\text{раб}} = 1449 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 3150 \text{ А}$	$I_{\text{раб}} \leq I_{\text{ном}}$
$I_{\text{max}} = 2029 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 3150 \text{ А}$	$I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}$
$I_{\text{п,т}} = 8,49 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.ном}} = 50 \text{ кА}$	$I_{\text{п,т}} \leq I_{\text{откл.ном}}$
$I_{\text{п,о}} = 8,49 \text{ кА}$	$I_{\text{вкл.норм}} = 50 \text{ кАД}$	$I_{\text{п.о}} \leq I_{\text{вкл.нормД}}$
$i_{\text{а,т}} = 5,38 \text{ кА}$	$i_{\text{а,ном}} = 21,3 \text{ кА}$	$i_{\text{а,т}} \leq i_{\text{а,ном}}$
$I_{\text{п.о}} = 8,49 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.с}} = 50 \text{ кА}$	$I_{\text{п.о}} \leq i_{\text{пр.с}}$
$i_{\text{уд}} = 22,21 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.с}} = 125 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{пр.с}}$
$i_{\text{уд}} = 22,21 \text{ кА}$	$i_{\text{вкл.норм}} = 125 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{вкл.норм}}$
$V_{\text{к.расч}} = 7,93 \cdot 10^6 \text{ А}^2\text{с}$	$V_{\text{к.выкл}} = 150 \cdot 10^6 \text{ А}^2\text{с}$	$V_{\text{к.расч}} \leq V_{\text{к.выкл}}$

Аналогичные трансформаторы тока, выключатели и трансформаторы напряжения будут встраиваться в КРУ-3 и КРУ-2, в связи, с однотипностью необходимых требований, предъявляемых к ним в системе собственных нужд Саратовской гидроэлектростанции.

Вывод: Была произведена проверка встроенного электрооборудования у комплектных распределительных устройств КРУ-СЭЩ-70 (КРУ-1, КРУ-2 и КРУ-3). Успешной проверки подверглись трансформатор тока и напряжения, а также, высоковольтный выключатель.

10 Выбор электрических аппаратов в электрощитах

На стороне 0,4 кВ устанавливаются автоматические выключатели. Выбор и проверка оборудования отличается от аналогичных действий на стороне 13,9 и 6,3 кВ, и сводится к следующему:

- соответствие номинального напряжения выключателя и напряжения сети;
- соответствие номинального тока расцепителя и номинального тока нагрузки;
- соответствие номинального тока расцепителя и максимального рабочего тока;
- условию предельной коммутационной стойкости.

Выбираем для проверки автоматический выключатель (расцепитель) типа NSX400F [37], марки Micrologic5.3, для электрощита 1Н, со следующими характеристиками:

- номинальное напряжение: $U_{\text{ном}} = 690 \text{ В}$;
- номинальный ток: $I_{\text{ном}} = 400 \text{ А}$;
- предельная коммутационная стойкость: $I_{\text{пред}} = 35 \text{ кА}$.

Выполним проверку, если ударный ток равен $i_{\text{уд}} = 14,86 \text{ кА}$, $I_{\text{п.о}} = 0,94 \text{ кА}$.

- а) номинального напряжения – $U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сет.ном}}$:

$$U_{\text{ном}} = 690 \text{ В} \geq U_{\text{сет.ном}} = 400 \text{ В}.$$

- б) номинального длительного тока – $I_{\text{раб}} \leq I_{\text{ном}}, I_{\text{мах}} \leq I_{\text{ном}}$:

$$I_{\text{раб}} = 228 \text{ А} \leq I_{\text{ном}} = 400 \text{ А},$$

$$I_{\text{мах}} = 320 \text{ А} \leq I_{\text{ном}} = 400 \text{ А}.$$

3) предельной коммутационной стойкости:

$$i_{уд} = 14,86 \text{ кА} \leq I_{пред} = 35 \text{ кА}.$$

Условия выполняются, следовательно, расцепитель NSX400F подходит для установки в электрощите 1Н.

Занесем полученные значения в таблицу 22, вместе с номинальными значениями выключателя и требованиями из методической литературы.

Таблица 22 – Полученные данные для выключателя

NSX400F		
Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 690 \text{ В}$	$I_{ном} = 400 \text{ А В}$	$U_{ном} \geq U_{сет.ном}$
$I_{раб} = 228 \text{ А}$	$I_{ном} = 400 \text{ А}$	$I_{раб} \leq I_{ном}$
$I_{max} = 320 \text{ А}$	$I_{ном} = 400 \text{ А}$	$I_{max} \leq I_{ном}$
$i_{уд} = 14,86 \text{ кА кА}$	$I_{пред} = 35 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq I_{пред}$

Используя, описанную выше методику, выбираем необходимые выключатели для щитов 1Н, 2Н, 10Н, 8Н, 9Н и 6Н, соответственно. Выбранные автоматические выключатели приведены в Приложении Ж.

Заключительным этапом, произведем выбор трансформаторов тока.

Из прошлых расчетов, известно, что номинальная мощность трансформатора $S_{ном} = 250 \text{ кВА}$, ударный ток равен $i_{уд} = 14,86 \text{ кА}$, $I_{п.о} = 0,94 \text{ кА}$. К трансформатору тока будет электрически подсоединен один амперметр.

Намечаем к монтажу трансформатор тока ASK31.3 400/5 [38].
Паспортные данные ASK31.3 400/5:

– номинальное напряжение: $U_{ном} = 720 \text{ В}$;

- номинальный ток: $I_{1\text{ном}} = 250 \text{ A}$;
- номинальный вторичный ток: $I_2 = 5 \text{ A}$;
- ток термической стойкости: $I_T = 10 \text{ кА}$;
- длительность протекания тока термической стойкости: $t_T = 3 \text{ с}$;
- номинальная вторичная нагрузка при $\cos\varphi_2 = 0,8$ составляет $S_2 = 10 \text{ ВА}$;
- ток электродинамической стойкости: $i_{\text{дин}} = 60 \text{ кА}$.

Проверка трансформатора тока, производится по описанной выше методике из пункта 8.2.

Полученные результаты вписываем в таблицу 23, вместе с номинальными значениями трансформаторов тока и требованиями из методической литературы.

Таблица 23 – Рассчитанные значения для трансформатора тока

Трансформатор тока ASK31.3 400/5		
Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 720 \text{ В}$	$U_{\text{сет.ном}} = 400 \text{ В}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сет.ном}}$
$I_{\text{раб}} = 228 \text{ А}$	$I_{1\text{ном}} = 250 \text{ А}$	$I_{\text{раб}} \leq I_{\text{ном}}$
$i_{\text{уд}} = 14,86 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 60 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$V_{\text{к.расч}} = 0,1 \cdot 10^6 \text{ А}^2\text{с}$	$V_{\text{к.ТТ}} = 300 \cdot 10^6 \text{ А}^2\text{с}$	$V_{\text{к.расч}} \leq V_{\text{к.ТТ}}$
$R_{\text{пр}} \leq 0,33 \text{ Ом}$, $R_{\text{к}} = 0,05 \text{ Ом}$, $Z_{2\text{ном}} = 0,4 \text{ Ом}$, $R_{\text{приб}} = 0,02 \text{ Ом}$, провода с алюминиевыми жилами $S = 10 \text{ мм}^2$		

Производим выбор оставшихся трансформаторов тока и сводим выбранное оборудование в Приложение И.

Вывод: Был произведен выбор электротехнического электрооборудования на стороне 0,4 кВ. К нему относятся, трансформаторы тока и выключатели (расцепители).

Заключение

В результате проделанной работы произведена реконструкция системы собственных нужд Саратовской гидроэлектростанции в соответствии с выполненным техническим анализом электрооборудования СН. Исходя из выдвигаемых задач выпускной квалификационной работы, были осуществлены следующие расчеты:

- суммарная полная нагрузка по выдвигаемым к реконструкции электрощитам составила: 2852,2 МВт;
- произведен выбор силовых трансформатора собственных нужд (7Т, 9Т и 8Т). Для установки выдвигаются трансформаторы ТМН-6300 (трансформатор силовой, трехфазный, двухобмоточный);
- оперируя выполненными расчетами, вблизи электрощитов 1Н и 9Н, устанавливаем сухие трансформаторы ТСЗ-250, а рядом со щитами 2Н, 10Н, 8Н и 6Н, установки подлежат трансформаторы ТСЗ-400;
- произведены расчеты токов КЗ на сторонах высокого, среднего и низкого напряжения, соответствующих значениям: 13,8 кВ, 6,3 кВ и 0,4 кВ. Максимальные значения периодической составляющей тока (9,05 кА) и ударного тока (23,68 кА), наблюдаются на стороне 0,4 кВ;
- осуществлен выбор и проверка кабелей по термической стойкости, нагреву и потерям напряжения, на всем протяжении системы собственных нужд. Полный перечень представлен в Приложении Е;
- произведен выбор электрооборудования, куда входят, силовые выключатели, трансформаторы тока и напряжения, ограничители перенапряжения, заземлители и КРУ-СЭЩ-70-10. Полный перечень оборудования на стороне 0,4 кВ, представлен в Приложениях Ж и И.

Результатом работы является спроектированный вариант по реконструкции систем собственных нужд Саратовской ГЭС, отвечающей требованиям нормативно-технической документации.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Akin Uslu, M. Timur Aydemir, Short circuit calculation [Электронный ресурс]: scientific journal / Department of electrical and electronic engineering, Eastern Mediterranean University of Turkey, 2017; URL: <http://faraday.ee.emu.edu.tr/eeng456/ShortCircuitCalculations.pdf> (дата обращения: 11.01.2020 г.)
2. Edvard Csanyi, Selection of distribution transformers for supplying power to LV networks [Электронный ресурс]: scientific article / Electrical engineering portal of the United States of America, 2016; URL: <https://electrical-engineering-portal.com/distribution-transformers-lv-networks> (дата обращения: 12.01.2020 г.)
3. Fursanov M. I., Petrashevich N. S., Power losses assessment in transformers after the normative operating period [Электронный ресурс]: scientific article / Department of mechanical engineering, Belarusian national technical University, 2017; URL: <https://doaj.org/d6fbd2de04454655a1e33b76198f4be6> (дата обращения: 12.01.2020 г.)
4. Nasibov V.K., To Construction of Expendable Hydroelectric Power Station Characteristics and Their Timely Correction [Электронный ресурс]: scientific article / Department of mechanical engineering, Belarusian national technical University, 2017; URL: <https://doaj.org/article/186ac8f9c17e4fe09c417e64da86fe3> (дата обращения: 12.01.2020 г.)
5. Pavlyukov V. A., Tkachenko S. N., Research short circuit modes in main electrical wiring diagram [Электронный ресурс]: scientific article / Department of electrical engineering, Donetsk national technical University, 2016; URL: http://masters.donntu.org/2017/etf/nosach/diss/indexe.htm#nav3_3 (дата обращения: 11.01.2020 г.)
6. Вахнина В.В., Черненко А.Н. Проектирование систем электроснабжения // Электронное учебное пособие. Тольятти: ТГУ, 2016.

URL: <https://dspace.tltsu.ru/handle/123456789/2976>

7. Вахнина В.В., Черненко А.Н. Системы электроснабжения // Электронное учебное пособие. Тольятти: ТГУ, 2015. URL: <https://dspace.tltsu.ru/handle/123456789/2943>

8. Волгоградский государственных технический университет. Основные методы определения расчетных нагрузок. [Электронный ресурс]. <https://studfile.net/preview/5881573/page:4/> (дата обращения 12.01.2020)

9. ГОСТ 11920-85 Трансформаторы силовые масляные общего назначения напряжением до 35 кВ включительно. [Электронный ресурс]. <http://docs.cntd.ru/document/1200012411> (дата обращения 15.02.2020)

10. ГОСТ 31996-2012 Кабели силовые с пластмассовой изоляцией на номинальное напряжение 0,66; 1 и 3 кВ. Общие технические условия. [Электронный ресурс]. <http://docs.cntd.ru/document/1200102744> (дата обращения 29.02.2020)

11. ГОСТ 52736-2007 Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета электродинамического и термического действия тока короткого замыкания. [Электронный ресурс]. <http://docs.cntd.ru/document/1200052839> (дата обращения 24.02.2020)

12. ЗАО ГК «Электрощит» - ТМ Самара. [Электронный ресурс]. <https://www.electroshield.ru/catalog/komplektnye-raspredelitelnye-ustroystva/kru-seshch-70-6-10-15-20-kv/> КРУ-СЭЩ-70-10 (дата обращения 03.04.2020)

13. ЗАО ГК «Электрощит» - ТМ Самара. [Электронный ресурс]. <https://www.electroshield.ru/catalog/transformatory-izmeritelnie/nali-seshch-6-10-35-iv/> трансформатор напряжения НАЛИ-СЭЩ-10 (дата обращения 03.04.2020)

14. ЗАО ГК «Электрощит» - ТМ Самара. [Электронный ресурс]. <https://www.electroshield.ru/catalog/transformatory-izmeritelnie/tshl-seshch-10-20/> трансформатор тока ТШЛ-СЭЩ-10 (дата обращения 03.04.2020)

15. ЗАО ГК «Электрощит» - ТМ Самара. [Электронный ресурс]. <https://www.electroshield.ru/catalog/vakuumnie-vyklyuchateli/vvm-seshch-10-kv/> вакуумный выключатель ВВМ-СЭЩ-10 (дата обращения 03.04.2020)
16. Конюхова Е. А. Электроснабжение объектов. // Учебное пособие для студ. учреждений. Москва: Издательство «Мастерство», 2002. URL: <https://studfile.net/preview/1004735/>
17. Костин В.Н. Системы электроснабжения. Конструкции и механический расчет. // Учебное пособие в открытом доступе. Санкт-Петербург: СЗТУ, 2002. URL: <https://nashaucheba.ru/v61505/>
18. Макаров Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4 - 35кВ и 110 - 1150 кВ. Том 1 // Учебное пособие в открытом доступе. Москва: 2005. URL: <https://t-library.ru/showBook.php?id=6001>
19. Ограничитель перенапряжения MVD14. [Электронный ресурс]. <https://library.e.abb.com/public/6fd48917075f4d7> (дата обращения 29.03.2020)
20. ООО «Стройэнерго» - г. Москва. [Электронный ресурс]. <http://www.stroyenergo-group.ru/> (дата обращения 01.04.2020)
21. ООО «Тольяттинский трансформатор» - г. Тольятти. [Электронный ресурс]. <https://silovouytransformator.ru/35-kv/tmn-6300-35-u1.htm/comment-page-1> Сайт производителя ТМН-6300 (дата обращения 15.02.2020)
22. ООО «Чебоксарский Электрозавод Трансформатор» - г. Чебоксары. [Электронный ресурс]. <https://cheb-transformator.com/catalog/tsz400> Сайт производителя ТСЗ-400 (дата обращения 20.02.2020)
23. ООО «Элеком» - ТМ Урал. [Электронный ресурс]. <http://www.elekom-ural.ru/catalog/item/34-vakuumnie-viklyuchateli-6-kv-serii-vrs-6.html> Выключатель ВРС-6,3-40/1250 (дата обращения 28.03.2020)
24. ООО «Энергосеть» - г. Великие Луки. [Электронный ресурс]. http://gosenergo.ru/?page_id=1180 Разъединитель РРЗ-1а-35 (дата обращения 29.03.2020)

25. ООО «ЭТИ Промкомплект» - г. Чебоксары. [Электронный ресурс]. <http://electra-hvac.ru/rashifrovka-tpol-35.html> Трансформатор тока ТПОЛ-20 (дата обращения 28.03.2020)
26. Поставщик ООО «Энсет» - г. Ростов-на-Дону. [Электронный ресурс]. <https://all-pribors.ru/opisanie/51368-12-tpu-54555> Трансформатор тока ТРУ (дата обращения 28.03.2020)
27. Поставщик ООО «Энсет» - г. Ростов-на-Дону. [Электронный ресурс]. <https://all-pribors.ru/opisanie/54069-13-tjp-6-0-57602> Трансформатор напряжения ТРЈ6 (дата обращения 29.03.2020)
28. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. – М.: ИНФРА–М, 2017. – 262 с. ISBN 978-5-16-009744-2
29. Расчет токов короткого замыкания вблизи силовых трансформаторов. [Электронный ресурс]. <http://rza001.ru/rzt/4-kz-za-transami> (дата обращения 24.02.2020)
30. Рожкова Л. Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций/Л. Д. Рожкова, Л. К. Корнеева, Т. В. Чиркова. – 2-е изд., стер. – М. Издательский центр «Академия», 2005. – 448 с. (дата обращения 28.09.2019)
31. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования: РД 153-34.0-20.527-98/ под ред. Б.Н. Неклепаева. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2006. 152 с. [Электронный ресурс]. <http://www.gostrf.com/normadata/1/4294817/4294817179.pdf>
32. РусГидро. Общие сведения по Саратовской ГЭС. [Электронный ресурс]. <http://www.sarges.rushydro.ru/branch/general/> (дата обращения 23.10.2019)
33. РусГидро. Пресс-кит по Саратовской ГЭС. [Электронный ресурс]. <http://www.sarges.rushydro.ru/press/news-materials/10140FBB/> (дата обращения 23.10.2019)
34. Свердловский завод трансформаторов тока. [Электронный ресурс]. http://www.cztt.ru/tp1_20_tpl_35.html Трансформатор тока ТПЛ-20

(дата обращения 28.03.2020)

35. Свердловский завод трансформаторов тока. [Электронный ресурс]. https://cztt.nt-rt.ru/images/showcase/katalog_tw.pdf Трансформатор тока ТВ-110 (дата обращения 28.03.2020)

36. Силовые трансформаторы серии ТМН. [Электронный ресурс]. http://www.elektrozavod.ru/sites/default/files/production/catalog/pdf/additional/pk_2_3.pdf (дата обращения 15.02.2020)

37. Стандарт организации ОАО РАО «ЕЭС России». Системы питания собственных нужд ГЭС. Условия создания. Нормы и требования. [Электронный ресурс]. <https://files.stroyinf.ru/Data1/57/57992/#i175322> (дата обращения 18.12.2019)

38. Технический паспорт выключателя VD4/24/6,3. [Электронный ресурс]. [https://library.e.abb.com/public/3ea6b76592b7449b9c3173a280fb51d5/MA_VD4-R\(RU_HRes\)G_1VCD600565-1506.pdf](https://library.e.abb.com/public/3ea6b76592b7449b9c3173a280fb51d5/MA_VD4-R(RU_HRes)G_1VCD600565-1506.pdf) (дата обращения 28.03.2020)

39. Технический паспорт расцепителей марки NSX. [Электронный ресурс]. file:///C:/Users/1/Downloads/Compact%20NSX%20_630A_LV432097.pdf (дата обращения 06.04.2020)

40. Технический паспорт трансформаторов тока марки ASK. [Электронный ресурс]. <https://dvk-electro.ru/01panelInstr/ask.pdf> (дата обращения 06.04.2020)

41. Черненко Ю.В. Проектирование электрической части понизительной подстанции. Выполнение курсового проекта [Электронный ресурс]: электрон. Учеб-метод. пособие / Ю.В. Черненко – Тольятти: ТГУ, 2019.

42. Электронная библиотека СПбПУ. Система собственных нужд гидроэлектростанций. [Электронный ресурс]. <https://elib.spbstu.ru/> (дата обращения 06.01.2020)

43. Электротехнический завод ООО «СлавЭнерго» - г. Ярославль. [Электронный ресурс]. https://slavenergo.ru/transformator_tsz_250 Сайт производителя ТСЗ-250 (дата обращения 20.02.2020)

Приложение А
Сводный перечень потребителей

Таблица А.1 - Сводный перечень потребителей СН: Щит 1Н

№ п/п	Наименование	Единичная мощность кВт	Кол. шт	Группа электро-приемника	Категория электро-приемника	Суммарная установленная мощность, кВт
1	Мех. мастерская	30	1	1	Ш	30
2	Маслохозяйство	50	1	2	Ш	50
3	Шкафы перед. обор.	20	5	1	І	100
5	Отопление	20	1	2	ІІ	20
6	Вентиляция	18	1	2	ІІ	18
7	Освещение	10	1	2	ІІ	10
8	Резервный шинопровод	90 90	1 1	1 2	ІІ	180
	Итого: 1 группа: 220 кВт 2 группа: 188 кВт					408

Таблица А.2 - Сводный перечень потребителей СН: Щит 2Н

№ п/п	Наименование	Единичная мощность кВт	Кол. шт	Группа электро-приемника	Категория электро-приемника	Суммарная установленная мощность, кВт
1	Насос пожаротушения 1	18	1	1	І	18
2	Насос пожаротушения 2	30	1	2	І	30
3	Насос ВС	13,5	3	2	ІІ	40
4	Охлаждение тр-ов	12,5	2	2	І	25
5	Шкафы перед. сбор.	20	10	1	Ш	200

Продолжение таблицы А.2

6	Резервный шинопровод	100 100	1 1	1 2	I	200
7	Отопление	15	1	2	III	15
8	Вентиляция	12	1	2	III	12
9	Освещение	8,0	1	2	II	8,0
	Итого: 1 группа: 318 кВт 2 группа: 230 кВт					548

Таблица А.3 - Сводный перечень потребителей СН: Щит 10Н

№ п/п	Наименование	Единичная мощность кВт	Кол. шт	Группа электро- приемника	Категория электро- приемника	Суммарная установленная мощность, кВт
1	ШКГ-2	20	1	2	I	20
2	АБП-1	13	1	2	I	13
3	АБП-2	13	1	2	I	13
4	АБП-3	13	1	2	I	13
5	АБП-4	13	1	2	I	13
6	АБП-5	16	1	2	I	16
	АБП-11	13	1	2	I	13
7	Связь	10	1	2	I	10
8	Компрессор	13,5	3	1	II	40
9	Насос пожаротушения	15	2	1	I	30
10	Насос 1ВС	40	1	1	II	40
11	Охлаждение тр- ов	8,5	3	1	I	25
12	Освещение	14	1	2	II	14
13	Резервный шинопровод	100 100	1 1	1 2	II	200
	Итого: 1 группа: 235 кВт 2 группа: 225 кВт					460

Таблица А.4 - Сводный перечень потребителей СН: Щит 8Н

№ п/п	Наименование	Единичная мощность кВт	Кол. шт	Группа электроприемника	Категория электроприемника	Суммарная установленная мощность, кВт
1	Лифт	6,0	1	1	III	6,0
2	Тр-ная башня	150	1	1	III	150
3	Столовая	50	1	2	III	50
4	Пом. Тр-ов 37Т и 38Т	88	1	2	III	88
5	Шкафы перед. обор.	20	4	1	III	80
6	СН ДГУ1	5,0	1	1	I	5,0
7	АБП	16	1	2	I	16
8	Отопление	20	1	2	III	20
9	Вентиляция	18	1	2	III	18
10	Освещение	16	1	2	II	16
	Итого: 1 группа: 241 кВт 2 группа: 208 кВт					449

Таблица А.5 - Сводный перечень потребителей СН: Щит 9Н

№ п/п	Наименование	Единичная мощность кВт	Кол. шт	Группа электроприемника	Категория электроприемника	Суммарная установленная мощность, кВт
1	Заготовительная мастерская	70	1	1	III	70
2	Башня ОПУ-220	25	1	1	III	25
3	Помещения РЩ-220	15	1	1	III	15
4	Модульное здание	20	1	1	III	20
5	Привод и управление разъединителей	15	1	1	I	15
6	Оборудование в здании КРУЭ 500 кВ	55	1	1	I	55
7	Насос пожаротушения	30	1	1	I	30
8	АИИСКУЭ, АСУ ТП	15	1	2	I	15

Продолжение таблицы А.5

9	АБП	9,0	1	2	I	9,0
10	ШГП РЩ-220	11	1	2	I	11
11	Освещение	25	1	2	II	25
12	Отопление	43	1	2	III	43
13	Вентиляция	28	1	2	III	28
14	Связь	14	1	2	I	14
	Итого: 1 группа: 230 кВт 2 группа: 145 кВт					375

Таблица А.6 - Сводный перечень потребителей СН: Щит 6Н

№ п/п	Наименование	Единичная мощность кВт	Кол. шт	Группа электроприемника	Категория электроприемника	Суммарная установленная мощность, кВт
1	Насосное оборудование	20	1	2	II	20
2	Бойлеры отопления и горячего водоснабжения	374	1	2	II	374
3	Освещение	16	1	2	II	16
4	Вентиляция	18	1	2	II	18
5	Станочное оборудование	93	1	2	III	93
6	Козловой кран	65	1	2	III	65
7	Пожарная сигнализация	0,5	1	2	I	0,5
	Итого:					586,5

Приложение Б

Номинальные мощности компенсирующих устройств

Номинальные значения мощности КУ «АУКРМ 0,4 кВ»:

- 5; 7,5; 10; 12,6; 15; 17; 18; 20; 22,5; 27; 30; 33; 34,2; 35; 39,6; 40; 45; 50; 54; 55; 60; 65; 67; 70; 75; 80; 85; 90; 95; 100; 105; 110; 112,5; 120; 125; 140; 150; 160; 175; 180; 200; 225; 240; 250; 275; 280; 300; 320; 325; 350; 375; 400; 425; 450; 475; 500; 550; 600; 650; 750; 750; 800; 850; 900; 950; 1000; 1100; 1200;

Приложение В

Выбор количества трансформаторов согласно коэффициенту загрузки

Таблица В.1 – Значение коэффициента загрузки и количества трансформаторов согласно категории надежности

Категория надежности	Количество трансформаторов и КУ	Коэффициент загрузки
1	2	0,7
2	2	0,8
3	1	0,9...0,95

Приложение Г

Коэффициент целесообразной реактивной мощности

Таблица Г.1 – Коэффициент экономически целесообразной реактивной мощности

Напряжение сети, кВ	6...10	35	110...150	220 и более
$\text{tg } \varphi_{\text{ЭС}}$	0,4	0,49	0,54	0,59

Приложение Д

Выбор количества трансформаторов согласно коэффициенту перегрузки

Таблица Д.1 – Значение коэффициентов для расчета трансформаторов

Количество трансформаторов и КУ	Коэффициент перегрузки	Коэффициент участия потребителей категории надежности 1 и 2
1	1,4	0,8
2	1,3	1

Приложение Е
Кабельный журнал

Таблица Е.1 – Кабельный журнал электроцита 1Н

Обозначение кабеля, провода	Трасса		Участок трассы кабеля, провода	Кабель, провод					
	Начало	Конец		По проекту			проложен		
				Марка	Число и сечение жил	Длина м	Марка	Число и сечение жил	Длина м
1Р	21Т шинопровод	136Н	В коробе	ВВГнг-LS	4х25	150			
2Р	21Т шинопровод	132Н	В коробе	ВВГнг-LS	4х25	50			
3Р	21Т шинопровод	Р1	В коробе	ВВГнг-LS	4х25	80			
4Р	21Т шинопровод	Р2	В коробе	ВВГнг-LS	4х25	80			
5Р	21Т шинопровод	Р3	В коробе	ВВГнг-LS	4х25	80			
6Р	21Т шинопровод	Р4	В коробе	ВВГнг-LS	4х25	80			
7Р	21Т шинопровод	Р5	В коробе	ВВГнг-LS	4х25	80			
8Р	21Т шинопровод	1Р	В коробе	ВВГнг-LS	4х25	20			
9Р	21Т шинопровод	ВУ-47	В коробе	ВВГнг-LS	4х25	120			
10Р	21Т шинопровод	Бойлер №1	В коробе	ВВГнг-LS	4х50	200			
11Р	21Т шинопровод	1А	В коробе	ВВГнг-LS	4х25	20			
11Р	21Т шинопровод	124Н	В коробе	ВВГнг-LS	4х25	25			
12Р	21Т шинопровод	ПРО1	В коробе	ВВГнг-LS	4х25	100			
13Р	21Т шинопровод	Пожарный насос №1	В коробе	ВВГнг-LS	4х25	130			
14Р	21Т шинопровод	1Н2	В коробе	ВВГнг-LS	4х25	90			
15Р	21Т шинопровод	101Н	В коробе	ВВГнг-LS	4х50	120			
16Р	221Т шинопровод	2 секц. Резервный шинопровод	В коробе	ВВГнг-LS	4х120	200			

Продолжение таблицы Е.1

17P	21Т шинопровод	ГО «Сирена»	В коробе	ВВГнг-LS	5x25	250			
18P	22Т шинопровод	137Н	В коробе	ВВГнг-LS	4x25	220			
19P	22Т шинопровод	Бойлер №3	В коробе	ВВГнг-LS	4x50	200			
20P	22Т шинопровод	Компрессор №3	В коробе	ВВГнг-LS	4x25	200			
21P	22Т шинопровод	1Д	В коробе	ВВГнг-LS	4x25	20			
22P	22Т шинопровод	1Н3	В коробе	ВВГнг-LS	4x25	90			
23P	22Т шинопровод	122Н	В коробе	ВВГнг-LS	4x25	40			
24P	22Т шинопровод	134Н	В коробе	ВВГнг-LS	4x25	150			
25P	22Т шинопровод	3 секц. Резервный шинопровод	В коробе	ВВГнг-LS	4x120	200			
26P	22Т шинопровод	Пожарный насос №2	В коробе	ВВГнг-LS	4x25	130			

∞ Таблица Е.2 – Кабельный журнал электроцита 2Н

Обозначение кабеля, провода	Трасса		Участок трассы кабеля, провода	Кабель, провод					
	Начало	Конец		По проекту			проложен		
				Марка	Число и сечение жил	Длина м	Марка	Число и сечение жил	Длина м
27P	23Т шинопровод	P11	В коробе	ВВГнг-LS	4x35	80			
28P	23Т шинопровод	P12	В коробе	ВВГнг-LS	4x35	80			
29P	23Т шинопровод	P13	В коробе	ВВГнг-LS	4x35	80			
30P	23Т шинопровод	P19	В коробе	ВВГнг-LS	4x35	80			
31P	23Т шинопровод	P20	В коробе	ВВГнг-LS	4x35	80			
32P	23Т шинопровод	235Н	В коробе	ВВГнг-LS	4x35	230			
33P	23Т шинопровод	239Н	В коробе	ВВГнг-LS	4x35	200			
34P	23Т шинопровод	ВУ-48	В коробе	ВВГнг-LS	4x35	120			
35P	23Т шинопровод	ПРО1	В коробе	ВВГнг-LS	4x35	180			

Продолжение таблицы Е.2

36P	23Т шинопровод	101Н	В коробе	ВВГнг-LS	4x35	150			
37P	23Т шинопровод	2P	В коробе	ВВГнг-LS	4x35	120			
38P	23Т шинопровод	24Н	В коробе	ВВГнг-LS	4x35	63			
39P	23Т шинопровод	25Н	В коробе	ВВГнг-LS	4x35	63			
40P	23Т шинопровод	1ШР6	В коробе	ВВГнг-LS	4x35	120			
41P	23Т шинопровод	237Н	В коробе	ВВГнг-LS	4x35	150			
42P	23Т шинопровод	4 секц. Резервный шинопровод	В коробе	ВВГнг-LS	4x150	200			
43P	23Т шинопровод	Пожарный насос №3	В коробе	ВВГнг-LS	4x35	270			
44P	24Т шинопровод	Пожарный насос №4	В коробе	ВВГнг-LS	4x35	270			
45P	24Т шинопровод	223Н	В коробе	ВВГнг-LS	4x35	200			
46P	24Т шинопровод	238Н	В коробе	ВВГнг-LS	4x35	230			
47P	24Т шинопровод	P-6	В коробе	ВВГнг-LS	4x35	90			
48P	24Т шинопровод	P-7	В коробе	ВВГнг-LS	4x35	35			
49P	24Т шинопровод	P-8	В коробе	ВВГнг-LS	4x35	35			
50P	24Т шинопровод	P-9	В коробе	ВВГнг-LS	4x35	35			
51P	24Т шинопровод	P-10	В коробе	ВВГнг-LS	4x35	35			
52P	24Т шинопровод	125Н	В коробе	ВВГнг-LS	4x35	210			
53P	24Т шинопровод	236Н	В коробе	ВВГнг-LS	4x35	240			
54P	24Т шинопровод	1Д	В коробе	ВВГнг-LS	4x35	220			
55P	24Т шинопровод	2НА	В коробе	ВВГнг-LS	4x50	250			
56P	24Т шинопровод	2А	В коробе	ВВГнг-LS	4x35	120			
57P	24Т шинопровод	25Н	В коробе	ВВГнг-LS	4x35	30			
58P	24Т шинопровод	5 секц. Резервный шинопровод	В коробе	ВВГнг-LS	4x150	200			
59P	24Т шинопровод	24Н	В коробе	ВВГнг-LS	4x35	70			

Таблица Е.3 – Кабельный журнал электроцита 10Н

Обозначение кабеля, провода	Трасса		Участок трассы кабеля, провода	Кабель, провод					
	Начало	Конец		По проекту			проложен		
				Марка	Число и сечение жил	Длина м	Марка	Число и сечение жил	Длина м
217P	33Т шинопровод	125Н	В коробе	ВВГнг-LS	4х35	100			
218P	33Т шинопровод	21Н	В коробе	ВВГнг-LS	4х35	55			
219P	33Т шинопровод	22Н	В коробе	ВВГнг-LS	4х35	82			
220P	33Т шинопровод	23Н	В коробе	ВВГнг-LS	4х35	150			
221P	33Т шинопровод	ШКГ-2	В коробе	ВВГнг-LS	4х35	75			
222P	33Т шинопровод	АБП-1	В коробе	ВВГнг-LS	4х35	90			
223P	33Т шинопровод	АБП-4	В коробе	ВВГнг-LS	4х35	90			
224P	33Т шинопровод	АБП-5	В коробе	ВВГнг-LS	4х35	160			
225P	33Т шинопровод	АБП-3	В коробе	ВВГнг-LS	4х35	90			
226P	33Т шинопровод	АБП-2	В коробе	ВВГнг-LS	4х35	90			
227P	34Т шинопровод	10Н1	В коробе	ВВГнг-LS	4х35	170			
228P	34Т шинопровод	Пожарный насос №2	В коробе	ВВГнг-LS	4х70	130			
229P	34Т шинопровод	1 секц. Резервный шинопровод	В коробе	ВВГнг-LS	4х120	200			
230P	34Т шинопровод	Пожарный насос №4	В коробе	ВВГнг-LS	4х70	150			
231P	34Т шинопровод	21Н	В коробе	ВВГнг-LS	4х70	60			
232P	34Т шинопровод	22Н	В коробе	ВВГнг-LS	4х70	90			
233P	34Т шинопровод	23Н	В коробе	ВВГнг-LS	4х70	160			
234P	34Т шинопровод	1P	В коробе	ВВГнг-LS	4х50	30			
235P	34Т шинопровод	2P	В коробе	ВВГнг-LS	4х50	220			

Таблица Е.4 – Кабельный журнал электроцита 8Н

Обозначение кабеля, провода	Трасса		Участок трассы кабеля, провода	Кабель, провод					
	Начало	Конец		По проекту			проложен		
				Марка	Число и сечение жил	Длина м	Марка	Число и сечение жил	Длина м
176P	37Т шинопровод	37Н3	В коробе	ВВГнг-LS	4x50	70			
177P	37Т шинопровод	80Н1	В коробе	ВВГнг-LS	4x35	30			
178P	37Т шинопровод	81Н	В коробе	ВВГнг-LS	4x70	60			
179P	37Т шинопровод	8ЦНО1	В коробе	ВВГнг-LS	4x35	10			
180P	37Т шинопровод	804Н	В коробе	ВВГнг-LS	4x35	170			
181P	37Т шинопровод	801НА	В коробе	ВВГнг-LS	4x35	170			
182P	37Т шинопровод	86Н1	В коробе	ВВГнг-LS	5x35	145			
183P	37Т шинопровод	87Н1	В коробе	ВВГнг-LS	5x35	145			
184P	37Т шинопровод	84Н1	В коробе	ВВГнг-LS	4x35	65			
185P	37Т шинопровод	85Н1	В коробе	ВВГнг-LS	5x35	145			
186P	37Т шинопровод	81Н1	В коробе	ВВГнг-LS	4x35	50			
187P	37Т шинопровод	СНДГУ1	В коробе	ВВГнг-LS	4x35	10			
188P	37Т шинопровод	1НР2	В коробе	ВВГнг-LS	4x35	140			
189P	37Т шинопровод	37Н1	В коробе	ВВГнг-LS	4x50	30			
190P	38Т шинопровод	8ЦНО2	В коробе	ВВГнг-LS	4x35	10			
191P	38Т шинопровод	АБП-5	В коробе	ВВГнг-LS	4x150	70			
192P	38Т шинопровод	901Н	В коробе	ВВГнг-LS	4x35	150			
193P	38Т шинопровод	82Н	В коробе	ВВГнг-LS	4x70	65			
194P	38Т шинопровод	СНДГУ	В коробе	ВВГнг-LS	4x35	50			
195P	38Т шинопровод	84Н2	В коробе	ВВГнг-LS	4x35	65			
196P	38Т шинопровод	81Н2	В коробе	ВВГнг-LS	4x35	60			
197P	38Т шинопровод	Лифт	В коробе	ВВГнг-LS	4x35	50			
198P	38Т шинопровод	Ввод ДГУ	В коробе	ВВГнг-LS	4x95	150			
199P	38Т шинопровод	86Н2	В коробе	ВВГнг-LS	5x35	145			

Продолжение таблицы Е.4

200P	38Т шинопровод	87Н2	В коробе	ВВГнг-LS	5х35	145			
201P	38Т шинопровод	85Н2	В коробе	ВВГнг-LS	5х35	145			
202P	38Т шинопровод	37Н2	В коробе	ВВГнг-LS	4х35	30			
203P	38Т шинопровод	80Н2	В коробе	ВВГнг-LS	4х35	70			

Таблица Е.5 – Кабельный журнал электроцита 9Н

Обозначение кабеля, провода	Трасса		Участок трассы кабеля, провода	Кабель, провод					
	Начало	Конец		По проекту			проложен		
				Марка	Число и сечение жил	Длина м	Марка	Число и сечение жил	Длина м
204P	29Т шинопровод	Бойлер №1	В коробе	ВВГнг-LS	4х35	100			
205P	29Т шинопровод	71Н1с	В коробе	ВВГнг-LS	4х120	150			
206P	29Т шинопровод	АБП-9	В коробе	ВВГнг-LS	4х35	100			
207P	30Т шинопровод	Бойлер №2	В коробе	ВВГнг-LS	4х35	80			
208P	30Т шинопровод	Бойлер горячей воды	В коробе	ВВГнг-LS	4х50	100			
209P	30Т шинопровод	71Н2с	В коробе	ВВГнг-LS	4х120	200			
210P	30Т шинопровод	АБП-9	В коробе	ВВГнг-LS	4х35	70			
211P	30Т шинопровод	Пожарный насос №1	В коробе	ВВГнг-LS	4х35	105			
212P	30Т шинопровод	1Д	В коробе	ВВГнг-LS	4х25	105			
213P	30Т шинопровод	ВУ-44	В коробе	ВВГнг-LS	4х25	250			
214P	30Т шинопровод	136Н1с	В коробе	ВВГнг-LS	4х25	150			
215P	30Т шинопровод	238Н1с	В коробе	ВВГнг-LS	4х25	150			
216P	30Т шинопровод	1А	В коробе	ВВГнг-LS	4х25	50			

Таблица Е.6 – Кабельный журнал электроцита 6Н

Обозначение кабеля, провода	Трасса		Участок трассы кабеля, провода	Кабель, провод					
	Начало	Конец		По проекту			проложен		
				Марка	Число и сечение жил	Длина м	Марка	Число и сечение жил	Длина м
142P	35Т шинопровод	Бойлер №1	В коробе	ВВГнг-LS	5х35	150			
143P	35Т шинопровод	Бойлер №2	В коробе	ВВГнг-LS	5х35	150			
143P	35Т шинопровод	Бойлер №3	В коробе	ВВГнг-LS	5х35	150			
144P	35Т шинопровод	Бойлер №4	В коробе	ВВГнг-LS	5х35	150			
145P	35Т шинопровод	35Н	В коробе	ВВГнг-LS	5х70	200			
146P	35Т шинопровод	34Н	В коробе	ВВГнг-LS	5х50	220			
147P	35Т шинопровод	365Н	В коробе	ВВГнг-LS	5х35	100			
148P	35Т шинопровод	КНС-2	В коробе	ВВГнг-LS	5х95	500			
149P	36Т шинопровод	370Н	В коробе	ВВГнг-LS	5х70	50			
150P	36Т шинопровод	367Н	В коробе	ВВГнг-LS	5х35	150			
151P	36Т шинопровод	363Н	В коробе	ВВГнг-LS	5х35	95			
152P	36Т шинопровод	ШР2	В коробе	ВВГнг-LS	5х35	200			
153P	36Т шинопровод	Бойлер горячей воды	В коробе	ВВГнг-LS	5х50	150			
154P	36Т шинопровод	Бойлер №5	В коробе	ВВГнг-LS	5х35	150			
155P	36Т шинопровод	Бойлер №6	В коробе	ВВГнг-LS	5х35	150			

Таблица Е.7 – Кабельный журнал КРУ-1

Обозначение кабеля, провода	Трасса		Участок трассы кабеля, провода	Кабель, провод					
	Начало	Конец		По проекту			проложен		
				Марка	Число и сечение жил	Длина м	Марка	Число и сечение жил	Длина м
33ТР	КРУ-1 шинопровод	33Т	В коробе	АПвПнг	3х50	100			
21ТР	КРУ-1 шинопровод	21Т	В коробе	АПвПнг	3х50	100			
35ТР	КРУ-1 шинопровод	35Т	В коробе	АПвПнг	3х50	100			
37ТР	КРУ-1 шинопровод	37Т	В коробе	АПвПнг	3х50	100			

94

Таблица Е.8 – Кабельный журнал КРУ-2

Обозначение кабеля, провода	Трасса		Участок трассы кабеля, провода	Кабель, провод					
	Начало	Конец		По проекту			проложен		
				Марка	Число и сечение жил	Длина м	Марка	Число и сечение жил	Длина м
29ТР	КРУ-2 шинопровод	29Т	В коробе	АПвПнг	3х50	100			
22ТР	КРУ-2 шинопровод	22Т	В коробе	АПвПнг	3х50	100			
23ТР	КРУ-2 шинопровод	23Т	В коробе	АПвПнг	3х50	100			
344ТР	КРУ-2 шинопровод	34Т	В коробе	АПвПнг	3х50	100			

Таблица Е.9 – Кабельный журнал КРУ-3

Обозначение кабеля, провода	Трасса		Участок трассы кабеля, провода	Кабель, провод					
	Начало	Конец		По проекту			проложен		
				Марка	Число и сечение жил	Длина м	Марка	Число и сечение жил	Длина м
38ТР	КРУ-3	38Т	В коробе	АПвПнг	3х50	100			
36ТР	КРУ-3	36Т	В коробе	АПвПнг	3х50	100			
30ТР	КРУ-3	30Т	В коробе	АПвПнг	3х50	100			
24ТР	КРУ-3	24Т	В коробе	АПвПнг	3х50	100			

Таблица Е.10 – Кабельный журнал трансформаторов 7Т, 9Т и 8Т

Обозначение кабеля, провода	Трасса		Участок трассы кабеля, провода	Кабель, провод					
	Начало	Конец		По проекту			проложен		
				Марка	Число и сечение жил	Длина м	Марка	Число и сечение жил	Длина м
2АТГР	2АТГ	7Т	В коробе	3хПвПнг(А)- НФ	1х240	300			
7ТР	7Т	КРУ-1	В коробе	3хПвПнг(А)- НФ	1х400	300			
3АТГР	3АТГ	9Т	В коробе	3хПвПнг(А)- НФ	1х240	300			
9ТР	9Т	КРУ-2	В коробе	3хПвПнг(А)- НФ	1х400	300			
5АТР	5АТ	8Т	В коробе	3хПвПнг(А)- НФ	1х240	300			
8ТР	8Т	КРУ-3	В коробе	3хПвПнг(А)- НФ	1х400	300			

Приложение Ж
Сводный перечень выключателей

Таблица Ж.1 – Сводный перечень выключателей электроцита 1Н

№ п/п	Обозначение	Наименование	Номинальный ток, $I_{ном}$, А
1	QF21T	NT10H1 Micrologic6.0	1600
2	QF1	NSX400F Micrologic5.3	400
3	QF2	NSX400F Micrologic5.3	400
4	QF3	NSX400F Micrologic5.3	400
5	QF4	NSX160F Micrologic5.2	160
6	QF5	NSX160F Micrologic5.2	160
7	QF6	NSX400F Micrologic5.3	400
8	QF7	NSX160F Micrologic5.2	160
9	QF8	NSX160F Micrologic5.2	160
10	QF9	NSX160F Micrologic5.2	160
11	QF10	NSX160F Micrologic5.2	160
12	QF11	NSX160F Micrologic5.2	100
13	QF12	NSX250F Micrologic5.2	220
14	QF13	NSX160F Micrologic5.2	160
15	QF14	NSX400F Micrologic5.3	400
16	QF15	NSX630F Micrologic5.3	630
17	QF16	NSX400F Micrologic5.3	400
18	QF17	NSX100F Micrologic5.2	16
19	QF18	NSX160F Micrologic5.2	160
20	QF19	NSX160F Micrologic5.2	160
21	Секционный	NT10H1 Micrologic6.0	1600
22	QF20	NSX250F Micrologic5.2	250
23	QF21	NSX400F Micrologic5.3	400
24	QF22	NSX400F Micrologic5.3	400
25	QF23	NSX400F Micrologic5.3	400
26	QF24	NSX160F Micrologic5.2	160
27	QF25	NSX160F Micrologic5.2	160
28	QF26	NSX160F Micrologic5.2	160
29	QF27	NSX160F Micrologic5.2	160
30	QF28	NSX160F Micrologic5.2	160
31	QF29	NSX250F Micrologic5.2	250
32	QF30	NSX400F Micrologic5.3	400
33	QF31	NSX630F Micrologic5.3	630
34	QF32	NSX250F Micrologic5.2	220
35	QF33	NSX400F Micrologic5.3	400
36	QF34	NSX400F Micrologic5.3	400
37	QF22T	NT10H1 Micrologic6.0	1600

Таблица Ж.2 – Сводный перечень выключателей электроцита 2Н

№ п/п	Обозначение	Наименование	Номинальный ток, $I_{ном}$, А
1	QF23T	NT10H1 Micrologic6.0	1600
2	QF1	NSX400F Micrologic5.3	400
3	QF2	NSX250F Micrologic5.2	250
4	QF3	NSX160F Micrologic5.2	160
5	QF4	NSX160F Micrologic5.2	160
6	QF5	NSX160F Micrologic5.2	100
7	QF6	NSX160F Micrologic5.2	160
8	QF7	NSX160F Micrologic5.2	160
9	QF8	NSX630F Micrologic5.3	630
10	QF9	NSX250F Micrologic5.2	250
11	QF10	NSX160F Micrologic5.2	160
12	QF11	NSX160F Micrologic5.2	100
13	QF12	NSX250F Micrologic5.2	250
14	QF13	NSX250F Micrologic5.2	250
15	QF14	NSX160F Micrologic5.2	150
16	QF15	NSX250F Micrologic5.2	250
17	QF16	NSX630F Micrologic5.3	630
18	QF17	NSX250F Micrologic5.2	220
19	QF18	NSX160F Micrologic5.2	160
20	QF19	NSX160F Micrologic5.2	100
21	Секционный	NT10H1 Micrologic6.0	1600
22	QF20	NSX160F Micrologic5.2	100
23	QF21	NSX400F Micrologic5.3	400
24	QF22	NSX160F Micrologic5.2	160
25	QF23	NSX400F Micrologic5.3	400
26	QF24	NSX160F Micrologic5.2	160
27	QF25	NSX160F Micrologic5.2	100
28	QF26	NSX160F Micrologic5.2	160
29	QF27	NSX250F Micrologic5.2	250
30	QF28	NSX250F Micrologic5.2	250
31	QF29	NSX160F Micrologic5.2	160
32	QF30	NSX250F Micrologic5.2	250
33	QF31	NSX630F Micrologic5.3	630
34	QF32	NSX160F Micrologic5.2	160
35	QF33	NT10H1 Micrologic6.0	1000
36	QF34	NSX160F Micrologic5.2	160
37	QF35	NSX160F Micrologic5.2	160
38	QF36	NSX630F Micrologic5.3	630
39	QF37	NSX250F Micrologic5.2	250
40	QF38	NSX400F Micrologic5.3	400
41	QF39	NSX250F Micrologic5.2	250
42	QF24T	NT10H1 Micrologic6.0	1600

Таблица Ж.3 – Сводный перечень выключателей электроцита 10Н

№ п/п	Обозначение	Наименование	Номинальный ток, $I_{ном}$, А
1	QF33T	NT10H1 Micrologic6.0	1600
2	QF1	NSX250F Micrologic5.2	220
3	QF2	NSX250F Micrologic5.2	220
4	QF3	NSX250F Micrologic5.2	220
5	QF4	NSX160F Micrologic5.2	100
6	QF5	NSX630F Micrologic5.3	630
7	QF6	NSX630F Micrologic5.3	630
8	QF7	NSX160F Micrologic5.2	160
9	QF8	NSX160F Micrologic5.2	100
10	QF9	NSX160F Micrologic5.2	160
11	QF10	NSX250F Micrologic5.2	250
12	QF11	NSX160F Micrologic5.2	160
13	QF12	NSX160F Micrologic5.2	160
14	QF13	NSX250F Micrologic5.2	250
15	QF14	NSX160F Micrologic5.2	160
16	QF15	NSX160F Micrologic5.2	160
17	QF16	NSX160F Micrologic5.2	160
18	QF17	NSX160F Micrologic5.2	160
19	QF18	NSX160F Micrologic5.2	100
20	QF19	NSX250F Micrologic5.2	220
21	QF20	NSX630F Micrologic5.3	630
22	Секционный	NT10H1 Micrologic6.0	1600
23	QF21	NSX160F Micrologic5.2	160
24	QF22	NSX160F Micrologic5.2	160
25	QF23	NSX160F Micrologic5.2	160
26	QF24	NSX160F Micrologic5.2	160
27	QF25	NSX160F Micrologic5.2	160
28	QF26	NSX160F Micrologic5.2	160
29	QF27	NSX250F Micrologic5.2	250
30	QF28	NSX250F Micrologic5.2	220
31	QF29	NSX160F Micrologic5.2	160
32	QF30	NSX160F Micrologic5.2	160
33	QF31	NSX100F Micrologic5.2	160
34	QF32	NSX250F Micrologic5.2	220
35	QF33	NSX630F Micrologic5.3	500
36	QF34	NSX250F Micrologic5.2	220
37	QF35	NSX160F Micrologic5.2	160
38	QF36	NSX630F Micrologic5.3	630
39	QF37	NSX630F Micrologic5.3	630
40	QF38	NSX160F Micrologic5.2	160
41	QF39	NSX160F Micrologic5.2	100
42	QF40	NSX400F Micrologic5.3	400
43	QF41	NSX160F Micrologic5.2	250
44	QF34T	NT10H1 Micrologic6.0	1600

Таблица Ж.4 – Сводный перечень выключателей электроцита 8Н

№ п/п	Обозначение	Наименование	Номинальный ток, $I_{ном}$, А
1	QF37T	NT10H1 Micrologic6.0	1600
2	QF1	NSX630F Micrologic5.3	630
3	QF2	NSX250F Micrologic5.2	250
4	QF3	NSX160F Micrologic5.2	160
5	QF4	NSX400F Micrologic5.3	400
6	QF5	NSX630F Micrologic5.3	630
7	QF6	NSX160F Micrologic5.2	160
8	QF7	NSX160F Micrologic5.2	160
9	QF8	NSX630F Micrologic5.3	630
10	QF9	NSX400F Micrologic5.3	400
11	QF10	NSX250F Micrologic5.2	250
12	QF11	NSX630F Micrologic5.3	630
13	QF12	NSX250F Micrologic5.2	250
14	QF13	NSX400F Micrologic5.3	400
15	QF14	NSX160F Micrologic5.2	160
16	QF15	NSX250F Micrologic5.2	250
17	QF16	NSX400F Micrologic5.3	400
18	QF17	NSX630F Micrologic5.3	630
19	QF18	NSX160F Micrologic5.2	160
20	QF19	NSX160F Micrologic5.2	160
21	QF20	NSX160F Micrologic5.2	100
22	QF21	NSX630F Micrologic5.3	630
23	QF22	NSX400F Micrologic5.3	400
24	Секционный	NT10H1 Micrologic6.0	1600
25	QF23	NSX160F Micrologic5.2	160
26	QF24	NSX160F Micrologic5.2	160
27	QF25	NSX630F Micrologic5.3	630
28	QF26	NSX400F Micrologic5.3	400
29	QF27	NSX630F Micrologic5.3	630
30	QF28	NSX160F Micrologic5.2	160
31	QF29	NSX160F Micrologic5.2	160
32	QF30	NSX250F Micrologic5.2	250
33	QF31	NSX160F Micrologic5.2	160
34	QF32	NSX630F Micrologic5.3	630
35	QF33	NSX160F Micrologic5.2	160
36	QF34	NT10H1 Micrologic6.0	1000
37	QF35	NSX250F Micrologic5.2	250
38	QF36	NSX630F Micrologic5.3	630
39	QF37	NSX160F Micrologic5.2	160
40	QF38	NSX400F Micrologic5.3	400
41	QF39	NSX160F Micrologic5.2	160
42	QF40	NSX630F Micrologic5.3	630
43	QF41	NSX630F Micrologic5.3	630
44	QF42	NSX160F Micrologic5.2	160

Продолжение таблицы Ж.4

45	QF43	NSX160F Micrologic5.2	160
46	QF38T	NT10H1 Micrologic6.0	1600

Таблица Ж.5 – Сводный перечень выключателей электроцита 9Н

№ п/п	Обозначение	Наименование	Номинальный ток, $I_{\text{ном}}$, А
1	QF29T	NT10H1 Micrologic6.0	1600
2	QF1	NSX250F Micrologic5.2	250
3	QF2	NSX250F Micrologic5.2	250
4	QF3	NSX250F Micrologic5.2	250
5	QF4	NSX160F Micrologic5.2	160
6	QF5	NSX160F Micrologic5.2	160
7	QF6	NSX160F Micrologic5.2	160
8	QF7	NSX250F Micrologic5.2	250
9	QF8	NSX400F Micrologic5.3	400
10	Секционный	NT10H1 Micrologic6.0	1600
11	QF9	NSX250F Micrologic5.2	250
12	QF10	NSX160F Micrologic5.2	160
13	QF11	NSX160F Micrologic5.2	160
14	QF12	NSX250F Micrologic5.2	250
15	QF13	NSX250F Micrologic5.2	250
16	QF14	NSX160F Micrologic5.2	160
17	QF15	NSX400F Micrologic5.3	400
18	QF16	NSX250F Micrologic5.2	250
19	QF30T	NT10H1 Micrologic6.0	1600

Таблица Ж.6 – Сводный перечень выключателей электроцита 6Н

№ п/п	Обозначение	Наименование	Номинальный ток, $I_{\text{ном}}$, А
1	QF35T	NT10H1 Micrologic6.0	1600
2	QF1	NSX400F Micrologic5.3	400
3	QF2	NSX160F Micrologic5.2	100
4	QF3	NSX400F Micrologic5.3	400
5	QF4	NSX400F Micrologic5.3	400
6	QF5	NSX400F Micrologic5.3	400
7	QF6	NSX630F Micrologic5.3	630
8	QF7	NSX630F Micrologic5.3	630
9	QF8	NSX160F Micrologic5.2	100
10	QF9	NSX400F Micrologic5.3	400
11	QF10	NSX160F Micrologic5.2	160

Продолжение таблицы Ж.6

12	QF11	NSX160F Micrologic5.2	160
13	Секционный	NT10H1 Micrologic6.0	1600
14	QF12	NSX160F Micrologic5.2	160
15	QF13	NSX630F Micrologic5.3	500
16	QF14	NSX160F Micrologic5.2	160
17	QF15	NSX400F Micrologic5.3	400
18	QF16	NSX630F Micrologic5.3	630
19	QF17	NSX160F Micrologic5.2	160
20	QF18	NSX400F Micrologic5.3	400
21	QF19	NSX160F Micrologic5.2	100
22	QF20	NSX400F Micrologic5.3	400
23	QF21	NSX630F Micrologic5.3	630
24	QF22	NSX160F Micrologic5.2	160
25	QF36T	NT10H1 Micrologic6.0	1600

Приложение И

Сводный перечень трансформаторов тока

Таблица И.1 – Сводный перечень трансформаторов тока электроцита 1Н

№ п/п	Обозначение	Наименование	Номинальный ток, $I_{\text{ном}}$, А	Вторичный ток I_2 , А
1	QF21T	ASK41.3 1500/5	1500	5
2	QF1	ASK31.3 400/5	400	5
3	QF2	ASK31.3 400/5	400	5
4	QF3	ASK31.3 400/5	400	5
5	QF4	ASK31.3 150/5	150	5
6	QF5	ASK31.3		
7	QF6	ASK31.3 400/5	400	5
8	QF7	ASK31.3 150/5	150	5
9	QF8	ASK31.3 150/5	150	5
10	QF9	ASK31.3 150/5	150	5
11	QF10	ASK31.3		
12	QF11	ASK31.3		
13	QF12	ASK31.3 250/5	250	5
14	QF13	ASK31.3 150/5	150	5
15	QF14	ASK31.3 400/5	400	5
16	QF15	ASK31.3 600/5	600	5
17	QF16	ASK31.3 400/5	400	5
18	QF17	ASK31.3 100/5	100	5
19	QF18	ASK31.3		
20	QF19	ASK31.3		
21	QF20	ASK31.3 250/5	250	5
22	QF21	ASK31.3 400/5	400	5
23	QF22	ASK31.3 400/5	400	5
24	QF23	ASK31.3 400/5	400	5
25	QF24	ASK31.3 150/5	150	5
26	QF25	ASK31.3 150/5	150	5
27	QF26	ASK31.3 150/5	150	5
28	QF27	ASK31.3 150/5	150	5
29	QF28	ASK31.3 100/5	100	5
30	QF29	ASK31.3 250/5	250	5
31	QF30	ASK31.3 600/5	600	5
32	QF31	ASK31.3 600/5	600	5
33	QF32	ASK31.3 250/5	250	5
34	QF33	ASK31.3 400/5	400	5
35	QF34	ASK31.3 400/5	400	5
36	QF22T	ASK41.3 1500/5	1500	5

Таблица И.2 – Сводный перечень трансформаторов тока электроцита 2Н

№ п/п	Обозначение	Наименование	Номинальный ток, $I_{\text{НОМ}}$, А	Вторичный ток I_2 , А
1	QF23T	ASK41.3 1500/5	1500	5
2	QF1	ASK31.3 400/5	400	5
3	QF2	ASK31.3 250/5	250	5
4	QF3	ASK31.3		
5	QF4	ASK31.3		
6	QF5	ASK31.3		
7	QF6	ASK31.3 150/5	150	5
8	QF7	ASK31.3 150/5	150	5
9	QF8	ASK31.3 600/5	600	5
10	QF9	ASK31.3 250/5	250	5
11	QF10	ASK31.3 150/5	150	5
12	QF11	ASK31.3 100/5	100	5
13	QF12	ASK31.3 250/5	250	5
14	QF13	ASK31.3 150/5	150	5
15	QF14	ASK31.3 150/5	150	5
16	QF15	ASK31.3 250/5	250	5
17	QF16	ASK31.3 600/5	600	5
18	QF17	ASK31.3 250/5	250	5
19	QF18	ASK31.3 150/5	150	5
20	QF19	ASK31.3 150/5	150	5
21	QF20	ASK31.3 150/5	150	5
22	QF21	ASK31.3 400/5	400	5
23	QF22	ASK31.3 150/5	150	5
24	QF23	ASK31.3 400/5	400	5
25	QF24	ASK31.3 150/5	150	5
26	QF25	ASK31.3 100/5	100	5
27	QF26	ASK31.3 150/5	150	5
28	QF27	ASK31.3 250/5	250	5
29	QF28	ASK31.3 250/5	250	5
30	QF29	ASK31.3 150/5	150	5
31	QF30	ASK31.3 250/5	250	5
32	QF31	ASK31.3 600/5	600	5
33	QF32	ASK31.3 150/5	150	5
34	QF33	ASK31.3 1000/5	1000	5
35	QF34	ASK31.3 150/5	150	5
36	QF35	ASK31.3 150/5	150	5
37	QF36	ASK31.3 600/5	600	5
38	QF37	ASK31.3 250/5	250	5
39	QF38	ASK31.3 400/5	400	5
40	QF39	ASK31.3 250/5	250	5
41	QF24T	ASK41.3 1500/5	1500	5

Таблица И.3 – Сводный перечень трансформаторов тока электроцита 10Н

№ п/п	Обозначение	Наименование	Номинальный ток, $I_{\text{НОМ}}$, А	Вторичный ток I_2 , А
1	QF33T	ASK41.3 1500/5	1500	5
2	QF1	ASK31.3 250/5	250	5
3	QF2	ASK31.3 250/5	250	5
4	QF3	ASK31.3 250/5	250	5
5	QF4	ASK31.3 100/5	100	5
6	QF5	ASK31.3 600/5	600	5
7	QF6	ASK31.3 600/5	600	5
8	QF7	ASK31.3 150/5	150	5
9	QF8	ASK31.3 100/5	100	5
10	QF9	ASK31.3 150/5	150	5
11	QF10	ASK31.3 250/5	250	5
12	QF11	ASK31.3 150/5	150	5
13	QF12	ASK31.3 150/5	150	5
14	QF13	ASK31.3 250/5	250	5
15	QF14	ASK31.3 150/5	150	5
16	QF15	ASK31.3 150/5	150	5
17	QF16	ASK31.3 150/5	150	5
18	QF17	ASK31.3 150/5	150	5
19	QF18	ASK31.3 100/5	100	5
20	QF19	ASK31.3 250/5	250	5
21	QF20	ASK31.3 600/5	600	5
22	QF21	ASK31.3 150/5	150	5
23	QF22	ASK31.3 150/5	150	5
24	QF23	ASK31.3 150/5	150	5
25	QF24	ASK31.3 150/5	150	5
26	QF25	ASK31.3 150/5	150	5
27	QF26	ASK31.3 150/5	150	5
28	QF27	ASK31.3 250/5	250	5
29	QF28	ASK31.3 250/5	250	5
30	QF29	ASK31.3 150/5	150	5
31	QF30	ASK31.3 150/5	150	5
32	QF31	ASK31.3 100/5	100	5
33	QF32	ASK31.3 250/5	250	5
34	QF33	ASK31.3 600/5	600	5
35	QF34	ASK31.3 250/5	250	5
36	QF35	ASK31.3 150/5	150	5
37	QF36	ASK31.3 600/5	600	5
38	QF37	ASK31.3 600/5	600	5
39	QF38	ASK31.3 150/5	150	5
40	QF39	ASK31.3 100/5	100	5
41	QF40	ASK31.3 400/5	400	5
42	QF41	ASK31.3 250/5	250	5
43	QF34T	ASK41.3 1500/5	1500	5

Таблица И.4 – Сводный перечень трансформаторов тока электроцита 8Н

№ п/п	Обозначение	Наименование	Номинальный ток, $I_{\text{ном}}, \text{А}$	Вторичный ток $I_2, \text{А}$
1	QF37Т	ASK41.3 1500/5	1500	5
2	QF1	ASK31.3 600/5	600	5
3	QF2	ASK31.3		
4	QF3	ASK31.3 150/5	150	5
5	QF4	ASK31.3		
6	QF5	ASK31.3 600/5	600	5
7	QF6	ASK31.3		
8	QF7	ASK31.3 150/5	150	5
9	QF8	ASK31.3		
10	QF9	ASK31.3 400/5	400	5
11	QF10	ASK31.3		
12	QF11	ASK31.3 600/5	600	5
13	QF12	ASK31.3		
14	QF13	ASK31.3 400/5	400	5
15	QF14	ASK31.3 150/5	150	5
16	QF15	ASK31.3 250/5	250	5
17	QF16	ASK31.3		
18	QF17	ASK31.3 600/5	600	5
19	QF18	ASK31.3 150/5	150	5
20	QF19	ASK31.3 150/5	150	5
21	QF20	ASK31.3 250/5	250	5
22	QF21	ASK31.3 600/5	600	5
23	QF22	ASK31.3		
24	QF23	ASK31.3 150/5	150	5
25	QF24	ASK31.3 150/5	150	5
26	QF25	ASK31.3 600/5	600	5
27	QF26	ASK31.3		
28	QF27	ASK31.3 600/5	600	5
29	QF28	ASK31.3		
30	QF29	ASK31.3 150/5	150	5
31	QF30	ASK31.3		
32	QF31	ASK31.3 150/5	150	5
33	QF32	ASK31.3 600/5	600	5
34	QF33	ASK31.3		
35	QF34	ASK31.3 1000/5	1000	5
36	QF35	ASK31.3		
37	QF36	ASK31.3 600/5	600	5
38	QF37	ASK31.3		
39	QF38	ASK31.3 400/5	400	5
40	QF39	ASK31.3		
41	QF40	ASK31.3 600/5	600	5
42	QF41	ASK31.3 600/5	600	5
43	QF42	ASK31.3		

Продолжение таблицы И.4

44	QF43	ASK31.3 150/5	150	5
45	QF38T	ASK41.3 1500/5	1500	5

Таблица И.5 – Сводный перечень трансформаторов тока электроцита 9Н

№ п/п	Обозначение	Наименование	Номинальный ток, $I_{\text{ном}}$, А	Вторичный ток I_2 , А
1	QF29T	ASK41.3 1500/5	1500	5
2	QF1	ASK31.3 250/5	250	5
3	QF2	ASK31.3 250/5	250	5
4	QF3	ASK31.3		
5	QF4	ASK31.3		
6	QF5	ASK31.3 150/5	150	5
7	QF6	ASK31.3		
8	QF7	ASK31.3		
9	QF8	ASK31.3		
10	QF9	ASK31.3 250/5	250	5
11	QF10	ASK31.3 150/5	150	5
12	QF11	ASK31.3		
13	QF12	ASK31.3		
14	QF13	ASK31.3 250/5	250	5
15	QF14	ASK31.3 150/5	150	5
16	QF15	ASK31.3		
17	QF16	ASK31.3		
18	QF30T	ASK41.3 1500/5	1500	5

Таблица И.6 – Сводный перечень трансформаторов тока электроцита 6Н

№ п/п	Обозначение	Наименование	Номинальный ток, $I_{\text{ном}}$, А	Вторичный ток I_2 , А
1	QF35T	ASK41.3 1500/5	1500	5
2	QF1	ASK31.3 400/5	400	5
3	QF2	ASK31.3 150/5	150	5
4	QF3	ASK31.3 400/5	400	5
5	QF4	ASK31.3 400/5	400	5
6	QF5	ASK31.3 400/5	400	5
7	QF6	ASK31.3 600/5	600	5
8	QF7	ASK31.3 600/5	600	5

Продолжение таблицы И.6

9	QF8	ASK31.3 150/5	150	5
10	QF9	ASK31.3 400/5	400	5
11	QF10	ASK31.3 150/5	150	5
12	QF11	ASK31.3 150/5	150	5
13	QF12	ASK31.3 150/5	150	5
14	QF13	ASK31.3 600/5	600	5
15	QF14	ASK31.3 150/5	150	5
16	QF15	ASK31.3 400/5	400	5
17	QF16	ASK31.3 600/5	600	5
18	QF17	ASK31.3 150/5	150	5
19	QF18	ASK31.3 400/5	400	5
20	QF19	ASK31.3 150/5	150	5
21	QF20	ASK31.3 400/5	400	5
22	QF21	ASK31.3 600/5	600	5
23	QF22	ASK31.3 150/5	150	5
24	QF36T	ASK41.3 1500/5	1500	5