



## **Аннотация**

В данной выпускной квалификационной работе представлена реконструкция электрической части понизительной подстанции 110/10 кВ «Говоренки» Тульской области., Одеевского района. Пояснительная записка содержит:

- Характеристика подстанции 110/10 кВ «Говоренки»
- Расчет электрических нагрузок подстанции 110/10 кВ «Говоренки»
- Выбор и экономический расчет силовых трансформаторов
- Расчет токов короткого замыкания на высокой и низкой сторонах
- Выбор электрического оборудования
- Выбор трансформатора собственных нужд
- Расчет микропроцессорной защиты “Сириус”
- Расчет заземления и молниезащиты

Пояснительная записка включает себя 50 страниц, 5 рисунков, 15 таблиц. Графическая часть работы выполнена на 6-и листах форматом А1.

## **Abstract**

The title of the graduation project is reconstruction of the electrical part of the Govorenki 110/10 kV step-down power substation, Tula region. The object of the thesis is step-down power substation. The graduation project may be divided into several logically connected parts which are:

- Characteristics of the object
- Calculation of electrical loads
- Choice and economic calculation of power transformers
- Calculation of short circuit currents on high and low sides
- Choice of electrical equipment
- Choice of an auxiliary transformer
- Calculation of Sirius microprocessor protection
- Calculation of grounding and lightning protection

First we analyze the object. We outline the object in general terms. Obsolete equipment and modern equipment were compared. The issues of choice calculation of power transformers, calculation of short circuit currents on high and low sides and choice of electrical equipment are covered in the project's general part. The special part of the project gives details about calculation of Sirius microprocessor protection and calculation of grounding and lightning protection.

The graduation project consists of an explanatory note on 50 pages, introduction, including 6 figures, 13 tables, the list of 30 references including 5 foreign sources, and the graphic part on 6 A 1 sheets.

## Содержание

Введение	5
1 Характеристика подстанции 110/10 кВ «Говоренки»	6
2. Расчет нагрузок подстанции 110/10 кВ «Говоренки»	7
3 Выбор и расчет силовых трансформаторов	9
4 Расчет токов короткого замыкания на подстанции «Говоренки»	16
5 Выбор электрического оборудования для подстанции «Говоренки»	25
6 Выбор ограничителя перенапряжений	34
7 Релейная защита силового трансформатора на ПС «Говоренки»	35
8 Собственные нужды подстанции «Говоренки»	39
9 Расчет заземления подстанции «Говоренки»	41
10 Молниезащита подстанции «Говоренки»	44
Заключение	46
Список использованных источников	48

## Введение

Электроэнергетика — один из проблемных секторов промышленности страны. Проблемы в данной области негативно влияют уже на другие виды промышленности и производства, что в свою очередь оказывает отрицательное воздействие на развитие экономики страны в целом.

Ни для кого не секрет, что развитие электроэнергетики влияет на производительность труда и уровень развития страны, так как данный сектор промышленности является опорным для всех видов человеческой деятельности. Электроэнергетика определяет конкурентоспособность и скорость роста экономики любой страны.

С каждым годом появляется множество различных производств и предприятий, расширяются города, вместе с ними растет и энергопотребление страны в целом. Актуальным становится вопрос о надежном и бесперебойном электроснабжении. Ведь в случае нарушения энергопитания это может привести к крупным авариям и человеческим жертвам.

В связи с этим в качестве объекта реконструкции в выпускной работе была выбрана подстанция «Говоренки» 110/10 кВ ПАО «МРСК Центра и Приволжья», ОАО Тулэнерго.

Целью выпускной квалификационной работы является повышение надежности и бесперебойности энергоснабжения потребителей, питаемых от подстанции «Говоренки» 110/10 кВ.

Согласно цели были поставлены следующие задачи:

- Выбор и расчет силовых трансформаторов
- Расчет токов КЗ
- Выбор оборудования на стороне ВН и НН
- Расчет релейной защиты
- Расчет заземления и молниезащиты.

## 1 Характеристика подстанции 110/10 кВ «Говоренки»

Реконструируемая подстанция «Говоренки» 110/10 кВ принадлежит ПАО «МРСК Центра и Приволжья». Находится по адресу Тульская область, Одоевский район, село Говоренки.



Рисунок 1 – Расположение подстанции «Говоренки»

Подстанция была введена в эксплуатацию в 1988 году. В связи с расширением близлежащих поселков городского типа и строительством пищевого производства с потребителями 1-ой категории, планируется рост потребляемой мощности до 8,4 МВА. Также причиной реконструкции послужило морально и физически устаревшее оборудование, что при условии дальнейшей эксплуатации может привести к аварийным ситуациям и перебоям электроснабжения.

## 2 Расчет нагрузок подстанции 110/10 кВ «Говоренки»

Исходя из построенного годового графика, можно сказать, что полная мощность подстанции  $S_{MAX}^{ПС} = 8,4 \text{ МВА}$ . Электроэнергия, потребляемая по подстанции в целом  $W_{ПС} = 48370,6 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$ . Данный график построен при использовании значения максимальной нагрузки  $P_{max.ПС}$  из генерального плана Одоевского района, Тульской области.

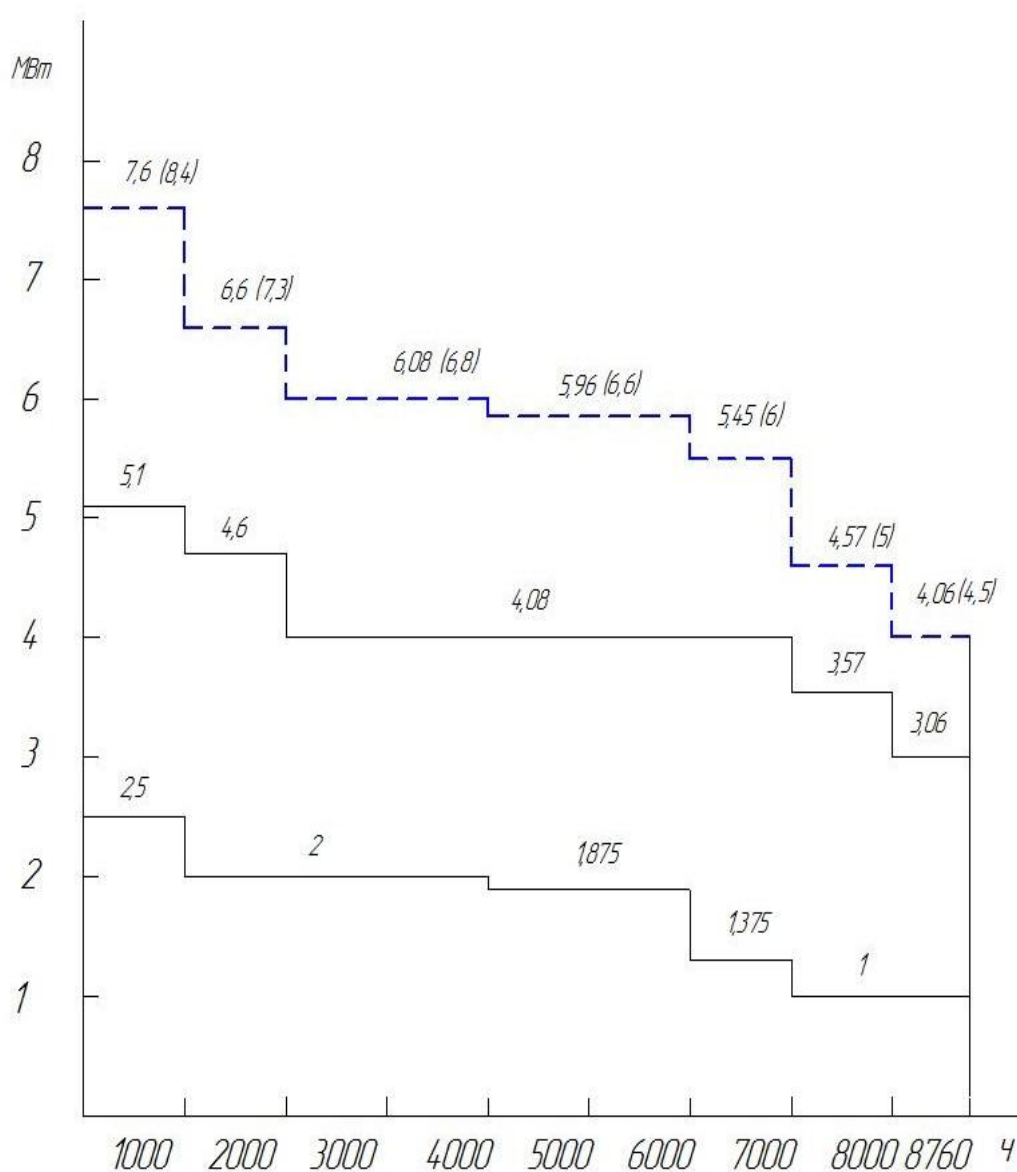


Рисунок 2 – График годовых нагрузок

Потребляемая электроэнергия отдельных потребителей:

$$W_n = \sum_{i=1}^n P_{in}(t) \cdot t_{in}. \quad (2.1)$$

Для подстанции в целом:

$$W_{ПС} = \sum W_n. \quad (2.2)$$

$$W_{ПС} = \sum W_n = 35985,6 + 12386 = 48370,6 \text{ MВт} \cdot \text{ч}.$$

Продолжительность максимальной годовой нагрузки ПС «Говоренки»:

$$T_M = \frac{W_{ПС}}{P_{max.ПС}} \quad (2.3)$$

$$T_M = \frac{48730,6}{7,6} = 6365 \text{ ч}.$$

Коэффициент заполнения графика нагрузки ПС «Говоренки»:

$$K_{зан} = \frac{T_M}{8760} \quad (2.4)$$

$$K_{зан} = \frac{6365}{8760} = 0,726.$$



### 3 Выбор и расчет силовых трансформаторов

#### 3.1 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов

При выборе количества трансформаторов на подстанциях учитывают категории потребителей. Для потребителей первой и второй категории это двухтрансформаторная подстанция. Такое решение обеспечивает более надежно электроснабжение. Допустимая номинальная мощность каждого трансформатора (с учетом допустимой перегрузки) определяется по формуле:

$$S_{ном.Т} \geq \frac{S_{MAX} \cdot K_{1-2}}{K_{пер} (n-1)} . \quad (3.1)$$

где  $K_{1-2} = 0,8$  - коэффициент участия в нагрузке потребителей 1-ой и 2-ой категорий;

$K_{пер} = 1,4$  - коэффициент допустимой аварийной перегрузки трансформатора;

n- количество параллельно работающих трансформаторов.

По формуле (3.1) находим номинальную мощность трансформатора:

$$S_{ном.Т} \geq \frac{8,4 \cdot 0,8}{1,4 \cdot (2-1)} = 4,8 \text{ МВА}$$

Исходя из полученных результатов, к рассмотрению были выбраны следующие трансформаторы ТДН-10000/110/10 и ТМН 6300/110/10.

#### 3.3 Технико-экономический выбор трансформатора ТДН-10000/110/10 и ТМН 6300/110/10

При технико-экономическом выборе к рассмотрению принимаем трансформатор ТДН-10000/110/10. Параметры трансформатора сведены в таблицу 1.

Таблица 1 – Параметры трансформатора ТДН-10000/110/10

Тип	$S_{ном.Т}$ , МВА	Параметры					
		$U_{ном}$ обмоток, кВ		$u_{\kappa}$ , %	$\Delta P_{\kappa}$ , кВт	$\Delta P_{xx}$ , кВт	$I_x$ , %
		ВН	НН				
ТДН- 10000/110/10	10	115	10,5	10,5	60	14	0,85

Потери реактивной мощности трансформатора:

$$Q_x = \frac{I_{xx} (\%)}{100} \cdot S_{ном.Т} \quad (3.3.2)$$

$$Q_x = \frac{0,85}{100} \cdot 10000 = 85 \text{ квар}$$

Потерь активной мощности трансформатора в режиме XX:

$$\kappa_{un} = 0,05 \text{ кВт} / \text{квар} ;$$

$$P'_x = \Delta P_{xx} + \kappa_{un} \cdot Q_x \quad (3.3)$$

$$P'_x = 14 + 0,05 \cdot 85 = 18,25 \text{ кВт}$$

Расчет коэффициента загрузки обмоток высокого напряжения:

$$\kappa_{зв} = \frac{S_B}{S_{номТ}} \quad (3.4)$$

$$\kappa_{зв} = \frac{8,4}{10} = 0,84$$

Потери реактивной мощности соответствующих обмоток трехфазного трансформатора в режиме КЗ:

$$Q_K = \frac{U_{кз}(\%)}{100} \cdot S_{ном.Т} \quad (3.5)$$

$$Q_K = \frac{10,5}{100} \cdot 10000 = 1050 \text{ квар}$$

Расчет приведенных потерь активной мощности КЗ:

$$P_K^{\wedge} = \Delta P_K + K_{un} \cdot Q_K \quad (3.6)$$

$$P_K^{\wedge} = 60 + 0,05 \cdot 1050 = 112,5 \text{ кВт}$$

Расчет приведенных потерь мощности:

$$P_T^{\wedge} = P_x^{\wedge} + K_3^2 \cdot P_K^{\wedge} \quad (3.7)$$

$$P_T^{\wedge} = 18,25 + 0,84^2 \cdot 112,5 = 97,63 \text{ кВт}$$

Потери электроэнергии в трансформаторах -  $\Delta W_{nc}$  определяются из выражения исходя из годовых графиков нагрузки для соответствующих обмоток -  $S_{Bi}$ :

$$\Delta W_{nc} = \sum \Delta W_{xi} + \sum \Delta W_{ki} = \sum \Delta W_{xi} + \sum \Delta W_{k.bi} = \sum n_i \cdot P_x' \cdot T_i + \sum \left( \frac{1}{n} \cdot P_{k.b}' \cdot k_{з.в.i}^2 \cdot T_i \right) \quad (3.8)$$

где  $i$  – номер ступени графика нагрузки,

$n_i$  - число трансформаторов ПС;

$k_{з.в.i}$  - коэффициент загрузки обмоток высшего напряжения двухобмоточного трансформатора на  $i$ -ой ступени;

$S_{вi}$  - расчетные мощности нагрузки соответствующих обмоток трансформаторов на  $i$  - ой ступени;

$T_i$  - продолжительность нахождения нагрузки  $S_i$  на  $i$ -ой ступени.

Все расчеты сводятся в таблицу 2

Данные по потерям электроэнергии в трансформаторах сводятся в таблицу 2.

Таблица 2 – Потери электроэнергии ТДН-10000/110/10

$i$	$S_{Bi}$ , МВА	$n_i$	$T_i$ , ч	$\Delta W_{xi}$ , кВт·ч	$k_{з.и}$	$\Delta W_{к.и}$ , кВт·ч
1	8,4	2	1000	36500	1,33	99500
2	7,4	2	1000	36500	1,1	68062
3	6,8	2	2000	73000	1,08	131220
4	6,6	2	2000	73000	1,048	123559
5	6	2	1000	36500	0,95	50765
6	5	1	1000	18250	0,79	70211
7	4,5	1	760	13870	0,71	43100
$\Sigma$				287620		586417
					874037	

Годовые потери электроэнергии в трансформаторах:

$$\Delta W_{ПС} = 287620 + 586417 = 874037 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Определяю стоимость годовых потерь электроэнергии в трансформаторах по формуле:

$$I_{э} = \Delta W_{ПС} \cdot C_{э} \quad (3.9)$$

$$I_{э} = 874037 \cdot 0,942 = 825090 \text{ руб}$$

где  $\Delta W_{ПС}$  - годовые потери электроэнергии в трансформаторах, кВт·ч;  
 $C_{э}$  - стоимость 1 кВт·ч электроэнергии, руб./кВт·ч, определяются по формуле:

$$C_{э} = \frac{\alpha}{T_M} + \beta \quad (3.10)$$

$$C_3 = \frac{270}{6365} + 0,9 = 0,942 \text{ руб} / \text{кВт} \cdot \text{ч}$$

Целесообразность выбора трансформаторов по формуле:

$$Z_{np} = E_H \cdot K + I_o + I_3 \quad (3.11)$$

$$Z_{np} = 0,15 \cdot 12000000 + 12000000 \cdot 0,094 + 825090 = 3753090 \text{ руб.}$$

где  $K = 12000000 \text{ руб}$  - стоимость трансформатора;

$E_H$  - нормативный коэффициент дисконтирования;

$E_H = 0,15$  - коэффициент дисконтирования;

$I_o$  - годовые отчисления, тыс.руб.

Далее идет расчет с трансформаторами типа ТМН 6300/110/10, паспортные данные которых представлены в таблице 3.

Таблица 3 - Параметры трансформатора ТМН-6300/110/10

Тип	$S_{ном.Т}$ , МВА	Параметры					
		$U_{ном}$ обмоток, кВ		$u_k, \%$	$\Delta P_k,$ кВт	$\Delta P_{xx},$ кВт	$I_x, \%$
		ВН	НН				
ТМН- 6300/110/10	6,3	115	11	10,5	44	11,5	0,8

Расчеты трансформатора ТМН 6300/110/10 проводятся по аналогичным формулам, что и при расчете трансформатора ТДН 10000/110/10. Расчеты потерь трансформатора ТМН 6300/110/10 представлены далее.

$$Q_x = \frac{I_x(\%)}{100} \cdot S_{НОМ.Т} = \frac{0,8}{100} \cdot 6300 = 50,4 \text{ квар}.$$

$$\kappa_{un} = 0,05 \text{ кВт} / \text{квар}.$$

$$P'_x = \Delta P_x + \kappa_{un} \cdot Q_x = 11,5 + 0,05 \cdot 50,4 = 14 \text{ кВт}.$$

$$\kappa_3 = \frac{S}{S_{ном.Т}} = \frac{8,4}{6,3} = 1,3.$$

$$Q_\kappa = \frac{U_{\kappa(\%)}}{100} \cdot S_{ном.Т} = \frac{10,5}{100} \cdot 6300 = 661,5 \text{ квар}.$$

$$P'_\kappa = \Delta P_\kappa + \kappa_{un} \cdot Q_\kappa = 44 + 0,05 \cdot 661,5 = 771 \text{ кВт}.$$

$$P'_T = P'_x + \kappa_3^2 \cdot P'_\kappa = 14 + 1,3^2 \cdot 771 = 114,35 \text{ кВт}.$$

$$\Delta W_{nc} = \sum \Delta W_{xi} + \sum \Delta W_{ki} = \sum \Delta W_{xi} + \sum \Delta W_{k.bi} = \sum n_i \cdot P'_x \cdot T_i + \sum \left( \frac{1}{n} \cdot P'_{k.b} \cdot k_{3.bi}^2 \cdot T_i \right).$$

$$\Delta W_{nc} = 177302 + 363014 = 540316 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Полученные данные заносятся в таблицу 4.

Таблица 4 – Потери электроэнергии ТМН 6300/110/10

$i$	$S_{Bi}, \text{MBA}$	$n_i$	$T_i, \text{ч}$	$\Delta W_{xi}, \text{кВт} \cdot \text{ч}$	$k_{3.bi}$	$\Delta W_{k.bi}, \text{кВт} \cdot \text{ч}$
1	8,4	2	1000	20240	1,33	68191
2	7,4	2	1000	20240	1,1	46646
3	6,8	2	2000	40480	1,08	89929
4	6,6	2	2000	40480	1,048	84679
5	6	2	1000	20240	0,95	34791
6	5	2	1000	20240	0,79	24059
7	4,5	2	760	15382	0,71	14769
$\Sigma$				177302		363014
					540316	

$$I_{\text{э}} = \Delta W_{\text{ПС}} \cdot C_{\text{э}} = 540316 \cdot 0,942 = 510058 \text{ руб.}$$

$$C_{\text{э}} = \frac{\alpha}{T_M} + \beta = \frac{270}{6365} + 0,9 = 0,942 \text{ руб / кВт} \cdot \text{ч.}$$

$$\begin{aligned} Z_{\text{пр}} &= E_H \cdot K + I_o + I_{\text{э}} = \\ &= 0,15 \cdot 10000000 + 10000000 \cdot 0,094 + 510058 = 2950058 \text{ руб.} \end{aligned}$$

По полученным данным, исходя из приведенных затрат было выявлено, что в трансформаторе ТМН 6300/110/10 затраты составляют 2950058 руб, в трансформаторе ТДН-10000/110/10 - 3753090 руб. Из полученных результатов следует вывод, что наиболее рационально выбрать трансформаторы марки ТМН 6300/110/10, что и было сделано.

## 4 Расчет токов короткого замыкания на подстанции «Говоренки»

### 4.1 Расчет трехфазных токов КЗ

Расчеты токов короткого замыкания необходимы для выбора и проверки электрического оборудования и аппаратов, проверки электродинамическую и термическую стойкость, грамотного выбора уставок релейной защиты и автоматики.

Короткое замыкание может возникать в результате неправильных действий обслуживающего персонала, неполадок в системе, обрыва линий электропередач. Ток короткого замыкания представляет большую опасность для человека.

При расчете токов КЗ для начала составляется расчетная схема. Далее намечаются точки короткого замыкания как показано на рисунке 3.

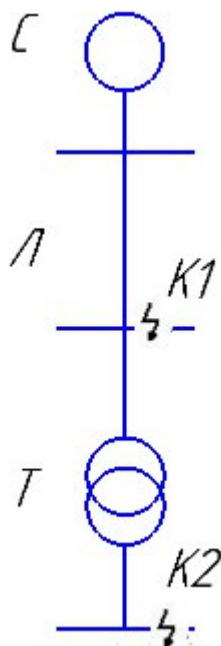


Рисунок 3 - Расчетная схема электроустановки.

Затем на основе расчетной схемы составляется эквивалентная схема замещения рисунок 4.



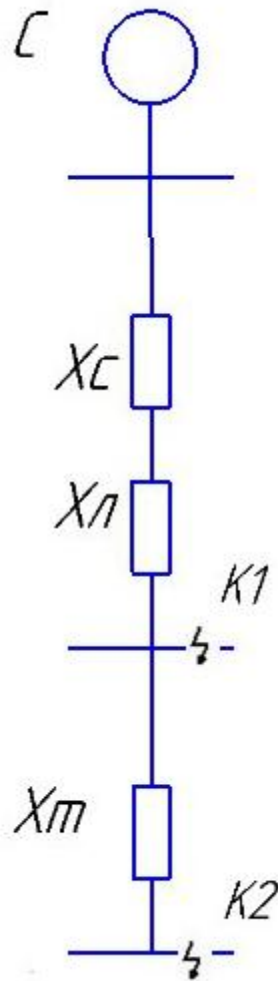


Рисунок 4 – Эквивалентная схема замещения.

Расчет сопротивлений схемы замещения:

Задаем базисной мощностью, базисным ЭДС  $S_0 = 1000 \text{ MVA}$ .

Расчет сопротивления системы:

$$S_k = 2350 \text{ MVA}.$$

$$x_c = \frac{S_0}{S_k}. \quad (4.1)$$

$$x_c = \frac{1000}{2350} = 0,426 \text{ o.e.}$$

Расчет сопротивлений трансформатора:

$$x_{\bar{\sigma}.mp} = \frac{U_{\kappa(\%)}}{100} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{ном}}. \quad (4.2)$$

$$x_{\bar{\sigma}.mp} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{6,3} = 16,6 \text{ о.е.}$$

Расчет сопротивления линии:

$$l = 24 \text{ км}$$

$$x_{\bar{\sigma}.л} = x_{уд} \cdot l \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{cp}^2}. \quad (4.3)$$

$$x_{\bar{\sigma}.л} = 0,4 \cdot \frac{24}{2} \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,363 \text{ о.е.}$$

Расчет 3-х фазных КЗ:

Для точки К1:

Расчет результирующего сопротивления до точки К1:

$$x_{\Sigma 1} = x_c + x_{\bar{\sigma}.л}. \quad (4.4)$$

$$x_{\Sigma 1} = 0,426 + 0,363 = 0,789 \text{ о.е.}$$

Расчет базисного тока:

$$I_{\bar{\sigma}} = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{\sigma}}}. \quad (4.5)$$

$$I_{\bar{\sigma}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ кА.}$$

Значение периодической составляющей КЗ:

$$I_{no}^{(3)} = \frac{E_{\bar{\sigma}}''}{x_{\Sigma 1}} \cdot I_{\bar{\sigma}}. \quad (4.6)$$

$$I_{no}^{(3)} = \frac{1}{0,789} \cdot 5,02 = 6,36 \text{ кА}.$$

Расчет ударного тока КЗ:

$$\kappa_{y\delta} = 1,8.$$

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot \kappa_{y\delta} \cdot I_{no}^{(3)} \quad (4.7)$$

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 6,36 = 16,2 \text{ кА}.$$

Для точки К2:

Расчет результирующего сопротивления до точки К2:

$$x_{\Sigma 1} = x_c + x_{\delta.l} + x_{\delta.mp} \quad (4.8)$$

$$x_{\Sigma 1} = 0,426 + 0,363 + 16,6 = 17,4 \text{ о.е.}$$

Расчет базисного тока:

$$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 55 \text{ кА}.$$

Расчет начального действующего значения периодической составляющей тока КЗ:

$$I_{no}^{(3)} = \frac{E_{\delta}''}{x_{\Sigma 2}} \cdot I_{\delta} = \frac{1}{17,4} \cdot 55 = 3,16 \text{ кА}.$$

Расчет ударного тока КЗ:

$$\kappa_{y\delta} = 1,9.$$

$$i_{y\delta}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot \kappa_{y\delta} \cdot I_{no}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,9 \cdot 3,16 = 8,49 \text{ кА}.$$

## 4.2 Расчет несимметричных токов КЗ

Для расчета несимметричных токов КЗ составляется схема замещения прямой, обратной и нулевой последовательности.

Для точки К1:

Расчет сопротивлений прямой и обратной последовательности:

$$x_{\Sigma 1} = x_{\Sigma 2} = x_c + x_{\delta.l} = 0,426 + 0,363 = 0,789 \text{ о.е.}$$

Расчет сопротивления нулевой последовательности:

$$x_{\Sigma 1(0)} = x_c + x_{\delta.l} \cdot 4,7 = 0,426 + 0,363 \cdot 4,7 = 2,13 \text{ о.е.}$$

Расчет однофазного КЗ:

$$I_{no}^{(1)} = m^{(1)} \cdot \frac{E_{\delta}''}{x_{\Sigma 1} + \Delta x^{(1)}} \cdot I_{\delta} \quad (4.10)$$

$$I_{no}^{(1)} = 3 \cdot \frac{1}{0,789 + 0,789 + 2,13} \cdot 5,02 = 4,06 \text{ кА}$$

Расчет двухфазного КЗ:

$$I_{no}^{(2)} = m^{(2)} \cdot \frac{E_{\delta}''}{x_{\Sigma 1} + \Delta x^{(2)}} \cdot I_{\delta} \quad (4.11)$$

$$I_{no}^{(2)} = \sqrt{3} \cdot \frac{1}{0,789 + 0,789} \cdot 5,02 = 5,5 \text{ кА}$$

Расчет двухфазного КЗ на землю:

$$I_{no}^{(1,1)} = m^{(1,1)} \cdot \frac{E_{\delta}''}{x_{\Sigma 1} + \Delta x^{(1,1)}} \cdot I_{\delta} \quad (4.12)$$

$$I_{no}^{(1,1)} = \sqrt{3} \cdot \sqrt{1 - \frac{0,789 \cdot 2,13}{(0,789 + 2,13)^2}} \cdot \frac{1}{0,789 + \frac{0,789 \cdot 2,13}{(0,789 + 2,13)^2}} \cdot 5,02 = 7,9 \text{ кА.}$$

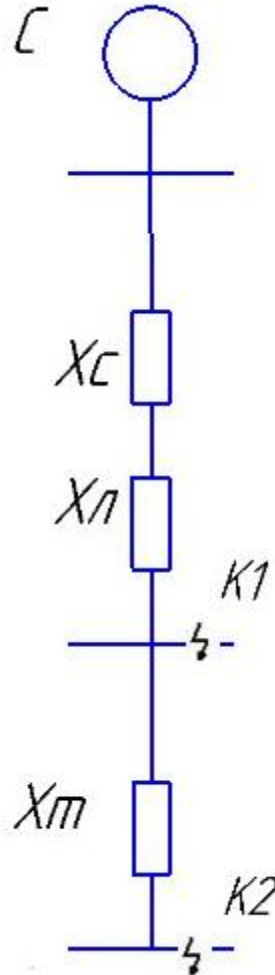


Рисунок 5 – Схема замещения нулевой последовательности.

Расчет ударных токов:

$$i_{y\delta}^{(1)} = \sqrt{2} \cdot \kappa_{y\delta} \cdot I_{no}^{(1)} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 4,06 = 10,33 \text{ кА};$$

$$i_{y\delta}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot \kappa_{y\delta} \cdot I_{no}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 5,5 = 14 \text{ кА};$$

$$i_{y\delta}^{(1,1)} = \sqrt{2} \cdot \kappa_{y\delta} \cdot I_{no}^{(1,1)} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 7,9 = 20,1 \text{ кА.}$$

Для точки K2:

Расчет сопротивлений прямой и обратной последовательности:

$$x_{\Sigma 1} = x_{\Sigma 2} = x_c + x_{\sigma.l} + x_{\sigma.mp} = 0,426 + 0,363 + 16,6 = 17,4 \text{ o.e.}$$

Расчет двухфазного КЗ:

$$I_{no}^{(2)} = m^{(2)} \cdot \frac{E_{\sigma}''}{x_{\Sigma 1} + \Delta x^{(2)}} \cdot I_{\sigma} = \sqrt{3} \cdot \frac{1}{17,9 + 17,9} \cdot 55 = 2,73 \text{ кА.}$$

## 5 Выбор электрического оборудования для подстанции «Говоренки»

### 5.1 Выбор выключателей

Назначением выключателей является коммутация электрических цепей в нормальных и аварийных режимах, работы в циклах АПВ в сетях трехфазного тока частоты 50. Для размещения на стороне 110 кВ были взяты на рассмотрение выключатель серии ВГТ-110. Изготовлены в климатическом исполнении У и ХЛ в ОРУ и ЗРУ в районах с умеренным и холодным климатом (-55°C) в следующих условиях:

- Невзрывоопасная окружающая среда без агрессивных газов и испарений
- Верхнее значение температуры окружающей среды + 40°C
- Нижнее значение для исполнения У1= - 45°C, УХЛ1= - 55°C
- Натяжение проводов не более 1000 Н.

На стороне 110 кВ.

$$I_{\max} = 1,4 \frac{S_{\text{ном.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \quad (5.1)$$

$$I_{\max} = 1,4 \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 115} = 44,3 \text{ А.}$$

$$B_{\kappa} = I_{\text{но}}^{(2)2} \cdot t_{\text{откл}} + T_a \quad (5.2)$$

$$B_{\kappa} = 6,36^2 \cdot 0,02 + 0,05 = 2,83 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$i_{\text{ат}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{но}}^{(2)} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} \quad (5.3)$$

$$i_{\text{ат}} = \sqrt{2} \cdot 6,36 \cdot e^{-\frac{0,045}{0,05}} = 3,66 \text{ кА.}$$

Таблица 5 – Параметры и проверка выключателя ВГТ-110

$U_{\text{ном.сети}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 44,3 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2500 \text{ А}$
$I_{\text{но}}^{(3)} = 6,36 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.ном}} = 40 \text{ кА}$
$i_{\text{ат}} = 3,66 \text{ кА}$	$i_{\text{а.ном}} = 25,6 \text{ кА}$
$\sqrt{2} \cdot I_{\text{но}}^{(3)} + i_{\text{ат}} = \sqrt{2} \cdot 6,36 + 3,66 = 12,7 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot I_{\text{откл.ном}} \cdot \left(1 + \frac{\beta}{100}\right) = 79 \text{ кА}$
$I_{\text{но}} = 6,36 \text{ кА}$	$I_{\text{прс}} = 40 \text{ кА}$
$i_{\text{уд}} = 16,2 \text{ кА}$	$i_{\text{прс}} = 102 \text{ кА}$
$B_{\text{к}} = 2,83 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{откл}} = 40^2 \cdot 0,02 = 32 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выбранный тип выключателя был проверен и может быть установлен на подстанции.

На сторону 10 кВ был выбран к рассмотрению выключатель ВВЭ-10-31,5. Данный тип выключателя должен эксплуатироваться в следующих условиях:

- Для исполнения УЗ от -40°C до + 40°C
- Для исполнения ТЗ - 10°C до +45°C
- Влажности воздуха 80% при 20°C
- Вертикальное рабочее положение в пространстве.

Ниже представлены технические характеристики выключателя ВВЭ-10-31,5 и сведены в таблицу 6.



$$I_{\max} = 1,4 \frac{S_{\text{ном.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = 1,4 \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 485 \text{ A};$$

$$B_{\kappa} = I_{\text{но}}^{(3)2} \cdot t_{\text{откл}} + T_a = 3,16^2 \cdot 0,14 = 442 \text{ A}^2 \cdot \text{c};$$

$$i_{\text{ат}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{но}}^{(3)} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 3,16 \cdot e^{-\frac{0,002}{0,12}} = 12 \text{ кА}.$$

Таблица 6 – Параметры и проверка выключателя ВВЭ-10-31,5

$U_{\text{ном.сети}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\max} = 485 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1600 \text{ А}$
$I_{\text{но}}^{(3)} = 3,16 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.ном}} = 31 \text{ кА}$
$I_{\text{но}} = 3,16 \text{ кА}$	$I_{\text{прс}} = 31,5 \text{ кА}$
$i_{\text{уд}} = 8,49 \text{ кА}$	$i_{\text{прс}} = 80 \text{ кА}$
$B_{\kappa} = 1,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{c}$	$I_T^2 \cdot t_{\text{откл}} = 19,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{c}$

Технические параметры выбранного выключателя ВВЭ-10-31,5 полностью удовлетворяют условиям эксплуатации, в связи с этим можно сказать, что данный тип выключателя может быть установлен на подстанции.

## 5.2 Выбор разъединителей

Разъединителем называется аппарат, предназначенный для включения и отключения обесточенных участков электрической цепи, находящихся под напряжением. Особенной чертой разъединителя является наличие видимого разрыва цепи. Для установки на сторону 110 кВ на рассмотрение был выбран разъединитель марки РНДЗ-1-110/1000. Условия выбора и параметры разъединителя занесены в таблицу 7.

Таблица 7 – Проверка и параметры разъединителя РНДЗ-1-110/1000

$U_{\text{ном.сети}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 44,3 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$
$I_{\text{но}}^{(3)} = 6,36 \text{ кА}$	$I_{\text{прс}} = 80 \text{ кА}$
$i_{\text{уд}} = 16,2 \text{ кА}$	$i_{\text{прс}} = 203,5 \text{ кА}$
$B_{\text{к}} = 2,83 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{откл}} = 20 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выбранный тип разъединителя РНДЗ-1-110/1000 проверен и выбран для эксплуатации на подстанции. Также был выбран разъединитель РНДЗ-2-110/1000, технические характеристики которого абсолютно идентичны РНДЗ-1-110/1000. Единственным отличием является количество заземляющих ножей. Для РНДЗ-1-110/1000 это 1 заземляющий нож, для РНДЗ-2-110/1000 – 2.

### 5.3 Выбор трансформатора тока

Трансформатор тока это устройство, которое преобразовывает ток до удобного для измерения значений, то есть трансформаторы тока предназначены для подключения к ним измерительных приборов и устройств защиты. Для стороны 110 кВ на рассмотрение был взят трансформатор тока марки ТВ-110-І. Условия выбора и параметры ТТ занесены в таблицу 8.

Таблица 8 – Проверка трансформатора тока ТВ-110-І

$U_{\text{ном.сети}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 44,3 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 100 \text{ А}$
$i_{\text{уд}} = 16,2 \text{ кА}$	$i_{\text{д}} = 31 \text{ кА}$
$B_{\text{к}} = 2,83 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}} = 2,92 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Данный тип трансформатора тока удовлетворяет всем условиям выбора и может быть установлен на подстанции.

Для стороны 10 кВ был выбран трансформатор тока марки ТПЛ-10. Условия выбора и параметры ТТ занесены в таблицу 9.

Таблица 9 – Проверка трансформатора тока ТПЛ-10

$U_{ном.сети} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{max} = 346,4 \text{ А}$	$I_{ном} = 500 \text{ А}$
$i_{y\partial} = 8,49 \text{ кА}$	$i_{\partial} = 24 \text{ кА}$
$B_{к} = 1,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Трансформатор тока ТПЛ-10 был проверен и выбран для работы на подстанции. Далее мы определяем вторичную нагрузку на ТТ. Данные по подключенным измерительным приборам внесены в таблицу 10.

Таблица 10 – Вторичная нагрузка ТПЛ-10

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А, фазы		
		А	В	С
Амперметр	IQB	0,65	-	0,65
Ваттметр	PL12	0,4	-	0,4
Счетчик активной энергии	Меркурий 234 ART	2,5	-	2,5
Счетчик реактивной энергии	Меркурий 234 ART	2,5	-	2,5
Итого		6,05	-	6,05

Общее сопротивление приборов

$$R_{\text{приб}} = S_{\text{приб}} / I_2^2 \quad (5.4)$$

$$R_{\text{приб}} = \frac{6,05}{5^2} = 0,242 \text{ Ом}$$

Сопротивление контактов  $R_k = 0,1$  Ом, сопротивление проводов

$$R_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - R_{\text{приб}} - R_k \quad (5.5)$$

$$R_{\text{пр}} = 1,2 - 0,242 - 0,1 = 0,858 \text{ Ом.}$$

Сечение:

$$s = \frac{\rho \cdot l_p}{R_{\text{пр}}} \quad (5.6)$$

$$s = \frac{0,0175 \cdot \sqrt{3} \cdot 40}{0,858} = 1,28 \text{ мм}^2.$$

Принимаю сечение  $2,5 \text{ мм}^2$ .

#### 5.4 Выбор трансформатора напряжения

Для установки был рассмотрен трансформатор напряжения типа НТМИ – 10, к которому подключаются следующие измерительные приборы: вольтметр, счетчики активной и реактивной энергии. Данные по вторичной нагрузке сведены в таблицу 11.

Таблица 11 – Вторичная нагрузка ТН

Приборы	Типы приборов	Потребляемая мощность, ВА	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
				P, Вт	Q, вар
Вольтметр	IQ	2,0	1	2	-
Счетчик активной энергии	Меркурий 230 AR-00R	2,5	7	13,6	29,5
Счетчик реактивной энергии	Меркурий 230 AR-00R	2,5	7	13,3	29,5
Итого				28,6	59

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2} = \sqrt{28,6^2 + 59^2} = 65,6 \text{ ВА}.$$

Выбранный трансформатор НТМИ-10 мощностью 100ВА имеет класс точности 0,5. Таким образом,  $65,6 < 100 \text{ ВА}$ . Что говорит о том, что выбранный тип трансформатора напряжения был выбран правильно и может быть установлен на подстанции.

### 5.5 Выбор жестких шин

Ошиновка на стороне 10 кВ выполнена шинами прямоугольного сечения. Далее определяются расчетные токи продолжительных режимов:

$$I_{\text{ном}} = \frac{S_{\text{Тном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 346,4 \text{ А};$$

$$I_{\text{max}} = 1,4 \cdot \frac{S_{\text{Тном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = 1,4 \cdot \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 485 \text{ А}.$$

Выбор сечение шин по экономической плотности тока:

$$s = \frac{I_{ном}}{j_{эк}} \quad (5.7)$$

$$s = \frac{485}{1,3} = 373 \text{ мм}^2.$$

Принимаются шины прямоугольного сечения (60x8)мм<sup>2</sup>

По условиям нагрева в продолжительном режиме работы шины проходят:

$$I_{max} = 485 \text{ А} < I_{дон} = 540 \text{ А}.$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$s_{min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C_T} \quad (5.8)$$

$$s_{min} = \frac{\sqrt{1400} \cdot 10^3}{90} = 13,1 \text{ мм}^2.$$

Шины термически стойки, т.к.

$$s_{min} = 13,1 \leq s = 480 \text{ мм}^2.$$

Частота собственных колебаний шины:

$$f_0 = \frac{r_1^2}{2 \cdot \pi \cdot l^2} \cdot \sqrt{\frac{E \cdot J}{m}} \quad (5.9)$$

$$f_0 = \frac{4,73^2}{2 \cdot 3,14 \cdot 1^2} \cdot \sqrt{\frac{7 \cdot 10^{10} \cdot 1 \cdot 10^{-8}}{3,24}} = 52,26 \text{ Гц}.$$

где  $l=1$  - длина пролета между изоляторами, м;

$$J = \frac{h \cdot b^3}{12}. \quad (5.10)$$

$$J = \frac{12 \cdot 1^3}{12} = 1.$$

$E = 7 \cdot 10^{10}$  - модуль упругости шины, Па;

$r_1 = 4,73$  - параметр частоты шины;

$m$  - масса шины на единицу длины, кг/м.

Массу шины на единицу длины определяется, зная сечение, плотность материала шины (для алюминия  $2,7 \cdot 10^{-3}$  кг/см<sup>3</sup>), приняв длину 100 см:

$$m = 2,7 \cdot 10^{-3} \cdot 12 \cdot 1 \cdot 100 = 3,24 \text{ кг/м.}$$

$$200 \geq \frac{r_1^2}{2 \cdot \pi \cdot l^2} \cdot \sqrt{\frac{E \cdot J}{m}}.$$

$$l^2 \geq \frac{r_1^2}{2 \cdot \pi \cdot 200} \cdot \sqrt{\frac{E \cdot J}{m}}; l = 0,5 \text{ м.}$$

Проверка на электродинамическую стойкость:

$$\sigma_{\max} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot l_{uz}^2 \cdot i_{y\delta}^2 \cdot k_\phi \cdot k_{расн}}{\lambda \cdot W \cdot a} \quad (5.11)$$

$$\sigma_{\max} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot 0,5^2 \cdot 8490^2 \cdot 1 \cdot 1}{12 \cdot 1,67 \cdot 10^{-6} \cdot 0,8} = 0,3 \text{ МПа.}$$

где  $a = 0,8$  м – расстояние между фазами;  $l_{uz} = 0,5$  м – длина пролета;  $k_\phi = 1$  - коэффициент формы;  $k_{расн} = 1$  - коэффициент взаимного расположения проводников;  $\lambda = 12$  - коэффициент условия закрепления шин;

$W = \frac{h \cdot b^2}{6} = \frac{10 \cdot 1^2}{6} = 1,6 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3$  - момент сопротивления поперечного сечения шины.

Шины механически прочны, т.к.

$$\sigma_{\text{раб}} = 0,3 \text{ МПа} \leq \sigma_{\text{дон}} = 85 \text{ МПа}.$$

Выбор гибких шин 110 кВ до трансформатора ТМН-6300/110/10.

Определяются токи продолжительных режимов:

$$I_{\text{ном}} = \frac{S_{\text{ТНОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 115} = 31,6 \text{ А};$$

$$I_{\text{max}} = 1,4 \cdot \frac{S_{\text{ТНОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = 1,4 \cdot \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 115} = 44,3 \text{ А}.$$

Сечения выбираются по экономической плотности тока  $j_{\text{эк}} = 1 \text{ А/мм}^2$ :

$$s = \frac{I_{\text{ном}}}{j_{\text{эк}}} = \frac{44,3}{1} = 44,3 \text{ мм}^2.$$

Принимаю АС-60/8:  $s = 60 \text{ мм}^2$ ,  $I_{\text{дон}} = 150 \text{ А}$ .

Провода проверяются по длительно допустимому току из условий нагрева:

$$I_{\text{max}} = 44,3 \text{ А} \leq I_{\text{дл.дон}} = 150 \text{ А}.$$

Проверка по условиям коронирования необходима при напряжении 35 кВ и выше.

Начальная критическая напряженность электрического поля:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right) \quad (5.12)$$

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,480}} \right) = 35,5 \text{ кВ/см}.$$



где  $r_0 = 0,480$  - радиус провода, см;  $m$  - коэффициент шероховатости провода.

Напряженность электрического поля около провода:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp.z}}{r_0}} \quad (5.13)$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 115}{0,480 \cdot \lg \frac{1,26 \cdot 300}{0,480}} = 29,2 \text{ кВ/см}$$

Условие отсутствия короны:

$$1,07 \cdot E = 1,07 \cdot 29,2 = 31,2 \text{ кВ/см} \leq 0,9 \cdot E_0 = 0,9 \cdot 35,5 = 32 \text{ кВ/см}.$$

Таким образом, провод АС-60/8 не коронирует.

## **6 Выбор ограничителя перенапряжений**

В настоящее время большая часть вентильных разрядников практически выработала свой ресурс и с каждым годом их выпуск становится все меньше. Поэтому становится целесообразно устанавливать ограничители перенапряжений (ОПН). Устройство предназначено для защиты сетей с эффективно заземленной нейтралью от грозových и коммутационных перенапряжений.

На подстанции на стороне 110 кВ и 10 кВ были выбран ОПН -110 и ОПН-10 соответственно.

ОПН-10:

- Температура среды от  $-60^{\circ}\text{C}$  до  $+40^{\circ}\text{C}$
- Выдерживают натяжение силой 300Н
- Ток взрывобезопасности 20 кА.

ОПН -110:

- Температура среды от  $-60^{\circ}\text{C}$  до  $+40^{\circ}\text{C}$
- Выдерживают натяжение силой 500Н
- Ток взрывобезопасности 40 кА.

## 7 Релейная защита силового трансформатора на ПС «Говоренки»

На данной подстанции в качестве релейной защиты было выбрано устройство микропроцессорной защиты «Сириус-Т», предназначенное для выполнения функций основной защиты двухобмоточного трансформатора с высшим напряжением 35-220 кВ.

Общие уставки:

$$I_{ном.пер} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.ср}} \quad (7.1)$$

где  $S_{ном}$  – номинальная мощность силового трансформатора;

$U_{ном.ср}$  – напряжение при среднем значении диапазона регулирования.

Расчет вторичных номинальных токов сторон производится по выражению:

$$I_{ном.втор} = \frac{I_{ном.пер} \cdot k_{сх}}{k_I} \quad (7.2)$$

где  $k_I$  – коэффициент трансформации ТТ;

$k_{сх}$  – коэффициент схемы вторичных обмоток ТТ.

Далее в ведется расчет общих уставок по формулам (7.1-7.2), представленными выше. Все данные сведены в таблицу 12.

Таблица 12– Расчет общих уставок

Параметр	Обозначение	Сторона ВН трансформатора	Сторона НН трансформатора
1	2	3	4
Первичный ток на сторонах ТТ, А	$I_{ном.пер}$	$\frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 115} = 31,6$	$\frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 346,4$

1	2	3	4
Коэффициент трансформации ТТ	$k_I$	100/5	500/5
Схема соединения ТТ	Y, D	D	Y
Вторичный ток в плечах защиты, соответствующий номинальной мощности защищаемого трансформатора, А	$I_{ном.втор}$	$\frac{31,6 \cdot \sqrt{3}}{100/5} = 2,71$	$\frac{346,4 \cdot 1}{500/5} = 3,46$
Принятые значения уставок	Диапазон уставок: (0,15—30,00) А	2,71	3,46

Расчет уставок дифференциальной защиты (ДЗТ-2)

Значение  $I_{диф} / I_{баз}$  выбирается по условию отстройки от тока небаланса при протекании номинального (базисного) тока трансформатора:

$$I_{диф} / I_{баз} \geq K_{отс} I_{НБ РАСЧ} \cdot \quad (7.3)$$

где  $K_{отс} = 1,2$  – коэффициент отстройки;

$I_{НБ РАСЧ.*}$  – относительный ток небаланса защищаемого трансформатора.

Расчетный ток небаланса:

$$I_{НБ РАСЧ.*} = K_{ПЕР} K_{ОДН} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{ДОБАВ} \quad (7.4)$$

$K_{ПЕР} = 2,5$  – коэффициент, учитывающий переходный режим;  $K_{ОДН} = 1$  – коэффициент однотипности ТТ;  $\varepsilon = 0,05$  – относительное значение погрешности ТТ в установившемся режиме;  $\Delta U_{РПН} = 0,09$  – размах РПН;  $\Delta f_{ДОБАВ} = 0,04$  – поправка на неточность задания номинальных токов сторон трансформатора. Расчет уставок дифференциальной защиты ДЗТ - 2 представлен в таблице 13.

Таблица 13 - Расчет уставок ДЗТ – 2

Параметр	Обозначение	Значение
Расчетный ток небаланса	$I_{нб.расч}$	$2,5 \cdot 1,0 \cdot 0,05 + 0,09 + 0,04 = 0,255$
Выбор уставки срабатывания	$I_{\partial 1} / I_{баз} \geq K_{ОТС} I_{НБ РАСЧ. *}$	$1,2 \cdot 0,255 = 0,306$
Принятое значение базовой уставки срабатывания	диапазон уставки: $(0,3—1,0)$	0,4
Коэффициент снижения тормозного	$K_{СН.Т.}$	$1 - 0,5 \cdot 0,255 = 0,873$
Коэффициент торможения в процентах	$K_{торм}$	$100 \cdot 1,3 \cdot 0,255 / 0,873 = 37,9$
Значение уставки коэффициента торможения (округление до целого числа)	диапазон уставки: $(10—100) \%$	38
Принятое значение уставки второй точки излома	Рекомендуемый диапазон уставки: $(1,0—2,0)$	2
Уставки блокировки по второй гармонике	Диапазон $(0,06—0,20)$	0,15

### Выбор уставок дифференциальной отсечки (ДЗТ-1)

Отстройка от броска тока намагничивания выполняется при соблюдении следующего условия:

$$I_{\text{диф}} / I_{\text{баз}} \geq 6$$

Отстройка от данных токов выполняется по следующей формуле:

$$I_{\text{диф}} / I_{\text{баз}} \geq K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + f_{\text{добав}} \cdot I_{\text{кзвн.макс}} \quad (7.5)$$

где  $K_{\text{отс}} = 1,5$  – коэффициент отстройки;  $K_{\text{пер}} = 3,0$  – коэффициент, учитывающий переходный режим.

Таблица 14– Расчет уставок ДЗТ – 1

Параметр	Обозначение	Значение
Максимальный ток внешнего КЗ	$I_{\text{кзвн.макс}}$	634
Расчетный ток максимального внешнего КЗ	$I_{\text{кзвн.макс}} / I_{\text{номВН}}$	$634 / 31,6 = 20$
Расчетный ток небаланса при внешнем КЗ	$I_{\text{диф}} / I_{\text{баз}}$	$1,5 \cdot (3 \cdot 1 \cdot 0,05 + 0,09 + 0,04) \cdot 20 = 12,04$
Принятое значение уставки	Диапазон уставки (4.0 – 30.00)	12

Рекомендуемые значения уставок:  $I_{\text{д}} / I_{\text{баз}} = 0,1$ ;  $T, \text{с} = 10$ .

## 8 Собственные нужды подстанции «Говоренки»

Приемниками, запитанными от трансформатора собственных нужд на подстанциях, могут быть системы охлаждения, подогрева приводов выключателей, разъединителей, шкафов КРУ, освещение территории подстанции и так далее.

Питание потребителей собственных нужд осуществляется 3-мя способами: индивидуальным, групповым и смешанным. Первые 2-а способа обычно не применяются в целом к подстанции, так как при индивидуальном питании идет высокий расход на кабели, а использование группового исполнения не дает должную надежность. Оптимальным считается использование смешанного типа. Когда наиболее ответственные потребители подключены к ТСН по отдельному кабелю, а остальные потребители от группового щита. Мощность потребителей СН сведены в таблице 15.

Таблица 15 – Потребители ТСН

№ п/п	Потребители	Общая мощность $P_{с.н.}$ , кВт
1	Подогрев выключателей и приводов	3,6
2	Подогрев шкафов КРУ	3
3	Подогрев релейных шкафов	10
4	Маслохозяйство	75
5	Освещение, отопление	5,0
6	Подогрев разъединителей	3,6
	Итого	126,2
	С учетом коэффициента загрузки $k_z = 0,7$	

Далее рассчитывается полная потребляемая мощность с учетом коэффициента загрузки:

$$S_{T.C.H} = k_3 \cdot \sum P_{i.C.H} = 88,34 \quad (8.1)$$

$$S_{T.C.H} = 0,7 \cdot 126,2 = 88,34 \text{ кВА.}$$

На основании данных таблицы 16 для подстанции выбираются два трансформатора собственных нужд мощностью 2хТСЗ-100 кВА.



## 9 Расчет заземления подстанции «Говоренки»

Заземление на подстанции выполняется по всей территории, включая ОРУ и ЗРУ. Оно представляет собой сетку, состоящую из вертикальных и горизонтальных заземлителей. Ниже представлена методика расчета заземления для подстанции «Говоренки».

$$k_n = \frac{M \cdot \beta}{\left( \frac{l_B \cdot L_r}{a \cdot \sqrt{S}} \right)} \quad (9.1)$$

$$k_n = \frac{0,5 \cdot 0,69}{\left( \frac{5 \cdot 626}{5 \cdot \sqrt{1360}} \right)^{0,45}} = 0,096.$$

$l_B = 5$  м,  $L_r = 626$  м – длина вертикального и горизонтальных заземлителей соответственно;

$a = 5$  м – расстояние между заземлителями;

$S = 1360$  м<sup>2</sup> – площадь заземления по территории подстанции;

Сопротивление почвы:

$$\beta = \frac{R_q}{R_q + R_c} \quad (9.2)$$

$$\beta = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 300} = 0,69.$$

где  $R_q = 1000$  Ом,  $R_c = 1,5 \cdot p_{г.с}$  – сопротивление слоя земли

$$U_3 = \frac{U_{пред.дон}}{k_n} \quad (9.3)$$

$$U_3 = \frac{500}{0,096} = 5208 \text{ В} > 10 \text{ кВ}$$

$$R_{3,\text{дон}} = \frac{U_3}{I_3}. \quad (9.4)$$

$$R_{3,\text{дон}} = \frac{5208}{4060} = 1,28 \text{ Ом}.$$

Количество ячеек :

$$m = \frac{L_2}{2 \cdot \sqrt{S}}. \quad (9.5)$$

$$m = \frac{626}{2 \cdot 36,8} = 7,48, m=8.$$

Длина полос:

$$L_2' = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m+1). \quad (9.6)$$

$$L_2' = 2 \cdot \sqrt{1360} \cdot (8+1) = 663,8 \text{ м}.$$

Стороны ячейки:

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m}. \quad (9.7)$$

$$b = \frac{36,8}{8} = 4,6 \text{ м}.$$

Число вместе взятых заземлителей по периметру:

$$n_B = \frac{\sqrt{S} \cdot 4}{1 \cdot l_g}. \quad (9.8)$$

$$n_B = \frac{36,8 \cdot 4}{5} = 29,5.$$

Полная длина всех вертикальных заземлителей:

$$L_B = l_B \cdot n_B. \quad (9.9)$$

$$L_B = 5 \cdot 29 = 145 \text{ м}.$$

$$A = \left( 0,385 - 0,25 \cdot \frac{I_B + t}{\sqrt{S}} \right) \quad (9.10)$$

$$A = \left( 0,395 - 0,25 \cdot \frac{5 + 0,7}{36,8} \right) = 0,347.$$

Сопротивление заземлителя по подстанции в целом:

$$R_3 = A \cdot \frac{\rho_3}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_3}{L_B + L_r} \quad (9.11)$$

$$R_3 = 0,347 \cdot \frac{300}{36,8} + \frac{300}{145 + 626} = 3,21 \text{ Ом} > R_{3.дон} = 1,28 \text{ Ом}.$$

Напряжение прикосновения:

$$U_{np} = k_{п} \cdot I_3 \cdot R_3 \quad (9.12)$$

$$U_{np} = 0,096 \cdot 4060 \cdot 1,28 = 498 \text{ В} < 500 \text{ В}.$$

## 10 Молниезащита подстанции «Говоренки»

Абсолютно вся территория подстанции должна быть защищена молниетводами, с целью обеспечения максимальной надежности. Молниеотводы бывают следующих видов: стержневые и тросовые. Ниже представлен расчет молниезащиты подстанции «Говоренки».

$h = 19 \text{ м}$  – полная высота стержневого молниеотвода;

Высота конуса молниеотвода определяется по выражению:

$$h_0 = 0,85 \cdot h. \quad (10.1)$$

$$h_0 = 0,85 \cdot 19 = 16,15 \text{ м} /$$

$$r_0 = 1,2 \cdot h \quad (10.2)$$

$$r_0 = 1,2 \cdot 19 = 22,8 \text{ м}.$$

Максимальное расстояние между молниеприемниками:

$$L_{\max} = 5,75 \cdot h. \quad (10.3)$$

$$L_C = 2,25 \cdot h = 2,25 \cdot 19 = 47,5 \text{ м}.$$

Высота зоны защиты находится по формуле:

$$h_C = \frac{L_{\max} - L}{L_{\max} - L_C} \cdot h_0. \quad (10.4)$$

$$h_C = \frac{109,25 - 25}{109,25 - 47,5} \cdot 16,15 = 22 \text{ м}$$

Максимальная полуширина зоны определяется по формулам:

$$r_x = \frac{r_0 \cdot (h_0 - h_x)}{h_0}. \quad (10.5)$$

$$r_x = \frac{22,8 \cdot 16,15 - 11}{16,15} = 7,27 \text{ м}$$

$$l_x = \frac{L}{2} = \frac{25}{2} = 12,5 \text{ м}.$$

$$r_{cx} = \frac{r_0 \cdot (h_C - h_x)}{h_C}. \quad (10.6)$$

$$r_{cx} = \frac{22,8 \cdot (22 - 11)}{22} = 11,4 \text{ м}.$$

По итогам расчетов на подстанции были выбраны 2-а стержневых молниеотвода.

## Заключение

В выпускной бакалаврской работе проведена реконструкция электрической части понизительной подстанции 110/10 кВ «Говоренки». По итогам работы в связи с планируемым увеличением потребляемой мощности были выбраны и рассчитаны силовые трансформаторы марки ТМН 6300/110/10.

Для проверки оборудования на стойкость к токам короткого замыкания и на отключающую способность в работе выполнен раздел расчета токов короткого замыкания в котором рассчитаны симметричные и несимметричные токи короткого замыкания.

В результате проверки и расчета высоковольтного оборудования к установке выбраны элегазовые выключатели ВГТ-110 на стороне 110 кВ, вакуумные выключатели ВВЭ-10 для установки в распределительном устройстве 10 кВ, разъединители марки РНДЗ-1-110/1000, РНДЗ-2-110/1000 с одним и двумя заземляющими ножами соответственно.

Питание собственных нужд подстанции 110/10 кВ «Говоренки» осуществляется с помощью двух трансформаторов собственных нужд типа ТСЗ-100.

Для защиты оборудования подстанции от перенапряжений на стороне ВН принят к установке ограничитель перенапряжения ОПН-110, а для сторона 10 кВ – ОПН-10.

В работе представлен раздел релейной защиты, в котором был выполнен расчет уставок блока для защиты трансформаторов. Основной защитой для силового трансформатора является дифференциальная защита. К установке была взята микропроцессорная защита типа «Сириус – Т».

Так же в работе выполнен расчет заземления и молниезащиты подстанции. Для защиты от прямых ударов молнии в работе выбраны стержневые молниеотводы высотой 19 метров. В результате расчета

молниезащиты все объекты на подстанции попадают в зону действия выбранных молниеприемников.

В результате выполнения выпускной квалификационной работы выбрано оборудование, удовлетворяющее всем современным нормам качества и безопасности, и может быть установлено на данном объекте, ПС «Говоренки 110/10 кВ».

## Список использованных источников

1. ГОСТ Р 52735-2007. Короткие замыкания в электроустановках свыше 1 кВ [Текст]. – Введ. 2008-07-02. – М: Филиал ОАО «НТЦ электроэнергетики» - ВНИИЭ, 2008. – 70 с.
2. ГОСТ Р 55195-2012. Электрооборудование и электроустановки переменного тока на напряжения от 1 до 750 кВ. [Текст]. – Введ. 01.01.2014 –ФГУП ВЭИ ОАО НТЦ ФСК ЕЭС, 2012.-27с.
3. ГОСТ Р 56865-2016. Инструкция по учету и оценке работы релейной защиты и автоматики. [Текст]. Введ. 01.08.2016. - М: ЭНИН и ФГУП ВНИИНМАШ,2016. -29с.
4. Правила устройства электроустановок. 7-е издание. [Текст]. – М.: Издательство Моркнига, 2016, - 576с.
5. Руководство по защите электрических сетей напряжением 110-750 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений. [Текст]: СТО 56947007- 221-2016: Приказом ПАО «ФСК ЕЭС» от 16.05.2016 № 155. Ввод в действие 16.05.2016. – М.: ФСК ЕЭС, 2016.-46с.
6. Сроки работ по проектированию, строительству и реконструкции подстанций и линий электропередачи 35-1150 кВ. [Текст]: СТО 56947007-29.240.121-2013: Приказом ПАО «ФСК ЕЭС». Ввод в действие 01.06.2013 .– М.: ФСК ЕЭС, 2013.-27с.
7. Руководящие указания по проектированию заземляющих устройств подстанций напряжением 6-750 кВ. [Текст]: СТО 56947007- 29.130.15.114-2013. Введен: Приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 03.02.2013 № 55. М.: ФСК ЕЭС, 2013.-63с.
8. Грунтович Н.В. Монтаж, наладка и эксплуатация электрооборудования.[Текст]: учебник для вузов - М:Инфра-М, Новое знание, 2013. – 271с.



9. Дубинский Г.Н., Левин Л.Г. Наладка устройств электроснабжения напряжением выше 1000 В. [Текст]: учебник для вузов. - М: Солон-Пресс, 2015. - 538с.
10. Рожкова Л.Д., Карнеева Л.К., Чиркова Т.В. Электрооборудование электрических станций и подстанций. [Текст]: учебник для вузов. - М:- 10-е изд. Академия, 2014. – 448с.
11. Готман В.И. Короткие замыкания и несимметричные режимы. [Текст]: учеб. для вузов. М: Изд-во Томского политехнического университета , 2013. – 240с.
12. Крючков, И.П. Переходные процессы в электроэнергетических системах. [Текст]: учебник для вузов. – М: Изд-во МЭИ, 2014. – 416 с.
13. Почаевец В.С. Электрические подстанции. [Текст]: учебник для вузов. - М: ФГБОУ УМЦ ЖДТ, 2013. – 403с.
14. Алиев И.И. Справочник по электротехнике и электрооборудованию. [Текст]: учебник для вузов. – М: Феникс, 2015. – 374 с.
15. Бочаров Ю.Н. Техника высоких напряжений. [Текст]: учебник для вузов. - М: Юрайт, 2016. – 240с.
16. Сибикин Ю.Д. Электрические подстанции. [Текст]: учебник для вузов. – М: РадиоСофт, 2014. – 358с.
17. Дьяков А.Ф. Овчаренко Н.И. Микропроцессорная автоматика и релейная защита электроэнергетических систем. [Текст]: учебник для вузов. - М: ИД МЭИ, 2013. – 328с.
18. Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций. [Текст]: учебник для вузов. – М: БХВ-Петербург, 2014. – 465с.
19. Кудрин Б.И. Электроэнергетика. [Текст]: учебник для вузов. – М: 3-е издание Academia, 2014. – 387с.
20. Шабад В.К. Электромеханические переходные процессы в электроэнергетических системах. [Текст]: учебник для вузов. – М: Academia, 2013. – 340с.

21. Kimberley K. Electrical Safety Code Manual [Text] / Kimberley K. // E Electrical Engineering Portal. 2013. – URL: <http://electrical-engineering.com/save.power system-stability> (дата обращения 14.03.17).

22. Michael Voxwell. Electricity Handbook. [Text] / Michael B. // - Greenstream Publishing 2017. – URL: <http://elektricity/8599-solar-electricity-handbook>. (дата обращения 14.03.17).

23 Michael Litchfield . Power System/ Michael L. [Text] //Taunton Press. – URL: <http:// 7622-wiring-complete-expert-advise-from-start-to-finish>. (дата обращения 14.03.17).

24. Black & Decker . Advanced Wiring. [Text] / Black & Decker // Cool Springs Press. – URL: <http://7390-advanced-home-wiring-4th-edition>. (дата обращения 14.03.17).

25.Smith F, E. Assemblies of switchgear panels [Text] / Smith F. // Save Enginy 2015. – URL: <http:// Save Enginy /assemblies-of-switchgear-and-control-panels-part-1,2,3> (дата обращения 16.02.16).