

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

Институт энергетики и электротехники

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника
(код и наименование направления подготовки, специальности)

Электроснабжение
(направленность (профиль))

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему «Реконструкция электрической части понизительной подстанции
110/35/6 кВ г. Жигулевск»

Студент(ка)

Н.С. Дельчев

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

В.П. Тараканов

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Консультанты

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Допустить к защите

Заведующий кафедрой д.т.н., профессор В.В. Вахнина _____

« ____ » _____ 2016 г.

Тольятти 2016

Аннотация

Выпускная квалификационная работа бакалавра посвящена реконструкции электрической части подстанции 110/35/6 кВ, находящейся в городе Жигулёвске.

Выполнен анализ существующих схем и установленного оборудования на подстанции «Ремзавод». Выполнен расчет нагрузок подстанции и произведен расчет токов короткого замыкания для проверки существующего и вновь устанавливаемого оборудования на подстанции. Произведен обоснованный выбор нового оборудования. Предложена замена существующего комплектного распределительного устройства наружной установки напряжением 6 кВ с масляными выключателями на вакуумные. Для защиты оборудование подстанции от перенапряжений выбраны нелинейные ограничители перенапряжений. Рассмотрена установка микропроцессорных устройств защиты и автоматики.

Выпускная квалификационная работа бакалавра выполнена в объеме 58 листов, содержит 11 рисунков и 5 таблиц.

Содержание

Введение.....	6
1 Краткая характеристика объекта проектирования	7
2 Расчет нагрузок подстанции и определение токов короткого замыкания	9
3 Выбор электрических аппаратов	14
4 Собственные нужды подстанции	35
5 Выбор проводов и кабелей	43
6 Релейная защита и телемеханика	44
7 Заземление и молниезащита ПС	53
Заключение.....	56
Список использованных источников.....	57

Введение

Промышленные предприятия, городские потребители, организации и учреждения не могут обходиться без использования электрической энергии [1-6].

Электроустановки для производства и передачи электрической энергии в системе электроснабжения предприятия могут быть собственностью предприятия, принадлежать другому предприятию или объединению. Собственная электростанция может обеспечить электрической энергией все технологические процессы предприятия, передать электрическую энергию к электроприемникам по электрическим сетям, принадлежащим предприятию. Предприятия также могут получать электрическую энергию от электростанций и подстанций, принадлежащих энергетической системе или промышленному предприятию, расположенному по соседству.

Чаще всего предприятия получают электрическую энергию от электрических сетей региональной энергосистемы, входящей в единую энергосистему. Электроэнергия производится на электростанциях энергосистемы и передается к месту потребления по ее сетям на напряжении 110-220 кВ. Предприятие имеет понижающую трансформаторную подстанцию, на которой происходит ее преобразование до напряжения распределительных сетей предприятия 6-20 кВ, где электроэнергия распределяется по потребительским подстанциям, а от них - к низковольтным распределительным пунктам и электроприемникам.

На промышленном предприятии систему электроснабжения можно разделить на три системы: систему внешнего электроснабжения предприятия; систему внутреннего электроснабжения; систему внутрицехового электроснабжения и электропотребления. К системе внешнего электроснабжения предприятия относятся электроустановки и устройства между узловым распределительным пунктом энергосистемы и главной понизительной подстанцией или подстанцией глубокого ввода предприятия. В

качестве номинальных напряжений в системе внешнего электроснабжения промышленного предприятия применяются напряжения 35, 110, 220 кВ.

Правильно выполненный расчет дает возможность определить оптимальные расчетные величины для выбора электрооборудования подстанции, позволяющие осуществлять ее перспективное развитие и в то же время не допускать перерасхода материалов и денежных средств, выбора трансформаторов, работающих с большой недогрузкой.

Главная понизительная подстанция должна отвечать следующим требованиям: обеспечивать высокую надежность электроснабжения потребителей; соответствие передаваемой электроэнергии требованиям ГОСТ; безопасность эксплуатирующего персонала; экономичность при сооружении и последующей эксплуатации; возможность последующего изменения вместе с требованиями предприятия и технологическим процессом; минимальные потери электроэнергии; отсутствие вредного воздействия на экологию и окружающую среду.

Целью выпускной квалификационной работы бакалавра является повышение надежности работы подстанции «Ремзавод», путем замены существующего устаревшего морально и физически оборудования.

В ходе выполнения работы решаются следующие задачи:

- замена масляных выключателей в КРУН напряжением 6 кВ на вакуумные выключатели;
- замена устаревших измерительных трансформаторов;
- установка нелинейных ограничителей перенапряжений;
- замена устаревших устройств релейной защиты и автоматики;
- реконструкция существующей системы оперативного тока на подстанции.

1 Краткая характеристика объекта проектирования

Понижительная подстанция «Ремзавод» находится в городе Жигулевске, ее площадь составляет 3010 м². Расположение подстанции на карте местности показано на рисунке 1.1.

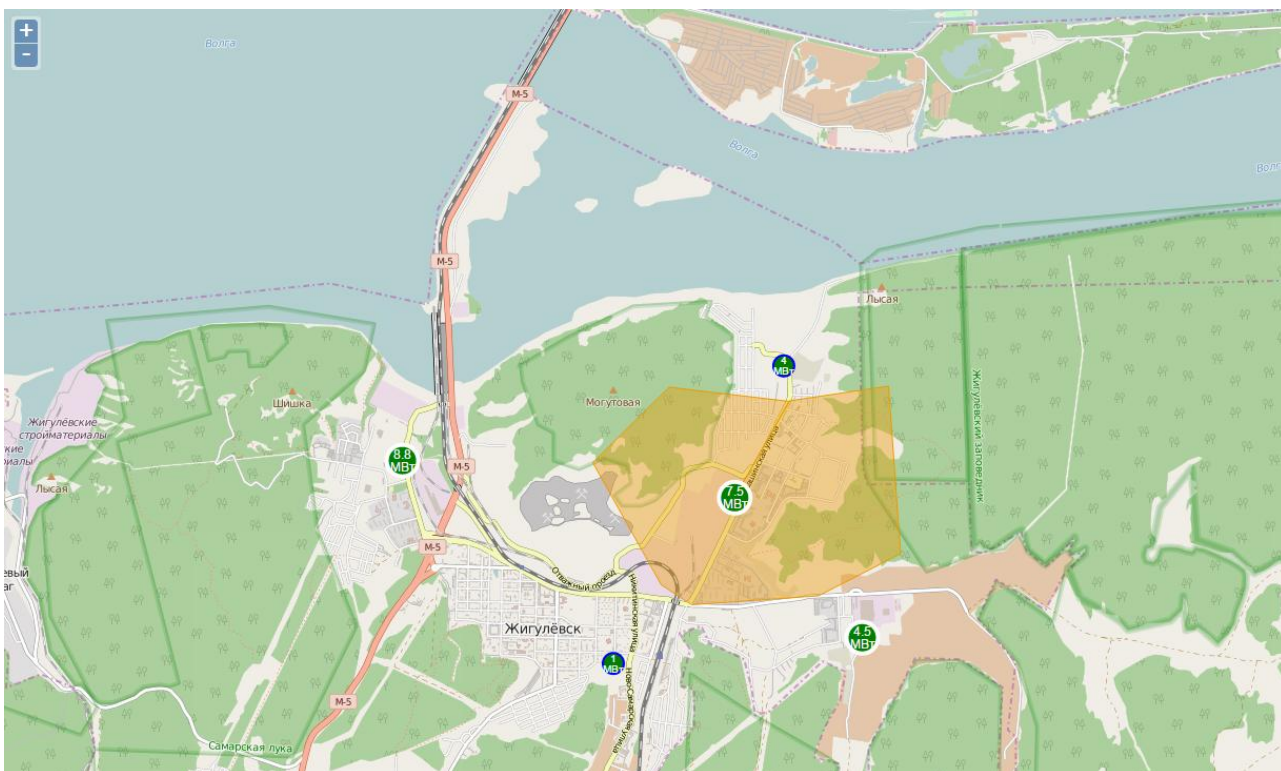


Рисунок 1.1 - Расположение подстанции «Ремзавод» на карте местности

По типу подстанция является проходной и питает электроэнергией потребителей города Жигулёвск. На подстанции отсутствует постоянно присутствующий персонал. Обслуживание подстанции выполняют выездные бригады.

Климат в районе расположения подстанции является континентальным.

Рельеф в месте размещения подстанции равнинный.

Питание ГПП выполняется по двум воздушным линиям электропередач напряжением 110 кВ «Ремзавод–1, 2» от подстанций «Комсомольская» и «ЖЭТЗ» проводом марки АС-150. Собственные нужды подстанции получают питание на напряжении 0,4 кВ.

В открытом распределительном устройстве 110 кВ, выполненном по схеме «мостик с отделителями в цепи линий и неавтоматической перемычкой», установлены отделители ОД-110/600 с приводом ПРО-У1 с короткозамкателями КЗ-110 с приводом ПРК-1У, разъединители РЛНД-2-110/600 УХЛ1 с приводом ПРН-220М и две секционные перемычки. В открытом распределительном устройстве 35 кВ, выполненном по схеме «одна рабочая, не секционированная, система шин» установлены масляные высоковольтные выключатели ВМД-35/630, разъединители РЛНДЗ-1-35/600 УХЛ1 с приводом ПРН-90, трансформаторы напряжения ЗНОМ-35 УХЛ1 и отсутствуют ремонтные перемычки. КРУН 6 кВ выполнено по схеме «одна секционированная выключателем система шин» и состоит из ячеек типа К-59. На ГПП установлено два силовых трансформатора типа ТДТН-25000. На подстанции располагается здание ГЩУ с пристроем. Ошиновка в ОРУ 110 и 35 кВ выполнена гибкой.

Установленное на подстанции электрооборудование морально и физически устарело. Замена оборудования необходима для повышения надёжности электроснабжения, снижения потерь и повышения качества электроэнергии.

2 Расчет нагрузок подстанции и определение токов короткого замыкания

2.1 Расчет нагрузок подстанции

При расчете электрических нагрузок в системе электроснабжения можно выделить шесть уровней [6].

Шины распределительного устройства главной понизительной подстанции являются пятым уровнем системы электроснабжения. Определение расчетной нагрузки на этом уровне выполняется для выбора числа, мощности и типа силовых трансформаторов, сечения шин распределительного устройства ГПП, отключающих аппаратов на стороне низкого напряжения трансформатора.

Для обоснованного выбора схемы электроснабжения и определения будущих нагрузок принимают во внимание рост электрических нагрузок на 10 лет вперед.

При проектировании системы электроснабжения используют различные методы определения расчетных нагрузок, которые с достаточной долей достоверности позволяют выбрать мощность источников питания, сечения линий сетей и коммутационную аппаратуру. Методы расчета электрических нагрузок подразделяют на две группы: основные и вспомогательные.

Поскольку подстанция «Ремзавод» является действующей, то нагрузку определим по зимнему максимуму 2015 года, который для секции 35 кВ составил 2,5 МВт, для 1й секции сборных шин 6 кВ – 9,2 МВт, для 2й секции сборных шин 6 кВ – 3,8 МВт. Среднее значение коэффициента мощности в период максимума нагрузки составляет 0,8.

2.2 Определение токов КЗ

В системах электроснабжения промышленных предприятий и непромышленных объектов могут появляться короткие замыкания (КЗ), которые вызывают резкое и значительное увеличение токов [5]. Все основное

электрооборудование системы внутреннего электроснабжения предприятия или объекта должно быть выбрано и проверено с учетом воздействия этих токов.

Одними из главных причин возникновения КЗ являются нарушения изоляции в частях электроустановок, неправильные или ошибочные действия обслуживающего персонала, перекрытия изоляции вследствие возникновения перенапряжений в системе электроснабжения. Короткие замыкания приводят к нарушению нормального электроснабжения потребителей, подключенных к поврежденным участкам электросети, из-за понижения на них напряжения ниже допустимого порога и нарушения работы части энергосистемы. Поэтому короткие замыкания должны быть устранены устройствами защиты в минимальные сроки.

Все элементы системы электроснабжения должны удовлетворять расчетным условиям их работы. Под расчетными условиями в общем случае понимаются наиболее тяжелые условия, в которых могут оказаться электрические аппараты и проводники.

Проверка выбранных элементов системы электроснабжения проводится по аварийному режиму работы. Аварийный режим - это режим, вызванный внезапным нарушением нормального режима вследствие КЗ. Аварийные режимы необходимо быстро ликвидировать, при этом все элементы системы электроснабжения должны быть термически и динамически стойкими.

В качестве расчетной схемы используют однолинейную схему с нанесением всех элементов с их параметрами, влияющими на ток короткого замыкания и которые необходимо учесть при проведении расчетов. По расчетной схеме составляется схема замещения.

Расчетным видом короткого замыкания при проверке на динамическую устойчивость является трехфазное короткое замыкание, а при проведении проверки на термическую устойчивость - трехфазное или двухфазное КЗ $I_{по}^{(2)} \geq I_{по}^{(3)}$ может быть в случаях электрически близких КЗ к генераторам.

По данным эксплуатирующей организации значения токов трехфазного короткого замыкания на шинах 6 кВ составляют:

$$I_{\text{макс}}^3 = 11495 \text{ А}, R_{\text{макс}} = 0,009 \text{ Ом}, X_{\text{макс}} = 0,314 \text{ Ом},$$

Расчет значений ударного тока короткого замыкания на шинах 6 кВ произведем согласно РД 153-34.0-20.527-98. Расчеты произведем в именованных единицах.

Найдем ударный ток короткого замыкания:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п0}} \cdot K_{\text{уд}}, \quad 2.1$$

$$K_{\text{уд}} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_{a.эк}}}, \quad 2.2$$

$$T_{a.эк} = \frac{\text{Im}(z_{\text{ЭК}})}{\omega_c \cdot \text{Re}(z_{\text{ЭК}})}, \quad 2.3$$

$$z_{\text{ЭК.35}} = \left(\frac{1}{z_{\text{Н}}} + \frac{1}{z_{\text{С}} + z_{\text{тр}}} \right)^{-1}. \quad 2.4$$

Сопротивление силового трансформатора ТДТН-25000/110 на стороне 6 кВ определим по формулам:

$$z_{\text{тр}} = r_{\text{тр}} + x_{\text{тр}} \cdot j, \quad 2.5$$

$$r_{\text{тр}} = \frac{P_{\text{к}} \cdot U_{\text{ср}}^2}{S_{\text{НОМ}}^2} \cdot 10^{-3}, \quad 2.6$$

$$x_{\text{тр}} = \frac{u_{\text{к}} \cdot U_{\text{ср}}^2}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}} \cdot j. \quad 2.7$$

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

Сопротивление системы на сборных шинах 6 кВ определим по формуле:

$$Z_{\text{с6.3}} = 0,009 + j0,314 \text{ Ом}.$$

ЭДС системы определим по формуле:

$$E_{с6.3} = 6,3 \text{ кВ.}$$

Сопротивление нагрузки определим по формуле:

$$E_{н6,3} = 1 \cdot U_{ср}, \quad 2.8$$

$$E_{н6,3} = 1 \cdot 6,3 = 6,3 \text{ кВ,}$$

$$z_{н6,3} = (0,02 + 0,2j) \cdot \frac{U_{ср}^2}{S_{н6,3}} \quad 2.9$$

$$z_{н6,3} = (0,02 + 0,2j) \cdot \frac{6,3^2}{14,37} = 0,06 + 0,63j \text{ Ом.}$$

Ударный ток трехфазного короткого замыкания на шинах 6 кВ по (2.1) составит:

$$i_{уд.6} = \sqrt{2} \cdot 11,495 \cdot \left(1 + e^{-\frac{0,01}{0,05}}\right) = 29,4 \text{ кА.}$$

3 Выбор электрических аппаратов

3.1 Выбор высоковольтных выключателей 6 кВ

На подстанциях со стороны высшего напряжения 35 - 220 кВ в настоящее время, как правило, применяются: масляные, воздушные или элегазовые выключатели [5].

Все выключатели сначала выбираются по продолжительным режимам работы, а затем проверяются на действие токов короткого замыкания по аварийному режиму.

Выбор высоковольтных выключателей производят:

- по напряжению установки высоковольтного выключателя:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}},$$

где $U_{\text{уст}}$ - напряжение установки с выключателем, кВ; $U_{\text{ном}}$ - номинальное напряжение выключателя, кВ;

- по длительному току, протекающему через выключатель, в нормальном режиме:

$$I_{\text{норм}} \leq I_{\text{ном}};$$

- по максимальному длительному току, протекающему через выключатель:

$$I_{\text{мах}} \leq I_{\text{ном}};$$

где $I_{\text{ном}}$ - номинальный ток выключателя, кА; $I_{\text{мах}}$ - максимальный ток ремонтного или послеаварийного режима, кА.

Выбранные высоковольтные выключатели проверяются на действие токов короткого замыкания.

- проверка на отключающую способность.

Отключение симметричного тока короткого замыкания:

$$I_{\text{п.т}} \leq I_{\text{откл.ном}},$$

где $I_{\text{п.т}}$ - периодическая составляющая тока КЗ в момент времени при расхождении контактов силового выключателя, кА; $I_{\text{откл.ном}}$ - номинальный ток отключения высоковольтного выключателя, кА.

Минимальное время от момента возникновения короткого замыкания до начала расхождения контактов τ определяется в соответствии с выражением:

$$\tau = \tau_{p.з.min} + \tau_{с.в.откл},$$

где $\tau_{p.з.min}$ - минимальное время, за которое срабатывает релейная защита, с; $\tau_{с.в.откл}$ - время действия механизма отключения высоковольтного выключателя, с.

Выбираем высоковольтный выключатель ВВУ-СЭЩ-10. В соответствии с РД 153-34.0-20.527-98 высоковольтные выключатели выбираются по условиям:

$$U_{ном} \geq U_{ном.сети}, \quad 3.1$$

$$10 \text{ кВ} \geq 6 \text{ кВ},$$

$$I_{ном} \geq I_{ном.расч}, \quad 3.2$$

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

Проверка высоковольтных выключателей проводится по условиям:

$$I_{по} \leq I_{дин}, \quad 3.4$$

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

$$i_{уд} \leq i_{дин}, \quad 3.5$$

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

$$I_{пт} \leq I_{отк,ном}, \quad 3.6$$

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

$$\sqrt{2}I_{п,\tau} + i_{а,\tau} \leq \sqrt{2}I_{отк.ном} \cdot (1 + \beta_n), \quad 3.7$$

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

$$W_K \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}. \quad 3.8$$

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

Выключатель ВВУ-СЭЩ-10 прошел проверку и может быть использован на подстанции.

На рисунке 3.1 показан вид выключателя типа ВВУ-СЭЩ-Э П -10.



Рисунок 3.1 – Вид высоковольтного выключателя ВВУ-СЭЩ-Э П -10

3.2 Выбор трансформаторов тока

Выбираем для вводных и для секционной ячейки трансформаторы тока типа ТОЛ-СЭЩ-6-УХЛ-2 и выполняем их проверку по условиям:

- 1) выбираем по номинальному напряжению:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сет.ном}}, \quad 3.9$$
$$6\text{кВ} \geq 6\text{кВ}.$$

- 2) выбираем по номинальному току:

$$I_{НОМ} \geq I_{раб.мах}, \quad 3.10$$

$$I_{НОМ} = 3000 \text{ A},$$

$$I_{раб.мах} = 1,4 \cdot \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \quad 3.11$$

$$I_{раб.мах} = 1,4 \cdot \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 6} = 2867 \text{ A},$$

$$3000 \geq 2867.$$

2) проверяем по электродинамической стойкости:

$$i_y \leq K_{эд} \cdot \sqrt{2} \cdot I_H, \quad 3.12$$

$$K_{эд} = 61,$$

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{п0} \cdot K_{y\partial}, \quad 3.13$$

$$K_{y\partial} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_{a.эк}}}, \quad 3.14$$

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

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

4) проверяем по термической стойкости:

$$B_K \leq \kappa_T \cdot I_H^2 \cdot t_{тер} = I_{тер}^2 \cdot t_{тер}, \quad 3.15$$

$$396 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 11163 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Выбор и проверку трансформаторов тока на отходящих линиях выполняем аналогично.

На рисунке 3.2 приведен вид, выбранного трансформатора тока

ТОЛ-СЭЦ-6-УХЛ-2.



Рисунок 3.2 – Вид трансформатора тока типа ТОЛ-СЭЦ-6-УХЛ-2

3.3 Выбор измерительных трансформаторов напряжения

На шинах 6 кВ КРУН выбираем измерительные трансформаторы напряжения типа НАЛИ-6-УХЛ2.

На рисунке 3.3 приведен вид, выбранного трансформатора напряжения НАЛИ-6-УХЛ2.

Трансформатор напряжения НАЛИ-6-УХЛ2 обеспечивает питание приборов учета, микропроцессорной релейной защиты, применяется для контроля изоляции в сети 6 кВ.

Полное сопротивление основной обмотки трансформатора напряжения НАЛИ-6-УХЛ2 определяем:

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



Рисунок 3.3 – Вид трансформатора напряжения НАЛИ-6-УХЛ2

Полное сопротивление дополнительной обмотки трансформатора напряжения НАЛИ-6 найдем по формуле:

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

Ток трехфазного короткого замыкания на зажимах основной обмотки трансформатора напряжения найдем по формуле:

$$I_{к1}^{(3)} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot z_T}, \quad 3.16$$

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

Ток двухфазного короткого замыкания на зажимах дополнительной обмотки трансформатора напряжения найдем по формуле:

$$I_{к2}^{(2)} = \frac{3 \cdot U_0}{z_{Т.д}} = \frac{3 \cdot U_{\phi}}{z_{Т.д}} = \frac{\sqrt{3} \cdot U}{z_{Т.д}}, \quad 3.17$$

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

Ток нагрузки в цепях основной обмотки трансформатора напряжения при подключенной мощности нагрузки 13,5 ВА:

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

Ток нагрузки в цепях дополнительной релейной обмотки при мощности нагрузки 1,5 ВА:

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

Для защиты цепей выбираем автоматические выключатели производства Schneider Electric С60Н-DC 3P С2А для защиты основных обмоток (SF1, SF2) и С60Н-DC 2P С2А для защиты дополнительной обмотки (SF3). Ток срабатывания электромагнитного расцепителя выбранных автоматических выключателей 20 А.

Выполним проверку сечения выбранных кабелей по термической стойкости:

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

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

Выбранные кабели проходят проверку по термической стойкости.

Чувствительность отсечки АВ защищающего цепь дополнительной обмотки трансформатора напряжения:

$$k_{\text{ч}} = \frac{973}{40} = 24,3,$$
$$24,3 > 1,5,$$

что соответствует предъявляемым требованиям.

Для проверки чувствительности АВ, защищающих цепи основной обмотки трансформатора напряжения, определяется минимальный ток короткого замыкания. Ток однофазного короткого замыкания на шинках напряжения в шкафу учета и шкафу трансформаторов напряжения в ОПУ:

$$I_{\text{к}}^{(1)} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{Z_m^2 + R_{\Sigma}^2}}. \quad 3.18$$

Наименьшим является ток однофазного короткого замыкания на шинках напряжения в ячейке секционного выключателя. При однофазном коротком замыкании R_{Σ} равно сумме сопротивлений прямой и обратной жил кабеля.

$$R_{\Sigma} = 2 \cdot R_{\text{к}}, \quad 3.19$$
$$R_{\Sigma} = 2 \cdot 0,0074 \cdot 12 = 0,178 \text{ Ом.}$$

Ток однофазного короткого замыкания на шинках напряжения в ячейке секционного выключателя (СВ):

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

Чувствительность отсечки в случае короткого замыкания на шинках напряжения в ячейке СВ:

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

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

что соответствует предъявляемым требованиям.

На рисунке 3.4 представлена схема соединений ТН типа НАЛИ-6 УХЛ2.

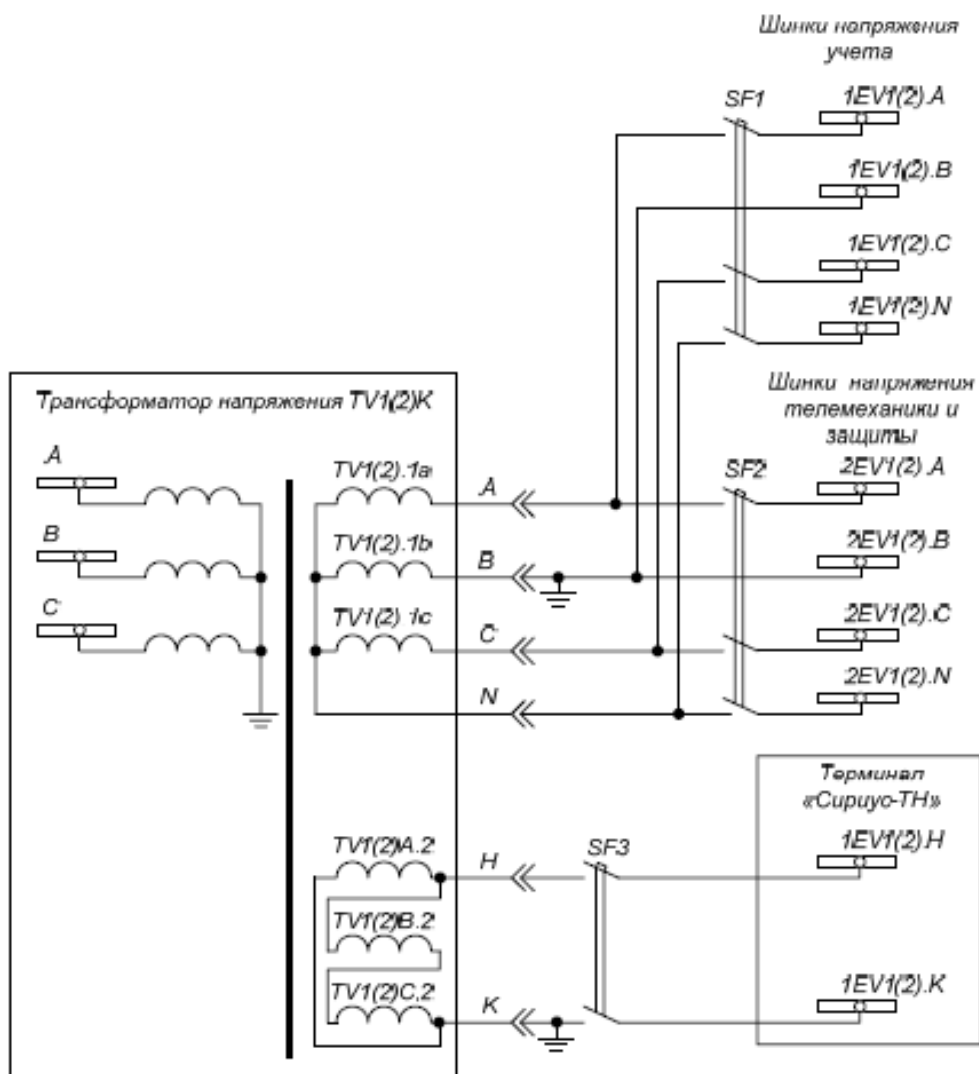


Рисунок 3.4 – Схема соединений ТН типа НАЛИ-6 УХЛ2.

3.4 Выбор ограничителей перенапряжений

Выбор ограничителей перенапряжений выполнен в строгом соответствии с документом: «Методические указания по применению ограничителей перенапряжений нелинейных в электрических сетях 6-35кВ» РАО «ЕЭС России».

ОПН выбираются по следующим условиям:

- по длительно допустимому рабочему напряжению $U_{нр}$;
- по номинальному напряжению $U_{опн}$;
- по величине импульсного разрядного тока I_p ;
- по величине коммутационных перенапряжений;
- по величине грозовых перенапряжений;
- защитному уровню ограничителя;
- величине тока срабатывания противозрывного устройства (ток взрывобезопасности) $I_{доп}$;
- по механической нагрузке;
- по уровню частичных разрядов.

Результаты выбора ОПН сведем в таблицу 3.1.

Таблица 3.1 – Выбор и проверка ОПН

№	Наименование	Тип ОПН
1	ОРУ-110 кВ	ОПНп-110/88-10/650 II УХЛ1
2	ОРУ-35 кВ	ОПНп-35/40,5-10/650 II УХЛ1
3	Вывода 6 кВ Т1, Т2	ОПНп-6/8,2-10/650 II УХЛ1
4	КРУН-6 кВ	ОПНп-6/8,2-10/650 II УХЛ2

3.4.1 Выбор ОПН – 110 кВ

1. Выбор наибольшего длительно допустимого напряжения ОПН.

Наибольшее длительно допустимое напряжение ОПН должно быть не ниже наибольшего рабочего напряжения сети $U_{нр}$, нормируемого ГОСТ 721.

Для сети 110 кВ:

$$U_{нр} = \frac{1,1 \cdot U_p}{\sqrt{3}}, \quad 3.20$$

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

Для ОПНп производства ЗЭТО согласно техническому заданию ближайшее значение $U_{нро} = 88 \text{ кВ}$.

2. Выбор ОПН по условиям обеспечения взрывобезопасности.

При выборе ограничителей с токами срабатывания противовзрывного устройства до 40 кА, его значение должно быть на 15-20% больше значения тока (однофазного или трехфазного) КЗ, определенного для данного РУ.

Ограничители производства ЗЭТО имеют ток срабатывания противовзрывного устройства и номинальный разрядный ток равными 40 кА и 10 кА соответственно, что больше тока трехфазного КЗ на шинах ВН подстанции (2,089 кА), и соответствуют приведенным выше требованиям.

3. Выбор класса энергоемкости.

При отсутствии специальных указаний по выбору класса энергоемкости выбирают наиболее экономичный и проводят проверку на соответствие условиям эксплуатации.

Выбираем ограничитель ОПНп-110/88-10/650 II УХЛ1.

4. Проверка ОПН по условиям работы в квазиустановившихся режимах.

Выбранный ограничитель проверяется на соответствие его временных допустимых повышений напряжений квазиустановившимся перенапряжениям при различных видах коммутаций с учетом времени действия релейной защиты, линейной и противоаварийной автоматики.

Для ограничителей, установленных на шинах или трансформаторах, которые по схеме ОРУ не коммутируются вместе с линией, определяющими

являются квазиустановившиеся перенапряжения на неповрежденных фазах при несимметричном КЗ на шинах подстанции. В случае эффективного заземления нейтрали:

$$U_y \leq 1,4U_{\phi}. \quad 3.21$$

Примем:

$$U_y = 1,4 \cdot \frac{U_{\text{Л}}}{\sqrt{3}}, \quad 3.22$$

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

Средняя длительность квазиустановившихся перенапряжений в таком режиме:

$$t_y = 4 \text{ с}.$$

Допустимые временные перенапряжения ограничителя ОПНп-110/88-10/650 II УХЛ1 в течение 1 с и 10 с соответственно равны:

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

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

Выбранный ОПН проходит по условиям работы в квазиустановившихся режимах.

5. Проверка номинального напряжения ОПН.

Определенная выше величина квазиустановившихся перенапряжений U_y и соответствующие им длительности t_y следует сопоставить с характеристикой «повышение напряжения – время» для случая с «предварительным нагружением энергией» для выбранного типа ограничителя.

$$U_{\text{H}} = \frac{U_{\text{y}}}{T_{\text{r}}}, \quad 3.23$$

$$U_{\text{H}} = \frac{93}{1,12} = 83 \text{ кВ}.$$

$$U_{\text{НОМ}} > U_{\text{H}}, \quad 3.24$$

$$108 \text{ кВ} > 83 \text{ кВ}.$$

Квазиустановившемуся напряжению $U_{\text{y}} = 93 \text{ кВ}$ соответствует:

$$T_{\text{ry}} = \frac{93}{108} = 0,86 \text{ кВ}.$$

Данное квазиустановившееся перенапряжение ОПН может выдерживать в течение длительного времени ($t_{\text{ВНО}} = \infty$), т.е. $t_{\text{ВНО}} > t_{\text{y}}$.

Выбранный ОПН соответствует заявленным требованиям.

6. Проверка по защитному уровню ОПН при коммутационных перенапряжениях.

Величина коммутационных перенапряжений определяет значение остающегося напряжения на ограничителе, которое должно быть при расчетном токе не менее чем на 15-20% ниже испытательного напряжения $U_{\text{ки}}$ коммутационным импульсом защищаемого электрооборудования:

$$U_{\text{остк}} \leq \frac{U_{\text{ки}}}{(1,15..1,2)}. \quad 3.25$$

Для электрооборудования 110-220 кВ нормируется одноминутное испытательное напряжение частоты 50 Гц $U_{исп50}$. Выдерживаемый уровень коммутационных перенапряжений можно определить по формуле:

$$U_{ки} = 1,41 \cdot 1,35 \cdot 0,9 \cdot U_{исп50}, \quad 3.26$$

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

Для ОПНп-110/88-10/650 II УХЛ1:

$$U_{остк} = 223 \text{ кВ.}$$

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

$$223 \text{ кВ} < 298 \text{ кВ.}$$

Выбранный ОПН соответствует заявленным требованиям.

7. Проверка по защитному уровню при грозовых перенапряжениях.

Для ограничителей ОПНп-110/88-10/650 II при амплитуде тока 10 кА остающееся напряжение равно $U_{ост} = 330 \text{ кВ}$, что меньше испытательного напряжения грозового импульса $U_{ги} = 480 \text{ кВ}$.

8. Проверка по длине пути утечки ОПН.

Удельная длина пути утечки для ОПН должна быть не менее чем на 20% выше, чем для остального оборудования ПС.

Согласно ГОСТ 9920 для основного оборудования выбирается удельная длина пути утечки 2,0-2,5 см/кВ. Для ОПН удельная длина пути утечки составляет 3,15 см/кВ.

9. Проверка ОПН по механическим характеристикам.

Ограничители опорного исполнения категории размещения 1 (наружная установка) должны выдерживать механические нагрузки:

- от ветра со скоростью 30 м/с;
- от ветра со скоростью 15 м/с при гололеде с толщиной стенки льда до 20 мм;

- от тяжения проводов в горизонтальном направлении не менее 500 Н для ограничителей 110-500 кВ. Допустимое тяжение проводов в горизонтальном направлении – 610м Н.

Аналогично выполняется выбор ОПН для защиты нейтралей силовых трансформаторов.

1. Выбор наибольшего длительно допустимого напряжения ОПН.

Наибольшее длительно допустимое напряжение ОПН должно быть не ниже наибольшего рабочего напряжения сети $U_{нр}$, нормируемого ГОСТ 721.

Для нейтрали силового трансформатора 110 кВ:

$$U_{нр} = \frac{1,1 \cdot U_{Np}}{\sqrt{3}}, \quad 3.27$$

$$U_{нр} = \frac{1,1 \cdot 126 / \sqrt{3}}{\sqrt{3}} = 46,2 \text{ кВ.}$$

Для ОПНп производства ЗЭТО ближайшее значение $U_{нр0} = 56 \text{ кВ}$.

2. Выбор ОПН по условиям обеспечения взрывобезопасности.

Ограничители имеют ток срабатывания противовзрывного устройства равным 40 кА, что меньше наибольшего тока однофазного КЗ на шинах ВН подстанции, и соответствуют требованиям по взрывобезопасности.

3. Выбор класса энергоемкости.

Для защиты силового трансформатора выбраны ограничители ОПНп-110/56-10/650 II УХЛ1. В связи с тем, что для защиты нейтрали силового трансформатора рекомендуется выбирать ОПН того же типа, что устанавливаемые между фазой и землей, то выбраны ограничители на тот же разрядный ток.

4. Проверка ОПН по условиям работы в квазиустановившихся режимах.

Аналогично ограничителю, установленному между фазой и землей, выбранный ограничитель для защиты нейтрали силового трансформатора

проверяется на соответствие его временных допустимых повышений напряжений квазиустановившимся перенапряжениям при различных видах коммутаций с учетом времени действия релейной защиты, линейной и противоаварийной автоматики.

$$U_y = 1,4 \cdot \frac{U_{л} / \sqrt{3}}{\sqrt{3}}, \quad 3.28$$

$$U_y = 1,4 \cdot \frac{115 \cdot \sqrt{3}}{\sqrt{3}} = 53,7 \text{ кВ.}$$

Средняя длительность квазиустановившихся перенапряжений в таком режиме:

$$t_y = 4 \text{ с.}$$

Допустимые временные перенапряжения ограничителя ОПНп-110/56-10/650 II УХЛ1 в течение 1 с и 10 с соответственно равны:

$$U_{\text{вно-1с}} = 83,5 \text{ кВ,}$$

$$U_{\text{вно-10с}} = 79,2 \text{ кВ.}$$

Выбранный ОПН проходит по условиям работы в квазиустановившихся режимах.

5. Проверка номинального напряжения ОПН.

Определенная выше величина квазиустановившихся перенапряжений U_y и соответствующие им длительности t_y следует сопоставить с характеристикой «повышение напряжения – время» для случая с «предварительным нагружением энергией» для выбранного типа ограничителя.

$$U_H = \frac{U_y}{T_T}, \quad 3.29$$

$$U_H = \frac{53,7}{1,12} = 47,9 \text{ кВ.}$$

$$U_{НОМ} > U_H, \quad 3.30$$

$$72 \text{ кВ} > 47,9 \text{ кВ.}$$

Квазиустановившемуся напряжению $U_y = 53,7 \text{ кВ}$ соответствует:

$$T_{ry} = \frac{53,7}{72} = 0,75 \text{ кВ.}$$

Данное квазиустановившееся перенапряжение ОПН может выдерживать в течение длительного времени ($t_{ВНО} = \infty$), т.е. $t_{ВНО} > t_y$.

Выбранный ОПН соответствует заявленным требованиям.

6. Проверка по защитному уровню ОПН при коммутационных перенапряжениях.

Для ограничителя ОПНп-110/56-10/650 II УХЛ1:

$$U_{остк} = 149 \text{ кВ,}$$

$$U_{остк} \leq \frac{U_{ки}}{(1,15 \cdot 1,2)}, \quad 3.31$$

$$149 \text{ кВ} \leq \frac{343}{1,15} \text{ кВ,}$$

$$149 \text{ кВ} \leq 298 \text{ кВ.}$$

7. Проверка по защитному уровню при грозовых перенапряжениях.

Для ограничителей ОПНп-110/56-10/650 II УХЛ1 при амплитуде тока 10 кА остающееся напряжение равно $U_{ост} = 274 \text{ кВ}$, что меньше испытательного напряжения грозового импульса $U_{зи} = 480 \text{ кВ}$.

8. Проверка по длине пути утечки ОПН.

Для варианта исполнения покрышки N удельная длина пути утечки составляет 2,24 см/кВ, что соответствует требованиям ГОСТ 9920.

9. Проверка ОПН по механическим характеристикам.

Ограничители ОПНп-110/56-10/650 II УХЛ1 соответствуют требованиям по механической стойкости, указанным выше.

Ограничители опорного исполнения должны выдерживать механические нагрузки:

- от ветра со скоростью 30 м/с;
- от ветра со скоростью 15 м/с при гололеде с толщиной стенки льда до 20 мм.

3.4.2 Выбор ОПН – 35 кВ

1. Выбор наибольшего длительно допустимого напряжения ОПН.

Наибольшее длительно допустимое напряжение ОПН должно быть не ниже наибольшего рабочего напряжения сети $U_{нр}$, нормируемого ГОСТ 721.

Для сети 35 кВ с учетом технического задания ближайшее значение $U_{нро} = 40,5 \text{ кВ}$. Приняты ОПНп производства ЗЭТО.

2. Выбор ОПН по условиям обеспечения взрывобезопасности.

При выборе ограничителей с токами срабатывания противозрывного устройства до 40 кА, его значение должно быть на 15-20% больше значения тока (однофазного или трехфазного) КЗ, определенного для данного РУ.

Ограничители производства ЗЭТО имеют ток срабатывания противозрывного устройства и номинальный разрядный ток равными 40 кА и 10 кА соответственно, что больше тока трехфазного КЗ на шинах ВН подстанции (1,73 кА), и соответствуют приведенным выше требованиям.

3. Выбор класса энергоемкости.

При отсутствии специальных указаний по выбору класса энергоемкости выбирают наиболее экономичный и проводят проверку на соответствие условиям эксплуатации.

Величина энергоемкости ограничителя ОПНп-35/40,5-10/650 II УХЛ1 – 4,8 кДж/кВ.

4. Проверка ОПН по условиям работы в квазиустановившихся режимах.

Выбранный ограничитель проверяется на соответствие его временных допустимых повышений напряжений квазиустановившимся перенапряжениям при различных видах коммутаций с учетом времени действия релейной защиты, линейной и противоаварийной автоматики.

Для ограничителей, установленных на шинах или трансформаторах, которые по схеме ОРУ не коммутируются вместе с линией, определяющими являются квазиустановившиеся перенапряжения на неповрежденных фазах при несимметричном КЗ на шинах подстанции.

Средняя длительность квазиустановившихся перенапряжений в таком режиме $t_y = 4$ с.

Допустимые временные перенапряжения ограничителя ОПНп-35/40,5-10/650 II УХЛ1 в течение 1 с и 10 с соответственно равны:

$$U_{\text{вно-1с}} = 61,6 \text{ кВ},$$

$$U_{\text{вно-10с}} = 63,4 \text{ кВ}.$$

Выбранный ОПН проходит по условиям работы в квазиустановившихся режимах.

5. Проверка по защитному уровню ОПН при коммутационных перенапряжениях.

Выбранный ОПН соответствует заявленным требованиям.

6. Проверка по защитному уровню при грозовых перенапряжениях.

Для ограничителей ОПНп-35/40,5-10/650 II при амплитуде тока 10 кА остающееся напряжение меньше испытательного напряжения грозового импульса U_{gi} .

7. Проверка по длине пути утечки ОПН.

Удельная длина пути утечки для ОПН должна быть не менее чем на 20% выше, чем для остального оборудования ПС.

Согласно ГОСТ 9920 для основного оборудования выбирается удельная длина пути утечки 2,0-2,5 см/кВ. Для ОПН удельная длина пути утечки составляет 3,15 см/кВ.

8. Проверка ОПН по механическим характеристикам.

Ограничители опорного исполнения категории размещения 1 (наружная установка) должны выдерживать механические нагрузки:

- от ветра со скоростью 30 м/с;
- от ветра со скоростью 15 м/с при гололеде с толщиной стенки льда до 20 мм.

3.4.3 Выбор ОПН – 6 кВ

1. Выбор наибольшего длительно допустимого напряжения ОПН.

В сетях 6-35 кВ, работающих с изолированной нейтралью или с компенсацией емкостного тока замыкания на землю и допускающих неограниченно длительное существование однофазного замыкания на землю, наибольшее рабочее длительно допустимое напряжение ограничителя выбирается равным наибольшему рабочему напряжению электрооборудования для данного класса напряжения по ГОСТ 1516.3. Для класса напряжения 6 кВ:

$$U_{\text{ОПН}} = U_{\text{НР сети}} = 8,2 \text{ кВ.}$$

Согласно техническому заданию ОПН-6 для защиты ТСН и в ячейках должны иметь наибольшее длительно-допустимое рабочее напряжение не менее 8,2, а пропускную способность не менее 650 А.

2. Выбор номинального разрядного тока ОПН.

Номинальный разрядный ток ОПН принимается равным 10 кА.

3. Определение защитного уровня ОПН.

3.1 Определение защитного уровня ОПН при грозовых перенапряжениях.

Остающееся напряжение ограничителя на напряжение 6 кВ при грозовых перенапряжениях должно быть не выше 45 кВ.

3.2 Определение защитного уровня ОПН при коммутационных перенапряжениях.

Величина коммутационных перенапряжений определяет значение остающегося напряжения на ограничителе, которое должно быть при расчетном токе коммутационных перенапряжений не более выдерживаемого напряжения изоляцией защищаемого электрооборудования. Выдерживаемый уровень коммутационных перенапряжений внутренней изоляции аппаратов составляет 65,1 кВ.

4. Выбор тока взрывобезопасности ОПН.

Ток взрывобезопасности ОПН выбирают не менее чем на 10% больше значения тока трехфазного короткого замыкания в месте установки ограничителя.

5. Выбор длины пути утечки ОПН.

Длина пути утечки внешней изоляции ограничителя должна выбираться в зависимости от степени загрязнения по ГОСТ 9920-89, но при классе напряжения 6 кВ должна быть не менее 22 см.

6. Выбор типа ОПН.

В соответствии с заданными параметрами для установки в ячейках КРУН-6 кВ выбраны ограничители ОПНп-6/8,2-10/650 УХЛ2, имеющие параметры представленные в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Параметры ограничителей ОПНп-6/8,2-10/650 УХЛ2

Наименование параметра	ОПНп-6/8,2-10/650 УХЛ2
1. Класс напряжения сети, кВ	6
2. Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение ограничителя, кВ	8,2
3. Номинальное напряжение ограничителя, кВ	9
4. Номинальный разрядный ток, кА	10
5. Ток взрывобезопасности, кА	40
6. Остающееся напряжение при грозовых импульсах тока 8/20 мкс, кВ не более	
с амплитудой: 2500 А	29
500 А	29,3
1000 А	30,75
7. Остающееся напряжение при коммутационных импульсах тока 30/60 мкс, кВ не более	
С амплитудой: 500 А	17,8
5000 А	21,2
10000 А	22,9
20000 А	25
8. Длина пути тока утечки, см	24

Все указанное оборудование смонтировано на блоках высокой заводской готовности в заводских условиях, что позволяет ускорить процесс монтажных и наладочных работ, а также компактность подстанции. ОПН для ОРУ-110 кВ, ОРУ-35 кВ поставляется комплектно с металлоконструкциями, что существенно снижает сроки поставки и монтажа ОРУ. Конструкции позволяют использовать оборудование любого производителя.

4 Собственные нужды подстанции

К электроприемникам собственных нужд ГПП относятся: электродвигатели системы охлаждения силовых трансформаторов; устройства обогрева масляных высоковольтных выключателей и шкафов распределительных устройств с установленными в них аппаратами и приборами; установки электрического освещения и электроотопления помещений; наружное освещение территории ГПП. К наиболее ответственным потребителям относятся устройства управления, релейной защиты и автоматики, сигнализации и телемеханики. От этих устройств зависит работа основного оборудования ГПП и кратковременное прекращение их электроснабжения может привести к частичному или полному отключению подстанции. Электроприемники собственных нужд, перерыв в электроснабжении которых не вызывает отключения основного оборудования ГПП или снижения передаваемой мощности, относят к неответственным [3].

Для надежного электроснабжения потребителей собственных нужд ГПП предусматривается установка не менее двух трансформаторов собственных нужд (СН). Для подстанций с одним силовым трансформатором электроснабжение второго трансформатора СН осуществляется от местных электрических сетей или при невозможности подключения к ним трансформатор СН подключается аналогично первому трансформатору СН. К трансформаторам собственных нужд ГПП могут быть подключены только потребители этой подстанции. Согласно схемам собственных нужд ГПП предусматривают присоединение трансформаторов СН к различным источникам питания (вводам силовых трансформаторов или секциям РУ). На стороне низкого напряжения трансформаторы собственных нужд должны работать отдельно с взаимным резервированием с помощью устройства автоматического ввода резерва. На ГПП с напряжением на стороне ВН 330 кВ и выше должно быть предусмотрено резервное питание СН от независимого источника питания.

Мощность трансформаторов собственных нужд выбирается по нагрузке в разных режимах работы подстанции с учетом коэффициентов одновременности их загрузки и перегрузочной способности трансформаторов, но при этом не должна превышать мощности 630 кВА для подстанций 110-220 кВ и 1000 кВА для ГПП 330 кВ и выше.

На ГПП с постоянным оперативным током трансформаторы собственных нужд присоединяются через предохранители или выключатели к сборным шинам РУ 6-35 кВ, а при их отсутствии - к обмотке НН основных силовых трансформаторов подстанции. На ГПП с переменным и выпрямленным оперативным током трансформаторы СН присоединяются через предохранители в промежутке между вводами низкого напряжения основного силового трансформатора и его вводным выключателем.

Мощность трансформаторов собственных нужд после реконструкции составит:

$$S_m = \frac{S_{расч}}{K_n}, \quad 4.1$$

$$S_m = \frac{116}{1,4} = 83 \text{ кВ},$$

Расчет нагрузок и выбор мощности трансформаторов собственных нужд представлен в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Расчет нагрузок и выбор мощности трансформаторов собственных нужд

№	Нагрузка	n, шт.	P_n , кВт	$P_{н\Sigma}$, кВт	$\cos \varphi$	$tg \varphi$	K_m	$P_p = P \cdot \frac{K_m}{h}$ кВт	$Q_p = P_p \cdot tg \phi$ кВАр
1	Приводы выключателей 35 кВ	2	0,5	1	0,85	0,62	0,6	0,6	0,4
2	Двигатели приводов разъединителей и ЗН-35 кВ	38	0,5	19	0,85	0,62	0,6	12	7,44
3	Обогрев приводов выключателей 35 кВ	2	0,1	0,2	1	0	1	0,2	0
4	Обогрев приводов разъединителей и ЗН-35 кВ	38	0,025	0,95	1	0	1	0,95	0
6	Обогрев и освещение шкафов зажимов ОРУ-35 кВ	42	0,12	5,04	1	0	1	5,04	0
7	Освещение ОРУ	-	-	3	0,85	0,62	1	3	1,86
8	Питание РПН трансформаторов Т1 и Т2	2	1	2	0,85	0,62	0,6	1,2	0,74
9	Обогрев привода РПН	2	0,2	0,5	1	0	1	0,4	0
10	Освещение ОПУ	-	-	4	0,85	0,62	1	4	2,5

Продолжение таблицы 4.1

№	Нагрузка	п, шт.	P_H , кВт	$P_{H\Sigma}$, кВт	$\cos \varphi$	$tg \varphi$	K_m	$P_p = P \cdot \frac{K_m}{h}$ кВт	$Q_p = P_p \cdot tg \phi$ кВАр
11	Отопление КРУН- 6 кВ	38	0,5	19	1	0	1	19	0
12	Освещение КРУН-6 кВ	-	-	5	0,85	0,62	1	5	3,1
13	Аварийное освещение	-	-	0,8	1	0	1	0,8	-
14	Цепи оперативной блокировки	1	0,5	0,5	0,85	0,62	0,7	0,5	0,3
15	Аппаратура связи, АИISKУЭ, АСУТП	1	4	4	1	0	1	4	0
16	Отопление ОПУ	-	-	14	1	0	1	14	0
17	Вентиляция ОПУ	0,5	1	0,5	0,85	0,62	0,6	0,3	0,2
18	Питание аппаратуры связи	-	-	0,5	0,85	1	1	0,5	0
19	Питание источника постоянного тока	2	11,7	23,4	0,87	0,57	1	23,4	13,4
20	Пожарная сигнализация	1	1,5	1,5	1	0	1	1,5	0
21	Эл. сварка	-	-	10	0,6	1,33	1	10	13,3
	Итого:						-	108,4	43,2

Суммарная нагрузка по трансформатору: 116,7 кВА, η (кпд)=0,95.

К установке принимаются трансформаторы собственных нужд типа ТМГ-100/6/0,4 производства ОАО «Тольяттинский трансформатор».

Оперативный постоянный ток на ПС будет организован на основе аккумуляторной батареи и двух зарядно-выпрямительных устройств с размещением в ОПУ, с автоматическим поиском «земли» в сети постоянного оперативного тока без отключения присоединений.

В нормальном режиме работы ПС оборудование постоянного оперативного тока питается от подзарядных устройств, от которых также одновременно подзарядается аккумуляторная батарея. Предусматривается установка подзарядного устройства типа ПЗНП-60-300-М2-УХЛ4 производства МПОТК «Технокомплект». Преобразователь включает в себя силовой блок с трансформаторно-реакторным узлом, систему управления, дисплей с клавиатурой и защитно-коммутационное оборудование. Преобразователь представляет собой АБП и РШ (распределительный шкаф постоянного тока), объединенные в одну систему и собранные в шкафе напольного исполнения.

Преобразователь преобразует переменное трехфазное напряжение питающей сети 380В в постоянное выходное напряжение.

Преобразователь функционально состоит из низкочастотного трехфазного выпрямителя, сглаживающего фильтра, инвертора, трансформатора, выходного высокочастотного выпрямителя и LC фильтра.

Сетевое напряжение поступает на неуправляемый трехфазный выпрямитель, с выхода которого постоянное напряжение через сглаживающий LC-фильтр, подается для питания инвертора. Инвертор выполнен по мостовой схеме на основе интеллектуального IGBT-модуля фирмы Mitsubishi, что позволяет применить широтно-импульсную модуляцию с частотой около 12 кГц.

Согласно Нормам технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ при работе в автономном режиме (при потере собственных нужд) аккумуляторная батарея должна

обеспечивать максимальные расчетные толчковые токи после 2-часового разряда током на грузки (п. 6.3.1.7).

Расчёт нагрузки, подключенной к сети постоянного тока, представлен в таблице 4.2.

1. Ток, потребляемый в длительном режиме:

$$I_{длит} = I_{P3A} + I_{зап}, \quad 4.2$$

$$I_{длит} = 3 + 5 = 8 \text{ А.}$$

Ток в аварийном режиме на время, равное 4 ч:

$$I_{ав} = I_{длит} + I_{ав.осв} + I_{выкл35} + I_{выкл6} + I_{сигн}, \quad 4.3$$

$$I_{ав} = 8 + 1,8 + 0,54 + 22,8 + 0,5 = 33,64 \text{ А.}$$

Таблица 4.2 – Расчёт нагрузки, подключенной к сети постоянного тока

Нагрузка	Кол-во	Рабочий ток одного приемника, А	Суммарный потребляемый ток, А	Пусковой ток, А	Коэффициент одновременности (K_0)	Суммарный потребляемый ток с учётом K_0 , А
Катушки отключения выключателя 35 кВ	3	0,5	1,5	2,7	0,2	0,54
Приводы выключателя 6 кВ	38	3	114	9	0,2	22,8
Панели РЗА	-	-	3	-	1	3
Цепи сигнализации	-	-	0,5	-	1	0,5
Аварийное освещение	-	-	1,8	-	1	1,8
Запас	-	-	5	-	1	5

2. Предварительная оценка требуемой емкости батареи:

$$Q = \sum(I_i \cdot t_i), \quad 4.4$$

$$Q = 33,64 \cdot 4 = 134,56 \text{ Ач.}$$

3. Число элементов в батарее:

$$N = \frac{U_{\max}}{U_{\text{под.эл}}}, \quad 4.5$$

$$N = \frac{234}{2,25} = 104 \text{ эл.}$$

4. Минимально допустимое напряжение на батарее с учетом падения напряжения в кабельных линиях:

$$U_{\text{min.бат}} = U_{\text{min}} + \Delta U_{\text{потреб}}, \quad 4.6$$

$$\Delta U = \frac{1000}{\gamma \cdot s} \cdot \sum(I_m \cdot l_m), \quad 4.7$$

$$\gamma = \frac{1}{\rho}, \quad 4.8$$

$$\rho = 0,018 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2 / \text{м}.$$

Учитывается самый тяжелый режим работы – одновременное взведение пружин двух выключателей 6 кВ.

$$\Delta U = \frac{1000 \cdot 0,018}{2,5} \cdot 2 \cdot 3 \cdot 0,065 = 2,81 \text{ В,}$$

$$U_{\text{min.бат}} = 187 + 2,81 = 189,8 \text{ В.}$$

Минимально допустимое напряжение на элементе:

$$U_{\min.\text{э}} = \frac{189,8}{104} = 1,825\text{В}.$$

При напряжении на элемент $U_{\min \text{эл}} = 1,8 \text{ В}$ напряжение на батарее в конце четырехчасового режима составит:

$$U_{\min.\text{э}} \cdot N = 1,8 \cdot 104 = 198\text{В},$$

$$198 \text{ В} > 189,8 \text{ В}.$$

По соответствующей зарядной характеристике для тока нагрузки $33,64 \text{ А}$ и $U_{\min \text{эл}} = 1,8 \text{ В}$ определяем номинальную емкость аккумуляторов – 140 А/ч .

5 Выбор проводов и кабелей

Прокладка силовых и контрольных кабелей ОРУ-110, ОРУ-35 кВ организована в кабельростах с применением металлического кабельного короба на высоте 1,2 м. Силовые и контрольные кабели прокладываются отдельно, через перегородку.

В качестве подвесной изоляции устанавливаются ПСВ-120Б, линейной – ПСД-70Е.

В качестве гибкой ошиновки ОРУ-35 применяется провод АС-95, АС-150.

В качестве контрольного кабеля используется кабель ВВГнг-LS производства ОАО «Электрокабель» «Кольчугинский завод». Электрическая связь между КРУН и силовыми трансформаторами выполнена изолированным токопроводом типа ТПЛА номинальным током 3150 А.

Гибкая ошиновка, применяемая на ОРУ-110 кВ, выполнена на номинальный ток 600А, проводом АС-150. Наибольший ток термической стойкости 25 кА. Наибольший ток электродинамической стойкости 65 кА. Климатическое исполнение УХЛ1.

Спуски к оборудованию выполнены проводом марки АС-150 мм².

Гибкая ошиновка 35 кВ выполнена проводом АС-95 мм².

Ввода 10 кВ в КРУН-6 от трансформаторов Т1 Т2 выполнены изолированным трубчатым токопроводом ТПЛ SIS А-10-3000-64У1.

Сборные шины КРУН-6 выполнены на номинальный ток 3000А и ток термической стойкости 31,5кА, ток электродинамической стойкости 80 кА.

6 Релейная защита и телемеханика

6.1 Защита силового трансформатора

Основная защита силовых трансформаторов на подстанции выполнена на базе микропроцессорных терминалов «Сириус-ТЗ».

В основных защитах трансформатора реализованы следующие функции:

- одноступенчатая дифференциальная токовая защита трансформатора;
- двухступенчатая МТЗ высокой стороны трансформатора с возможностью комбинированного пуска по напряжению от сторон низшего и среднего напряжения;
- одна ступень МТЗ низшей стороны трансформатора с возможностью комбинированного пуска по напряжению от стороны низшего напряжения;
- ГЗТ;
- защита от перегрузки с действием на сигнализацию;
- контроль состояния трансформатора по ряду входных дискретных сигналов;
- управление схемой обдува по двум критериям - ток нагрузки и сигналы от датчиков температуры;
- выдача сигнала блокировки РПН при повышении тока нагрузки выше допустимого;
- исполнение водного сигнала УРОВ при отказах нижестоящих выключателей;
- исполнение входного сигнала – отключение вводного выключателя при срабатывании дуговой защиты низшего напряжения.

На рисунке 6.1 предоставлен внешний вид микропроцессорного терминала «Сириус-ТЗ».



Рисунок 6.1 – Внешний вид микропроцессорного терминала «Сириус-ТЗ»

6.2 Автоматическое регулирование напряжения трансформатора

В терминале «Сириус-2-РН» реализованы следующие функции:

- регулирование коэффициента передачи силового трансформатора путем переключения отводов его первичной обмотки с помощью РПН;
- обеспечение необходимых блокировок, запрещающих регулирование;
- контроль отработки команд устройством РПН.

На рисунке 6.2 предоставлен внешний вид микропроцессорного терминала «Сириус-2-РН».



Рисунок 6.2 – Внешний вид микропроцессорного терминала «Сириус-2-РН»

6.3 Защита секционного выключателя 6 кВ

Защита, управление и автоматика выключателя ввода 6 кВ реализована на базе микропроцессорного терминала «Сириус-2В». РЗА ввода 6 кВ включает:

- двухступенчатую максимальную токовую защиту (МТЗ) от междуфазных повреждений с контролем трех фазных токов (любая степень может иметь комбинированный пуск по напряжению, первые две могут быть выполнены направленными);
- формирование сигнала АВР на включение секционного выключателя;
- защиту минимального напряжения;
- контроль исправности трансформатора напряжения;
- логическую защиту шин;
- УРОВ.

На рисунке 6.3 предоставлен внешний вид микропроцессорного терминала «Сириус-2В».



Рисунок 6.3 – Внешний вид микропроцессорного терминала «Сириус-2В»

6.4 Защита отходящего присоединения 6 кВ

Защита, управление и автоматика выключателя отходящей линии 6 кВ реализованы на базе микропроцессорного терминала «Сириус-2МЛ».

РЗА линейного выключателя 6 кВ включает:

- двухступенчатую максимальную токовую защиту от междуфазных повреждений с контролем трёх фазных токов;
- защиту от замыканий на землю по сумме высших гармоник;

- защиту от замыканий на землю по току основной частоты;
- выдачу сигнала пуска МТЗ для организации логической защиты шин;
- формирование сигнала УРОВ.

На рисунке 6.4 представлен внешний вид микропроцессорного терминала «Сириус-2МЛ».



Рисунок 6.4 – Внешний вид микропроцессорного терминала «Сириус-2МЛ»

6.5 Автоматическая частотная разгрузка

Функция АЧР-6 кВ реализована на базе микропроцессорного терминала «Сириус-2-АЧР», который предусматривает:

- автоматическую частотную разгрузку до 4 групп присоединений.

Терминалы располагаются в отдельных шкафах СЭЩ.

На рисунке 6.5 представлен внешний вид микропроцессорного терминала «Сириус-2-АЧР».



Рисунок 6.5 – Внешний вид микропроцессорного терминала «Сириус-2-АЧР»

6.6 Защита трансформаторов напряжения 35, 6 кВ

Защита, управление и автоматика трансформатора напряжения 35, 6 кВ реализована в шкафу СЭЩ производства завода «Электрощит» на основе терминала «Сириус-ТН».

РЗА трансформатора напряжения включает:

- защиту от однофазных замыканий на землю с действием на сигнал;
- контроль наличия напряжения на фазах.

6.7 Управление, сигнализация, измерения

В данной работе предусматривается:

- 1) управление ЛВ 35, 6 кВ:
 - защитами и автоматикой через терминал защит;
 - вручную со щита управления;
 - вручную непосредственно с привода отделителя.
- 2) управление разъединителями и заземляющими ножами 6 кВ:
 - вручную с панелей щита управления;
 - вручную непосредственно рычагами разъединителей.
- 3) управление выключателями 6 кВ:
 - защитами и автоматикой через терминалы защит присоединений;
 - вручную переключателями, расположенными на фасаде ячейки 6 кВ;
 - вручную со щита управления (ввода 6 кВ и СВ 6 кВ).

Сигнализация обеспечивает извещение оперативного персонала о возникновении нарушений в работе электротехнического оборудования, о срабатывании автоматических устройств, срабатывании защит, автоматики и т.п.

Сигнализация выполняется с использованием терминала «Сириус-ЦС», установка которого предусматривается на панели СВ 6 кВ.

Также в ОПУ предусматривается местная светодиодная сигнализация, выполненная в терминалах РЗА.

6.8 Оперативная блокировка

Блокировка на ПС «Ремзавод» организована в шкафах СЭЩ на ОРУ-110 кВ с применением устройств «Сириус-ОБ», оснащенных по 64 дискретному входу для контроля положения коммутационных аппаратов.

Логика оперативной блокировки, принятая в данной работе, полностью соответствует следующим нормативным документам:

- «Инструкция по эксплуатации оперативных блокировок безопасности в распределительных устройствах высокого напряжения», РИ 34.36.512;
- «Инструкция по переключениям в электроустановках», СО 153-34.20.505-2003. Суть алгоритмов блокировки, используемой в данной работе, состоит:
 - для заземляющих ножей в проверке отключенного ряда разъединителей;
 - для разъединителей в проверке отключенного положения ряда заземляющих ножей и отделителей.

6.9 Дуговая защита КРУН 6 кВ

Для защиты шин КРУН 6 кВ используется дуговая защита на устройствах «Овод-МД».

Устройство выполнено в виде блока (имеющего выходные реле для подключения к исполнительным органам), устанавливаемого в релейном отсеке ячейки, и до трёх датчиков дуги, размещаемых в контролируемых отсеках. Устройство выпускается в двух модификациях - с верхним (В) или нижним (Н) расположением.

Устройство предназначено для непрерывной работы в не отапливаемых помещениях.

Для повышения селективности и надежности команда на отключение силовых электрических цепей выдается только при наличии двух факторов - световой вспышки от электрической дуги и работы максимальной токовой защиты без выдержки времени.

6.10 Перечень шкафов РЗА

Ориентировочное количество шкафов РЗА без учета аппаратуры ТМ и АИИС КУЭ приведено в таблице 6.1

Таблица 6.1 – Перечень шкафов РЗА на основе терминалов «Сириус»

Наименование	Тип	Кол-во шкафов/панелей, шт
Шкаф защит силового трансформатора Т1, Т2 Сириус-ТЗ-5А-220В-И1 - основная защита; Сириус-2-РН-5А-220В-И1 - регулирование напряжения.	СЭЩ	4
Защита ВЛ-35 кВ «Моркваши», «Ремзавод-Зольное» Сириус-2В-35-5А-220В-И1	СЭЩ	2
Защита ВЛ-110 кВ «Ремзавод-1», «Ремзавод-2» Сириус-2В-110-5А-220В-И1	СЭЩ	2
Шкаф центральной сигнализации и оперативной блокировки Сириус-ЦС-220В-И1 Сириус-2-ОБ-И1	СЭЩ	1 2
Шкаф защиты двух ТН 35 кВ	СЭЩ	1
Шкаф защиты и автоматики 6 кВ: Шкаф защиты вводного ВВ 6 кВ - Сириус-2В-5А-220В-И1 Шкаф защиты 6 кВ ВВ отходящих присоединений – Сириус-2МЛ-5А-220В-И1 Шкаф защиты секцион. СВ 6 кВ Сириус-2-С-5А-220В-И1	СЭЩ	Ячейки КРУН-6
Шкаф АЧР Сириус-2-АЧР-220-RS»	СЭЩ	2
Шкаф защит и автоматики ТСН	СЭЩ	2
Дополнительные терминалы в отдельных РЩ по 1 терминалу в каждый: - Терминал «Сириус-2-АЧР».	СЭЩ	1

6.11 Связь и телемеханика

В рамках данной бакалаврской работы в части телемеханики необходимо построить новую систему на базе КП «МТК-30» производства ЗАО «Систел А».

Предусматривается сбор телесигнализации со всех коммутационных аппаратов ОРУ-110, ОРУ-35 кВ и КРУН-6 кВ (отделители, выключатели, разъединители, заземляющие ножи), а так же сбор аварийных и предупредительных сигналов. Тип сигналов положения коммутационных аппаратов - «сухой контакт». Тип основных аварийных и предупредительных сигналов - «сухой контакт». Дополнительные аварийные и предупредительные сигналы собираются с микропроцессорных устройств РЗА по интерфейсу RS-485.

Телеуправление на подстанции предусмотрено только выключателями 35, 6 кВ. В объем передаваемой телеинформации помимо положения коммутационных аппаратов также входит сведения о наличии (отсутствии) замыкания на «землю» в сети 35,6 кВ.

Для объединения МП РЗА в единую сеть в рамках данной работы реализуется 3-уровневый архитектурный комплекс. Нижний уровень – информационно-измерительный комплекс (ИИК), состоящий из измерительных счетчиков и преобразователей.

Средний уровень – контрольно-коммуникационный уровень, состоит из устройств сбора, обработки и передачи информации и технических средств приема-передачи данных. В состав входят контроллеры модульного типа и сетевое оборудование.

Верхний уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), состоит из серверного оборудования (НР) и автоматизированных рабочих мест (АРМ) операторов (ноутбук, персональное место оператора). Общая структурная схема МП РЗА представлена на рисунке 6.6.

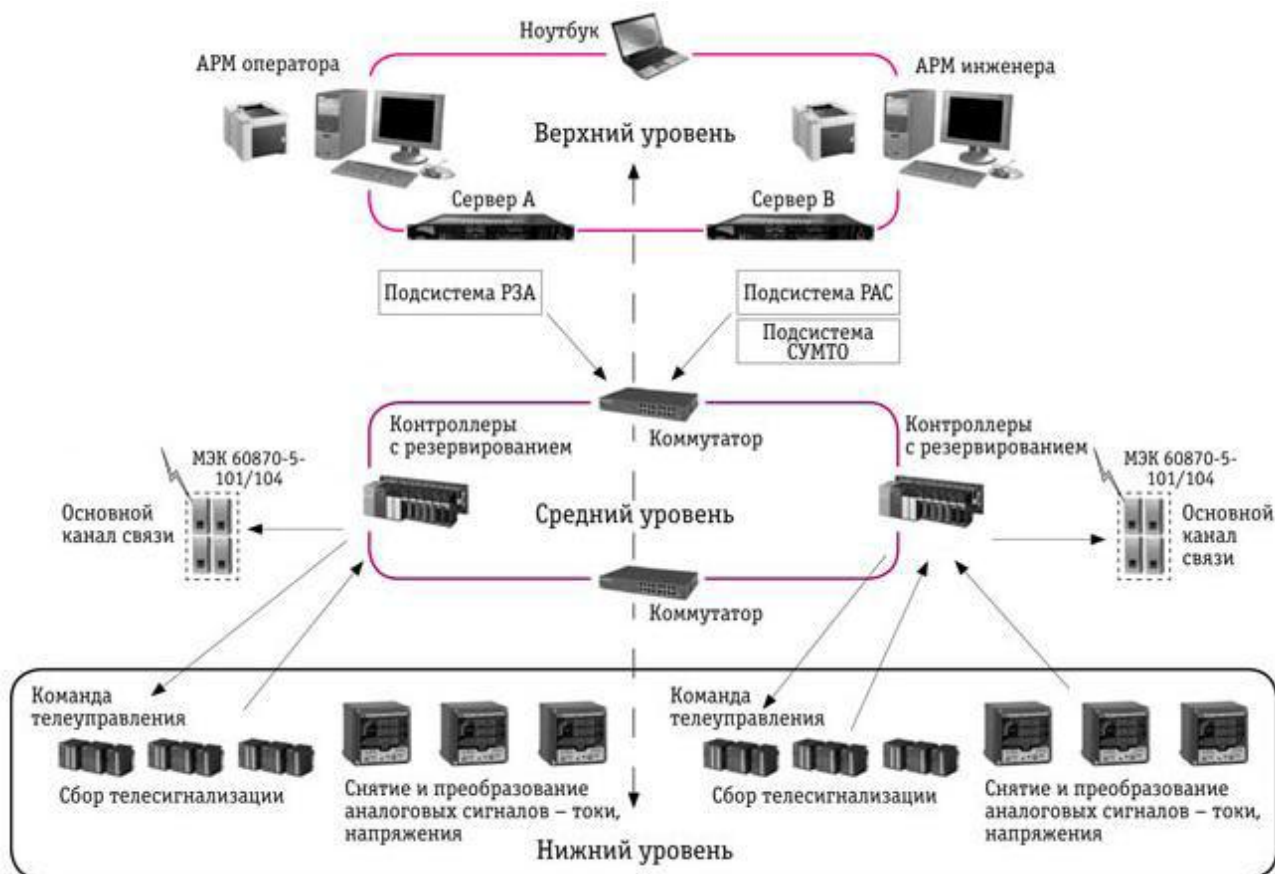


Рисунок 6.6 – Общая структурная схема МП РЗА

Подсистемами МП РЗА являются:

- подсистема телемеханики (ТМ). ТМ является основной системой, на базе оборудования которой создается МП РЗА. Посредством дополнительных коммуникационных модулей к телемеханике интегрируются остальные подсистемы (РАС, РЗА, СУМТО);
- подсистема регистрации аварийных событий (РАС);
- релейная защита и автоматика (РЗА) на базе «Сименс».

7 Заземление и молниезащита ПС

Всё вновь устанавливаемое оборудование подстанции защищено от грозовых атмосферных перенапряжений с помощью молниеотводов. Новое здание КРУН-6 кВ находится также в зоне защиты существующих молниеотводов подстанции.

7.1 Заземление подстанции 110/35/6 кВ «Ремзавод»

1. Для устройства заземления зданий КРУН и СДТУ выкапывается траншея глубиной 0,7 м на длину горизонтального электрода.

Вертикальные электроды из стержней диаметром 32 мм заглубляются так, чтобы верхняя часть электрода выступала над дном траншеи на 100-150 мм для присоединения горизонтального электрода.

2. Погружение вертикальных электродов производится путем ввертывания. Для электродов заземления, ввертываемых в грунт, должна применяться круглая горячекатаная сталь Ст3 ГОСТ 535-2005 диаметром 32 мм. Горизонтальный электрод выполняется из полосовой стали 60х5 мм той же марки.

3. Электроды и заземляющие проводники перед монтажом не должны иметь окраски и должны быть зачищены от ржавчины, следов масла и т.п.

4. Соединения вертикальных и горизонтальных электродов между собой и заземляющими проводниками, находящимися в земле, осуществляется только ручной дуговой сваркой согласно ГОСТ 5264-80*.

Сварку выполняют так, чтобы сварочный шов лег по всем соединениям, при этом длина нахлеста должна быть не менее 100 мм. Сварочный шов выполняется в два слоя и покрывается слоем битума. Прочность шва проверяется ударом молотка весом 1,5-2 кг.

5. Для изготовления стержневого электрода конец стержня оттягивается на острие и на расстоянии 40 мм от конца приваривается разрезанная шайба (забурник).

Шайба разрубается и растягивается на 30 мм. При указанной приварке шайбы должны применяться механизмы ПВЭ и ПВЭМ для забуривания электродов, имеющих правое вращение.

6. Напряжение на заземляющем устройстве при стекании с него тока замыкания на землю в любое время года не должно превышать 10 кВ (ПУЭ, п.17.8.89).

7. Все работы по контуру заземляющего устройства выполняются одновременно со строительными работами по нулевому циклу.

8. К заземляющему устройству присоединяется грозозащитный трос ВЛ, а также все опорные металлоконструкции, металлические части опорных железобетонных изделий и естественные заземлители.

9. После завершения работ по монтажу заземления составляется акт на скрытые работы.

10. В указанном узле кабельных лотков прокладывается стальную шину уравнивания потенциалов (ШУП). ШУП заземлить по концам.

11. Металлические кабельные лотки заземляются по концам и по местам ввода/вывода кабелей на ближайшие элементы заземляющего устройства подстанции.

Экраны контрольных кабелей заземляются с двух сторон.

12. Ограждение подстанции к заземляющему устройству подстанции не присоединять.

Заземление ограждения выполняется с помощью вертикальных электродов. Электроды привариваются к металлическим элементам ограждения по всему периметру подстанции.

13. На указанных опорных конструкциях выполняются из стальной полосы места для заземления пожарной техники.

14. Лежни для установки КРУН-6 кВ и блоков опорных металлоконструкций соединяются между собой стальной полосой 60x5.

7.2 Молниезащита подстанции 110/35/6 кВ «Ремзавод»

1. Молниеприемники и токоотводы жестко закрепляются так, чтобы исключить любой разрыв или ослабление крепления проводников под действием электродинамических сил и случайных механических воздействий (например, от порыва ветра или падения снежного пласта).
2. Количество соединений проводника сводится к минимальному. Соединения выполняются сваркой. Допускается вставка в зажимный наконечник или болтовое крепление.

Расчет зон молниезащиты выполнен согласно СО 153-34.21.122-2003.

Заключение

В выпускной квалификационной работе была рассчитана понизительная подстанция 110/35/6 кВ, расположенная в городе Жигулевске. Произведен расчет токов короткого замыкания, осуществлен выбор оборудования подстанции: вакуумных выключателей марки ВВУ-СЭЩ-Э П -10, измерительных трансформаторов тока марки ТОЛ-СЭЩ-6 УХЛ2, измерительные трансформаторы напряжения НАЛИ-6 УХЛ2. В результате расчета нагрузок собственных нужд подстанции 110/35/6 кВ «Ремзавод» к установке приняли трансформатор собственных нужд типа ТМГ – 100/6/0,4.

Также были выбраны ограничители перенапряжения нелинейные:

- 1) на 110 кВ – ОПНп-110/88-10/650ПУХЛ1,
- 2) на 35 кВ – ОПНп-35/40,5-10/650ПУХЛ1,
- 3) на 6 кВ – ОПНп-6/8,2-10/650ПУХЛ1, ОПНп-6/8,2-10/650ПУХЛ2.

В результате проектирования понизительной подстанции 110/35/6 кВ была достигнута цель по разработке мероприятий, направленных на модернизацию и замену существующего электрооборудования, срок службы которого превысил 35 лет.

Список использованных источников

- 1 Правила устройства электроустановок, 7-е издание. – М.; Academia, 2016.
- 2 Правила технической эксплуатации электроустановок. – М.: ФОРУМ-М, 2015.
- 3 Старшинов, В.А. Электрическая часть электростанций и подстанций. Учебное пособие / В.А. Старшинов, М.В. Пираторов, М.А. Козина. – М.: Издательский дом МЭИ, 2015.
- 4 Шеховцов, В.П. Расчет и проектирование ОУ и электроустановок промышленных механизмов. Учебное пособие / В.П. Шеховцов – М.: Форум, Инфра-М, 2015.
- 5 Анчарова, Т.В. Электроснабжение и электрооборудование зданий и сооружений. Учебник / Т.В. Анчарова, М.А. Рашевская, Е.Д. Стебунова – Москва: Форум, 2014.
- 6 Щербаков, Е.Ф. Электроснабжение и электропотребление на предприятиях. Учебное пособие / Е.Ф. Щербаков – Москва: Форум, 2014.
- 7 Гвоздев, С.М. Энергоэффективное электрическое освещение. Учебное пособие / С.М. Гвоздев, Д.И. Панфилов, Т.К. Романова – М.: Издательский дом МЭИ, 2013.
- 8 Кудрин, Б.И. Электроснабжение: Учебник / Б.И. Кудрин – М.: Academia, 2015.
- 9 Сибикин, Ю.Д. Пособие к курсовому и дипломному проектированию электроснабжения промышленных, сельскохозяйственных и городских объектов. Учебное пособие / Ю.Д. Сибикин – Москва: Форум, 2015.
- 10 Хорольский, В.Я. Прикладные методы для решения задач электроэнергетики. Учебное пособие / В.Я. Хорольский – Москва: Форум, 2015.
- 11 Дьяков, А.Ф. Электромагнитная совместимость и молниезащита в электроэнергетике: учебник для вузов / А.Ф. Дьяков – Москва: МЭИ, 2015.

12 Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учеб. пособие для вузов. – 5-е изд., перераб. и доп./ Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков. – М.: Энергоатомиздат, 2013.

13 Рожкова, Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: учебник для сред. проф. образования/ Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева, Т.В.Чиркова. – М.: изд. центр «Академия», 2004.

14 Макаров, Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110-1150 кВ: в 6 т.: учеб.- произв. изд. Т.3/ под ред. И.Т. Горюнова и др. – М. : Папирус Про, 2004.

15 Ополева, Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения: учеб. пособие. – М.: Форум-Инфра-М, 2006.

16 Jinchao, L. Jinying, "Electric power supply and demand early warning based on PCA and SVM method / L. Jinchao, L. Jinying. - Intelligent Control and Information Processing (ICICIP), 2nd International Conference, 2011, pp. 1119-1123.

17 Efimov, D. N. Virtual power plants for isolated and jointly operating electric power supply systems - Perspectives and challenges for Russia / D. N. Efimov, K. V. Suslov, N. I. Voropai, 2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting, 2011, pp. 1-6.

18 Haoming, Z. Application of synergic electric power supply in HEV / Z. Haoming, D. Shenping. - Intelligent Control and Automation (WCICA), 2010 8th World Congress on Jinan, 2010, pp. 4097-4100.

19 Hu, Z. Laboratory of electric power supply-demand by intelligent engineering / Z. Hu, M. Xu, B. Shan, Q. Wen. - Systems, Man and Cybernetics, 2009, pp. 3971-3975.

20 Zhao-guang, H. Study on the Architecture of National Electric Power Supply and Demand Simulation System / H. Zhao-guang, T. Xian-dong. - 2006 International Conference on Power System Technology, 2006, pp. 1-5.