



## Аннотация

Объектом выпускной квалификационной работы является подстанция, распределяющая электроэнергию на трёх классах напряжения – 110/35/10 кВ «Инга» ОАО «Тюменьэнерго». Предметом выпускной квалификационной работы является электрическая часть подстанции 110/35/10 кВ «Инга».

В объеме выпускной квалификационной работы производится анализ существующей ситуации в плане пропускной способности подстанции, а также производится замена основного электрооборудования на современные высокотехнологичные аналоги. Релейная защита подстанции меняется на аналоги, выполненные на высокотехнологичных микропроцессорных устройствах.

Состав выпускной квалификационной работы определяется следующими разделами:

- анализ существующего технического состояния подстанции;
- расчет электрических нагрузок подстанции;
- расчет силового трансформатора (мощность);
- расчет токов короткого замыкания;
- выбор основного электрооборудования напряжений 110, 35, 10 кВ;
- расчет уставок релейной защиты, заземления и молниезащиты подстанции.

Выпускная квалификационная работа выполнена на 67 с., включает 20 таблиц, 25 литературных источников, 4 рисунка.

## Содержание

Введение.....	4
1 Общие сведения. Характеристика объекта реконструкции.....	6
2 Электрические нагрузки подстанции «Инга» 110/35/10 кВ.....	9
3 Определение типа, расчет числа и мощности трансформаторов подстанции «Инга» 110/35/10 кВ.....	12
4 Токи короткого замыкания подстанции «Инга» 110/35/10 кВ.....	23
5 Расчет, анализ и выбор основного электротехнического оборудования подстанции 110/35/10 кВ Инга.....	27
6 Выбор устройств и расчет уставок релейной защиты и автоматики.....	47
7 Расчет заземляющего устройства подстанции «Инга» 110/35/10 кВ.....	58
8 Расчет устройства молниезащиты подстанции «Инга» 110/35/10 кВ.....	62
Заключение .....	64
Список использованных источников.....	65
Приложение А.....	68
Приложение Б.....	70
Приложение В.....	71

## Введение

Современные образцы электрооборудования – залог высокой надежности электроснабжения потребителей.

Устаревший парк электрооборудования подстанций – одна из наиболее актуальных проблем современной электроэнергетики России. Одним из очевидных путей решения данной проблемы является постоянный мониторинг и поиск информации о новейших, внедряющихся в эксплуатацию типах оборудования, которые совмещают в себе все достижения современной науки, и их применение на объектах электроэнергетики. В качестве рассматриваемых вариантов пойдут как отечественные, так и зарубежные аналоги, в виду того, что отечественные производители не всегда способны соперничать с зарубежным оборудованием по номинальным характеристикам [16].

Оборудование подстанции «Инга» 110/35/10 кВ выпущено в 80-х годах прошлого столетия. Столь высокий срок эксплуатации – 37 лет, не проходит бесследно для оборудования. Имеет место физическое устаревание оборудования – износ. Кроме того, существует риск возникновения аварийных ситуаций из-за наличия масляной изоляционной среды в некоторых видах оборудования, что может привести к пожару или даже взрыву. Эксплуатационные и ремонтные издержки уже давно вышли за приемлемые рамки.

Целью выпускной квалификационной работы, в соответствии с вышеобозначенной проблемой, является повышение надёжности электроснабжения потребителей путем реконструкции электрической части подстанции.

Следующие основные задачи были поставлены к решению, исходя из цели выпускной квалификационной работы:

- 1) Расчет электрических нагрузок подстанции «Инга» 110/35/10 кВ;
- 2) Расчет силового трансформатора подстанции «Инга» 110/35/10 кВ;

- 3) Расчет токов короткого замыкания подстанции «Инга» 110/35/10 кВ;
- 4) Выбор и расчет основного электрооборудования всех классов напряжения подстанции «Инга» 110/35/10 кВ;
- 5) Выбор релейной защиты и автоматики подстанции с последующим расчетом;
- 6) Расчет молниезащиты и заземления подстанции «Инга» 110/35/10 кВ.

## **1 Общие сведения. Характеристика объекта реконструкции**

Площадка подстанции «Инга» 110/35/10 кВ находится по адресу: Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, г. Когалым, проспект Нефтяников 5, строение 1.

Год ввода подстанции в эксплуатацию – 1981. Подстанция осуществляет питание муниципальных и промышленных нагрузок г. Когалым

Категория надежности потребителей электроэнергии подстанции «Инга» - I и II.

Мощность трансформаторов, установленных на подстанции, составляет 16 МВА, тип трансформаторов – ТДТН, классы напряжения – 110/35/10 кВ.

Реконструкция подстанции должна, обязательно, выполняться с соблюдением условия взаиморезервирования трансформаторов. Это значит, что при возникновении аварийной ситуации на подстанции и аварийном отключении одного из трансформаторов или ремонте одного из трансформаторов, второй трансформатор берет на себя полную нагрузку всей подстанции на время, которое понадобится для ремонта или замены. Также допускается использования резерва по сетям низкого напряжения [16].

Подстанция «Инга» 110/35/10 кВ находится в обслуживании у Когалымских электрических сетей - филиала АО «Тюменьэнерго».

Подстанция получает питание по двум высоковольтным линиям электропередачи (ЛЭП) 110 кВ – ВЛ 110 кВ «Кирилловская 1 – Инга» и ВЛ 110 кВ «Таврическая – Инга».

Открытое распределительное устройство (ОРУ) 110 кВ подстанции «Инга» 110/35/10 кВ выполнено по типовой блочной схеме, состоящей из двух блоков «линия-трансформатор» с перемычками (секционными), выполненными со стороны линии. Выключатель отсутствует, и основное электрооборудование ОРУ-110 кВ составляют отделители, короткозамыкатели и разъединители.

ОРУ-35 кВ подстанции «Инга» 110/35/10 кВ представляется собой систему из двух сборных ошинок с разъединителями и масляными выключателями.

Закрытое распределительно устройство (ЗРУ) подстанции «Инга» 110/35/10 кВ выполнено по схеме №10(6) – 1 – одна, секционированная выключателем система шин. Секционный выключатель при нормальном режиме функционирования подстанции разомкнут.

Основное электрооборудование, установленное на подстанции, как уже было отмечено во введении, устарело – морально и физически. Дальнейшая эксплуатация оборудования не гарантирует высокой надежности и безопасности электроснабжения. Сильный износ оборудования приводит к частым отключениям потребителей электроэнергии.

Ячейки закрытого распределительного устройства 10 кВ ВК-10 устарели и также требуют замены.

Перед заменой трансформатора необходимо произвести обосновывающий расчет и, если, замена не потребуется, то будет проведена ревизия силовых трансформаторов с последующим ремонтом. Запас масла для проведения ремонта находится в цистернах. В случае возникновения аварии слив масла предусматривается в емкость, установленную под землей, вместимостью 35 м<sup>3</sup>.

Распределение питания собственных нужд 380/220 В предусмотрено от существующего трансформатора собственных нужд - ТМ-40 кВА. Основными потребителями собственных нужд являются: обогрев здания и ячеек ЗРУ-10 кВ, освещение, потребление системы оперативного тока (приводы, катушки и т.д.).

Релейная защита подстанции «Инга» 110/35/10 кВ, со стороны 10 кВ – защита вводов, выполнена при помощи максимальной двухступенчатой токовой защиты (МТЗ), основу которой составляют механические реле РТ-40. На отходящих присоединениях 10 кВ предусматривается максимальная токовая отсечка (МТО) и МТЗ, которые также выполнены на механических реле РТ-40.

Защиты МТО и МТЗ выполнены с действием на отключение, защита от замыканий на землю, ввиду изолированной нейтрали (сторона 10 кВ трансформатора соединена в треугольник), выполнена с действием на сигнал.

Автоматика подстанции достигается при помощи автоматического ввода резерва (включение секционных выключателей), который включается в работу при исчезновении питания с одной из секций шин.

Механическая релейная аппаратура (реле) износились за долгий срок эксплуатации и в дальнейшем могут стать причинами ложных отключений подстанции. Неправильная работа релейной защиты на подстанции недопустима, т.к. данное обстоятельство может стать причиной аварии и нарушения электроснабжения потребителей. В виду того, что категории надежности электроснабжения потребителей подстанции «Инга» - I и II, необходимо срочное решение по реконструкции данной системы. Решение проблемы – применение микропроцессорных устройств релейной защиты.

Правилами устройства электроустановок (ПУЭ) предусмотрено выполнение заземляющего контура подстанции с сопротивлением не превышающем 0,5 Ом в любое время года. Заземляющее устройство подстанции «Инга» данным условиям удовлетворяет. Вертикальные электроды выполнены сталью Ø 12 мм и длиной 5 м. Сетка заземления, соединяющая вертикальные электроды и образующая единый заземляющий контур, выполнено сталью полосовой горячекатаной сечением 4x40 мм. От прямых ударов молнии (ПУМ) подстанция «Инга» защищена молниеотводами, которые также присоединены к заземляющему контуру и обеспечивают растекание тока молнии в 4 направлениях.

Защита от перенапряжений как грозовых, так и коммутационных выполнена вентильными разрядниками. Вентильные разрядники - это морально устаревшее оборудование, т.к. появились ограничители перенапряжений нелинейные (ОПН), обладающие намного лучшими характеристиками.



## 2 Электрические нагрузки подстанции «Инга» 110/35/10 кВ

Данное мероприятие необходимо для того, чтобы правильно оценить загрузку объекта и выбрать силовой трансформатор (либо оставить при недостаточном обосновании).

Расчет электрических нагрузок производится при помощи годовых графиков нагрузок, представленных отдельно для каждой из сторон подстанции (35 кВ, 10 кВ).

Характеристики нагрузок подстанции для сторон 35 кВ и 10 кВ представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Характеристика нагрузок

№	Нагрузка	Тип ЛЭП	Напряжение, кВ	cosφ
1	10 кВ	кабельная	10	0,93
2	35 кВ	воздушная	35	0,93
3	Дополнительная нагрузка	кабельная и воздушная	35,1	0,93

Годовой график нагрузки потребителей 10 кВ подстанции «Инга» 110/35/10 кВ представлен на рисунке А.1 в приложении А.

Годовой график нагрузки потребителей 35 кВ подстанции «Инга» 110/35/10 кВ представлен на рисунке А.2 в приложении А.

По годовым графикам нагрузки, представленным выше, на рисунках А.1 и А.2, необходимо определить мощность подстанции в целом.

Расчет полной мощности отдельных потребителей подстанции ведется по следующей формуле:

$$S_n = \frac{P_{in}}{\cos \varphi_{in}} \quad (2.1)$$

где  $P_{in}$  – потребляемая активная мощность каждого, взятого по отдельности, потребителя, кВт;

$\cos\varphi = 0,93$  – коэффициент мощности.

Произведем расчет суммарной мощности нагрузок 10 кВ и 35 кВ по формуле (2.1):

$$S_{10\text{кВ}} = \frac{7240}{0,93} = 7870 \text{ кВА}$$

$$S_{35\text{кВ}} = \frac{5650}{0,93} = 6141 \text{ кВА}$$

Далее необходимо произвести расчет электроэнергии, потребляемой каждым потребителем подстанции «Инга». Расчет ведется по следующей формуле:

$$W = \sum_{i=1}^k P_{\text{in } i} \cdot t_{\text{in } i} \quad (2.2)$$

где  $P_{\text{in } i}$  – значение активной мощности на  $i$ -ой ступени годового графика нагрузки, кВт (определяется по ступеням годового графика нагрузки);

$t_{\text{in } i}$  – продолжительность  $i$ -ой ступени годового графика нагрузки, час.

Произведем расчет электроэнергии, потребляемой потребителями 10 кВ и 35 кВ подстанции «Инга» по формуле (2.2):

$$W_{10\text{кВ}} = \left( \begin{array}{l} 7240 \cdot 500 + 6340 \cdot 1500 + 5920 \cdot 830 + 5260 \cdot 1160 + \\ + 4430 \cdot 1150 + 3510 \cdot 980 + 2640 \cdot 1410 + 2230 \cdot 1230 \end{array} \right) = 38899 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$$

$$W_{35\text{кВ}} = \left( \begin{array}{l} 5650 \cdot 620 + 4220 \cdot 680 + 3850 \cdot 1500 + 3360 \cdot 2340 + \\ + 3040 \cdot 1160 + 2470 \cdot 1500 + 1510 \cdot 960 \end{array} \right) = 28691 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$$

Перспективный рост нагрузки подстанции «Инга» составляет примерно 40 % на следующие 5 лет. Поэтому с учетом данного роста мощность подстанции будет определяться следующим выражением:

$$W_{\text{пс}} = 1,4 \sum_1^n W_n^i \quad (2.3)$$

$$W_{\text{пс}} = 1,4 \cdot (28691 + 38899) = 94626 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$$

Продолжительность максимальной годовой нагрузки рассчитывается по следующей формуле:

$$T_{\text{м}} = \frac{W_{\text{макс}}}{P_{\text{макс}}} \quad (2.4)$$

где  $P_{\text{макс}}$  – максимальная активная мощность подстанции, МВт;

$W_{\text{макс}}$  – электроэнергия, потребляемая всей подстанцией, МВт·ч.

$$T_{\text{м}} = \frac{94626}{1,4 \cdot 12890} = 5244 \text{ ч}$$

Суммарный годовой график нагрузки подстанции определяется путем сложения графиков 10 кВ и 35 кВ по методике, представленной в [15] и представлен на рисунке А.3 в приложении А.

### 3 Определение типа, расчет числа и мощности трансформаторов подстанции «Инга» 110/35/10 кВ

Мощность силового трансформатора подстанции – важный вопрос, рассмотрение которого производится при помощи расчета по технико-экономическим критериям. Исходными данным для расчета являются полная расчетная нагрузка и удельная плотность нагрузки, а также стоимость электроэнергии и ряд других факторов.

Результатом расчета будет являться оптимальная мощность, которая соответствует минимум приведенных затрат при эксплуатации.

Немаловажно при расчете мощности силового трансформатора подстанции учитывать возможную перегрузку, при которой только один из трансформаторов осуществляет переток всей мощности к нагрузке. С учетом коэффициентов загрузки трансформаторов (обычно 0,7) допускается перегрузка трансформатора на 40%.

Тип силового трансформатора, исходя из классов напряжения подстанции «Инга» - 110/35/10 кВ должен быть следующим: трехфазный трехобмоточный с устройством регулирования напряжения под нагрузкой.

Расчет мощности трансформаторов, устанавливаемых на подстанции, ведется по следующей формуле (с учетом аварийной перегрузки):

$$S_{\text{ном.Т}} = 0,7 \cdot S_{\text{maxПС}} \quad (3.1)$$

$$S_{\text{ном.Т}} = 0,7 \cdot 12890 = 9023 \text{ кВА}$$

По методике, представленной в [15] к мощности, рассчитанной по формуле (3.1), необходимо подобрать две большие ступени мощности  $S_{\text{ном.Т2}} > S_{\text{ном.Т1}} \geq S_{\text{ном.Т}}$ . Ближайшие наиболее подходящие – 10 МВА и 16 МВА.

В качестве силовых трансформаторов для рассмотрения принимаем – ТДТН 10000/110/35/10 и ТДТН 16000/110/35/10.

Паспортные данные, принятых к рассмотрению силовых трансформаторов, представлены далее в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Паспортные данные

Трансформатор	$S_{\text{ном.Т}}, \text{MVA}$	Напряжения обмоток, кВ			Потери, кВт		Uк, %			Iх.х, %	Цена, тысяч рублей
		ВН	СН	НН	Рх.х.	Рк.з.	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН		
ТДТН-10000/110	10	115	38,5	11	23	76	10,5	17	6	1,1	3750
ТДТН – 16000/110	16	115	38,5	11	26	105	10,5	10,5	6	1,05	4300

### 3.1 Расчет силового трансформатора ТДТН-10000/100/35/10 кВ

Приведенные потери активной мощности силового трансформатора рассчитываются по формуле:

$$P'_T = P'_{x.x} + K_{з.в}^2 \cdot P_{\text{кор.в}} + K_{з.с}^2 \cdot P_{\text{кор.с}} + K_{з.н}^2 \cdot P_{\text{кор.н}} \quad (3.2)$$

где  $P'_{x.x}$  - приведенные потери активной мощности силового трансформатора на холостом ходу, кВт;

$P_{\text{кор.в}}, P_{\text{кор.с}}, P_{\text{кор.н}}$  - приведенные потери активной мощности силового трансформатора при коротком замыкании, кВт;

$K_{з.в}, K_{з.с}, K_{з.н}$  - коэффициенты загрузки обмоток силового трансформатора соответствующих сторон.

$$K_{з.в} = \frac{S_{\text{Выс}}}{S_{\text{ном.Т}}} \quad (3.3)$$

$$K_{з.с.} = \frac{S_{Средн}}{S_{НОМ.Т}} \quad (3.4)$$

$$K_{з.н.} = \frac{S_{Низк}}{S_{НОМ.Т}} \quad (3.5)$$

где  $S_{Выс}$ ,  $S_{Средн}$ ,  $S_{Низк}$  – мощности обмоток силового трансформатора, кВА

Потери мощности (реактивной) силового трансформатора для режима холостого хода определяются по следующей формуле:

$$Q_{х.х} = \frac{I_{х.х}}{100} \cdot S_{НОМ.Т} \quad (3.6)$$

$$Q_{х.х} = \frac{1,1}{100} \cdot 10000 = 110 \text{ квар}$$

Потери активной мощности силового трансформатора для режима холостого хода определяются по следующей формуле:

$$P'_{х.х} = P_{х.х} + k_{и.п} \cdot Q_{х.х} \quad (3.7)$$

где  $k_{и.п.} = 0,05$  кВт/квар – коэффициент изменения потерь, зависящий от того, насколько далеко удален потребитель от источника питания.

$$P'_{х.х} = 23 + 0,05 \cdot 110 = 28,5 \text{ кВт}$$

В режиме короткого замыкания потери активной мощности силового трансформатора определяются по следующим формулам:

$$P'_{\text{кор.в}} = P_{\text{кор.в}} + K_{\text{и.п}} \cdot Q_{\text{кор.в}} \quad (3.8)$$

$$P'_{\text{кор.с}} = P_{\text{кор.с}} + K_{\text{и.п}} \cdot Q_{\text{кор.с}} \quad (3.9)$$

$$P'_{\text{кор.н}} = P_{\text{кор.н}} + K_{\text{и.п}} \cdot Q_{\text{кор.н}} \quad (3.10)$$

где  $P_{\text{кор.в}}$ ,  $P_{\text{кор.с}}$ ,  $P_{\text{кор.н}}$  – потери активной мощности в режиме короткого замыкания соответствующих обмоток трансформатора, кВт (определяются по методике [15]);

$$P_{\text{кор.в}} = P_{\text{кор.с}} = P_{\text{кор.н}} = 0,5 \cdot P_{\text{к.ВН-НН}} \quad (3.11)$$

$Q_{\text{кор.в}}$ ,  $Q_{\text{кор.с}}$ ,  $Q_{\text{кор.н}}$  – потери реактивной мощности в режиме короткого замыкания для соответствующих обмоток силового трансформатора, кВар (определяются по методике [15]);

$$Q_{\text{кор.в}} = \frac{U_{\text{кор.в}}}{100} \cdot S_{\text{ном.Т}} \quad (3.12)$$

$$Q_{\text{кор.с}} = \frac{U_{\text{кор.с}}}{100} \cdot S_{\text{ном.Т}} \quad (3.13)$$

$$Q_{\text{кор.н}} = \frac{U_{\text{кор.н}}}{100} \cdot S_{\text{ном.Т}} \quad (3.14)$$

$U_{\text{кор.в}}$ ,  $U_{\text{кор.с}}$ ,  $U_{\text{кор.н}}$  – напряжения короткого замыкания для соответствующих обмоток силового трансформатора (определяются по методике [15]);

$$U_{\text{кор.в}} = 0,5 \cdot (U_{\text{к.ВН-СН}} + U_{\text{к.ВН-НН}} - U_{\text{к.СН-НН}}) \quad (3.15)$$

$$U_{\text{кор.с}} = 0,5 \cdot (U_{\text{к.ВН-СН}} + U_{\text{к.СН-НН}} - U_{\text{к.ВН-НН}}) \quad (3.16)$$

$$U_{\text{кор.в}} = 0,5 \cdot (U_{\text{к.ВН-НН}} + U_{\text{к.СН-НН}} - U_{\text{к.ВН-СН}}) \quad (3.17)$$

Расчет по формулам (3.3 – 3.17) приведен далее:

$$K_{3.в} = \frac{12890}{2 \cdot 10000} = 0,65$$

$$K_{3.с} = \frac{5650}{2 \cdot 10000} = 0,28$$

$$K_{3.н} = \frac{7240}{2 \cdot 10000} = 0,36$$

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

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

$$U_{\text{кор.н}} = 0,5 \cdot (17 + 6 - 10,5) = 6,25$$

$$Q_{\text{кор.в}} = \frac{U_{\text{кор.в}}}{100} \cdot S_{\text{ном.т}} = 1075 \text{ квар};$$

$$Q_{\text{кор.с}} = \frac{U_{\text{кор.с}}}{100} \cdot S_{\text{ном.т}} = 1700 \text{ квар};$$

$$Q_{\text{кор.н}} = \frac{U_{\text{кор.н}}}{100} \cdot S_{\text{ном.т}} = 675 \text{ квар};$$



$$P_{\text{кор.в}} = P_{\text{кор.с}} = P_{\text{кор.н}} = 0,5 \cdot 140 = 70 \text{ кВт};$$

$$P'_{\text{кор.в}} = 76 + 0,05 \cdot 1075 = 129,75 \text{ кВт};$$

$$P'_{\text{кор.с}} = 76 + 0,05 \cdot 1700 = 161 \text{ кВт};$$

$$P'_{\text{кор.н}} = 76 + 0,05 \cdot 675 = 103,75 \text{ кВт};$$

Приведенные потери по мощности силового трансформатора, определяемые по формуле (3.2), рассчитаны далее:

$$P'_T = 28,5 + 0,65^2 \cdot 129,75 + 0,28^2 \cdot 161 + 0,36^2 \cdot 103,75 = 199,8 \text{ кВт}$$

Расчет суммарных потерь электроэнергии в режиме холостого хода на любой (i-ой) ступени годового графика нагрузки силового трансформатора ведется по следующей формуле:

$$\Sigma \Delta W_{x,x} = n_T \cdot P'_x \cdot T_i \quad (3.18)$$

Расчет суммарных потерь электроэнергии в режиме короткого замыкания на любой (i-ой) ступени годового графика нагрузки силового трансформатора ведется по следующей формуле:

$$\Sigma \Delta W_{к.з} = \frac{1}{n_T} \cdot P'_{\text{кор.в}} \cdot K_{3.в}^2 \cdot T_i + \frac{1}{n_T} \cdot P'_{\text{кор.с}} \cdot K_{3.с}^2 \cdot T_i + \frac{1}{n_T} \cdot P'_{\text{кор.н}} \cdot K_{3.н}^2 \cdot T_i \quad (3.19)$$

где  $T_i$  – продолжительность нагрузки соответствующей ступени графика.

Расчет суммарных потерь электроэнергии в силовых трансформаторах, установленных на подстанции, ведется по следующей формуле:

$$\Delta W_{п.с} = \Sigma \Delta W_{x.xi} + \Sigma \Delta W_{к.зи} \quad (3.20)$$

Расчет экономической загрузки силовых трансформаторов, ниже которой работа двух трансформаторов экономически не выгода, ведется по следующей формуле:

:

$$S_{э.пс} = S_{ном.т} \cdot \sqrt{n_T \cdot (n_T - 1) \cdot \frac{P_{x.x}}{P_{к.з}}} \quad (3.21)$$

$$S_{э.пс} = 10000 \cdot \sqrt{2 \cdot (2 - 1) \cdot \frac{28,5}{129,75}} = 6628 \text{ кВА}$$

Расчет суммарных потерь электроэнергии в силовом трансформаторе ТДТН-10000/110/35/10 кВ представлен в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Расчёт потерь ЭЭ ТДТН-10000 кВА

i	S <sub>Высі</sub>	S <sub>Средні</sub>	S <sub>Низкі</sub>	n <sub>i</sub>	T <sub>i,ч</sub>	ΔW <sub>x,x,</sub> кВт·ч	K <sub>з,ві</sub>	K <sub>з,сі</sub>	K <sub>з,ні</sub>	ΔW <sub>кві</sub>	ΔW <sub>ксі</sub>	ΔW <sub>кні</sub>
1	12890	5650	7240	2	500	28501,00	0,64	0,28	0,36	13474,91	3213,21	3399,96
2	11991	4221	6341	2	120	6841,00	0,61	0,22	0,33	2798,94	431,08	626,55
3	10561	3851	5921	2	680	38761,00	0,54	0,18	0,31	12299,57	2029,47	3091,66
4	10191	3361	5261	2	700	39901,00	0,52	0,18	0,27	11789,65	1591,43	2512,71
5	9771	3041	4431	2	830	47311,00	0,48	0,16	0,23	12849,46	1544,69	2113,45
6	8621	2471	3511	2	1160	66121,00	0,44	0,13	0,19	13979,45	1425,27	1854,42
7	7791	1511	2641	2	1150	65551,00	0,38	0,09	0,14	11319,54	528,71	1039,46
8	6551	0	2231	1	980	27931,00	0,65	0,00	0,23	54553,68	0,00	5057,21

9	5681	0	0	1	180	5131,00	0,58	0,00	0,00	7535,89	0,00	0,00
10	5111	0	0	1	1230	35051,00	0,52	0,00	0,00	41673,96	0,00	0,00
11	4501	0	0	1	270	7691,00	0,46	0,00	0,00	7095,09	0,00	0,00
12	3541	0	0	1	960	27361,00	0,36	0,00	0,00	15609,37	0,00	0,00
Суммарное число потерь					8760	396150,00				204971,42	10757,82	19689,35
					631566,56							

Расчет экономической стоимости потерь электроэнергии в силовом трансформаторе ведется по следующей формуле:

$$И\Delta W_{ПС} = C_{э,х} \cdot \Delta W_x + C_{э,к} \cdot \Delta W_k \quad (3.22)$$

где  $C_{э,х} = 0,651$  руб/кВт·ч – стоимость потерь электроэнергии в размере 1 кВт·ч;

$C_{э,к} = 0,921$  руб/кВт·ч – стоимость потерь в обмотках (нагрузочных потерь) 1 кВт·ч.

$$И\Delta W_{ПС} = 0,648 \cdot 396150 + 0,918 \cdot 235415,55 = 472816,7 \text{ руб.}$$

Расчет эксплуатационных издержек за каждый год определяются по следующей формуле:

$$И_э = P_{сум} \cdot K \quad (3.23)$$

где  $P_{сум} = 0,094$  – коэффициент амортизационных вложений в подстанцию;

$K = 7500000$  руб – капитальные затраты на электрооборудование.

$$И_э = P_{сум} \cdot K = 0,094 \cdot 7500000 = 705000 \text{ руб.}$$

Расчет приведенных затрат на всю подстанцию ведется по следующей формуле:

$$Z_{\text{пр}} = E_{\text{н}} \cdot K + I_{\text{э}} + И\Delta W_{\text{пс}} \quad (3.24)$$

$$Z_{\text{пр}} = 0,15 \cdot 7500000 + 705000 + 472816,7 = 2302816,7 \text{ руб.}$$

### 3.2 Расчет силового трансформатора ТДТН-16000/110/35/10 кВ

Расчет ведется аналогично трансформатору ТДТН-10000/110/35/10 кВ по формулам (3.2 – 3.24).

$$Q_{\text{x.x}} = \frac{I_{\text{x.x}}}{100} \cdot S_{\text{ном.Т}} = \frac{1,05}{100} \cdot 16000 = 168 \text{ квар}$$

$$P'_{\text{x.x}} = P_{\text{x.x}} + K_{\text{и.п}} \cdot Q_{\text{x.x}} = 26 + 0,05 \cdot 168 = 34,4 \text{ кВт}$$

$$K_{3,\text{в}} = \frac{12890}{2 \cdot 16000} = 0,4$$

$$K_{3,\text{с}} = \frac{5650}{2 \cdot 16000} = 0,18$$

$$K_{3,\text{н}} = \frac{7240}{2 \cdot 16000} = 0,23$$

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

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

$$U_{\text{кор.н}} = 0,5 \cdot (17 + 6 - 10,5) = 6,25$$

$$Q_{\text{кор.в}} = \frac{10,75}{100} \cdot 16000 = 1720 \text{ квар}$$

$$Q_{\text{кор.с}} = \frac{10,75}{100} \cdot 16000 = 1720 \text{ квар}$$

$$Q_{\text{кор.н}} = \frac{6}{100} \cdot 16000 = 960 \text{ квар}$$

$$P_{\text{кор.в}} = P_{\text{кор.с}} = P_{\text{кор.н}} = 0,5 \cdot 191 = 95,5 \text{ кВт}$$

$$P'_{\text{кор.в}} = 105 + 0,05 \cdot 1720 = 191 \text{ кВт}$$

$$P'_{\text{кор.с}} = 105 + 0,05 \cdot 1720 = 191 \text{ кВт}$$

$$P'_{\text{кор.н}} = 105 + 0,05 \cdot 960 = 153 \text{ кВт}$$

$$P'_T = 34,4 + 0,4^2 \cdot 191 + 0,18^2 \cdot 191 + 0,23^2 \cdot 153 = 79,25 \text{ кВт}$$

$$S_{\text{э.пс}} = 16000 \cdot \sqrt{2 \cdot (2-1) \frac{34,4}{191}} = 9602 \text{ кВА}$$

Расчет суммарных потерь электроэнергии в силовом трансформаторе ТДТН-16000/110/35/10 кВ представлен в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Расчёт потерь ЭЭ ТДТН-16000 кВА

i	S <sub>Выс</sub>	S <sub>Средн</sub>	S <sub>Низк</sub>	n <sub>i</sub>	T <sub>i,ч</sub>	$\Delta W_{x,x}$ , кВт·ч	K <sub>з,в</sub>	K <sub>з,с</sub>	K <sub>з,н</sub>	$\Delta W_{кв}$	$\Delta W_{кс}$	$\Delta W_{кн}$
1	12890	5650	7240	2	500	34401	0,41	0,19	0,24	7748,83	1489,56	1956,99
2	11991	4221	6341	2	120	8257	0,38	0,14	0,21	1609,89	199,31	361,36
3	10561	3851	5921	2	680	46785	0,34	0,13	0,19	7072,98	941,02	1781,39
4	10191	3361	5261	2	700	48161	0,33	0,12	0,17	6779,76	738,02	1446,88
5	9771	3041	4431	2	830	57105	0,32	0,11	0,15	7389,75	716,38	1217,89
6	8621	2471	3511	2	1160	39905	0,55	0,16	0,23	64309,15	5281,15	8542,29
7	7791	1511	2641	2	1150	39561	0,49	0,09	0,18	52068,44	1957,35	4791,25
8	6551	0	2231	1	980	33713	0,42	0,00	0,15	31369,11	0,00	2913,65
9	5681	0	0	1	180	6193	0,37	0,00	0,00	4333,75	0,00	0,00
10	5111	0	0	1	1230	42313	0,33	0,00	0,00	23963,96	0,00	0,00
11	4501	0	0	1	270	9289	0,29	0,00	0,00	4079,28	0,00	0,00
12	3541	0	0	1	960	33025	0,23	0,00	0,00	8976,77	0,00	0,00
Суммарное число потерь					8760	398696				219692,55	11317,77	23007,65
652710,94												

$$И\Delta W_{ПС} = 0,648 \cdot 398696 + 0,918 \cdot 254014,94 = 491540,726 \text{ руб}$$

$$И_3 = P_{\text{сум}} \cdot K = 0,094 \cdot 8600000 = 808400 \text{ руб.}$$

$$З_{\text{пр}} = 0,15 \cdot 8600000 + 808400 + 491540,726 = 2589940,7 \text{ руб}$$

Методические указания требуют выбора трансформатора с меньшими приведенным затратами. Основываясь на перспективе увеличения нагрузок, а также на удовлетворительном состоянии трансформатора, требующего только ремонта, после которого возможна дальнейшая эксплуатация, принимаем решение оставить на подстанции «Инга» 110/35/10 кВ существующие трансформаторы.

#### **4 Токи короткого замыкания подстанции «Инга» 110/35/10 кВ**

Расчетные значения токов короткого замыкания в различных точках подстанции необходимы для правильного подбора электрооборудования и токоведущих частей, устанавливаемых на подстанции, а также для расчета заземляющего устройства.

Расчетные значения токов короткого замыкания помогают правильно подобрать оборудование по различным критериям таким как:

- стойкость к электродинамическим воздействиям;
- стойкость к термическим воздействиям;
- уставки релейной защиты и т.д.

Расчет токов короткого замыкания сложен, если стараться учесть все факторы, оказывающие влияние на значение тока короткого замыкания, поэтому на практике существует ряд упрощений, который облегчает расчет (т.е. данные факторы в расчетах не учитываются):

- различие фаз ЭДС (или сдвиг по фазе);
- разница частоты вращения роторов синхронных электрических машин;
- насыщение магнитопроводов трансформаторов, генераторов и электродвигателей
- наличие емкостной проводимости ВЛ и КЛ;
- несимметрия трехфазной системы и т.д.

Схема для расчета токов – расчетная и замещения представлена на рисунке Б.4.1 в приложении Б.

Начальные условия (или исходные данные) для расчета токов короткого замыкания представлены далее:

- напряжение системы  $U_H = 115$  кВ и сопротивление системы  $x_c = 2,25$  Ом;

- напряжение воздушных линий  $U_H = 115/38,5/11$  кВ; сопротивление ВЛ  $x_0 = 0,159/0,422/0,585$  Ом/км; длина линий  $l = 7,3/4,4/2,3$  км;

- мощность силового трансформатора  $S_H = 16$  МВА;

- мощность, принятая за базисную  $S_б = 1000$  МВА.

Далее произведем расчет токов короткого замыкания для 5-ти точек.

#### 4.1 Токи короткого замыкания в точке К1

Расчет ведется в системе относительных единиц.

Расчет сопротивления системы в относительных единицах ведется по следующей формуле:

$$x_C = x_0 \frac{S_б}{U_H^2} \quad (4.1)$$

$$x_C = 2,25 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,17 \text{ о.е.}$$

Расчет сопротивления воздушной линии 110 кВ ведется по следующей формуле:

$$X_L = X_0 \cdot l \cdot \frac{S_б}{U_H^2} \quad (4.2)$$

где  $x_0 = 0,159$  Ом/км – удельное сопротивление воздушной линии.



$$X_{\text{Л}} = 0,159 \cdot 7,3 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,087 \text{ о.е.}$$

Расчет результирующего сопротивления до точки короткого замыкания К1 ведется по следующей формуле:

$$X_{\Sigma 1} = X_{\text{С}} + X_{\text{ВЛ}} \quad (4.3)$$

$$X_{\Sigma 1} = 0,17 + 0,087 = 0,257 \text{ о.е.}$$

Расчет слагающей тока короткого замыкания, периодического характера, ведется по следующей формуле:

$$I_{\text{К1}} = \frac{S_{\text{Б.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{Н}} \cdot X_{\Sigma 1}} \quad (4.4)$$

$$I_{\text{К1}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 0,257} = 19,6 \text{ кА}$$

Расчет мощности короткого замыкания в точке К1 ведется по следующей формуле:

$$S_{\text{К1}} = \sqrt{3} \cdot I_{\text{К1}} \cdot U_{\text{Н}} \quad (4.5)$$

$$S_{\text{К1}} = 1,73 \cdot 19,6 \cdot 115 = 3899,4 \text{ МВА}$$

Расчет ударного значения тока короткого замыкания ведется по следующей формуле:

$$i_{уд1} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{к1} \quad (4.6)$$

где  $K_y = 1,8$  – ударный коэффициент тока короткого замыкания.

$$i_{уд1} = 1,414 \cdot 1,8 \cdot 19,6 = 49,9 \text{ кА}$$

Действующее значение тока короткого замыкания рассчитывается по следующей формуле:

$$I_{y1} = I_{к1} \cdot \sqrt{1 + 2(K_{y1} - 1)^2} \quad (4.7)$$

$$I_{y1} = 19,6 \cdot \sqrt{1 + 2(1,8 - 1)^2} = 29,59 \text{ кА}$$

Расчет для остальных 4-х точек представлен в приложении В. Результаты расчетов токов короткого замыкания в 5-ти точек для наглядности сведен в таблицу 4.1.

Таблица 4.1 - Данные расчетов токов короткого замыкания подстанции «Александровка»

Расчетные точки	Ток КЗ $I_k$ , кА	Ударный ток $i_{уд}$ , кА	Действующее значение тока КЗ $I_y$ , кА	Мощность КЗ $S_{к.з.}$ , МВА
К1	19,6	49,9	29,59	3899,4
К2	2,2	5,4	3,3	147,1
К3	7,7	18,7	11,6	147,1
К4	1,9	4,7	2,85	126,5
К5	3,1	7,5	4,7	59,5

**5 Расчет, анализ и выбор основного электротехнического оборудования подстанции 110/35/10 кВ Инга**

При выборе основного оборудования подстанции необходимо, чтобы выбранное оборудование надежно функционировало в нормальном режиме (токи и напряжения равны номинальным или не превышают максимальных рабочих значений), режиме перегрузки (токи, протекающие через токоведущие части оборудования, больше максимально рабочих), аварийный режим (через токоведущие части протекают токи коротких замыканий).

Для правильной работы оборудования в нормальном режиме необходимо, чтобы параметры сети были меньше или равны номинальным характеристикам аппаратов.

В режиме перегрузки оборудование способно выдерживать токи, протекающие по токоведущим частям, однако длительность протекания таких токов ограничена. Для защиты от длительного протекания токов перегрузки устанавливают максимальную токовую защиту.

Для того чтобы оборудование выдерживало токи коротких замыканий необходимо произвести его проверку на термодинамическую и электродинамическую стойкость.

Коммутационные аппараты необходимо проверять на отключающую способность - способность отключать токи коротких замыканий (не только периодическую составляющую, но и апериодическую).

Также при выборе оборудования необходимо учитывать место установки: на открытом воздухе, в помещении. Необходимо учитывать климатические условия, геометрические размеры (особенно это важно учитывать для обеспечения достаточного изоляционного расстояния).

При выборе оборудования выбран наиболее тяжелый режим, чтобы обеспечить надежное функционирование оборудования в аварийном режиме, режиме перегрузки.

## **5.1 Выбор высоковольтных выключателей**

Для того чтобы обеспечить работу оборудования в режиме перегрузки, рассчитан максимальный рабочий ток  $I_{\text{мрт}}$ , А, согласно формуле:

$$I_{\text{мрт}} = \frac{k_{\text{п}} \cdot S_{\text{ном.т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.выкл}}} \quad (5.1)$$

где  $k_{\text{п}}=1,4$  - коэффициент, учитывающий режим перегрузки;

$S_{\text{ном.т}} = 16000$  кВА - номинальная мощность силового трансформатора;

$U_{\text{ном.выкл}} = 115$  кВ - номинальное напряжение выключателя 110 кВ;

$$I_{\text{мрт}} = \frac{1,4 \cdot 16000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 112,5 \text{ А}$$

Параметры выключателя и сети представлены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 - Выбор параметров высоковольтного выключателя 110 кВ

Расчетные параметры	Сеть	Выключатель
Номинальное напряжение выключателя 110 кВ, $U_{\text{ном.выкл}}$ , кВ	110	110
Номинальный ток высоковольтного выключателя 110 кВ, $I_{\text{ном.выкл}}$ , А	112,5	2000
Ток отключающей способности (периодическая слагающая) $I_{\text{ном.о.выкл}}$ , кА	18,7	40
Ток электродинамической стойкости $i_{\text{к.уд}}$ , $i_{\text{пр.сквоз}}$ , кА	48	80

Высоковольтные выключатели используются для коммутирования электрических цепей при протекании как токов номинальных, так и токов перегрузки, токов коротких замыканий. Конструкция высоковольтных выключателей способны позволяют производить коммутирование нормальных и аварийных токов.

Требования к параметрам выключателей представлены в [1], [2].

В настоящее время в России производятся коммутационные аппараты, предназначенные для эксплуатации в районах с различными климатическими условиями: умеренным, холодным и морским климатом. Протекает процесс создания единой энергетической системы, что обуславливает ужесточение технических требований к оборудованию. Ужесточение требований приводит к затруднениям при проектировании конструкций дугогасительных камер.

Одни из наиболее распространенных конструкций выключателей - масляные и воздушные. Масляные выключатели имеют ряд недостатков: взрывоопасность, загрязнение окружающей среды утечками масла, большие габариты. Данные недостатки способствуют вытеснению данных выключателей из эксплуатации. Воздушные выключатели имеют большие габаритные размеры, к тому же необходимо предусматривать емкости для сжатого воздуха. Работа данных выключателей сопровождается шумом.

Согласно [3], на открытом распределительном устройстве 110 кВ необходимо использовать воздушные и элегазовые выключатели, данные выключатели имеют ряд преимуществ:

а) Энергия для гашения дуги используется благодаря нагреву сжатого элегаза и высокоскоростному дутью при размыкании контактов элегазового выключателя 110 кВ;

б) Низкий уровень утечек элегаза по минимуму наносит ущерб окружающей среде, к тому же повышает срок службы аппарата и низкой стоимости обслуживания, благодаря надежной конструкции и использованию специальных уплотнителей.

в) В состав конструкции входят прочные изоляторы, обеспечивающие стойкость к электродинамическому воздействию токов коротких замыканий.

Для анализа выбраны два выключателя 110 кВ: ВГП-110-40/2000-У1 [4]; ВГБУ-110-40/2000-УХЛ1 [5]. Завод-изготовитель выключателя марки ВГТ-110-40/2000-У1 - АО "Уралэлектротяжмаш", завод-изготовитель выключателя марки ВГБУ-110-40/2000-УХЛ1 - ОАО "Электроаппарат". Параметры выключателей для сравнения представлены в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Параметры выключателей ВГП-110-40/2000-У1 и ВГБУ-110-40/2000-УХЛ1

Марка	$U_{\text{ном.выкл}}$ , кВ	Максимальное рабочее напряжение, кВ	$I_{\text{ном.выкл}}$ , А	$I_{\text{ном.о.выкл}}$ , кА,	Доля апериодической составляющей, %	Стоимость
ВГП-110-40/2000-У1	110	126	2000	40	46	830000
ВГБУ-110-40/2000-УХЛ1	110	126	2000	40	46	1130000

Выключатели имеют одинаковые характеристики, однако стоимость выключателя ВГБУ-110-40/2000-УХЛ1 меньше, поэтому выбран выключатель данной марки для установки на открытом распределительном устройстве.

Выбранный элегазовый выключатель 110 кВ имеет колонковую конструкцию. Дугогасительная камера расположена в фарфоровой колонке. Принцип гашения дуги - автогенерация. При расхождении дугогасительных контактов элегазового выключателя зажигается электрическая дуга. Горение дуги сопровождается выделением большого количества тепла в ограниченном объеме, заполненном элегазом. При расхождении контактов открывается сопло, и нагретый элегаз выдувается через сопло. Интенсивный поток элегаза охлаждает и гасит электрическую дугу. Часть энергии дуги используется для гашения самой дуги.

Элегазовые выключатели с автокомпрессионным дутьем имеют следующие преимущества:

- а) конструкция элегазовых выключателей достаточно проста и наглядна;
- б) энергия дуги используется для гашения самой дуги, малая нагрузка на электропривод главных контактов, следствием чего имеются малые габариты;

в) колонковые выключатели не требуют большого количества элегаза по сравнению с баковыми;

г) простота обслуживания, ремонта, эксплуатации;

д) подогрев элегаза и электропривода осуществляется автоматически;

е) 25000 операций включение-отключение (В-О);

ж) элегазовые выключатели не представляют опасность с точки зрения пожара или взрыва;

з) надежная работа, длительный период между ремонтами.

Выключатели марки ВГП-110-40/2000-У1 имеет следующие отличия от зарубежных аналогов:

а) Пружина отключения главных контактов размещена между полюсами выключателя, что уменьшило габариты выключателя на 1 м. В полюсах выключателя распложены специальные мембраны, которые предохраняют фарфоровую изоляцию от разрушения при аварийном превышении давления внутри дугогасительной камеры;

б) Площадь шкафов, через которую происходит выделение тепла (потери тепла), уменьшена на 8, в результате уменьшены потери электроэнергии;

в) Число внешних вспомогательных контактов для коммутации вторичных цепей увеличено с 20 до 24;

г) в шкафы привода возможно подключить герметизированные вводы из 10 кабелей диаметром до 33 мм;

д) приводы работают надежнее в результате:

1) кронштейн включающего электромагнита не меняет своего положения при работе выключателя, в результате чего не нарушается работа расцепляющего устройства;

2) из конструкции привода исключены шплинты, отказ которых приводит к нарушению работы выключателя;

3) произведена замена кулачковых контактов вторичных схем на дисковые;

4) конструкция приводов вторичных (вспомогательных) контактов выключателя значительно упрощена;

5) неподвижные концы пружин включения и отключения претерпели изменение, в результате чего повысилась надежность работы выключателя.

е) упростилась операция по обслуживанию электропривода выключателя из-за корректировки устройства для натяжения цепи.

## 5.2 Расчет и проверка параметров разъединителей 110 кВ

Выбран разъединитель РГПЗ-1-IV-110/400 [6] по методике аналогичной выбору высоковольтного выключателя 110 кВ. Результаты выбора сведены в таблицу 5.3.

Таблица 5.3 - Выбор параметров разъединителя 110 кВ

Расчетные параметры	Сеть	Выключатель
Номинальное напряжение разъединителя 110 кВ, $U_{\text{ном.разъ}}$ , кВ	110	110
Номинальный ток разъединителя 110 кВ, $I_{\text{ном.разъ}}$ , А	112,5	400
Ток электродинамической стойкости $i_{\text{к.уд}}$ , $i_{\text{пр.сквоз}}$ , кА	48	80

## 5.3 Расчет и проверка параметров заземлителей 110 кВ

Заземлители устанавливаются в нейтраль силового трансформатора 110 кВ. Нейтрали трансформаторов заземляются для того, чтобы предотвратить повышение фазного напряжения до линейного при однофазных коротких замыканиях в сетях 110 кВ и выше. Однако в некоторых случаях для ограничения значений однофазных коротких замыканий используют разземление нейтрали трансформаторов, поэтому необходимо использование однофазных заземлителей. Параметры выбранного заземлителя нейтрали трансформатора марки ЗОН-110М-УХЛ1 [7] представлены в таблице 5.4.

Таблица 5.4 - Выбор параметров заземлителя



Расчетные параметры	Сеть	Выключатель
Номинальное напряжение заземлителя 110 кВ, $U_{\text{ном.зав}}$ , кВ	110	110
Номинальный ток 110 кВ, $I_{\text{ном.зав}}$ , А	112,5	400
Ток электродинамической стойкости $i_{\text{к.уд}}$ , $i_{\text{пр.сквоз}}$ , кА	48	80

#### 5.4 Расчет и выбор измерительных трансформаторов тока

Трансформаторы тока встроены в ввода силового трансформатора. Марка трансформаторов тока ТВТ 110 – III – 200/5 [8]. Во вторичные цепи трансформатора тока подключен амперметр марки ЩП96П [9]. Мощность, потребляемая амперметром  $S_{\text{амп}} = 0,1$  ВА. Параметры трансформатора тока сведены в таблицу 5.5.

Таблица 5.5 - Параметры трансформатора тока 110 кВ

Расчетные параметры	Сеть	Выключатель
Номинальное напряжение $U_{\text{ном.разь}}$ , кВ	110	110
Номинальный ток первичной цепи 110 кВ, $I_{\text{ном.разь}}$ , А	112,5	200
Ток электродинамической стойкости $i_{\text{к.уд}}$ , $i_{\text{пр.сквоз}}$ , кА	48	80
Сопротивление нагрузки на вторичных цепях, $Z_{\text{втор}}$ , Ом	1,2	1,2

Сопротивление вторичной нагрузки, подключенной к трансформатору тока  $R_{\text{втор.нагр}}$ , при известном вторичном токе  $I_2 = 5$  А, рассчитано по формуле:

$$R_{\text{втор.нагр}} = \frac{S_{\text{амп}}}{I_2^2} \quad (5.2)$$

$$R_{\text{втор.нагр}} = \frac{0,1}{5^2} = 0,004 \text{ Ом}$$

Сопротивление соединительных проводов  $R_{пр}$ , Ом, во вторичных цепях трансформатора тока рассчитано по формуле:

$$R_{пр} = Z_{втор} - R_{втор.нагр} - R_{контакт} \quad (5.3)$$

где  $R_{контакт} = 0,1$  Ом сопротивление между пластинами контактов (переходное);

$$R_{пр} = 1,2 - 0,0004 - 0,1 = 1,096$$

Сопротивление одного метра алюминиевой проволоки сечением  $1 \text{ мм}^2$  равно  $\rho_{алюм} = 0,0175 \text{ Ом}\cdot\text{м}/\text{мм}^2$ . Ориентировочная длина контрольного кабеля, присоединенного ко вторичной обмотке трансформатора тока равна  $l_{к.каб} = 40,5$  м. Сечение кабеля  $s_{к.каб}$ ,  $\text{мм}^2$ , рассчитано согласно формуле:

$$s_{к.каб} = \frac{\rho_{алюм} \cdot l_{к.каб}}{R_{пр}} \quad (5.4)$$

$$s_{к.каб} = \frac{0,0175 \cdot 40,5}{1,096} = 1,1 \text{ мм}^2$$

Принято сечение алюминиевого кабеля  $1,5 \text{ мм}^2$ .

## 5.5 Проверка и выбор ОПН 110 кВ

Ограничители перенапряжений используются для защиты от повышений напряжений, вызванных атмосферными условиями (молния), так и работой коммутационных аппаратов (коммутационные перенапряжения). Перенапряжения могут возникнуть в результате возникновения схемы определённой конфигурации (режимные перенапряжения).

При проектировании защиты подстанции от перенапряжений необходимо решить следующие задачи:

а) определить количество ограничителей перенапряжения, выбор места установки согласно [3] для защиты изоляции оборудования от пробоев и перекрытий;

б) организовать правильную работу устройств защиты от перенапряжений, обеспечить надежность работы при воздействии квазистационарных перенапряжений.

Принцип действия ограничителей перенапряжений основан на нелинейных характеристиках варисторов, входящих в конструкцию. При воздействии грозовых или коммутационных перенапряжений на нелинейные элементы, сопротивление элементов значительно снижается, и весь импульс перенапряжений проходит через ограничитель от перенапряжений. После прохождения импульса, по защитному устройству протекает ток промышленной частоты, который называется сопровождающим током. При этом сопротивление нелинейного элемента значительно повышается до нормального значения, и ток прерывается.

В отличие от вентильных разрядников нелинейные ограничители перенапряжений обеспечивают достаточно глубокое ограничение от грозовых и коммутационных перенапряжений и малый ток промышленной частоты, протекающий при воздействии номинального (рабочего) напряжения сети.

Благодаря тому, что используются окисно-цинковые варисторы, ОПН имеют значительную нелинейность, поэтому в конструкцию ограничителей перенапряжений не входят искровые промежутки.

В современном мире имеет место отказ от вентильных разрядников. При этом вместо данных устройств при реконструкции и строительстве распределительных устройств подстанций внедряют ограничители перенапряжений.

Далее представлено описание характеристик ограничителей перенапряжений.

ОПН могут устанавливаться на открытом распределительном устройстве, что приводит к воздействию на них атмосферных факторов, химических веществ, ветра, пыли. Также возможна установка ОПН в закрытых помещениях. Высота установки ограничителей перенапряжений в основном не выше 1000 м над уровнем моря, также необходимо учитывать установку ограничителей перенапряжений в районах с умеренным, холодным, морским климатом с температурой воздуха от минус 60 °С до плюс 60 °С. Скорость ветра может достигать свыше 35 м/с.

Частота сети равна 50 Гц (минимальное значение равно 48 Гц, максимально значение равно 68 Гц). Однако ограничители перенапряжений могут иметь и отличные от стандартных характеристик по специальному заказу заводу-изготовителю.

Ограничители перенапряжений нелинейные имеют следующие преимущества:

- а) наибольшая эффективная защита от перенапряжений;
- б) ограничители перенапряжений имеют улучшенную защиту от теплового воздействия при протекании импульсного тока;
- в) конструкция ОПН имеет большую электродинамическую стойкость по сравнению с вентильным разрядником;
- г) надежность работы;
- д) лучшая устойчивость к атмосферным загрязнениям;
- е) простота установки;
- ж) повышенные противовандальные характеристики.

Конструкция нелинейных ограничителей перенапряжения состоит из варисторов, соединенных в одну колонну. Колонна варисторов заключена в изоляционную оболочку. Оболочка состоит из стеклопластика. Данный материал служит для восприятия основных механических нагрузок, что обеспечивает механическую прочность ОПН.

Поверхность изоляционной трубы выполнена оребренной, что повышает длину пути утечки. Покрытие изоляции выполнено из органической электротехнической резины.

Защиту ограничителей перенапряжений от взрыва обеспечивает корпус из полимера. В корпусе предусмотрены специальные клапаны, которые сбрасывают давление газов при возникновении аварии внутри ОПН.

С обоих концов ограничителя перенапряжений предусматриваются алюминиевые фланцы, которые выполняют роль контактов.

Для установки ОПН в открытых распределительных устройствах предусматриваются стойки, которые могут быть выполнены из цельной трубы или из сварной конструкции.

Полимерная оболочка герметично соединяется с верхним и нижним фланцем.

Пространство между колонкой нелинейных элементов и изоляционной трубкой заполняется специальным компаундом.

Компаунд внутри изоляционной трубки ограничителя перенапряжений имеет свойство высокой адгезии, что обеспечивает протекание повышенного разрядного тока при пропускании импульса грозового и коммутационного перенапряжений.

Для установки на подстанции рассмотрены следующие ограничители перенапряжений: марки ОПН-П-110/56/20-УХЛ1 и ОПН-Ф-110/56/20-УХЛ1 [3] производства компании ЗАО "Завод электротехнического оборудования" (ЗАО "ЗЭТО"). Данная компания хорошо зарекомендовала себя в области производства и поставки электротехнического оборудования. Номинальные характеристики ОПН по напряжению представлены в таблице 5.6

Таблица 5.6 - Параметры ОПН 110 кВ по напряжению

	Номинальное	Ток	Разрядный	Рабочее
--	-------------	-----	-----------	---------

	напряжение, кВ	прямоугольного импульса 2000 мкс, А	ток, кА	напряжение (длительное), кВ
ОПН-П-110/156/20- УХЛ1	110	700	20	56
ОПН-Ф-110/156/20- УХЛ1	110	700	20	56

Остающиеся напряжения при протекании импульса тока 30/60 мкс представлены в таблице 5.7.

Таблица 5.7 - Параметры ОПН 110 кВ по напряжению

Амплитуда импульса, кА	250	500	1000
ОПН-П-110/156/20-УХЛ1	130	136	143
ОПН-Ф-110/156/20-УХЛ1	130	136	143

Остающиеся напряжения при протекании импульса тока 8/20 мкс представлены в таблице 5.8.

Таблица 5.8 - Параметры ОПН 110 кВ по напряжению

Амплитуда импульса, кА	5000	10000	20000
ОПН-П-110/156/20-УХЛ1	156	169	183
ОПН-Ф-110/156/20-УХЛ1	156	169	183

Параметры импульса большего тока, остающееся напряжение при импульсе 1/4, рассеиваемая теплота, длина пути утечки имеют одинаковые значения для ограничителей перенапряжений марок ОПН-П-110/56/20-УХЛ1 и ОПН-Ф-110/56/20-УХЛ1. Данные ОПН отличаются лишь по цене. ОПН марки ОПН-П-110/56/20-УХЛ1 имеет меньшую цену, поэтому выбран для установки на открытом распределительном устройстве подстанции.

Ограничители перенапряжений устанавливаются:

а) для защиты силового трансформатора (устанавливается вблизи вводов);

б) для защиты измерительных трансформаторов напряжения и тока, опорных и проходных изоляторов;

в) для защиты подходящих к подстанции воздушных линий электропередач.

## 5.6 Расчет и проверка выключателей 35 кВ

Для сравнения выбраны выключатели марок ВВС-35П-20/400 [10] и ВГБ-35-12,5/400 [11]. Параметры сравниваемых выключателей сведены в таблицу 5.9.

Таблица 5.9 – Параметры выключателей ВВС-35П-20/400 и ВГБ-35-12,5/400

Марка	U <sub>ном.выкл.</sub> , кВ	I <sub>ном.выкл.</sub> , А	I <sub>ном.выкл.</sub> , А	I <sub>ном.о.выкл.</sub> , кА,	Выдерживаемый ударный ток, кА	Стоимость , руб
ВВС- 35П- 20/400	35	400	400	20	52	750000
ВГБ-35- 12,5/400	40,5	400	400	20	32	670000

Определяющим фактором при выборе высоковольтного выключателя является его стоимость. Выбран элегазовый выключатель, так как его стоимость меньше вакуумного.

Максимальный ток в режиме перегрузки силовых трансформаторов на 40% I<sub>макс.раб</sub>, А, рассчитан согласно формуле (5.1):

$$I_{\text{раб}} = \frac{1,4 \cdot 16000}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 340 \text{ А.}$$

Параметры выключателя и сети сведены в таблицу 5.10

Таблица 5.10 - Выбор параметров высоковольтного выключателя 35 кВ

Расчетные параметры	Сеть	Выключатель
Номинальное напряжение выключателя, $U_{\text{ном.выкл}}$ , кВ	35	40,5
Номинальный ток высоковольтного выключателя $I_{\text{ном.выкл}}$ , А	340	400
Ток отключающей способности (периодическая слагающая) $I_{\text{ном.о.выкл}}$ , кА,	1,45	7,2
Ток электродинамической стойкости $i_{\text{к.уд}}$ , $i_{\text{пр.сквоз}}$ , кА	5,4	20

### 5.7 Расчет и проверка параметров разъединителей 35 кВ

Выбран разъединитель РДЗ-35/400-УХЛ1 [12] по методике аналогичной выбору высоковольтного разъединителя 110 кВ. Результаты выбора сведены в таблицу 5.11.

Таблица 5.11 - Выбор параметров разъединителя 35 кВ

Расчетные параметры	Сеть	Выключатель
Номинальное напряжение разъединителя, $U_{\text{ном.разъ}}$ , кВ	35	35
Номинальный ток разъединителя, $I_{\text{ном.разъ}}$ , А	340	400
Ток электродинамической стойкости $i_{\text{к.уд}}$ , $i_{\text{пр.сквоз}}$ , кА	5,4	20

### 5.8 Выбор комплектного распределительного устройства 10 кВ

Ячейки комплектного распределительного устройства 10 кВ поставляются в шкафном исполнении высокой заводской готовности. Несколько ячеек комплектного распределительного устройства 10 кВ объединяются в секции.

Далее рассмотрены два типа комплектных распределительных устройств 10 кВ (КРУ 10 кВ).



### 5.8.1 КРУ типа SM6

Компания Schneider Electric является одной из ведущих в сфере производства электротехнического оборудования. Комплектное распределительное устройство типа SM6 состоит из металлических шкафов. Изоляция внутри шкафов - воздушная. Изоляция коммутационных аппаратов - элегаз. Коммутационные аппараты включают в себя выключатели нагрузки, высоковольтные выключатели типа SF1 или SFset, контакторы типа Rollarc 400, высоковольтные разъединители. Ячейки комплектного распределительного устройства предназначены для установки в распределительных подстанциях.

Шкафы комплектного распределительного устройства (КРУН) удовлетворяют требованиям безопасности. Отличаются удобством и простотой монтажа.

Шкафы КРУН устанавливаются внутри помещений. Габаритные размеры шкафов следующие:

- а) ширина 400-800 мм;
- б) высота 2000 мм.
- в) глубина ячеек составляет 1250 мм.

Габаритные размеры шкафов позволяют монтировать их в небольших помещениях.

Высоковольтные кабели могут заводиться как снизу, так и сверху ячеек. Все показывающие приборы, клавиши управления расположены на передней панели.

В состав ячеек могут входить дополнительные устройства, такие как измерительные трансформаторы тока, напряжения, терминалы релейной защиты и автоматики.

### 5.8.2 КСО-10(6)-Э1 "Аврора"

Ячейки КСО имеют выкатные элементы: силовые высоковольтные выключатели, разъединители, выключатели нагрузки, трансформаторы тока и напряжения.

Ячейки КСО имеют следующие преимущества:

а) шкафы КСО-10(6)-Э1 "Аврора" содержат трехпозиционные высоковольтные выключатели. Данные выключатели имеют конструкцию, которая исключает выполнение одновременно двух операций: включение и заземление. Данная конструкция не позволяет сделать ошибки оперативному персоналу при переключениях, а значит, обеспечивает безопасность, увеличивает срок службы оборудования;

б) коммутационные аппараты (выключатели, разъединители) имеют поперечное расположение. Данная конфигурация аппаратов позволяет снизить затраты на ремонт из-за упрощения конструкции. Снижается вероятность безотказной работы;

в) предприятие-изготовитель гарантирует, что электроприводы (двигательные и электромагнитные) прослужат безотказно на протяжении всего срока эксплуатации;

г) разъединители имеют высокую скорость срабатывания, что снижает вероятность возникновения дуги, которая является дополнительным источником поражения электрическим током;

д) положения коммутационных аппаратов отображаются с помощью световых индикаторов;

е) ошиновка в ячейках КСО имеет изоляцию, благодаря чему снижается вероятность возникновения пробоев и перекрытий, также использование изоляции позволяет уменьшить габаритные расстояния;

ж) марки выключателей 10 кВ ВВ/TEL. Данные выключатели имеют выкатное исполнение, что позволяет легко производить ремонтные работы, уменьшается время проведения ремонтов;

з) ячейки КСО 10 кВ имеют емкостные делители напряжений, индикаторы напряжений, что снижает количество ошибочных операций во

время оперативных переключений, снижается опасность поражения электрическим током.

и) шкафы КСО имеют отсеки для размещения микропроцессорных терминалов релейной защиты и автоматики, для установки счетчиков электроэнергии. Использование микропроцессорных устройств увеличивает точность, скорость действия защит.

Характеристики типа SM6 следующие:

- а) номинальное напряжение - 10 кВ;
- б) максимальное напряжение 12,5 кВ;
- в) номинальный ток от 630 до 1250 А;
- г) ток термической стойкости равен 25 кА при трехсекундном воздействии;
- д) ток электродинамической стойкости равен 50 кА;
- е) цена КРУН 10 равна 1040000 руб.

Характеристики типа КСО-10(6)-Э1 "Аврора" следующие:

- а) номинальное напряжение - 10 кВ;
- б) максимальное напряжение 12,5 кВ;
- в) номинальный ток от 630 до 2000 А;
- г) ток термической стойкости равен 20 кА при трехсекундном воздействии;
- д) ток электродинамической стойкости равен 51 кА;
- е) цена КСО-10(6)-Э1 "Аврора" равна 800000 руб.

Характеристики ячеек КСО-10(6)-Э1 "Аврора" имеют более высокие параметры по номинальному току и току короткого замыкания. К тому же цена на данные ячейки значительно меньше. Шкафы КСО позволяют разместить практически любые терминалы релейной защиты (например "Сириус"). На подстанции решено установить КСО-10(6)-Э1 "Аврора".

## 5.9 Расчет и проверка выключателей 10 кВ.

Максимальный ток в режиме перегрузки силовых трансформаторов на 40%  $I_{\text{макс.раб}}$ , А, рассчитан согласно формуле (5.1):

$$I_{\text{раб}} = \frac{1,4 \cdot 16000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 1180 \text{ А}$$

Параметры выключателя и сети сведены в таблицу 5.12. Марка выключателя ВВ/TEL-10/1600.

Таблица 5.12 - Выбор параметров высоковольтного выключателя 10 кВ

Расчетные параметры	Сеть	Выключатель
Номинальное напряжение выключателя 10 кВ, $U_{\text{ном.выкл}}$ , кВ	10	10
Номинальный ток высоковольтного выключателя 10 кВ, $I_{\text{ном.выкл}}$ , А	1180	1600
Ток отключающей способности (периодическая слагающая) $I_{\text{ном.о.выкл}}$ , кА,	1,45	7,2
Ток электродинамической стойкости $i_{\text{к.уд}}$ , $i_{\text{пр.сквоз}}$ , кА	18,7	20

## 5.10 Расчет и выбор измерительных трансформаторов 10 кВ

### 5.10.1 Трансформатор тока 10 кВ

Для установки в ячейках комплектного распределительного устройства 10 кВ решено использовать трансформаторы тока марки ТОЛ-10-400/5 [13]. Результаты проверки сведены в таблицу 5.13.

Таблица 5.13 - Результаты проверки измерительного трансформатора ТОЛ-10-400/5.

Расчетные параметры	Сеть	Трансформатор тока
Номинальное напряжение, $U_{\text{ном.тт}}$ , кВ	10	10
Номинальный ток, $I_{\text{ном.тт}}$ , А	1180	1500
Ток электродинамической стойкости $i_{\text{к.уд}}$ , $i_{\text{пр.сквоз}}$ , кА	3,52	

К вторичной обмотке измерительного трансформатора подключен амперметр марки ЩП96П в каждую фазу, также подключен счетчик типа НЕВА, мощность потребления счетчика равна 0,68 ВА. Суммарная мощность вторичной нагрузки равна 0,69 ВА. Сопротивление вторичной нагрузки, подключенной к трансформатору тока  $R_{\text{втор.нагр}}$ , при известном вторичном токе  $I_2=5$  А, рассчитано по формуле (5.2):

$$R_{\text{втор.нагр}} = \frac{0,69}{5^2} = 0,03 \text{ Ом}$$

Сопротивление соединительных проводов  $R_{\text{пр}}$ , Ом, во вторичных цепях трансформатора тока рассчитано по формуле (5.3):

$$R_{\text{пр}} = 1,2 - 0,03 - 0,1 = 1,07 \text{ Ом}$$

Сечение кабеля вторичной цепи  $s_{\text{к.каб}}$ , мм<sup>2</sup>, рассчитано согласно формуле (5.4):

$$s_{\text{к.каб}} = \frac{0,0175 \cdot 40,5}{1,07} = 1,1 \text{ мм}^2$$

Принято сечение алюминиевого кабеля 1,5 мм<sup>2</sup>.

#### 5.10.2 Трансформатор напряжения

Выбран трансформатор напряжения НАМИ-10-95 УХЛ2 [14].

Характеристики трансформатора напряжения сведены в таблицу 5.14.

Таблица 5.14 - Результаты проверки измерительного трансформатора НАМИ-10-95 УХЛ2

Расчетные параметры	Расчет	Трансформатор напряжения
Номинальное напряжение $U_{\text{ном.тн}}$ , кВ	10	10
Вторичная нагрузка, ВА	7,68	200

К вторичным обмотка подключены вольтметры типа Э-377 суммарной потребляемой мощностью 4 ВА (2 шт. по 2 ВА), ваттметр типа Д-366 потребляемой мощностью 1,5 ВА., варметр типа Д367 мощностью потребления 1,5 ВА и счетчики электроэнергии для коммерческого учета типа НЕВА Суммарная мощность вторичных нагрузок трансформаторов напряжения 10 кВ равна  $S_{\text{сумм}}=7,68$  ВА.

### 5.11 Расчет и выбора предохранителей 10 кВ

Предохранители используются для защиты измерительного трансформатора напряжения 10 кВ. Номинальное напряжения предохранителя равно 10 кВ. Номинальный ток  $I_{\text{ном.пред}}$ , А, рассчитывается согласно формуле:

$$I_{\text{ном.пред}} = \frac{S_{\text{сумм}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \quad (5.5)$$

$$I_{\text{ном.пред}} = \frac{7,68}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 0,4 \text{ А}$$

Выбран высоковольтный предохранитель марки ПКТ-10-0,4-У1.

## **6 Выбор устройств и расчет уставок релейной защиты и автоматики**

### **6.1 Общие данные**

На силовых трансформаторах в качестве основных защит используются дифференциальная защита и газовая защита. Дифференциальная защита является быстродействующей и действует на отключения вводов со стороны напряжения 10 и 35 кВ силового трансформатора. Газовая защита трансформатора выполнена при помощи поплавковой конструкции, действующей на отключение выключателей со стороны 110, 35, 10 кВ силового трансформатора при авариях.

В качестве резервной защиты силового трансформатора используется максимальная токовая защита. Данная защита действует на отключения и служит для резервирования основных защит трансформатора и вводов 35, 10 кВ.

На отходящих линиях 35 и 10 кВ установлена двухступенчатая токовая защита, включающая в себя токовую отсечку без выдержки времени и максимальную токовую защиту. Также установлена защита с действием на сигнал при коротком замыкании на землю на стороне 35 кВ.

На подстанции установлена система автоматического включения резерва (АВР) на стороне 10 и 35 кВ. В системе собственных нужд также установлена система АВР.

На подстанции 110/35/10 кВ "Инга" релейная защита выполнена на базе электромеханических реле. Система имеет большой износ и увеличенную погрешность. Однако на подстанции необходимо обеспечить электроснабжение потребителей первой, второй и третьей категории. Для предотвращения аварий необходимо, чтобы релейная защита работала без перебоев. Решено установить релейную защиту и автоматику, выполненную на микропроцессорной базе типа "Сириус-2"

## **6.2 Система релейной защиты силовых трансформаторов**

Характеристики релейной защиты на базе микропроцессорной релейной базе "Сириус-2" имеет следующие характеристики:

- а) при перегрузке трансформатора защита действует на сигнал;
- б) в состав функционала входит дифференциальная защита с торможением. Торможение служит для отстройки от броска тока намагничивания и от сквозных токов короткого замыкания;
- в) состояние силового трансформатора контролируется по входным дискретным сигналам;
- г) предусмотрена регулировка работы воздушных вентиляторов системы охлаждения силового трансформатора в зависимости от нагрузки;
- д) предусмотрена интеграция с внешними защитами (газовой защитой, максимальной токовой защитой)
- е) микропроцессорный терминал производит регистрацию аварийных событий с записью на удаленный сервер;
- ж) на панели терминала предусмотрены специальные тумблеры для оперативного управления работой защиты (ввода и вывода из действия).
- з) для связи с удаленным компьютером используются независимые интерфейсы типа RS232C и RS485;
- и) оснащением встроенными часами;
- к) возможность интеграции с внешними системами, такими как система сбора и передачи информации, система мониторинга переходных процессов, система регистрации аварийных событий.

## **6.3 Система релейной защиты измерительных трансформаторов напряжения**

Выбраны терминалы защит типа "Сириус-ТН". Характеристики и возможности терминалов следующие:



- а) возможность контролирования трансформатора напряжения по вторичному напряжению, по линейному напряжению;
- б) обеспечен контроль напряжения нулевой последовательности;
- в) индикатор наличия напряжения;
- г) индикатор отсутствия напряжения;
- д) блокировка для срабатывания МТЗ;
- е) встроена трехступенчатая защита минимального напряжения;
- ж) наличие двух ступеней автоматической частотно разгрузки (АЧР-1 и АЧР-2);
- з) встроена система автоматического частотного повторного включения;
- и) защиты от повышения частоты;
- к) автоматический пуск системы АВР;
- л) встроенная сигнализация.

#### **6.4 Защита отходящих присоединений**

Использованы терминалы типа "Сириус-2Л". Технические характеристики терминала "Сириус-2Л" следующие:

- а) встроенные функции защит, автоматики, управления соответствуют требованиям ГОСТов;
- б) обеспечена возможность настройки внутренней конфигурации;
- в) предусмотрена внутренняя память для хранения уставок релейной защиты и автоматики;
- г) предусмотрена функция контроля выключателя (его положения), также обеспечена диагностика состояния цепей;
- д) способность определения места аварии на отходящих и приходящих линиях;
- е) передача информации об авариях через каналы связи;
- ж) обеспечена способность самодиагностики;

з) возможность блокирования действий защиты при неисправностях в ее цепях путем блокирования всех выходящих сигналов;

и) обеспечена гальваническая развязка для исключения воздействия помех;

к) изоляция цепей терминала имеет высокое сопротивление, что обеспечивает лучшую устойчивость к внешним воздействиям.

Функционал терминалов защит следующий:

а) три ступени защиты: первая ступень - токовая отсечка (ТО), вторая ступень - токовая отсечка с выдержкой времени; третья ступень - максимальная токовая защита (МТЗ);

б) возможность ускорения срабатывания третьей ступени защиты (максимальной токовой защиты);

в) защита от замыканий на землю;

г) автоматическое повторное включение;

### **6.5 Защита, устанавливаемая на вводных выключателях 35 и 10 кВ**

Выбраны терминалы защит "Сириус-2В".

Функции технические характеристики следующие:

а) три ступени защиты: первая ступень - токовая отсечка (ТО), вторая ступень - токовая отсечка с выдержкой времени; третья ступень - максимальная токовая защита (МТЗ);

б) токовая отсечка и токовая отсечка с выдержкой времени имеют возможность направленного действия;

в) предусмотрен пуск по напряжению;

г) срабатывание защиты при обрыве провода какой-либо фазы;

д) предусмотрена возможность автоматического повторного включения выключателей;

е) ускорения срабатывания токовой отсечки и токовой отсечки с выдержкой времени;

ж) во время срабатывания выключателя предусмотрена функция выбора направленности;

з) дифференциальная защита шин (ДЗО);

и) контроль и диагностика выключающих и отключающих катушек.

### **6.6 Защиты секционных выключателей 35 и 10 кВ**

Выбран терминал защиты "Сириус-2-С". Основные функции и технические характеристики защит следующие:

а) обеспечена трехступенчатая токовая защита (ТО, ТО с выдержкой времени, МТЗ);

б) третья ступень - МТЗ имеет несколько характеристик "ток-время срабатывания";

в) встроена ЛЗШ;

г) обеспечен совместный пуск логической защиты шин и МТЗ по напряжению;

д) контроль и диагностика выключающих и отключающих катушек;

е) токовая отсечка и токовая отсечка с выдержкой времени имеют возможность направленного действия;

### **6.7 Центральная сигнализация подстанции 110/35/10 кВ Инга**

Использован терминал сигнализации "Сириус-ЦС". Центральная сигнализация интегрируется с терминалами релейной защиты и автоматики. "Сириус-ЦС" обрабатывает сигналы, поступающие от устройств релейной защиты и автоматики, регистрирует время появления переходного процесса. Предусмотрена функция сбора информации об объекте защиты.

## 6.8 Определение уставок РЗА

Минимальное сопротивление на шинах подстанции равно  $Z_{\text{мин}}=0,39$  Ом.  
 Максимальное сопротивление на шинах подстанции равно  $Z_{\text{макс}}=0,62$  Ом.

Токи короткого замыкания в максимальном и минимальном режимах следующие  $I_{\text{к.мин}}=9300$  А,  $I_{\text{к.макс}}=5780$  А.

Таблица 6.1 - Сопротивления

Трассы линий	ГПП- ТПа	ТПа- ТПб	ТПб- ТПв	ТПв- ТП1	ГПП1- ТП2	ТП2- ТПг	ТПг- ТПд	ТПд- ТПе	ТПе- ТПж	ТПж- ТП1
R, Ом	0,49	0,069	0,099	0,119	0,79	0,049	0,069	0,119	0,119	0,15
X, Ом	0,26	0,029	0,039	0,029	0,43	0,029	0,029	0,029	0,029	0,04
Z, Ом	0,55	0,079	0,11	0,119	0,46	0,059	0,079	0,119	0,119	0,149

Суммарное сопротивление линии от ГПП до ТП-1  $Z_{\text{суммГПП-ТП1}}$ , Ом,  
 рассчитано согласно формуле:

$$Z_{\text{сумм}} = \sum Z_i \quad (6.1)$$

где  $Z_i$  - сопротивление элемента, входящего в состав расчетной схемы, Ом;

$$Z_{\text{суммГПП-ТП1}} = 0,55 + 0,079 + 0,11 + 0,119 = 0,858 \text{ Ом.}$$

Суммарное сопротивление линии от ГПП до ТП2  $Z_{\text{сумм.ГПП-ТП2}}$ , Ом,  
 рассчитано согласно формуле (6.1):

$$Z_{\text{сумм ГПП-ТП2}} = 0,46 + 0,059 + 0,079 + 0,119 + 0,119 + 0,149 = 0,985 \text{ Ом.}$$

Сопротивление силового трансформатора в именованных единицах  $Z_{\text{тр.им}}$ , Ом,  
 рассчитаны согласно формуле:

$$Z_{\text{тр.им}} = \frac{U_{\text{кз.макс}} \cdot U_{\text{н}}^2}{100 \cdot S} \quad (6.2)$$

где  $U_{\text{кз.макс}}$ , сопротивление трансформатора в максимальном режиме работы системы, %;

$S$  - мощность трансформатора, кВА;

$$Z_{\text{тр.им}} = \frac{U_{\text{кз.макс}} \cdot U_{\text{н}}^2}{100 \cdot S} \quad (6.3)$$

$$Z_{\text{тр.им}} = 3,14 \text{ Ом}$$

Суммарное сопротивление на шинах ТП1  $Z_{\text{сум.ТП1}}$ , Ом, рассчитано согласно формуле (6.1):

$$Z_{\text{сумм ТП1}} = Z_{\text{с}} + Z_{\text{sym ГПП-ТП1}} \quad (6.4)$$

$$Z_{\text{сумм ТП1}} = 0,4 + 0,858 = 0,158 \text{ Ом}$$

Ток короткого замыкания на шинах ТП1  $I_{\text{kz1}}$ , А, рассчитан согласно формуле:

$$I_{\text{kz1}} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot Z_{\text{сумм ТП1}}} \quad (6.5)$$

$$I_{\text{kz1}} = \frac{11000}{\sqrt{3} \cdot 1,258} = 5093 \text{ А}$$

Суммарное сопротивление за силовым трансформатором  $Z_{\text{сум.тр}}$ , Ом, рассчитано согласно формуле:

$$Z_{\text{сумм тр}} = Z_c + Z_{\text{sym ГПП-ТПП}} + Z_{\text{тр.им}} \quad (6.6)$$

$$Z_{\text{сумм ТПП}} = 0,4 + 0,858 + 3,14 = 4,398 \text{ Ом}$$

Ток короткого замыкания за силовым трансформатором  $I_{\text{kz2}}$ , А, рассчитан согласно формуле (6.5):

$$I_{\text{kz2}} = \frac{11000}{\sqrt{3} \cdot 4,398} = 1449 \text{ А}$$

Суммарное сопротивление на шинах ТП2  $Z_{\text{сум.ТП2}}$ , Ом, рассчитан согласно формуле:

$$Z_{\text{сумм тр}} = Z_c + Z_{\text{сумм ГПП-ТПП}} + Z_{\text{сумм ГПП-ТП2}} \quad (6.7)$$

$$Z_{\text{сумм ТПП}} = 0,4 + 0,858 + 0,985 = 2,243 \text{ Ом}$$

Ток короткого замыкания  $I_{\text{kz3}}$ , А, рассчитан согласно формуле (6.5):

$$I_{\text{kz2}} = \frac{11000}{\sqrt{3} \cdot 2,243} = 2828 \text{ А}$$

Суммарное сопротивление на шинах силового трансформатора в ТП2  $Z_{\text{сум.стТП2}}$ , Ом, рассчитан согласно формуле:

$$Z_{\text{сумм.стТГП}} = Z_c + Z_{\text{сумм ГПП-ТП}} + Z_{\text{сумм ГПП-ТГП}} + Z_{\text{тр.им}} \quad (6.8)$$

$$Z_{\text{сумм.стТГП}} = 0,4 + 0,858 + 0,985 + 3,14 = 5,383 \text{ Ом}$$

Далее произведен расчет уставок третьей ступени многоступенчатой защиты - максимальной токовой защиты. Суммарная мощность 5 силовых трансформаторов  $\Sigma S_{\text{ст}} = 3150 \text{ кВА}$ . Суммарный номинальный ток отходящего фидера к трансформаторам  $I_{\text{н.сумм}}$ , А, рассчитан согласно формуле:

$$I_{\text{н.сумм}} = \frac{\Sigma S_{\text{ст}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \quad (6.9)$$

$$I_{\text{н.сумм}} = \frac{3150}{\sqrt{3} \cdot 11} = 166 \text{ А}$$

Отстройка от броска тока намагничивания  $I_{\text{со}}$ , А, рассчитана согласно формуле:

$$I_{\text{со}} = 4 \cdot I_{\text{н.сумм}} \quad (6.10)$$

$$I_{\text{со}} = 4 \cdot 166 \geq 498 \div 664 \text{ А}$$

Ток в конце линии  $I_{\text{клин}}$ , А, рассчитан согласно формуле:

$$I_{\text{клин}} = 1,5 \cdot I_{\text{кз}} \quad (6.11)$$

$$I_{\text{клин}} = 1,5 \cdot 1383 = 2074 \approx 2300 \text{ А}$$

Уставка максимальной токовой защиты  $I_{\text{МТЗ}}$ , А, при рабочем токе  $I_{\text{р}}=160$  А, рассчитана согласно формуле:

$$I_{\text{МТЗ}} = \frac{K_{\text{н}} \cdot K_{\text{з}}}{K_{\text{в}}} \cdot I_{\text{р}} \quad (6.12)$$

где  $k_{\text{н}}=1,2$  - коэффициент надежности (отстройки);

$k_{\text{з}}=1,3$  - учет замозапуска двигателей на шинах подстанции;

$k_{\text{в}}=0,8$  - учет возврата реле в исходное положение;

$$I_{\text{МТЗ}} = \frac{1,2 \cdot 1,3}{0,8} \cdot 160 = 312 \text{ А}$$

Уставка МТЗ с учетом допустимого тока, протекающего в кабеле 278 А  $I_{\text{МТЗкаб}}$ , А, рассчитана согласно формуле (6.12):

$$I_{\text{МТЗ}} = \frac{1,2 \cdot 1,3}{0,8} \cdot 278 = 542 \text{ А}$$

Коэффициент чувствительности  $K_{\text{чувств}}$  защиты на отходящей линии от второй секции шин ПС "Инга" рассчитан согласно формуле:

$$K_{\text{чувств}} = \frac{I_{\text{к}}}{I_{\text{клин}}} \quad (6.13)$$

$$K_{\text{чувств}} = \frac{5780}{2300} = 2,5 > 2$$



Коэффициент чувствительности  $K_{\text{чувств}}$  защиты в ТП 1 рассчитан согласно формуле (6.13):

$$K_{\text{чувств}} = \frac{5093}{2300} = 2,2 > 2$$

Коэффициент чувствительности  $K_{\text{чувств}}$  защиты в ТП1 рассчитан согласно формуле (6.13):

$$K_{\text{чувств}} = \frac{5093}{2300} = 2,2 > 2$$

Коэффициент чувствительности  $K_{\text{чувств}}$  определен согласно формуле (6.13):

$$K_{\text{чувств}} = \frac{5093 \cdot 0,865}{500} = 8,8 > 1,5$$

Коэффициент чувствительности  $K_{\text{чувств}}$  за трансформаторов 630 кВ определен согласно формуле (6.13):

$$K_{\text{чувств}} = \frac{1449 \cdot 0,865}{500} = 2,5 > 1,2$$

Чувствительность защиты удовлетворяет требованиям ПУЭ.

## 7 Расчет заземляющего устройства подстанции «Инга» 110/35/10 кВ

Согласно ПУЭ, на подстанции должны заземлять все металлические части электроустановок нормально не находящиеся под напряжением.

В качестве заземлителей допускается использовать металлические конструкции зданий, а также арматуру и т.д.

Основное предназначение сооружение заземляющего устройства на подстанции:

- защита от опасных напряжений при прикосновении к металлическим частям электроустановок эксплуатирующего персонала подстанции, которые обычно не находятся под напряжением, но могут оказаться под напряжением при возникновении аварийной ситуации;

- присоединение нейтрали силового трансформатора и автотрансформатора для нормальной работы присоединяется к заземляющему устройству подстанции;

- присоединение к заземляющему устройству присоединяются разрядники и ограничители перенапряжений, молниеотводы, что позволяет растекаться току молнии по сетке заземляющего устройства и делиться на малые значения токов, не опасные для электрооборудования.

Как уже говорилось выше, в качестве заземлителей используются или естественные заземлители, или искусственные. Естественные заземлители – заземлители опор воздушных линий электропередач. Искусственные – это горизонтальные полосы образующие сетку заземляющего устройства и вертикальные стержни, заглубляемые в грунт, и соединяемые горизонтальной полосой.

Горизонтальные заземлители соединяются в общий контур и образуют сетку, которая равномерно распределяется по площади, необходимой для заземления. Такое распределение позволяет добиться равномерного распределения потенциала по заземляющему устройству.

Горизонтальные полосы прокладываются по территории распределительного устройства, занятого, электрооборудованием, на глубине 0,7 м. Логично размещать горизонтальные полосы заземления вдоль рядов электрооборудования. От фундаментов зданий горизонтальная полоса прокладывается на расстоянии 0,8-1,0 м.

Однако сетка не всегда распределяется равномерной по территории занятой электрооборудованием, часто полосы прокладываются с увеличением расстояний от периферии к центру заземляющей сетки. Максимальные размер ячеек сетки заземляющего устройства не должен превышать размера 6х6 м2.

Вертикальные стержни, обычно, располагаются по периметру заземляющего устройства, на расстоянии друг от друга не менее длины самого стержня для того, чтобы максимально использовать область защиты стержня и избежать перекрытий зон защиты.

Исходными данным для расчета заземляющего устройства подстанции «Инга» 110/35/10 кВ будут являться:

- длина вертикальных стержней  $l = 5$  м;
- расстояние между вертикальными стержнями  $a = 10$  м;
- диаметр вертикальных стержней  $d = 0,95 \cdot b = 0,0475$  м;
- глубина заложения горизонтальных заземляющих полос  $t = 0,7$  м;
- удельное сопротивление грунта  $\rho = 100$  Ом·м.
- требуемое сопротивление заземляющего устройства  $R_z = 0,5$  Ом.

Расчет сопротивления вертикального заземляющего стержня ведется по следующей формуле:

$$R_c = \frac{0,366 \cdot \rho_{\text{расч}}}{1} \cdot \left[ \lg\left(\frac{2 \cdot l}{d}\right) + \frac{1}{2} \cdot \lg\left(\frac{4 \cdot t' + 1}{4 \cdot t' - 1}\right) \right] \quad (7.1)$$

где  $t' = t + 1/2 \cdot l = 0,5 + 2,5 = 3$  м;

$K_c = 1,25$  – коэффициент сезонности (II климатическая зона);

$\rho_{\text{расч}} = \rho_{\text{гр}} \cdot K_c = 100 \cdot 1,25 = 125 \text{ Ом}$  – сопротивление грунта с учетом коэффициента сезонности.

$$R_c = \frac{0,366 \cdot 125}{5} \cdot \left[ \lg\left(\frac{2 \cdot 5}{0,95 \cdot 0,05}\right) + \frac{1}{2} \cdot \lg\left(\frac{4 \cdot 3 + 4}{4 \cdot 3 - 4}\right) \right] = 22,63 \text{ Ом}$$

Расчет числа вертикальных стержней ведется по следующей формуле:

$$N_c = \frac{R_c}{R_3 \cdot n_c} \quad (7.2)$$

где  $n_c = 0,78$  - коэффициент использования вертикальных стержней.

$$N_c = \frac{22,63}{0,5 \cdot 0,78} = 58,02 \approx 58 \text{ шт.}$$

Расчет сопротивления горизонтальной заземляющей полосы ведется по следующей формуле:

$$R_{\Pi} = \frac{0,366 \cdot \rho_{\text{расч.г}}}{L} \cdot \lg\left(\frac{2 \cdot L^2}{b \cdot t}\right) \quad (7.3)$$

$$R_{\Pi} = \frac{0,366 \cdot 450}{280} \cdot \lg\left(\frac{2 \cdot 280^2}{0,05 \cdot 0,7}\right) = 3,91 \text{ Ом}$$

где  $L = (A + B) \cdot 2 = (80 + 60) \cdot 2 = 280 \text{ м}$  – длина горизонтальной заземляющей полосы по периметру подстанции;

$\rho_{\text{расч.г}} = \kappa'_c \cdot \rho_{\text{гр}} = 4,5 \cdot 100 = 450 \text{ Ом} \cdot \text{м}$  – расчетное сопротивление горизонтальной заземляющей полосы с учетом коэффициента сезонности во II климатической зоне.

Расчет сопротивления заземления горизонтальной заземляющей полосы в контуре ведется по следующей формуле:

$$R_{\text{ПК}} = \frac{R_{\text{п}}}{n_{\text{п}}} \quad (7.4)$$

$$R_{\text{ПК}} = \frac{3,91}{0,27} = 14,5 \text{ Ом}$$

Расчет сопротивления вертикальных заземляющих стержней ведется по следующей формуле:

$$R = \frac{R_{\text{ПК}} \cdot R_3}{R_{\text{ПК}} + R_3} \quad (7.5)$$

$$R = \frac{14,5 \cdot 0,5}{14,5 + 0,5} = 0,48 \text{ Ом}$$

Расчет уточненного количества вертикальных заземляющих стержней ведется по следующей формуле:

$$N'_c = \frac{R_c}{R \cdot n_c} \quad (7.6)$$

$$N'_c = \frac{22,63}{0,48 \cdot 0,78} \approx 60 \text{ шт.}$$

К установке на подстанции принимаем окончательное число вертикальных стержней равное 60 шт.

## **8 Расчет устройства молниезащиты подстанции «Инга» 110/35/10 кВ**

Надежная молниезащита зданий, сооружения и электрооборудования подстанции, одна из важных задач при проектировании подстанции, т.к. данный фактор является одним из влияющих факторов бесперебойности электроснабжения.

Электрооборудование и здание от прямых ударов молнии защищается одиночными стержневыми или тросовыми молниеотводами.

ПУЭ дает конкретные рекомендации по устройству молниезащиты подстанций

Например, здания и сооружения, находящиеся на территории подстанции, которые не имеют на крыше металлических покрытий, или же не имеют железобетонных несущих конструкций, защищают при помощи стержневых молниеотводов или молниеприемной сетки, установленной непосредственно на крыше здания.

Как говорилось в пункте 7 выпускной квалификационной работы, растекание тока молнии от молниеприемника должно быть обеспечено в нескольких направлениях и для ОРУ-35 кВ, к примеру, должно обеспечиваться растекание не менее чем в 3-х направлениях, также на расстоянии не меньше длины вертикальных электродов от молниеприемника должно устанавливаться 2-3 вертикальных электрода.

Не следует устанавливать молниеприемники на приемных порталах над силовым трансформатором, т.к. существует вероятность обратного перекрытия изоляции силового трансформатора при попадании молнии на данный молниеприемник, и стекании тока молнии на заземляющее устройство. Допустимое расстояние молниеприемника, установленного на портале, от силового трансформатора при удельном сопротивлении грунта 350 Ом·м, должно быть не менее 15м.

Конструктивно любой молниеотвод состоит из 4-х элементов – сам молниеприемник, несущая конструкция, токоотвод и заземлитель. Все

конструкции молниеприемного устройства рассчитываются так, чтобы выдерживать механические воздействия при протекании высокого значения тока молнии.

Молниеприемник с заземляющим устройством соединяется при помощи сварки, которая гарантирует надежный контакт и стекание тока молнии.

Для защиты от коррозии стержневые молниеотводы защищаются холодной или горячей оцинковкой.

Произведем расчет молниезащиты по методике, представленной в [15]. Принимаем высоту молниеприемника подстанции  $h = 30$  м

Активная высота молниеотвода рассчитывается по следующей формуле:

$$h_a = h - h_x \quad (8.1)$$

где  $h_x = 12$  м – высота защищаемого объекта.

$$h_a = 30 - 12 = 18 \text{ м}$$

Зона защиты молниеотвода рассчитывается по следующей формуле:

$$r_x = \frac{1,6 \cdot h_0 \cdot p}{1 + \frac{h_x}{h}} \quad (8.2)$$

где  $p = 1$  – коэффициент для различных высот молниеотводов.

$$r_x = \frac{1,6 \cdot 18 \cdot 1}{1 + \frac{12}{30}} = 20,57 \text{ м}$$

В соответствии с конфигурацией подстанции и расчетом к установке принимаем к установке 6 молниеотводов, расположенных по углам подстанции.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполнения работы произведены расчеты нагрузок силовых трансформаторов. На основе полученных результатов выяснено, что трансформаторы с учетом перспективной нагрузки способны работать без перегрузок. Поэтому решено оставить уже работающие трансформаторы.

Токи короткого замыкания рассчитаны при учете самого тяжелого режима во время аварии. То есть при наиболее тяжелом режиме, сопротивление расчетной схемы минимально.

При выборе оборудования произведен расчет параметров высоковольтных выключателей, разъединителей, трансформаторов тока, ограничителей перенапряжений.

Масляное оборудование заменено на элегазовое. Согласно нормам технологического проектирования подстанций на открытых распределительных устройствах необходимо устанавливать элегазовое или воздушное оборудование, производить отказ от масляного.

Подробно рассчитаны уставки релейной защиты и автоматики. Подробно приведены характеристики и функционал устройств РЗА. Все оборудование релейной защиты заменено на микропроцессорные терминалы, отличающиеся быстродействием, высокой точностью.

Произведен расчет параметров системы заземления и молниезащиты.

Реконструкция подстанции обеспечивает бесперебойное электроснабжение потребителей.



## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1 ГОСТ 18397-86. Выключатели переменного тока на номинальные напряжения 6-220 кВ для частых коммутационных операций. Общие технические условия [Текст]. – Введ. 20.08.1986. – М.: Государственный комитет по стандартам, 2016. – 76 с.

2 ГОСТ 12450-82. Выключатели переменного тока на номинальные напряжения от 110 до 750 кВ. Технические требования к отключению ненагруженных воздушных линий и методы испытаний [Текст] . – Введ. 22.03.1982. – М.: Государственный комитет по стандартам, 1982. – 50 с.

3 Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (НТП ПС) [Текст] : СТО 56947007-29.240.10.028-2009 : утв. приказом ПАО «ФСК ЕЭС» от 16.06.2006 №187 в ред. приказа ПАО «ФСК ЕЭС» от 13.04.2009 № 136 : введ. в действие с 13.04.2009. – [Б.м.] : [б.и.], 2009. - 96 с. : ил.

4 УЭТМ. УРАЛЭЛЕКТРОТЯЖМАШ. ВГТ-УЭТМ-110, ВГТЗ-УЭТМ-110 [Электронный ресурс] / Режим доступа : [http://uetm.ru/products/146/170/\\_aview\\_b5](http://uetm.ru/products/146/170/_aview_b5), свободный. – Загл. с экрана. – Яз. рус (дата обращения: 23.04.2016 г.).

5 ЭА. Электроаппарат. Выключатели баковые элегазовые [Электронный ресурс] / Режим доступа : <http://www.ea.spb.ru/catalog/3/>, свободный. – Загл. с экрана. – Яз. рус (дата обращения: 23.04.2016 г.)

6 ГРАНТЭК-ЭЛ. Разъединитель высоковольтный РГПЗ СЭЩ-2-110/1250-УХЛ1 [Электронный ресурс] / Режим доступа : [http://grantek-svet.ru/catalog/Razediniteli\\_vysokovoltnye/RGP/Razedinitel\\_RGPZ\\_SESH-2-1101250\\_UHL11375079935.php](http://grantek-svet.ru/catalog/Razediniteli_vysokovoltnye/RGP/Razedinitel_RGPZ_SESH-2-1101250_UHL11375079935.php), свободный. – Загл. с экрана. – Яз. рус (дата обращения: 23.04.2016 г.)

7 ЭНЕРГОМАШ. Заземлитель ЗОН-110М-II УХЛ1 [Электронный ресурс] / Режим доступа : <http://www.em.dn.ua/vv/zon/zon-110-m-2.html>, свободный. – Загл. с экрана. – Яз. рус (дата обращения: 25.04.2016 г.)

8 Свердловский завод трансформаторов тока. Трансформаторы тока серии ТВ [Электронный ресурс] / Режим доступа : <http://www.cztt.ru/tv.html>, свободный. – Загл. с экрана. – Яз. рус (дата обращения: 25.04.2016 г.)

9 ЭЛЕКТРОПРИБОР. Амперметры и вольтметры переменного тока ЩП120П, ЩП96П, ЩП72П, ЩП02П [Электронный ресурс] / Режим доступа : <https://www.elpribor.ru/catalog/53/943/>, свободный. – Загл. с экрана. – Яз. рус (дата обращения: 25.04.2016 г.)

10 Энергетика. Оборудование. Документация. ВВС-35-II-20/630 [Электронный ресурс] / Режим доступа : <http://forca.ru/v/sobi2Task,sobi2Details/catid,0/sobi2Id,87/>, свободный. – Загл. с экрана. – Яз. рус (дата обращения: 25.04.2016 г.)

11 Энергетика. Оборудование. Документация. ВГБ-3-элегазовый баковый выключатель [Электронный ресурс] / Режим доступа : <http://forca.ru/spravka/vysokovoltnye-vyklyuchateli/vgb-35-elegazovuuy-bakovuuy-vyklyuchatel.html>, свободный. – Загл. с экрана. – Яз. рус (дата обращения: 25.04.2016 г.)

12 Энерготехцентр. РДЗ-35/400 УХЛ1 [Электронный ресурс] / Режим доступа : <http://etcenter.ru/rdz-35400-uxl1.html>, свободный. – Загл. с экрана. – Яз. рус (дата обращения: 27.04.2016 г.)

13 Компания ООО "Кавэлектротехник". Опорный трансформатор тока ТОЛ-10 [Электронный ресурс] / Режим доступа : <http://energorostov.ru/tol-10.html>, свободный. – Загл. с экрана. – Яз. рус (дата обращения: 27.04.2016 г.)

14 Трансформаторы. НАМИ-10-95 УХЛ2. Трансформаторы напряжения (трехфазные антиферрорезонансные) [Электронный ресурс] / Режим доступа: <http://www.transformator-prb.ru/descriptions/nami-10-95/>, свободный. – Загл. с экрана. – Яз. рус (дата обращения: 28.04.2016 г.)

15 Степкина Ю.В., Салтыков В.М. Проектирование электрической части понизительной подстанции [Текст] : Учеб. пособие по выполн. курсового и дипломн. проектир. / Ю.В. Степкина, В.М. Салтыков : рецензенты В.В. Вахнина, С.И. Гамазин. – Тольятти : ТГУ, 2007. – 2007. – 124 с.

16 Инструкция по проектированию городских электрических сетей. [Электронный ресурс] : РД 34.20.185-94 / под ред. Б.Н. Неклепаева [и др.]. – [б. и.], 98. -131 с.: ил.

17 Правила устройства электроустановок [Текст]. – введ. 2003.01.01. – М. : Госторгиздат, 2015. – 144 с.

18 Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций [Текст] : Учебник для вузов / Б.Н. Неклепаев. – СПб. : Петербург, 2014. – 608 с. : ил.

19 Руководящие указания по релейной защите. Защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов [Электронный ресурс] : СО 153-34.21.122-2003. М: Энергоатомиздат, 1985.

20 Маньков В.Д., Заграничный С.Ф. Защитное заземление и защитное зануление электроустановок [Текст] : Справочник / В.Д. Маньков, С.Ф. Заграничный : рецензенты О.Н. Халявкин, В.В. Карагодин. – СПб. : Политехника, 2005. – 400 с. : ил. – (Сер. Безопасность жизни и деятельности).

21 Choubey A. A Practical approach for fault component network for Current and Voltage Phasor Diagram in Power Electronic Environmenet [Text] / A. Choubey // Research scholar of M.E.. – India, 2011. – 5 p.

22 Harish K. Adaptive overcurrent relay for the rural agricultural feeder based on Niranthara Jyothi Yojana [Text] / K. Harish // College of Engineering. – India, 2014. – 9 p.

23 Vanitha V. A Distance protection scheme for series compensated transmission lines [Text] / V. Vanitha // M.N.N.M.J. Engineering College. – India, 2015. – 7 p.

24 Sheila M. Optimum overcurrent relay coordination of a power grid [Text] / M. Sheila // ITM University. –Haryana, 2014. – 6 p.

25 Gurevich V. Microprocessor protection devices the present and the future [Text] / V. Gurevich // Central Electric Laboratory. – Israel, 2008. – 15 p.

## Приложение А

### Годовые графики нагрузки подстанции

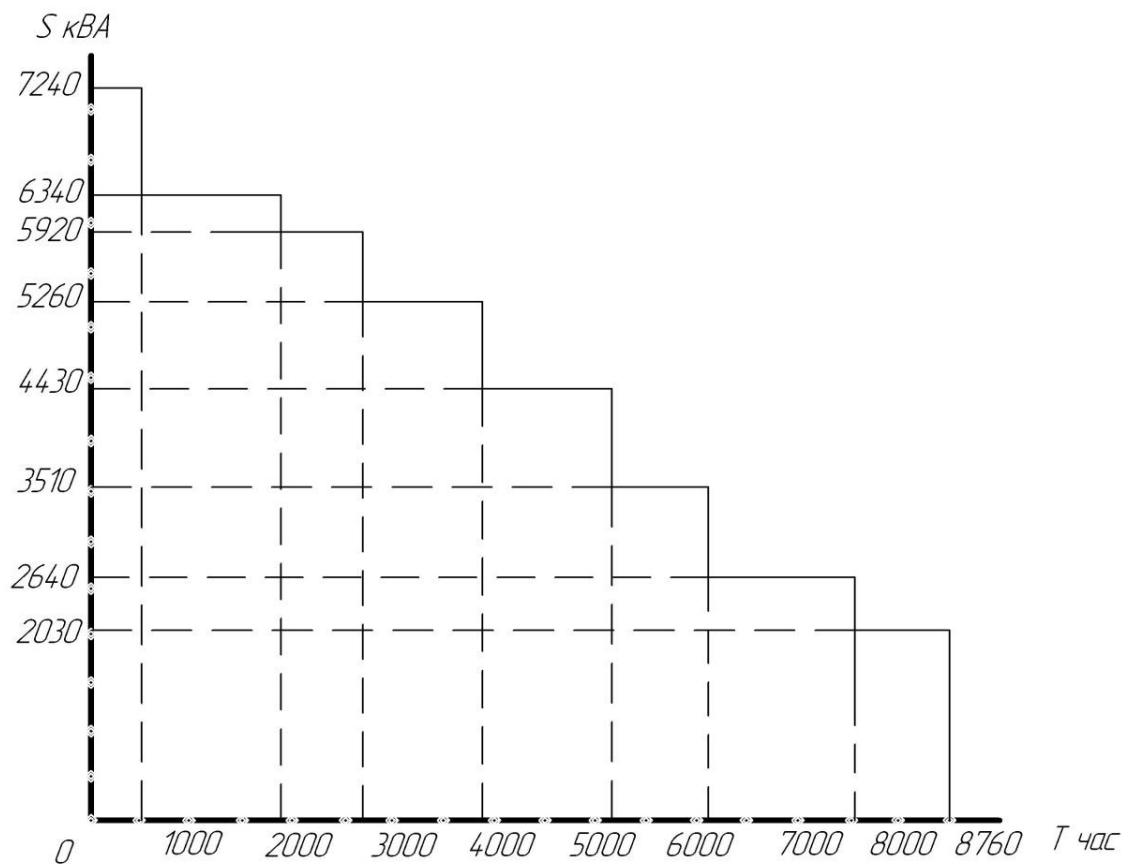


Рисунок А.1.1 – Годовой график нагрузки потребителей 10 кВ

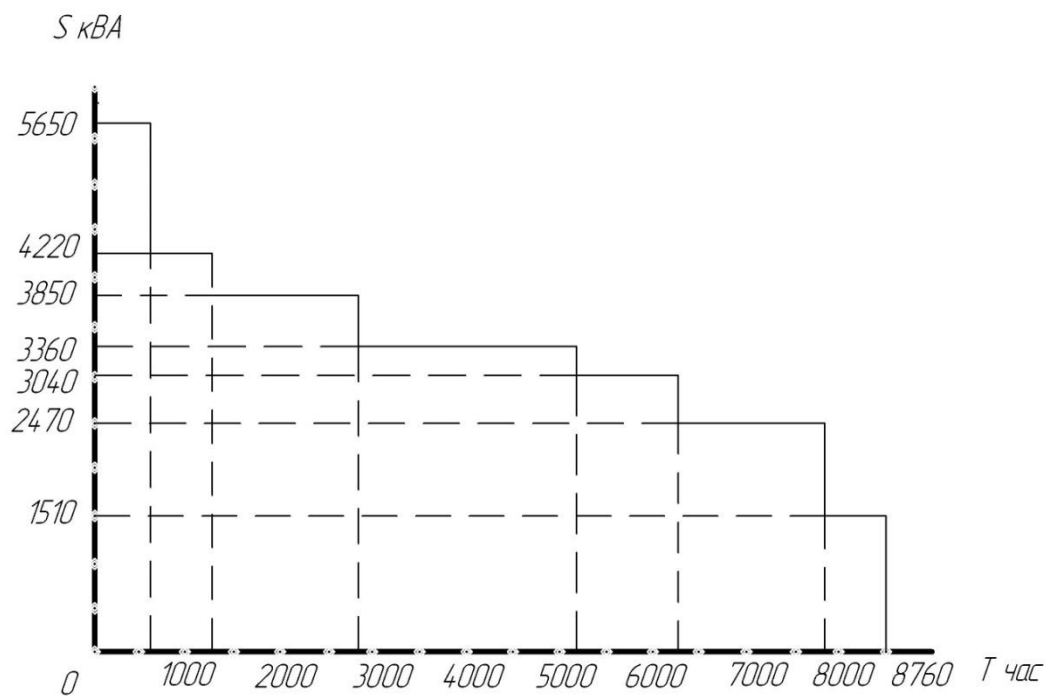


Рисунок А.1.2 – Годовой график нагрузки потребителей 35 кВ

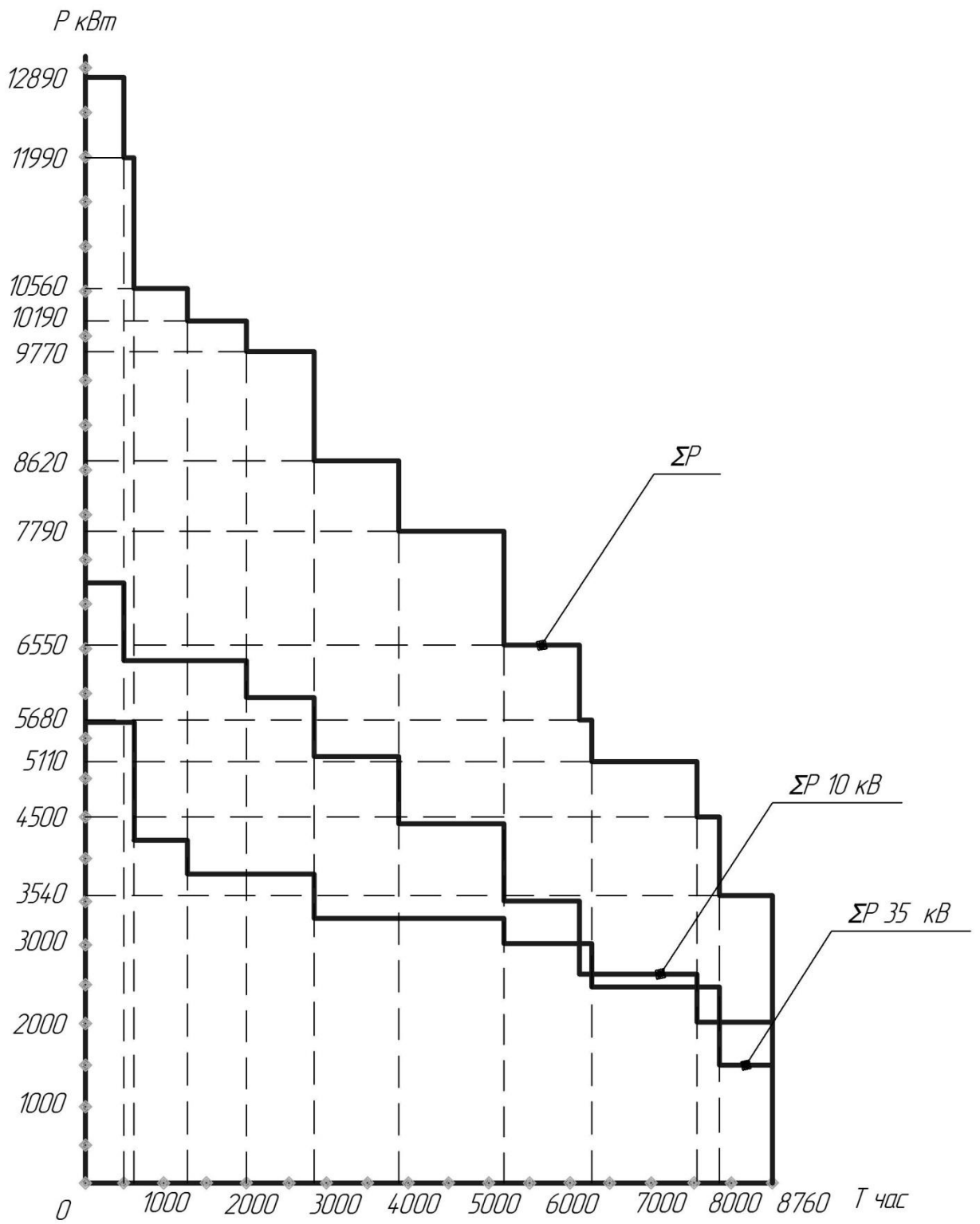


Рисунок А.1.3 – Годовой графика нагрузки подстанции

## Приложение Б

### Схемы для расчета токов короткого замыкания

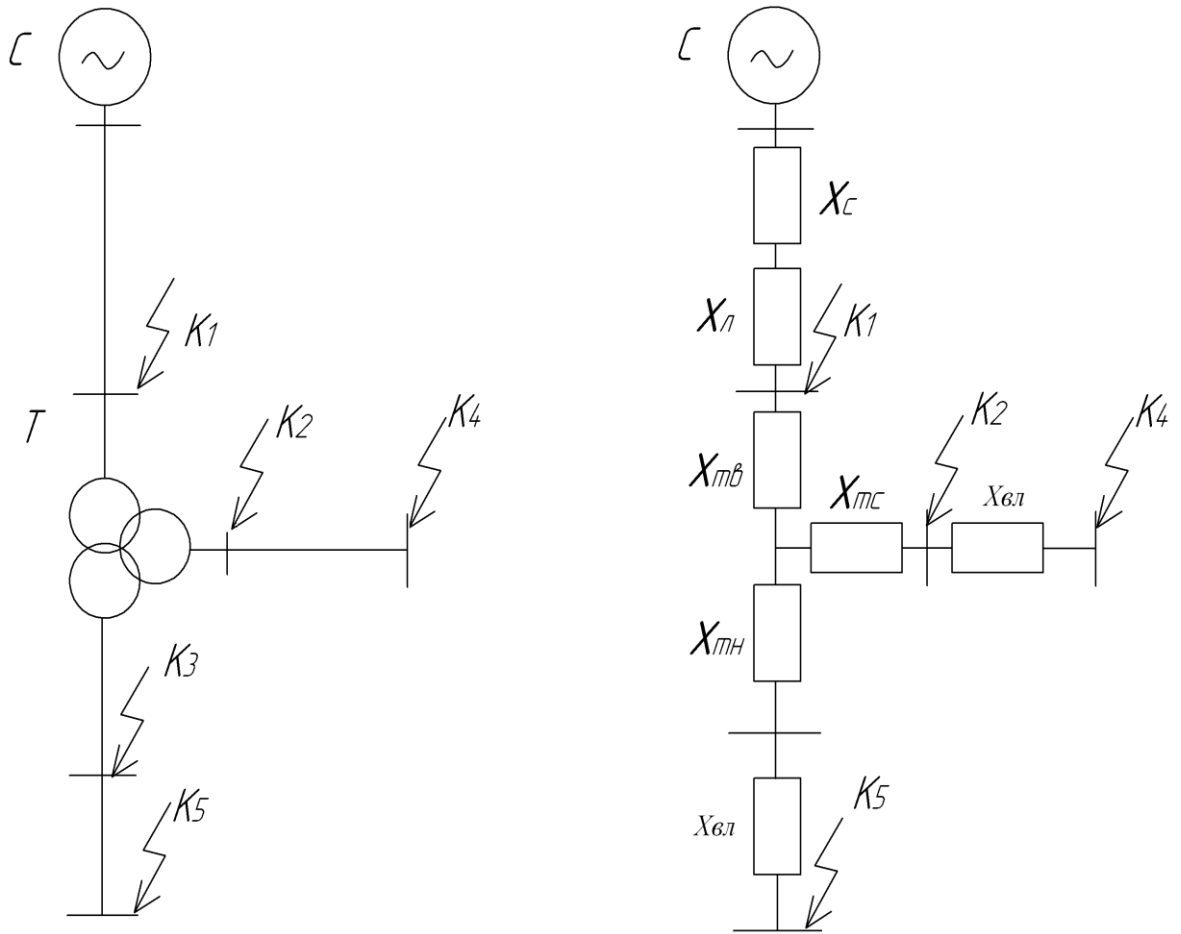


Рисунок Б.4.1 – Расчетная схема и схема замещения

## Приложение В

### Расчет токов короткого замыкания в точка К2, К3, К4, К5

#### Токи короткого замыкания в точке К2

Расчет сопротивления обмотки высшего напряжения силового трансформатора ведется по следующей формуле:

$$X_{ТВ} = 0,5 \frac{(U_{К.В-Н} + U_{К.В-С} - U_{К.С-Н})}{100} \cdot \frac{S_B}{S_H} \quad (B.4.1)$$

$$X_{ТВ} = 0,5 \cdot \frac{(10,5 + 10,5 - 6)}{100} \frac{1000}{16} = 4,6 \text{ о.е.}$$

Расчет сопротивления обмотки среднего напряжения силового трансформатора ведется по следующей формуле:

$$X_{ТС} = 0,5 \frac{(U_{К.В-С} + U_{К.С-Н} - U_{К.В-Н})}{100} \cdot \frac{S_B}{S_H} \quad (B.4.2)$$

$$X_{ТС} = 0,5 \cdot \frac{(10,5 + 6 - 10,5)}{100} \frac{1000}{16} = 1,9 \text{ о.е.}$$

Расчет результирующего сопротивления до точки короткого замыкания К2 ведется по следующей формуле:

$$X_{\Sigma 2} = X_{\Sigma 1} + X_{ТВ} + X_{ТС} \quad (B.4.3)$$

$$X_{\Sigma 2} = 0,257 + 4,6 + 1,9 = 6,8 \text{ о.е.}$$

Расчет слагающей тока короткого замыкания, периодического характера, ведется по следующей формуле:

$$I_{K2} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_B \cdot X_{\Sigma 2}} \quad (B.4.4)$$

$$I_{K2} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 38,5 \cdot 6,8} = 2,2 \text{ кА}$$

Расчет мощности короткого замыкания в точке К2 ведется по следующей формуле:

$$S_{K2} = \sqrt{3} \cdot I_{K2} \cdot U_{CH} \quad (B.4.5)$$

$$S_{K2} = 1,73 \cdot 2,2 \cdot 38,5 = 147,1 \text{ МВА}$$

Расчет ударного значения тока короткого замыкания ведется по следующей формуле:

$$i_{уд2} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{K2} \quad (B.4.6)$$

где  $K_y = 1,75$  – ударный коэффициент тока короткого замыкания.

$$i_{уд2} = 1,414 \cdot 1,75 \cdot 2,2 = 5,4 \text{ кА}$$

Действующее значение тока короткого замыкания рассчитывается по следующей формуле:



$$I_{y2} = I_{K2} \cdot \sqrt{1 + 2(K_y - 1)^2} \quad (B.4.7)$$

$$I_{y2} = 2,2 \cdot \sqrt{1 + 2(1,75 - 1)^2} = 3,3 \text{ кА}$$

### Токи короткого замыкания в точке КЗ

Расчет сопротивления обмотки низшего напряжения силового трансформатора ведется по следующей формуле:

$$X_{TH} = 0,5 \frac{(U_{K.B-H} + U_{K.C-H} - U_{K.B-C}) \cdot S_B}{100 S_H} \quad (B.4.8)$$

$$X_{TH} = 0,5 \cdot \frac{(10,5 + 6 - 10,5) 1000}{100 \cdot 16} = 3 \text{ о.е.}$$

Расчет результирующего сопротивления до точки короткого замыкания КЗ ведется по следующей формуле:

$$X_{\Sigma 3} = X_{\Sigma 1} + X_{TB} + X_{TH} \quad (B.4.9)$$

$$X_{\Sigma 3} = 0,257 + 4,6 + 1,9 = 6,8 \text{ о.е.}$$

Расчет слагающей тока короткого замыкания, периодического характера, ведется по следующей формуле:

$$I_{K3} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot X_{\Sigma 3}} \quad (B.4.10)$$

$$I_{K3} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 11 \cdot 6,8} = 7,7 \text{ кА}$$

Расчет мощности короткого замыкания в точке К3 ведется по следующей формуле:

$$S_{K3} = \sqrt{3} \cdot I_{K3} \cdot U_H \quad (\text{В.4.11})$$

$$S_{K3} = 1,73 \cdot 7,7 \cdot 11 = 147,1 \text{ МВА}$$

Расчет ударного значения тока короткого замыкания ведется по следующей формуле:

$$i_{yД3} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{K3} \quad (\text{В.4.12})$$

где  $K_y = 1,72$  – ударный коэффициент тока короткого замыкания.

$$i_{yД3} = 1,414 \cdot 1,72 \cdot 7,7 = 18,7 \text{ кА}$$

Действующее значение тока короткого замыкания рассчитывается по следующей формуле:

$$I_{y3} = I_{K3} \cdot \sqrt{1 + 2(K_y - 1)^2} \quad (\text{В.4.13})$$

$$I_{y3} = 7,7 \cdot \sqrt{1 + 2(1,72 - 1)^2} = 11,6 \text{ кА}$$

### Токи короткого замыкания в точке К4

Расчет сопротивления высоковольтной воздушной линии ведется по следующим формулам:

$$X_{\text{ВЛ}} = X_0 \cdot l \quad (\text{В.4.14})$$

$$X_{\text{ВЛ}} = 0,442 \cdot 4,4 = 1,94 \text{ Ом}$$

$$X_{\text{Л}} = X_{\text{ВЛ}} \cdot \frac{S_{\text{Б}}}{U_{\text{Н}}^2} \quad (\text{В.4.15})$$

$$X_{\text{Л}} = 1,94 \cdot \frac{1000}{38,5^2} = 1,3 \text{ о.е.}$$

Расчет результирующего сопротивления до точки короткого замыкания К4 ведется по следующей формуле:

$$X_{\Sigma 4} = X_{\Sigma 1} + X_{\text{ТВ}} + X_{\text{ТС}} + X_{\text{ВЛ}} \quad (\text{В.4.16})$$

$$X_{\Sigma 4} = X_{0,257} + 4,6 + 1,9 + 1,3 = 8,1 \text{ о.е.}$$

Расчет слагающей тока короткого замыкания, периодического характера, ведется по следующей формуле:

$$I_{K4} = \frac{S_{Б.}}{\sqrt{3} \cdot U_{CH} \cdot X_{\Sigma 4}} \quad (B.4.17)$$

$$I_{K4} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 38,5 \cdot 8,1} = 1,9 \text{ кА}$$

Расчет мощности короткого замыкания в точке К4 ведется по следующей формуле:

$$S_{K4} = \sqrt{3} \cdot I_{K4} \cdot U_{CH} \quad (B.4.18)$$

$$S_{K4} = 1,73 \cdot 1,9 \cdot 38,5 = 126,5 \text{ МВА}$$

Расчет ударного значения тока короткого замыкания ведется по следующей формуле:

$$i_{уд4} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{K4} \quad (B.4.19)$$

где  $K_y = 1,75$  – ударный коэффициент тока короткого замыкания.

$$i_{уд4} = 1,414 \cdot 1,75 \cdot 1,9 = 4,7 \text{ кА}$$

Действующее значение тока короткого замыкания рассчитывается по следующей формуле:

$$I_{y4} = I_{K4} \cdot \sqrt{1 + 2(K_y - 1)^2} \quad (B.4.20)$$

$$I_{y4} = 1,9 \cdot \sqrt{1 + 2(1,75 - 1)^2} = 2,85 \text{ кА}$$

### Токи короткого замыкания в точке К5

Расчет сопротивления высоковольтной кабельной линии ведется по следующим формулам:

$$X_{ВЛ} = X_0 \cdot l \quad (B.4.21)$$

$$X_{ВЛ} = 0,585 \cdot 2,3 = 1,34 \text{ Ом}$$

$$X_{Л} = X_{ВЛ} \cdot \frac{S_B}{U_H^2} \quad (B.4.22)$$

$$X_{Л} = 1,34 \cdot \frac{1000}{11^2} = 10,07 \text{ о.е.}$$

Расчет результирующего сопротивления до точки короткого замыкания К5 ведется по следующей формуле:

$$X_{\Sigma 5} = X_{\Sigma 1} + X_{ТВ} + X_{ТН} + X_{ВЛ} \quad (B.4.23)$$

$$X_{\Sigma 5} = 0,257 + 4,6 + 1,9 + 10,07 = 16,8 \text{ о.е.}$$

Расчет слагающей тока короткого замыкания, периодического характера, ведется по следующей формуле:

$$I_{K5} = \frac{S_{Б.}}{\sqrt{3} \cdot U_{Н} \cdot X_{\Sigma 5}} \quad (\text{В.4.24})$$

$$I_{K5} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 11 \cdot 16,8} = 3,1 \text{ кА}$$

Расчет мощности короткого замыкания в точке К5 ведется по следующей формуле:

$$S_{K5} = \sqrt{3} \cdot I_{K5} \cdot U_{Н} \quad (\text{В.4.25})$$

$$S_{K5} = 1,73 \cdot 3,1 \cdot 11 = 59,5 \text{ МВА}$$

Расчет ударного значения тока короткого замыкания ведется по следующей формуле:

$$i_{уд5} = \sqrt{2} \cdot K_{у} \cdot I_{K5} \quad (\text{В.4.26})$$

где  $K_{у} = 1,72$  – ударный коэффициент тока короткого замыкания.

$$i_{yД5} = 1,414 \cdot 1,72 \cdot 3,1 = 7,5 \text{ кА}$$

Действующее значение тока короткого замыкания рассчитывается по следующей формуле:

$$I_{y5} = I_{K5} \cdot \sqrt{1 + 2(K_y - 1)^2} \quad (\text{B.4.27})$$

$$I_{y5} = 3,1 \cdot \sqrt{1 + 2(1,72 - 1)^2} = 4,7 \text{ кА}$$