



## Аннотация

Темой выпускной квалификационной работы является «Электроснабжение предприятия по производству конструктивных элементов для высоковольтных линий».

Главной целью выпускной квалификационной работы является проектирование экономически эффективной и надежной схемы электроснабжения предприятия.

За основу расчета были взяты данные о нагрузках предприятия. В ходе выполнения работы выполнены расчеты электрических нагрузок, токов короткого замыкания, выбор оборудования и токоведущих частей ГПП, РП и ТП, расчет уставок релейной защиты, а так же расчет заземления и молниезащиты ГПП.

В объем работы входит следующий графический материал:

- «Схема ГПП – 1 РУ-110/10 кВ»;
- «План – разрез ГПП – 1»;
- «План ГПП – 1»;
- «Типовая схема электрических соединений отдельно стоящей ТП-2500 кВА»;
- «Освещение заготовительного цеха»;
- «Светильник HBS 250S и пример светотехнического расчета».

## Содержание

	стр.
Введение.....	4
1. Расчет электрических нагрузок предприятия.....	5
2. Выбор числа и мощности, цеховых КТП с учетом компенсации реактивной мощности.....	8
3. Анализ и выбор трансформаторов главной понизительной подстанции 110/10 кВ.....	13
4. Выбор электрической схемы подстанции.....	18
5. Определение токов коротких замыканий на шинах подстанции 110/10 кВ ГПП-1.....	19
6. Выбор оборудования ГПП-1.....	26
7. Выбор кабельных линий ГПП, РУ, ТП.....	41
8. Расчет уставок релейной защиты.....	44
9. Расчёт заземления ГПП-1 110/10 кВ.....	47
10. Молниезащита ГПП-1 110/10 кВ.....	52
Заключение .....	53
Список используемых источников.....	54

## Введение

Одним из важнейших направлений развития экономики Российской Федерации является повышение энергоэффективности всех отраслей народного хозяйства и снижение энергоемкости валового внутреннего продукта.

В настоящее время энергоемкость ВВП России в 2,5 раза выше среднемирового уровня и в 2,5 - 3,5 раза выше, чем в развитых странах, что значительно снижает конкурентоспособность экспортируемой продукции.

Увеличение энергоэффективности промышленных предприятий неразрывно связано с повышением надежности электроснабжения.

Под обеспечением надежности систем электроснабжения подразумевается целый комплекс мероприятий, как технических, так и экономических и организационных, направленных в первую очередь на снижения финансовых потерь от нарушения нормального режима работы потребителей.

Помимо этого надежность электроснабжения неразрывно связана с энергетической безопасностью промышленных предприятий.

Повышение энергоэффективности в целом приводит к следующим позитивным результатам:

- снижение затрат на энергоносители;
- повышение рентабельности;
- улучшение качества конечного продукта;
- укрепление имиджа компании;
- рост конкурентоспособности и стоимости компании.

Исходя из поставленных задач, цель данной работы проектирование энергоэффективной и надежной схемы электроснабжения предприятия по производству конструктивных элементов для высоковольтных линий.

# 1 Расчет электрических нагрузок предприятия

## 1.1 Расчет электрических нагрузок

1. Все электроприемники группируем по однородности режима работы и объединяем по месту подключения.

2. Для каждой характерной группы определяем:

а) среднюю активную мощность за наиболее загруженную смену группы электроприемников одинакового режима работы:

$$P_{срi} = K_u \cdot \sum P_{номi}, \quad (1)$$

где  $P_{номi}$  – номинальная мощность,  $K_u$  – коэффициент использования.

б) среднюю реактивную мощность:

$$Q_{срi} = \sum P_{ср} \cdot tg\varphi, \quad (2)$$

где  $tg\varphi$  – соответствует групповому коэффициенту мощности.

3. Суммарная нагрузка по месту подключения потребителей:

$$P_{ср\Sigma} = \sum_k P_{срi} \quad (3)$$

$$Q_{ср\Sigma} = \sum_k Q_{срi} \quad (4)$$

4. Определим коэффициент использования для группы электроприемников:

$$K_{исп} = \frac{P_{ср\Sigma}}{\sum P_{ном}} \quad (5)$$

5. Определяем эффективное или приведенное число электроприемников в группе  $n_{\text{Э}}$

$$n_{\text{Э}} = \frac{\left( \sum_{i=1}^m n_i \cdot P_{H.\text{Э}i} \right)}{\sum n_i \cdot P_{H.\text{Э}i}^2} \quad (6)$$

где  $n_i$  – приведенное число электроприемников;  $P_{н.эi}$  – номинальная мощность ”приведенного” электроприемника.

6. Определяем коэффициент максимума:

$$K_m = f(K_{исрi}, n_э) \quad (7)$$

7. Определяем расчетную нагрузку:

$$P_p = K_m \cdot P_{ср\Sigma} \quad (8)$$

$$Q_p = K'_m \cdot Q_{ср\Sigma}, \quad (9)$$

где  $K'_m = 1.1$ , если  $n_э \leq 10$ ;  $K'_m = 1$ , если  $n_э > 10$

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} \quad (10)$$

## 1.2 Расчет электрического освещения механосборочного участка

1. Мощность освещения.

$$P_{осв} = 20 \cdot 0,25 = 5 \text{ кВт},$$

2. Расчетная активная мощность освещения:

$$P_p = K_c \cdot P_{ср\Sigma} \quad (11)$$

$$P_p = 5 \cdot 0,55 = 2,75 \text{ кВт},$$

где  $K_c = 0,55$ - для зданий, состоящих из многих отдельных помещений.

3. Расчетная реактивная мощность освещения:

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg}\varphi \quad (12)$$

$$Q_p = 2,75 \cdot 1,33 = 3,66 \text{ кВар},$$

где  $\cos\varphi = 0,6$ ,  $\operatorname{tg}\varphi = 1,33$ .

4. Определение расчетной нагрузки:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} \quad (13)$$

$$S_p = \sqrt{2,75^2 + 3,66^2} = 4,51 \text{ кВА}$$

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (14)$$

$$I_p = \frac{4,51}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 6,52 \text{ А}$$

Аналогично выполняем расчет освещения по другим цехам.

Расчет всех нагрузок сведен в таблицу 1.

Таблица 1 – Общая нагрузка по предприятию

№ п/п	Наименование ЭП	Число ЭП п	Уст. мощность, приведенная к ПВ=100%		m	Ku	cosφ	tgφ	Средние нагрузки		Km	Расчетные нагрузки		
			Одного ЭП, кВт	Всех ЭП Pн, кВт					Pcp, кВт	Qcp, кВт		Pp, кВт	Qp, вар	Sp, кВА
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	12	13	14	15	
1	Итого по ТП №7	112	1,3-78	2298,27	>3	0,631		0,754	1501,53	1092,754	1,13	1637,96	1092,75	1969,02
2	Итого по ТП №1	279	0,75 - 200	4729,5	>3	0,650		0,664	2999,555	2041,357	1,13	3474,25	2041,35	4029,58
3	Итого по ТП №2	93	0,25 - 100	1325,99	>3	0,664		0,663	993,683	583,950	1,15	1012,78	583,95	1169,07
4	Итого по ТП №3	19	0,014 - 315	3030,492	>3	0,594		0,703	1790,931	1266,735	1,15	2071,07	1266,73	2427,74
5	Итого по ТП №4	453	0,25 - 100	5042,39	>3	0,638		0,789	3420,645	2538,143	1	3215,64	2538,14	4096,65
6	Итого по ТП №5	189	0,75 - 200	5565,74	>3	0,565		0,755	3150,82	2374,557	1,12	3521,07	2374,55	4246,94
7	Итого по ТП №6	320	0,18 - 250	3181,79	>3	0,286		0,558	799,5957	507,709	1,61	1466,05	507,70	1551,48
8	Нагрузка АД 10 кВ	2	1600	9600	<3	0,900	0,85	0,620	8640	5356,800	1,07	9244,80	5356,80	10684,64
	Итого по всему произв.	<b>1577</b>	<b>0,014-1600</b>	<b>34774,17</b>	<b>&lt;3</b>	<b>0,665</b>	<b>0,85</b>	<b>0,682</b>	<b>23115,76</b>	<b>15762,00</b>	<b>-</b>	<b>25643,66</b>	<b>15762,00</b>	<b>30100,46</b>
	Сторонний потребитель от ГПП													<b>6400,00</b>
	Итого по ГПП													<b>36500,46</b>

## **2 Выбор числа и мощности цеховых КТП с учетом компенсации реактивной мощности**

Исходя из плана расположения оборудования и категорий потребителей, выбираем радиальную схему электроснабжения, которые работают отдельно, каждая на свою секцию; при исчезновении напряжения на одной из секций одна нагрузка автоматически переводится на другую. Данная схема применяется из-за преобладания потребителей 1 категории надёжности. Так как на вторичном напряжении цеховых ТП также имеются электроприемники 1 категории, то используется АВР секционных автоматов.

Основным недостатком радиальной схемы электроснабжения является повышенный расход кабеля, однако при этом достигается требуемый уровень надёжности.

Для достижения максимальной экономии и надёжности электроснабжения сеть высшего напряжения, в данном случае 110 кВ, должна быть максимально приближена к потребителям электроэнергии.

Согласно требованиям к проектированию электроснабжения промышленных предприятий, распределительную сеть промышленных предприятий рекомендуется выполнять на напряжении 10 кВ.

Построение схемы электроснабжения предприятия выполняется по ступенчатому принципу. Из системы электроэнергия принимается на ГПП-1 110/10 кВ, далее по средствам отходящих линий 10 кВ распределяется по РП 10 кВ. От РП 10 кВ - мощные электроприемники и цеховые ТП, от которых питается нагрузка с номинальным напряжением 0,4 кВ.

### **2.1 Выбор трансформаторов 0.4 кВ (ТП №5)**

Исходя из таких показателей, как большая перегрузочная способность и более низкая стоимость в сравнении с трансформаторами типа ТМ, ТСЗ и ТНЭЗ, для рассмотрения принимаем трансформаторы:

1. ТМГ – 1600/10/0,4 кВА



2. ТМГ – 2500/10/0,4 кВА

**Трансформатор ТМЗ – 1600/10/0,4 кВА**

1. Определим расчетные нагрузки:

$$P_{p\Sigma} = 3441 \text{ кВт}$$

$$Q_{p\Sigma} = 2299 \text{ кВар}$$

$$Q_{min} = 0,5 \cdot Q_{p\Sigma}; \quad (15)$$

$$Q_{min} = 0,5 \cdot 2299 = 1187,279 \text{ кВар}$$

По таблице находим:

$$\Delta P_{TP} = 4 \cdot 11,4 = 45,6 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{TP} = 4 \cdot 62,3 = 249,2 \text{ кВар};$$

$$P_p = P_{p\Sigma} + \Delta P_{TP}; \quad (16)$$

$$P_p = 3521,078 + 45,6 = 3566,678 \text{ кВт};$$

$$Q_p = Q_{p\Sigma} + \Delta Q_{TP}; \quad (17)$$

$$Q_p = 2374,557 + 249,2 = 2623,757 \text{ кВар}.$$

2. Минимально возможное число трансформаторов:

$$N_T = \frac{P_p + 4\Delta P_{mp}}{K_3 \cdot S_{HT}} \quad (18)$$

$$N_T = \frac{3566,678}{0,7 \cdot 1600} = 3,18 \approx 4$$

так как в схеме преобладают потребители 1 категории необходимо ставить 2-х трансформаторные цеховые подстанции, где  $K_3=0,7$ .

3. Определение входных реактивных мощностей переданных из сети энергосистемы  $Q_{Э1}$  и  $Q_{Э2}$ :

$$Q'_{Э1} = Q_p - 0,7 \cdot Q_{сд} \quad (19)$$

$$Q'_{\text{Э1}} = 2623,757 - 0,7 \cdot 0 = 2623,757 \text{ кВар}$$

$$Q''_{\text{Э1}} = \alpha \cdot P_P \quad (20)$$

$$Q''_{\text{Э1}} = 0,28 \cdot 3566,678 = 998,670 \text{ кВар}$$

Принимаем  $Q''_{\text{Э1}} = Q_{\text{Э1}} = 998,670 \text{ кВар}$

$$Q'_{\text{Э2}} = Q_{\text{MIN}} - (Q_P - Q_{\text{Э1}}) \quad (21)$$

$$Q'_{\text{Э2}} = 1187,279 - 2623,757 - 998,670 = -437,808 \text{ кВар}$$

$$Q''_{\text{Э2}} = Q_{\text{MIN}} + Q_K \quad (22)$$

$$Q''_{\text{Э2}} = 1187,279 + 0 = 1187,279 \text{ кВар}$$

Принимаем  $Q_{\text{Э2}} = Q'_{\text{Э2}} = 1187,279 \text{ кВар}$

4. Определим суммарную мощность компенсирующих устройств:

$$Q_{\text{KV,MAX}} = 1,1 \cdot Q_P - Q_{\text{Э1}} \quad (23)$$

$$Q_{\text{KV,MAX}} = 1,1 \cdot 2623,757 - 998,670 = 1887,463 \text{ кВар.}$$

5. Мощность нерегулируемых компенсирующих устройств:

$$Q_{\text{KV,MIN}} = Q_{\text{MIN}} - Q_{\text{Э2}} \quad (24)$$

$$Q_{\text{KV,MIN}} = 1187,279 - 1187,279 = 0 \text{ кВар}$$

Следовательно, все КУ должны быть регулируемые.

6. Определяем РМ, которая должна быть передана из сети 10 кВ в сеть 0,4 кВ и не должна компенсироваться:

$$Q_{\text{ЭН}} = Q_{\text{Э1}} - Q_B = Q_{\text{Э1}} - (Q_P - Q_{P\Sigma}) \quad (25)$$

$$Q_{\text{ЭН}} = 998,670 - (2623,757 - 2374,557) = 749,470 \text{ кВар}$$

7. Реактивная мощность, которая может быть передана из сети до 1000В:

$$Q_T = \sqrt{(N_T \cdot K_3 \cdot S_H)^2 - P_{P\Sigma}^2} \quad (26)$$

$$Q_T = \sqrt{4 \cdot 0,7 \cdot 1600^2 - 3521,078^2} = 2769,912 \text{ кВар}$$

8. Мощность компенсирующих устройств, установленных на стороне до 1000В:

$$Q_{KV, H} = Q_{P\Sigma} - Q_T \quad (27)$$

$$Q_{KV, H} = 2374,557 - 2769,912 = -395,354 \text{ кВар},$$

Исходя из полученных данных установка БК на стороне 10 кВ не требуется.

9. Затраты на установку ТП с ТМГ 1600/10/0,4 кВА.

$$\alpha = 230 \frac{\text{руб}}{\text{кВт}}; \beta = 0,236 \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}; T_M = 6100 \text{ ч}.$$

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{T_M}{10000} \right)^2 \cdot 8760 \quad (28)$$

$$\tau = (0,124 + 0,61)^2 \cdot 8760 = 4719 \text{ ч}.$$

10. Удельные стоимости потерь в трансформаторе:

а) Удельная стоимость максимальных активных нагрузочных потерь:

$$C = \left( \frac{\alpha}{T_M} + \beta \cdot 10^{-2} \right) \cdot \tau \quad (29)$$

$$C = \left( \frac{230}{6100} + 0,236 \right) \cdot 4719 = 1291,61 \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}$$

б) Удельная стоимость потерь холостого хода трансформатора:

$$C_0 = \left( \frac{\alpha}{T_M} + \beta \cdot 10^{-2} \right) \cdot T_P \quad (30)$$

$$C_0 = \left( \frac{230}{6100} + 0,236 \right) \cdot 8760 = 2397,7 \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}$$

11. Стоимость потерь мощности в трансформаторах:

$$C_{\Delta P} = n \cdot C_0 \cdot P_{XX} + n \cdot C \cdot K_3^2 \cdot \Delta P_{K3} \quad (31)$$

$$C_{\Delta P} = 4 \cdot 2397,7 \cdot 3,3 \cdot 10^{-3} + 4 \cdot 1291,61 \cdot 0,7^2 \cdot 10^{-3} \cdot 18 = 77,218 \text{ тыс. руб.}$$

12. Стоимость ТП

Принимаем для расчета одну двухтрансформаторную ТП:

$$K_{КТП} = K_T \cdot N_T \quad (32)$$

$$K_{КТП} = 4 \cdot 1276,6 = 5106,4 \text{ т.руб}$$

$$Z_{КТП} = E \cdot K_{КТП} + C_{\Delta P} \quad (33)$$

$$Z_{КТП} = 0,33 \cdot 5106,4 + 77,218 = 1762,33 \text{ т.руб.},$$

где  $\Delta P_{XX} = 3,3$  кВт;  $\Delta P_{K3} = 18$  кВт;  $E = 0,33$ .

Для дальнейшего рассмотрения выбираем трансформатор меньшей мощности.

### **Трансформатор ТМЗ – 2500/10/0,4 кВА**

Расчет производится аналогично.

Исходя из полученных данных установка БК на стороне 10 кВ не требуется.

Затраты на установку ТП с ТМГ 2500/10/0,4 кВА.

$$Z_{КТП} = 0,33 \cdot 6128 + 107,405 = 2129,646 \text{ т.руб.},$$

Выбираем первый вариант так как он экономически более выгоден.

Расчет по ТП сведен в таблицу 2.

Таблица 2 – Результаты расчетов

ТП	$P_{p\Sigma}$ кВт	Кат. надежн.	Принято			
			S,кВА	n	БК	Кол-во ТП
№7	1546	I	1600	2	-	1
№1	3321	I	2500	2	-	1
№2	994	I	1000	2	-	1
№3	2131	I	2500	2	-	1
№4	3158	I	2500	2	-	1
№5	3441	I	1600	4	-	2
№6	1511	I	1600	2	-	1

### 3 Анализ и выбор трансформаторов подстанции главной понизительной подстанции 110/10 кВ

Категории надежности электроснабжения потребителей - первая, вторая и третья. Необходимо установить два силовых трансформатора и обеспечить их взаимное резервирование. Расчетная полная мощность  $S_{р.н.т}$  одного из двух трансформаторов в нормальном режиме рассчитана по формуле:

$$S_{р.н.т} = 0,7 \cdot S_{м.п}; \quad (34)$$

$$S_{р.н.т} = 0,7 \cdot 22,4 = 15,68 \text{ МВА} = 15680 \text{ кВА}.$$

Решено выбрать два трансформатора по шкале номинальной мощности ТДН-16000/110/10-У1 и ТДН-25000/110/10-У1 [8]. Выполнен анализ количества и стоимости потерь в силовом трансформаторе ТДН-16000/110/10-У1.

Реактивная составляющая потерь мощности  $Q_x$ , кВар, в силовом трансформаторе определена согласно формуле:

$$Q_x = \frac{I_x}{100} \cdot S_{н.т}, \quad (35)$$

где  $I_x$  – ток намагничивания трансформатора, работающего без нагрузки (ток холостого хода), %;

$S_{н.т}$  – номинальная мощность, кВА.

$$Q_x = \frac{0,3}{100} \cdot 16000 = 48 \text{ кВар}.$$

Приведенная активная составляющая мощности потерь  $P'_x$ , кВт, при работе трансформатора в режиме холостого хода определена по формуле:

$$P'_x = P_x + k_{ин} \cdot Q_x, \quad (36)$$

где  $P_x$  - активная составляющая потерь мощности холостого хода, кВт (согласно паспорту трансформатора);

$k_{ин}$  - коэффициент, равный 0,05 кВт/кВар.

$$P'_x = 12 + 0,05 \cdot 0,48 = 14,4 \text{ кВт.}$$

Коэффициент загрузки  $k_3$  силового трансформатора при аварийном режиме, когда один из трансформаторов выведен в ремонт, и вся нагрузка переключена на второй трансформатор, определен по формуле:

$$k_3 = S_{м.п} / S_{н.т}, \quad (37)$$

$$k_3 = 22400 / 16000 = 1,4.$$

Реактивная составляющая потерь при работе силового трансформатора в режиме короткого замыкания  $Q_k$ , кВар, определена по формуле:

$$Q_k = \frac{u_k}{100} \cdot S_{н.т}; \quad (38)$$

где  $u_k$  - напряжение на выводах трансформатора при проведении опыта короткого замыкания, %;

$$Q_k = \frac{10,5}{100} \cdot 16000 = 1680 \text{ кВар.}$$

Приведенная активная составляющая мощности потерь  $P'_x$ , кВт, при работе трансформатора в режиме короткого замыкания определена по формуле:

$$P'_k = P_k + k_{ин} \cdot Q_k, \quad (39)$$

где  $P_k=83$  кВт, активная составляющая потерь мощности короткого замыкания, кВт (согласно паспорту трансформатора);

$$P'_k = 83 + 0,05 \cdot 1680 = 167 \text{ кВт.}$$

Приведенная составляющая потерь активной мощности трансформатора  $P'_T$ , кВт, определена по формуле:

$$P'_T = P'_x + k_3^2 \cdot P'_k, \quad (40)$$

$$P'_T = 14,4 + 1,4^2 \cdot 167 = 341,72 \text{ кВт.}$$

Число работающих трансформаторов на каждой ступени графика электрических нагрузок  $n=2$  шт. Значения потерь активной энергии  $dW_n$ , кВт·ч, в обмотках высокого напряжения силового трансформатора при использовании упорядоченного годового графика электрических нагрузок и известных значениях коэффициентов загрузок  $k_i$  на  $i$ -ой ступени при продолжительности ступени  $T_i$ , ч, определены согласно формуле:

$$dW_n = \sum_{i=1}^k n_i \cdot P \cdot T_i + \sum_{i=1}^k \left( \frac{1}{n} \cdot P'_k \cdot k_i^2 \cdot T_i \right). \quad (41)$$

Суммарные потери активной энергии на шинах 110 кВ ГПП-1 110/10 кВ равны  $dW_n = 977670$  кВт·ч. Стоимость одного кВт·ч потребленной

активной энергии  $C$ , руб./кВт·ч, при известных основной ( $\alpha = 893$  руб./кВт·мес.) и дополнительной ( $\beta = 0,44$  руб./кВт·ч) ставках, рассчитана согласно формуле:

$$C = \frac{12 \cdot \alpha}{T_m} + \beta, \quad (42)$$

$$C = \frac{12 \cdot 893}{6083} + 0,44 = 2,2 \text{ руб./кВт·ч.}$$

Значение денежных затрат на покрытие годовых потерь активной энергии  $I_d$ , руб., при работе трансформаторов определены согласно формуле:

$$I_d = dW_{\Pi} \cdot C, \quad (43)$$

$$I_d = 977670 \cdot 2,2 = 2150874 \text{ руб.}$$

Отчисления в течение года на амортизацию, ремонт и обслуживание силовых трансформаторов  $I_{\text{аро}}$ , руб., при коэффициенте отчислений  $p=0,094$  и стоимости двух трансформаторов  $K$ , руб., определены согласно формуле:

$$I_{\text{аро}} = p \cdot K, \quad (44)$$

$$I_{\text{аро}} = 0,094 \cdot 17542400 = 1649101 \text{ руб.}$$

Приведенная денежная стоимость  $Z$ , руб., установки силовых трансформаторов мощностью 16 МВА на ГПП-1 110/10, при нормативном коэффициенте  $E=0,125$ , определены согласно формуле:

$$Z = E \cdot K + I_{\text{аро}} \cdot I_d, \quad (45)$$

$$Z = 0,125 \cdot 17542400 + 1649101 + 2150874 = 5992775 \text{ руб.}$$



Для сравнения выполнен расчет потерь и денежных затрат на трансформатор ТДН-25000/110/10-У1. Анализ трансформатора ТДН-25000/110/10-У1 произведен по методике, аналогичной для трансформатора ТДН-16000/110/10-У1.

Затраты на установку трансформатора мощностью 25 МВА выше, чем затраты на установку трансформатора мощностью 16 МВА. Однако при аварии на подстанции и выводе одного из трансформаторов ТДН-16000/110/10-У1 в ремонт, второй будет работать с перегрузкой на 40 %. С такой перегрузкой трансформатор может работать ограниченное время. Трансформаторы ТДН-25000/110/10-У1 имеют большой запас мощности и способны к подключению дополнительной перспективной нагрузки. В аварийном режиме коэффициент загрузки меньше единицы, следовательно трансформаторы обеспечат электроэнергией всех потребителей без прерывания питания. Поэтому решено установить трансформаторы ТДН-25000/110/10-У1

#### 4 Выбор электрической схемы подстанции

Подстанция 110/10 кВ ГПП-1 является тупиковой. Но следует учитывать, что необходимо обеспечить технический учет электрической энергии в каждой цепи подходящих линий электропередач 110 кВ. Поэтому решено установить дополнительные трансформаторы тока в ячейках линий электропередач 110 кВ. Скорректированная схема представлена на рисунке 1

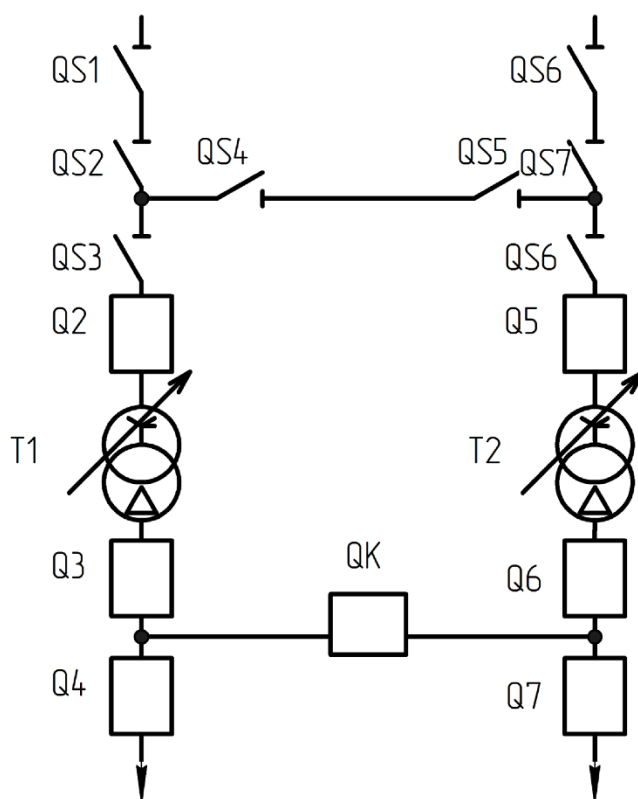


Рисунок 1 – Упрощенная схема подстанции 110/10 кВ ГПП-1

## 5 Определение токов коротких замыканий на шинах подстанции 110/10 кВ ГПП-1

Перед началом расчета токов короткого замыкания определены точки короткого замыкания K1 и K2. При расчете короткого замыкания использовался наиболее тяжелый режим, когда один трансформатор в ремонте, и две параллельные цепи питающих линий 110 кВ подключены к одному силовому трансформатору. Расчетная схема с точками короткого замыкания представлена на рисунке 2. Питающая линия двухцепная с грозозащитным тросом. Данный фактор необходимо учитывать при расчетах несимметричных токов короткого замыкания. Расчет произведен в относительных единицах при базисной мощности  $S_{\sigma} = 1000$  МВА и напряжении. ЭДС системы  $E_{*C(6)} = 1$ .

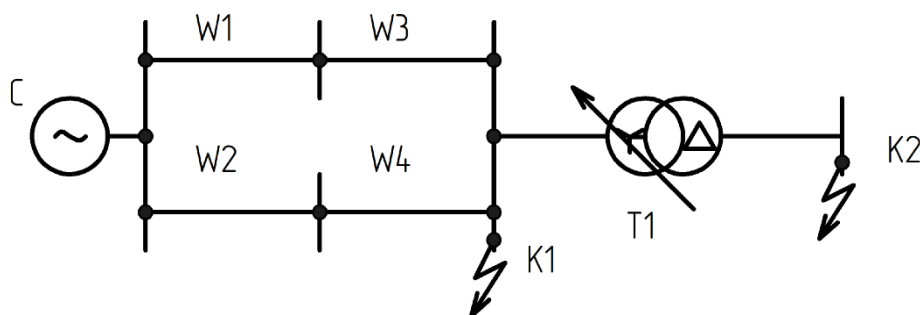


Рисунок 2 – Схема расчетная для определения точек короткого замыкания на подстанции 110/10 кВ ГПП 1

Мощность короткого замыкания системы  $S_k = 5000$  МВА. Сопротивления системы  $X_{*C(6)}$ , силового трансформатора ТДН-250000/110/10-У1  $X_{*T(6)}$ , линий электропередач W1, W2, W3, W4  $X_{*W(6)}$  определены соответственно:

$$X_{*C(6)} = \frac{S_{\sigma}}{S_k}; \quad (46)$$

$$X_{*T(\delta)} = \frac{u_k}{100} \cdot \frac{S_\delta}{S_{\text{ном}T}}; \quad (47)$$

$$X_{*W(\delta)} = X_0 \cdot L \cdot \frac{S_\delta}{U_{\text{ном}}^2}; \quad (48)$$

где  $X_0$  - погонное сопротивление линии, Ом/км,

$L$  - длина линии, км;

$U_{\text{ном}}$  - напряжение линии, кВ.

$$X_{*C(\delta)} \frac{1000}{5000} = 0,2;$$

$$X_{*T(\delta)} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 4,2;$$

$$X_{*W1(\delta)} = X_{*W2(\delta)} = 0,405 \cdot 29 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,888;$$

$$X_{*W3(\delta)} = X_{*W4(\delta)} = 0,42 \cdot 3,6 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,1140;$$

Схема замещения согласно расчетной схеме представлена на рисунке 3.

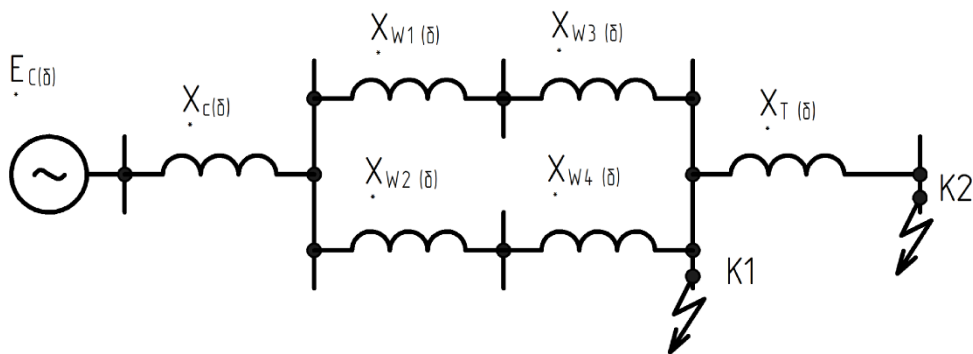


Рисунок 3 – Схема замещения

Суммарное сопротивление схемы в точке К1:

$$X_{*\Sigma(\delta)} = X_{*C(\delta)} + \frac{X_{*W1(\delta)}}{2} + \frac{X_{*W3(\delta)}}{2}; \quad (49)$$

$$X_{*\Sigma(6)} = 0,2 + \frac{0,888}{2} + \frac{0,114}{2} = 0,701;$$

$$X_{*\Sigma K1(6)} = 0,201 + \frac{0,888}{2} + \frac{114}{2} = 0,702.$$

Трехфазный ток  $I_k$ , А, короткого замыкания на шинах 110 кВ подстанции 110/10 кВ "Проектируемая ПС" определен согласно формуле:

$$I_k^{(3)} = \frac{E_{*C(6)}}{X_{*\Sigma K1(6)}} \cdot \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}; \quad (50)$$

$$I_k^{(3)} = \frac{1}{0,701} \cdot \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 7,15 \text{ кА};$$

Ударный коэффициент  $k$  при постоянной времени  $T_a=0,02$  с определен согласно формуле:

$$k = 1 + e^{\frac{0,01}{T_{a,r}}}, \quad (51)$$

$$k = 1 + e^{\frac{0,01}{0,02}} = 1,6,$$

Трехфазный ударный (электродинамический) ток на шинах 110 кВ подстанции 110/10 кВ ГПП 1  $i_{уд}$ , кА, определен согласно формуле:

$$i_{уд}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot I_k^{(3)} \cdot k; \quad (52)$$

$$i_{уд}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 7,151 \cdot 1,6 = 16,2 \text{ кА}.$$

Результаты расчетов трехфазных токов короткого замыкания на шинах 10 кВ ГПП 1 сведены в таблицу 3.

Таблица 3 – Результаты расчетов токов в точке К2

Расчетные параметры	К1	К2
$I_k^{(3)}$ , кА	7,15	11,2
$i_{уд}^{(3)} K1$ , кА	16,2	28
$X_{*\Sigma(\delta)}$	0,701	4,9
$T_a$ , с	0,02	0,04
к	1,6	1,8

При расчете однофазного, двухфазного и двухфазного короткого замыкания на землю использован метод симметричных составляющих [1, 4]. Рассчитаны токи короткого замыкания в точке К1 при использовании схемы замещения прямой (рисунок 4), обратной (рисунок 5) и нулевой последовательности (рисунок 5).

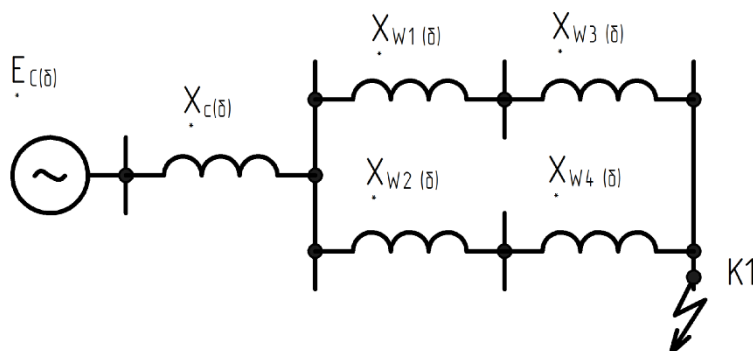


Рисунок 4 – Схема замещения прямой последовательности в точке К1

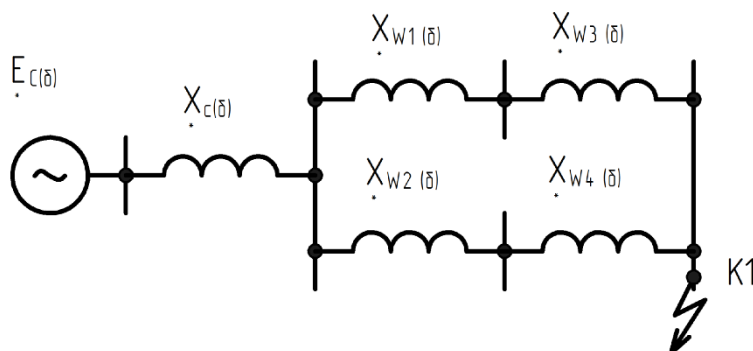


Рисунок 5 – Схема замещения прямой последовательности в точке К1

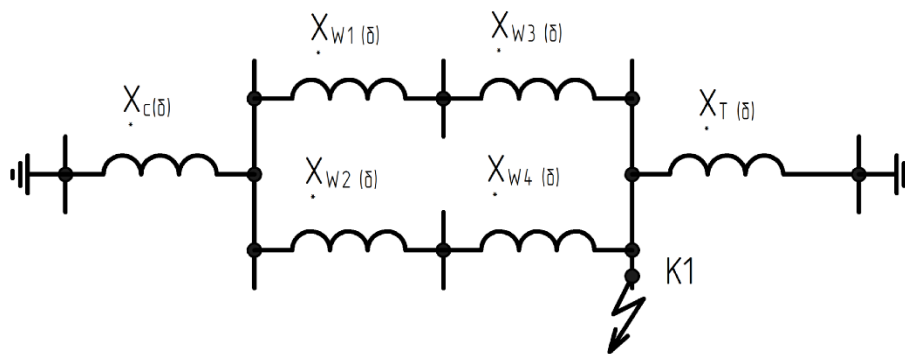


Рисунок 6 - Схема замещения нулевой последовательности в точке K1

Сопротивление прямой последовательности равно сопротивлению обратной последовательности. Сопротивления трансформаторов, системы нулевой последовательности равны сопротивлениям прямой последовательности. Для воздушных линий сопротивления согласно схеме нулевой последовательности определены по формуле:

$$X_{*0W(6)} = 4,7 \cdot X_{*W(6)} ; \quad (53)$$

$$X_{*0W(6)} = 4,7 \cdot 0,888 = 4,2 ;$$

$$X_{*0W(6)} = 4,7 \cdot 0,114 = 0,54 ;$$

Суммарное сопротивление  $X_{*0\Sigma(6)}$  рассчитано по формуле:

$$X_{*0\Sigma(6)} = \frac{\left( X_{*C(6)} + \frac{X_{*0W1(6)}}{2} + \frac{X_{*0W3(6)}}{2} \right) \cdot X_{*T(6)}}{\left( X_{*C(6)} + \frac{X_{*0W1(6)}}{2} + \frac{X_{*0W3(6)}}{2} \right) + X_{*T(6)}} ; \quad (54)$$

$$X_{*0\Sigma(6)} = \frac{\left( 0,2 + \frac{4,2}{2} + \frac{0,54}{2} \right) \cdot 4,2}{\left( 0,2 + \frac{4,2}{2} + \frac{0,54}{2} \right) + 4,2} = 1,6 ;$$

Дополнительные сопротивления при несимметричных коротких замыканиях  $\Delta X_{*\Sigma(6)}^{(1)}$ ,  $\Delta X_{*\Sigma(6)}^{(2)}$  и  $\Delta X_{*\Sigma(6)}^{(1.1)}$  рассчитаны по формулам :

$$\Delta X_{*\Sigma(6)}^{(1)} = X_{*2\Sigma(6)} + X_{*0\Sigma(6)} ; \quad (55)$$

$$\Delta X_{*\Sigma(6)}^{(2)} = X_{*2\Sigma(6)} ;$$

$$\Delta X_{*\Sigma(6)}^{(1.1)} = \frac{X_{*2\Sigma(6)} \cdot X_{*0\Sigma(6)}}{X_{*2\Sigma(6)} + X_{*0\Sigma(6)}} ; \quad (56)$$

Коэффициенты  $m^{(n)}$  рассчитаны по формулам:

$$m_{K1}^{(1)} = 3; \quad (57)$$

$$m_{K1}^{(2)} = \sqrt{3}; \quad (58)$$

$$m_{K1}^{(1.1)} = \sqrt{3} \cdot \sqrt{1 - \frac{X_{*2\Sigma(6)}'' \cdot X_{*0\Sigma(6)}''}{\left( X_{*2\Sigma(6)}'' + X_{*0\Sigma(6)}'' \right)^2}} ; \quad (59)$$

Несимметричные токи  $I_K^{(n)}$ , кА, равны:

$$I_K^{(n)} = \frac{E_{*C(6)}}{X_{*\Sigma(6)} + \Delta X_{*\Sigma(6)}^{(n)}} \cdot \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_H} \cdot m^{(n)} ; \quad (60)$$

Ударные токи  $i_{уд}^{(n)}$ , кА, рассчитаны по формуле:

$$i_{уд}^{(n)} = \sqrt{2} \cdot I_K^{(n)} \cdot K_{уд} ; \quad (61)$$

Результаты представлены в таблице 4.



Таблица 4 – Токи несимметричных коротких замыканий

Короткое замыкание	Расчетная характеристика	Результат расчета
$K^{(1)}$	$\Delta X_{*\Sigma(6)}^{(1)}$	2,3
	$m^{(1)}$	3
	$I_k^{(1)}$ , кА	5
$K^{(2)}$	$\Delta X_{*\Sigma(6)}^{(2)}$	0,701
	$m^{(2)}$	1,732
	$I_k^{(2)}$ , кА	6,2
$K^{(1.1)}$	$\Delta X_{*\Sigma(6)}^{(1.1)}$	0,5
	$m^{(1.1)}$	1,5
	$I_k^{(1.1)}$ , кА	6,5

## 6 Выбор оборудования подстанции ГПП-1

### 6.1 Выбор коммутационных аппаратов

#### 6.1.1 Высоковольтные выключатели 110 кВ

Для установки в открытом распределительном устройстве 110 кВ выбран элегазовый выключатель производства компании АВВ. Марка выключателя LTB 145D1/B. Номинальное напряжение выключателя  $U_H=145$  кВ, номинальный ток  $I_H=2000$  А. Для проверки параметров выключателя на соответствие параметрам сети время срабатывания релейной защиты принято  $t_{срза}=0,1$ с. В режиме, когда два трансформатора работают с нагрузкой 70% (нормальный режим), значение тока в обмотках 110 кВ  $I_{нр}$ , А, рассчитано по формуле:

Ток нормального режима  $I_{нр}$ , А, рассчитан по формуле:

$$I_{нр} = 0,7 \cdot \frac{S_{ном.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_H}; \quad (62)$$

$$I_{нр} = 0,7 \cdot \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 88 \text{ А.}$$

В режиме 40 перегрузки трансформаторов, когда один выведен в ремонт, и вся нагрузка переведена на второй, для обеспечения резервирования, ток  $I_{ар}$ , А, рассчитан по формуле:

$$I_{ар} = 0,7 \cdot \frac{S_{ном.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_H}; \quad (63)$$

$$I_{ар} = 1,4 \cdot \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 176 \text{ А.}$$

Ток аварийного режиме меньше тока номинальной выключателя. Время  $\tau$ , с, которое равно промежутку от начала короткого замыкания до

момента начала расхождения контактов высоковольтного выключателя, при собственном времени отключения выключателя  $t_c=0,039$  с, рассчитано определено согласно формуле:

$$\tau = t_{p3a} + t_c, \quad (64)$$

$$\tau = 0,01 + 0,039 = 0,049, \text{ с.}$$

Коэффициент  $\beta=36\%$  (доля несинусоидальной составляющей тока). Номинальный ток отключения выключателя LTB 145D1/B  $I_{но}=40$  кА. Следовательно,  $I_{п0 K1}^{(3)} \leq I_{но}$ . Несинусоидальная доля короткозамкнутого тока  $i_{апс}$ , кА, равна:

$$i_{апс K1}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot I_{п0 K1}^{(3)} \cdot e^{-\tau/T_a}; \quad (65)$$

$$i_{апс K1}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 7,15 \cdot e^{-0,49/0,02} = 0,92 \text{ кА.}$$

Апериодический ток, который способен отключить выключатель,  $i_{апсв}$ , кА, рассчитано по формуле:

$$i_{апсв} = \left( \sqrt{2} \cdot \beta / 100 \right) \cdot I_{но}; \quad (66)$$

$$i_{апсв} = \left( \sqrt{2} \cdot 36 / 100 \right) \cdot 40 = 19 \text{ кА.}$$

Апериодическая слагающая короткозамкнутого тока меньше тока выключателя. Периодический сквозной ток выключателя  $I_{ск}=40$  кА. Мгновенный пиковый сквозной ток  $i_{скп}=102$  кА. Сквозные токи выключателя больше токов короткого замыкания (периодического трехфазного и ударного). Время от начала короткого замыкания до полного его отключения  $t_{окз}$ , с, при полном времени отключения  $t_{по}=0,055$  с, определено согласно следующей формуле:

$$t_{\text{окз}} = t_{\text{рза}} + t_{\text{по}}; \quad (67)$$

$$t_{\text{окз}} = 0,01 + 0,056 = 0,066 \text{ с.}$$

При протекании тока короткого замыкания, последний оказывает тепловое воздействие (интеграл Джоуля  $B$ ,  $\text{kA}^2 \cdot \text{с}$ ), которое равно:

$$B = I_{\text{п0 К1}}^{(3)} \cdot t_{\text{окз}} + T_{\text{а К1}}; \quad (68)$$

$$B = 7,15^2 \cdot 0,066 + 0,02 = 4,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Допустимый интеграл джоуля  $B_{\text{д}}$ ,  $\text{kA}^2 \cdot \text{с}$ , при известном токе термической стойкости  $I_{\text{т}}$ , с, равен:

$$B_{\text{д}} = I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{окз}}; \quad (69)$$

$$B_{\text{д}} = 40^2 \cdot 0,066 = 106 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Выключатель LTV 145D1/B превосходит расчетные параметры сети, следовательно пригоден к эксплуатации.

6.1.2 Выключателя 10 кВ для вводов, секционирования и питания отходящих линий 10 кВ

Для распределения электрической энергии на напряжении 10 кВ используется комплектное распределительное устройство типа КРУ-СЭЩ-63 [10]. Комплектное распределительное устройство поставляется в блоках высокой готовности (модули электротехнических блоков) [11].

6.1.2.1 Вводной и секционный выключатель

В режиме работы трансформаторов с коэффициентом загрузки равным 70%, ток  $I_{\text{нр}}$ , А, определен по (5.1):

$$I_{\text{нр}} = 0,7 \cdot \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 963 \text{ А.}$$

Для установки в КРУ 10 кВ выбраны вводные и секционный выключатели марки LF-2 [12]. Данный выключатель соответствует параметрам сети, результаты проверки внесены в приложение В.

#### 6.1.2.2 Выбор выключателя 10 кВ для линий к потребителям 10 кВ

Выключатели на отходящих кабельных линиях выбраны выключатели LF-1 [13] с условием, что при возникновении аварии и отключении одного из силовых трансформаторов, вся нагрузка переключится на второй работающий трансформатор. Следовательно выключатели должны соответствовать данной (аварийной) нагрузке. То есть в аварийном режиме нагрузка выключателей возрастет вдвое. С одной секции шин отходят  $n=6$  шт. линий 10 кВ. Ток в безаварийном режиме  $I_{нр}$ , А, определен по формуле:

$$I_{нр} = \frac{S_{пс\ max}}{2 \cdot n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}}; \quad (70)$$
$$I_{нр} = \frac{22400}{2 \cdot 6 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 102 \text{ А.}$$

Ток в режиме аварии, когда через выключатели пропускают двойную нагрузку  $I_{ав}$ , А, рассчитан по формуле:

$$I_{ав} = \frac{S_{пс\ max}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}}; \quad (71)$$
$$I_{ав} = \frac{22400}{6 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 205 \text{ А.}$$

Результаты проверки выключателя представлены в приложении В. Выключатель соответствует параметрам сети в режиме аварийной перегрузки, что делает его пригодным для эксплуатации. Все выключатели 10 кВ устанавливаются на выкатной элемент.

## 6.2 Высоковольтные разъединители ГПП 1

В открытом распределительном устройстве 110 кВ решено установить разъединители марки РГ-110/1250-УХЛ1 производства ЗАО "ЗЭТО" [14]. Разъединители выбраны по наиболее тяжелому режиму (когда один их трансформаторов выведен в ремонт). Максимальный аварийный ток, протекающий через разъединители равен  $i_{ав}=176$  А. Данный ток рассчитан при выборе выключателей 110 кВ. Номинальное напряжение равно 110 кВ. Номинальный тока равен 1250 А. Параметры сквозных токов разъединителей равны:  $I_{ск}=40$  кА;  $i_{скп}=80$  кА. Сквозные токи разъединителей имеют большее значение по сравнению с расчетными значениями трехфазного периодического и ударного тока короткого замыкания в точке К1. Допустимы интеграл Джоуля рассчитан по формуле (6.7) и равен:

$$W_d = 40^2 \cdot 0,065 = 64,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Разъединитель по параметрам соответствует режимам сети и пригоден к установке в ОРУ 110 кВ..

## 6.3 Измерительные трансформаторы

### 6.3.1 Трансформатор тока

В ОРУ 110 кВ решено установить элегазовый трансформатор тока типа ТОГф-110-УХЛ1 производства компании ЗАО "ЗЭТО" [15]. Ток, протекающий в первичной обмотке равен 176 А (известен из предыдущих расчетов). Вторичный ток трансформатор тока  $I_{2н}=5$  А. Номинальное напряжение равно 110 кВ. Наибольшее мгновенное значение тока электродинамической стойкости равно  $i_{мгпэд}=102$  кА, что больше трехфазного ударного тока короткого замыкания. Интеграл Джоуля при протекании трехфазного короткозамкнутого тока  $W$ ,  $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$ , при известном времени термической стойкости  $t_{тст}=3$  с, определен по формуле:

$$B = \left( \sum_{i=0}^{(3)} I_{KI} \right) \cdot t_{\text{тст}} ; \quad (72)$$

$$B = 7,15^2 \cdot 3 = 154 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Допустимый интеграла Джоуля  $B_d$ ,  $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$ , при известном токе термической стойкости  $I_{\text{тст}}=23 \text{ кА}$ , рассчитан по формуле:

$$B_d = I_{\text{тст}}^2 \cdot t_{\text{тст}} ; \quad (73)$$

$$B_d = 23^2 \cdot 3 = 1590 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

По напряжению, току и тепловому импульсу (интегралу Джоуля) трансформатор удовлетворяет параметрам сети. Нагрузки вторичных обмоток ТОГф-110-УХЛ1 представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Нагрузка обмоток измерения трансформатора тока ТОГф-110-УХЛ1 в цепях воздушных линий 110 кВ

Вторичная обмотка с классом точности 0,2S			
Функциональное назначение прибора системы измерений	Нагрузка S, ВА на фазы:		
	А	В	С
	Вторичная обмотка с классом точности 0,2S		
Для учета электроэнергии	0,1 (SATEC PM172)	0,1 (SATEC PM172)	0,1 (SATEC PM172)
Итого $S_{\text{сумм}0,2S}$	0,1	0,1	0,1
Вторичная обмотка с классом точности 0,5			
Амперметр	0,5 (РА194I)	0	0
Ваттметр	0,07 (PS194P)	0,07 (PS194P)	0,07 (PS194P)
Фиксирующий измерительный прибор	3 (ФИП-2А)	3 (ФИП-2А)	3 (ФИП-2А)
Итого $S_{\text{сумм}0,5}$	4,2	3,7	3,7

Для расчета сечений проводов вторичных цепей трансформатора тока выбрано сопротивление контактов  $z_{\text{конт}}=0,1 \text{ Ом}$ . Максимальное

сопротивление цепей, подключенных к обмотке точностью 0,2S равно  $z_{\max 0,2S}=2$  Ом, максимальное сопротивление цепей, подключенных к обмотке точностью 0,2S равно  $z_{\max 0,5}=1,2$  Ом. Материал соединительных проводов длиной  $l=65$ м- алюминий, имеющий удельное сопротивление  $\rho_{Al}=0,0283$  Ом·мм<sup>2</sup>/м. Анализ и расчет нагрузок вторичных обмоток сведен в таблицу 8.

Таблица 8 – Нагрузки вторичных обмоток

Рассчитываемы параметр	Расчетная формула	Результаты расчетов
Внутренне сопротивление подключенных устройств $z_{устр}$ , Ом	$z_{устр} = S_{сумм} / I_{2н}^2$	$z_{устр0,2S} = 0,1/5^2 = 0,0004$ Ом; $z_{устр0,5} = 4,2/5^2 = 0,168$ Ом.
Импеданс соединительных проводников $z_{пров}$ , Ом	$z_{пров} = z_{\max} - z_{конт} - z_{устр}$	$z_{пров0,2S} = 2 - 0,1 - 0,0004 = 1,896$ Ом; $z_{пров0,5} = 1,2 - 0,1 - 0,168 = 0,932$ Ом.
Сечение алюминиевых проводов $S_{Al}$ , мм <sup>2</sup>	$S_{Al} = \frac{\rho_{Al} \cdot l}{z_{пров}}$ ,	$S_{Al0,2S} = \frac{0,0283 \cdot 65}{1,896} = 0,97$ мм <sup>2</sup> ; $S_{Al0,5} = \frac{0,0283 \cdot 65}{0,932} = 1,974$ мм <sup>2</sup> ;
Выбраны алюминиевые провода с сечением 2 мм <sup>2</sup>		

### 6.3.1.1 Шинные трансформаторы тока в водных ячейках

В КРУ 10 кВ решено установить трансформатор тока типа ТШЛ-10-2000/5-У2 [16]. Наибольший ток в перегрузочном (аварийном режиме) равен  $I_{ар}=1925$  А. Ток вторичных обмоток равен  $I_{2н}=5$  А. Токи электродинамической стойкости трансформатора тока больше расчетных токов короткого замыкания в точке К2. Вторичные обмотки имеют классы точности 0,2S, 0,5, 5P. Выбор нагрузок вторичных обмоток, расчет сечений проводов и проверка параметров трансформатора тока на соответствие параметрам сети представлен в приложении В. Трансформатор тока удовлетворяет условиям работы в сети.

### 6.3.1.2 Шинный трансформатор тока в секционной ячейке



В ячейке секционного выключателя решено установить трансформатор тока типа ТШЛ-10-1000/5 [16]. Выбор и проверка трансформатора тока представлены в приложении В.

Выбран трансформатор тока марки ТШЛ-10-1000/5-У2 [19].

#### 6.3.1.3 Трансформатор тока в ячейках потребителей 10 кВ

В ячейках выключателей отходящих линий 10 кВ решено установить трансформаторы тока с литой изоляцией типа ТОЛ-10

Выбран трансформатор тока марки ТОЛ-10-300/5 [19].

#### 6.3.3 Трансформатор напряжения 110 кВ

Для подключения цепей напряжения приборов учета, измерений и защиты на открытом распределительном устройстве подстанции ГПП 1 решено установить трансформаторы напряжения емкостного типа НДЕ-М-110-УХЛ1 [18]. Номинальное напряжение первичной обмотки  $110/\sqrt{3}$  кВ, номинальные напряжения вторичных обмоток  $110/\sqrt{3}$  В. Две вторичные обмотки имеют классы точности 0,2 и 0,5, обмотка защиты имеет класс точности 3Р. Допустимая нагрузка на вторичные обмотки учета и измерений равны:  $S_{н0,2}=100$  ВА,  $S_{н0,5}=200$  ВА. Приборы подключенные к вторичным обмоткам представлены в приложении В. Мощность приборов, подключенных ко вторичным обмоткам классов точности 0,2 и 0,5 равны:

$$S = \sqrt{P_{\text{устр}}^2 + Q_{\text{устр}}^2}; \quad (74)$$

$$S_{0,2} = \sqrt{0,021^2 + 0,117^2} = 0,12 \text{ ВА};$$

$$S_{0,5} = \sqrt{15,1^2 + 7,1^2} = 17 \text{ ВА};$$

Трансформатор напряжения пригоден к установке на ОРУ 110 кВ подстанции ГПП-1

#### 6.3.4 Трансформатор напряжения в КРУ 10 кВ

Для присоединения приборов учета, измерений и защиты на стороне 10 кВ решено установить трансформаторы напряжения с литой изоляцией ЗНОЛ-10 [19]. Номинальное напряжение первичной обмотки  $10,5/\sqrt{3}$  кВ, номинальные напряжения вторичных обмоток  $100/\sqrt{3}$  В. Две вторичные обмотки имеют классы точности 0,2 и 0,5, обмотка защиты имеет класс точности 3Р. Допустимая нагрузка на вторичные обмотки учета и измерений равны:  $S_{н0,2}=25$  ВА,  $S_{н0,5}=50$  ВА. Приборы подключенные к вторичным обмоткам представлены в приложении В.

## 6.4 Расчет ошиновки

### 6.4.1 Расчет жесткой ошиновки на ОРУ 110 кВ

Расчет ошиновки произведен согласно [4]. На ОРУ 110 решено установить шины трубчатого сечения марки сплава 1915Т. Сечение стенки трубчатых шин  $s_3$ , мм<sup>2</sup>, при известной экономической плотности тока  $j_{эк}=1$  А/мм<sup>2</sup>, определено по формуле::

$$s_3 = \frac{I_{дл}}{j_3}, \quad (75)$$

$$s_3 = \frac{176}{1} = 176 \text{ мм}^2.$$

Для расчетов принята дистанция между осями проводников (шин)  $a_{осш}=2$  м. Модуль упругости материала шин  $E_{1915Т}=7 \cdot 10^4$  Па. Параметры трубы следующие: наружный диаметр  $D_{нар}=0,03$  м, внутренний  $d_{внутр}=0,026$  м [21]. Прочность шины на растяжение  $\sigma_{раст}=318 \cdot 10^6$  Па. Длительно допустимый ток по условию нагрева шин  $I_{длнагр}=576$  А. Длительно допустимый ток больше аварийного тока (176 А). Коэффициент шинной конструкции равен  $r_1=3,14$  [4]. Коэффициенты расположения трубчатых шин  $k_p=1$ , коэффициент формы  $k_{форм}=1$ . Минимальное сечение шин  $s_{терм}$ , мм<sup>2</sup>, для того, чтобы обеспечить протекание тока короткого замыкания в точке К1 и выдержать тепловой

импульс Джоуля (при коэффициенте  $C_T=66 \text{ А}\cdot\text{с}^{0,5}/\text{мм}^2$ ), определено по формуле:

$$S_{\text{терм}} = \frac{\sqrt{B}}{C_T}, \quad (76)$$

$$S_{\text{терм}} = \frac{\sqrt{B}}{C_T} = \frac{\sqrt{4347000000}}{66} = 31,6 \text{ мм}^2.$$

Длина пролета равна  $l_{\text{прол}}=6,59 \text{ м}$ . Момент инерции  $J_{\text{тр}}$ ,  $\text{м}^4$ , и сопротивления  $W_{\text{тр}}$ ,  $\text{м}^3$ , сечения трубчатой шины равны соответственно:

$$J_{\text{тр}} = \frac{\pi \cdot d_{\text{нар}}^4 - d_{\text{внутр}}^4}{64}; \quad (77)$$

$$W_{\text{тр}} = \frac{\pi \cdot d_{\text{нар}}^4 - d_{\text{внутр}}^4}{32 \cdot D_{\text{нар}}}; \quad (78)$$

$$J_{\text{тр}} = \frac{\pi \cdot 0,03^4 - 0,026^4}{64} = 1,733 \cdot 10^{-8} \text{ м}^4.$$

$$W = \frac{\pi \cdot 0,03^4 - 0,026^4}{32 \cdot 0,03} = 1,155 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3.$$

Вес 1 м шины  $m$ ,  $\text{кг/м}$ , при плотности материала  $\rho_{\text{Al}}=2770 \text{ кг/м}^3$  равен:

$$m = l \cdot s \cdot \rho; \quad (79)$$

$$m = 1 \cdot 0,000176 \cdot 2770 = 0,487 \text{ кг/м}.$$

Частота синусоидальных колебаний трубчатой шины сплава 1915Т  $f_{\text{труб}}$ , Гц, определена по формуле:

$$f_{\text{труб}} = \frac{r_1^2}{2 \cdot \pi \cdot l_{\text{прол}}} \cdot \sqrt{\frac{E_{1915\text{T}} \cdot J_{\text{тр}}}{m}}, \quad (80)$$

$$f_{\text{труб}} = \frac{3,14^2}{2 \cdot \pi \cdot 6,8^2} \cdot \sqrt{\frac{7 \cdot 10^{10} \cdot 1,733 \cdot 10^{-8}}{0,487}} = 1,693 \text{ Гц.}$$

Частота меньше 30 Гц, что не приведет к механическому резонансу. При протекании токов короткого замыкания на шинную конструкцию действует сила  $F_{\text{max}}^{(3)}$ , Н, которая рассчитана по формуле:

$$F_{\text{max}}^{(3)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7}}{a} \cdot I_{\text{уд К1}}^{(3)} \cdot K_{\phi} \cdot K_{\text{расп}}, \quad (81)$$

$$F_{\text{max}}^{(3)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7}}{2} \cdot 6,8 \cdot 16248^2 \cdot 1 \cdot 1 = 156 \text{ Н.}$$

При протекании токов короткого замыкания и действия силы  $F_{\text{max}}^{(3)}$  в материале шин образуется напряжение  $\sigma$ , Па, определяемое по формуле при известных коэффициентах шинной контракции  $\lambda=8$  и динамической нагрузки  $\eta=0,33$ :

$$\sigma = \frac{F_{\text{max}}^{(3)} \cdot l_{\text{прол}}}{\lambda \cdot W} \cdot \eta, \quad (82)$$

$$\sigma_{\text{max}} = \sigma = \frac{156 \cdot 6,8}{8 \cdot 1,155 \cdot 10^{-6}} \cdot 0,35 = 3,755 \cdot 10^7 \text{ Па} = 37,55 \text{ МПа.}$$

Напряжение в материале шин при протекании тока короткого замыкания должно быть меньше критического,  $\sigma_{\text{кр}}$ , МПа, определяемого по формуле:

$$\sigma_{\text{кр}} = 0,7 \cdot \sigma_{\text{расг}}, \quad (83)$$

$$\sigma_{\text{кр}} = 0,7 \cdot 318 = 223 \text{ МПа.}$$

Шины стойкие к электродинамическому воздействию токов короткого замыкания.

#### 6.4.2 Ошиновка 10 кВ от вводов 10 кВ силового трансформатора до КРУ 10 кВ

Для реализации ошиновки 10 кВ решено установить плоские шины из сплава АД31Т. Шины расположены в горизонтальной плоскости на расстоянии друг от друга  $l_{\text{фаз}}=0,4$  м. Коэффициент расположения шинной конструкции равен  $k_p=0,94$ . Расчет шин 10 кВ произведен аналогично шинам 110 кВ. Величины сечений шин представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Результаты расчетов сечения шин

$S_s, \text{мм}^2$	$S_{\text{терм}}, \text{мм}^2$
1930	44

Параметры шин следующие ширина  $h_{\text{ш}}=0,1$  м, толщина  $b_{\text{ш}}=0,01$  м. Для обеспечения пропускной способности шин используются двухполосные шины ( в каждой фазе 2 полосы 100x10 мм). Площадь поперечного сечения двухполосной шины равна  $s=0,002 \text{ м}^2$  . Прочность на разрыв (растяжение)  $\sigma_{\text{раст}}=127$  МПа. Длительно допустимый ток равен 2860 А. Модуль упругости равен  $E_{1915\text{T}}=7 \cdot 10^9$  Па. Промежуток между полосами  $b_{\text{пол}}=0,02$  м. Параметры шинной конструкции следующие:  $k_{\text{форм}}=0,4$ ,  $r_1=4,73$ ,  $\lambda=12$ ,  $k_p=1$ ,  $f_1=240$  Гц ,  $f_{1п}=240$  Гц,  $m=2,7$  кг/м. Критическое механическое напряжение  $\sigma_{\text{кр}}$ , МПа, определено по формуле (5.22):

$$\sigma_{\text{кр}} = 0,7 \cdot 127 = 89 \text{ МПа} .$$

Результаты проверки электродинамической стойкости представлены в Приложении В. Определен момент инерции одной полосы двухполосной шины  $J_{\text{п}}, \text{м}^4$ , и всей двухполосной шины  $J_{\text{ш}}, \text{м}^4$ , по формулам:

$$J_{\text{п}} = \frac{h_{\text{ш}} \cdot b_{\text{ш}}^3}{12}; \quad (84)$$

$$J_{ш} = \frac{h \cdot b^3}{6}; \quad (85)$$

$$J_{п} = \frac{0,1 \cdot 0,01^3}{12} = 8,3 \cdot 10^{-9} \text{ м}^4;$$

$$J_{ш} = \frac{0,1 \cdot 0,01^3}{6} = 1,7 \cdot 10^{-8} \text{ м}^4.$$

Величина момента сопротивления  $W_{полш}$ ,  $\text{м}^3$ , для одной полосы и для всей двухполосной шины  $W_{двпш}$ ,  $\text{м}^3$ , определены по формулам:

$$W_{полш} = \frac{h \cdot b^2}{6}; \quad (86)$$

$$W_{двпш} = \frac{h \cdot b^2}{3}; \quad (87)$$

$$W_{полш} = \frac{0,1 \cdot 0,01^2}{6} = 1,7 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3;$$

$$W_{двпш} = \frac{0,1 \cdot 0,01^2}{3} = 3,3 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3.$$

Оптимальная длина пролета двухполосных плоских шин для исключения возникновения механического резонанса  $l_{пролш}=0,5$  м, для полос шин между местами сварок  $l_{пролп}=0,5$ . Механическое напряжение всей двухполосной шины  $\sigma_{2п}$ , Па, и механическое напряжение  $\sigma_{1п}$ , Па, в одной полосе определены по формулам соответственно:

$$\sigma_{2п} = \frac{F_{\max}^{(3)} \cdot l_{прол}}{\lambda \cdot W_{двпш}}; \quad (88)$$

$$\sigma_{1п} = \frac{2 \cdot 10^{-7} \cdot l_{прол} \cdot K_{\text{форм}} \cdot \left( \frac{i_{удK2}^{(3)}}{n} \right)^2}{\lambda \cdot l_{\text{фаз}} \cdot W_{полш}}; \quad (89)$$

$$\sigma_{2п} = \frac{69 \cdot 0,5}{12 \cdot 3,3 \cdot 10^{-6}} = 8,6 \cdot 10^5 \text{ Па};$$

$$\sigma_{1п} = \frac{2 \cdot 10^{-7} \cdot 0,5 \cdot 0,4 \cdot \left(\frac{28,212}{2}\right)^2}{12 \cdot 0,02 \cdot 1,667 \cdot 10^{-6}} = 2 \cdot 10^7 \text{ Па.}$$

Суммарное механическое воздействие  $\sigma_{\text{сумм}}$ , МПа, равно:

$$\sigma_{\text{сумм}} = \sigma_{1п} + \sigma_{2п}; \quad (90)$$

$$\sigma_{\text{сумм}} = 0,86 + 20 = 20,86 \text{ МПа.}$$

Суммарное напряжение меньше критического, следовательно шины устойчивы к воздействию токов короткого замыкания.

#### 6.4.3 Гибкая ошиновка

Для реализации перемычек, опусков на ОРУ 110 использованы провода марки АС. Сечение сталеалюминевых проводов  $s$ , мм<sup>2</sup>, определено по формуле (6.14):

$$s = \frac{176}{1} = 176 \text{ мм}^2.$$

Сечение проводов: АС-185/29. Параметры проводов: наружный диаметр  $d_{\text{нар}}=0,0188$  м, радиус  $r_{\text{пров}}=0,094$  м. Максимальный ток длительного режима равен 510 А. Геометрические размеры ошиновки (расстояние между фазами) такие же как у жестких шин 110 кВ. Среднее геометрическое расстояние между проводами марки АС-185/29  $D_{\text{геом}}$ , м, равно:

$$D = \sqrt[3]{2 \cdot 1_{\text{фаз}}^3}, \quad (91)$$

$$D = \sqrt[3]{2 \cdot 2^3} = 2,52 \text{ м} = 252 \text{ см.}$$

Минимальная напряженность коронирования  $E_{\text{минкор}}$ , кВ/см, равна:

$$E_{\text{минкор}} = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_{\text{пров}}}} \right), \quad (92)$$

$$E_{\text{минкор}} = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{9,4}} \right) = 32,8 \text{ кВ/см.}$$

Напряженность поля у кромки провода  $E_{\text{кр}}$ , кВ/см, равна:

$$E_{\text{кр}} = \frac{0,354 \cdot U_{\text{ср ном}}}{r_{\text{пров}} \cdot \lg \frac{D}{r_{\text{пров}}}}, \quad (93)$$

$$E_{\text{кр}} = \frac{0,354 \cdot 115}{0,94 \cdot \lg \frac{252}{0,94}} = 18 \text{ кВ/см.}$$

Провода не коранируют, если саблюдается условие:

$$1,07 \cdot E_{\text{кр}} \leq 0,9 \cdot E_{\text{минкор}} ; \quad (94)$$

$$20 \leq 30 \text{ кВ/см.}$$



## 7. Выбор кабельных линий ГПП, РУ и ТП

### 7.1 Выбор и проверка кабеля на 110 кВ

а) Определение расчетного тока в нормальном режиме:

$$I_{i\text{ расч.}} = \frac{S_{\text{р.л.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} \quad (95)$$

$$I_{i\text{ расч.}} = \frac{25000 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 115} = 176 \text{ А}$$

б) Выбор сечения жил кабелей по экономической плотности тока:

$$F_{\text{э}} = I_{\text{р.л.}} / j_{\text{эк}}, \quad (96)$$

где  $j_{\text{эк}} = 1,2$  – нормативное значение экономической плотности тока [6]

Результаты расчетов занесены в таблицу 10.

Таблица 10 – Результат расчета кабеля 110 кВ

Расчетные данные поперечного сечения проводника, мм <sup>2</sup>	Справочные данные о поперечном сечении проводника, мм <sup>2</sup>	Справочные данные о длительно-допустимом токе, А
$F_{\text{э}} = 176/1,2 = 147$	150	330

Рассматриваем кабель ПвПГ 3(1×150),

в) Проверка выбранных сечений кабелей по нагреву.

$$I_{i\text{ доп}} = k_1 \times k_2 \times I_{\text{доп}} \quad (97)$$

$$I_{i\text{ доп}} = 1,2 \times 0,87 \times 330 = 345 \text{ А,}$$

где:  $I_{i\text{ доп}}$  – фактический длительно допустимый ток, А;  $k_1 = 1,2$  – поправочный коэффициент на температуру окружающей среды [6];  $k_2 = 0,87$  – поправочный коэффициент на число кабелей, проложенных рядом на расстоянии 200 мм друг от друга [6];  $I_{\text{доп}}$  – справочный длительно допустимый ток, А.

Таблица 11 – Характеристики кабеля

1	Выбранное сечение, мм <sup>2</sup>	150
2	Длительно-допустимый ток, I <sub>идоп</sub> , А	345
3	Расчетный ток, I <sub>расч.</sub> , А	176

$$I_{идоп} > I_{1расч} \quad (98)$$

$$345 \text{ А} > 176 \text{ А}$$

Следовательно, кабель подходит по нагреву.

г) Проверка выбранных сечений по условиям токораспределения в доаварийном режиме:

$$I_{идоп.ав.} = 1,3 \times I_{идоп} \quad (99)$$

$$I_{1идоп.ав.} = 1,3 \times 345 = 448 \text{ А}$$

Таблица 12 – Характеристика кабеля

1	Выбранное сечение, мм <sup>2</sup>	150
2	Токораспределение в доаварийном режиме I <sub>идоп.доав.</sub> , А	448
3	Длительно-допустимый ток, I <sub>идоп</sub> , А	345

Кабель подходит для дальнейшего рассмотрения т.к

$$I_{идоп.ав.} > I_{идоп} \quad (100)$$

$$448 \text{ А} > 345 \text{ А}$$

д) Проверка сечения жил кабелей по потерям напряжения.

$$\Delta U = I_{доав.} \cdot r \cdot \cos \varphi, \quad (101)$$

где:  $\cos \varphi = 0,85$ ;  $l=35$  км.

$$\Delta U_{л} = 35 \cdot 448 \cdot 0,85 \cdot 0,4 = 5331 \rightarrow 4,63\%$$

$$U = U_{ном} - \Delta U_{л} \quad (102)$$

$$U = 115000 - 5331 = 109669 \text{ В.}$$

Согласно полученным результатам, максимальные потери на линии составляют 4,63%. Следовательно, сечения жил кабеля проходят по проверке потерь напряжения.

## 7.2 Выбор и проверка кабелей на 10 кВ

### а) Выбор кабеля питающей ТП-4

1) Определение расчетного тока в нормальном режиме:

$$I_{1 \text{ расч.}} = \frac{2500 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 192,45 \text{ А}$$

2) Выбор сечения жил кабелей по экономической плотности тока:

$$F_{\text{э}} = I_{\text{р.л}} / j_{\text{эк}}, \quad (103)$$

где  $j_{\text{эк}} = 1,2$  – нормативное значение экономической плотности тока [6].

Результаты расчетов внесены в таблицу 13.

Таблица 13 – Результат расчет кабеля 10 кВ

Расчетные данные поперечного сечения проводника, мм <sup>2</sup>	Справочные данные о поперечном сечении проводника, мм <sup>2</sup>	Справочные данные о длительно-допустимом токе, А
$F_{\text{э1}} = 192,45 / 1,2 = 160,38$	185	235

Рассматриваем кабель АСБГ (3×185),

Проверка КЛ осуществляется аналогичным образом.

Выбор и проверку кабелей по потребителям 10 кВ сведен в таблицу 14.

Таблица 14 – Выбор и проверка кабелей на 10 кВ

	Подстанция №7	Подстанция №1	Подстанция №2	Подстанция №3	Подстанция №4	Подстанция №5		Подстанция №6	Синхрон. двигатель
КЛ	АСБГ (3*120)	АСБГ (3*185)	АСБГ (3*70)	АСБГ (3*185)	АСБГ (3*185)	АСБГ (3*120)	АСБГ (3*120)	АСБГ (3*120)	АСБГ (3*120)
Число ниток КЛ	2	2	2	2	2	2	2	2	12

## 8 Расчет уставок релейной защиты

### 8.1 Расчет сопротивления схемы замещения

Кабельная линия от ГПП-1 до цеховой ТП-7:

$$l = 150 \text{ м};$$

$$R_{уд1} = 0,000447 \text{ Ом/м};$$

$$X_{уд1} = 0,000082 \text{ Ом/м}.$$

Рассчитаем сопротивление кабельной линии от системы до цехового трансформатора:

$$R_{кл} = 0,000447 \cdot 150 = 0,07 \text{ Ом};$$

$$X_{кл} = 0,000082 \cdot 150 = 0,013 \text{ Ом};$$

$$Z_{кл} = \sqrt{R_{кл}^2 + X_{кл}^2} = \sqrt{0,07^2 + 0,013^2} = 0,071 \text{ Ом}.$$

Трансформатор Т1:

ТМЗ – 1600/10 – 11; схема соединения обмоток Y/Y<sub>0</sub>;

$$S_H = 1600 \text{ кВа};$$

$$U_{HВН} = 10 \text{ кВ}; U_{HНН} = 0,4 \text{ кВ};$$

$$U_K = 6,5 \text{ \%}.$$

Сопротивление трансформатора равно:

$$Z_T = \frac{U_{кз} \cdot U_H^2}{S_{ном.т} \cdot 100} = \frac{6,5 \cdot 10^2}{1600 \cdot 100} \cdot 1000 = 4 \text{ Ом}.$$

### 8.2 Расчет токов короткого замыкания:

Рассчитаем ток короткого замыкания на шинах трансформаторной подстанции на стороне 10 кВ:

$$Z_{\Sigma 1} = Z_{кл} = 0,071 \text{ Ом};$$

$$I_{кз1} = \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 0,071} = 81,4 \text{ кА.}$$

Рассчитаем ток короткого замыкания за трансформатором ТМЗ – 1600/10:

$$Z_{\Sigma 2} = Z_{кл} + Z_T = 0,071 + 4 = 4,071 \text{ Ом;}$$

$$I_{кз2} = \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 4,071} = 1420 \text{ А.}$$

### 8.3 Расчет максимальной токовой отсечки

Рассчитаем номинальный ток трансформатора:

$$I_{ном} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1600}{\sqrt{3} \cdot 10} = 92,5 \text{ А,}$$

где  $S_{ном}$  - номинальная мощность трансформатора, кВА;  $U_{ном}$  - номинальное напряжение, кВ.

Рассчитаем ток срабатывания мгновенной токовой отсечки от бросков токов намагничивания:

$$I_{co} = 3 - 4 \cdot I_{ном} = 4 \cdot 92,5 = 370 \text{ А.}$$

Рассчитаем ток срабатывания мгновенной токовой отсечки от короткого замыкания в конце линии:

$$I_{co} = 1,5 \cdot I_{кз2} = 1,5 \cdot 1420 = 2130 \text{ А.}$$

Принимаем ток срабатывания мгновенной токовой отсечки  $I_{co}=2100 \text{ А.}$

Рассчитаем коэффициент чувствительности мгновенной токовой отсечки:

$$K_{чувст.} = \frac{I_{кз1}}{I_{co}} = \frac{81400}{2100} = 38,8 > 2.$$

Условие надежности  $K_{чувст.} \geq 2$  выполнено, следовательно, токовая отсечка срабатывает надежно.

#### 8.4 Расчет максимальной токовой защиты

Рассчитаем ток срабатывания максимальной токовой защиты:

$$I_{сз} = \frac{k_{сзн} \cdot k_{отс}}{k_{\epsilon}} \cdot I_{ном} = \frac{1,2 \cdot 1,3}{0,8} \cdot 92,5 = 180,4 \text{ A}$$

где  $k_{сзн}$  - коэффициент самозапуска;  $k_{отс}$  - коэффициент отстройки;  $k_{\epsilon}$  - коэффициент возврата;  $I_{ном}$  - номинальный ток трансформатора.

Принимаем ток срабатывания максимальной токовой защиты  $I_{сз}=180 \text{ A}$  время срабатывания  $t = 0,4$  секунды.

Рассчитаем коэффициент чувствительности максимальной токовой защиты:

$$K_{чувст.} = \frac{I_{кз2} \cdot 0,865}{I_{сз}} = \frac{1420 \cdot 0,865}{180} = 6,8 > 2.$$

Условие надежности  $K_{чувст.} \geq 2$  выполнено, следовательно, максимальная токовая защита срабатывает надежно.

## 9 Расчет заземления ГПП-1 110/10 кВ

Заземляющее устройство рассчитывается по норме на допустимое сопротивление растеканию, которое не должно превышать 0,5 Ом и проектируется в виде наружного контура заземления. Сопротивление заземляющего устройства в любое время года не должно превышать 0,5 Ом. Проектируемое заземляющее устройство должно быть выполнено с соблюдением требований ПУЭ, электробезопасности и требований электромагнитной совместимости для микропроцессорной аппаратуры РЗиА и контрольных кабелей.

Для организации заземления на подстанции прокладывают продольные и поперечные горизонтальные заземлители, которые выполняются из стальной полосы сечением  $5 \times 40 \text{ мм}^2$ , а вертикальные заземлители из круга диаметром 20 мм.

Продольные и поперечные заземлители соединяются друг с другом при помощи сварки.

Продольные заземлители прокладываются вдоль осей электрооборудования со стороны обслуживания на глубине и на расстоянии 0,8 м от фундаментов или оснований фундаментов. Поперечные заземлители прокладываются в удобных местах между оборудованием на глубине 0,5 м от поверхности земли.

Спуски от электрооборудования и их опорных конструкций для присоединения к наружному ЗУ выполняются из стальной полосы сечением  $5 \times 40 \text{ мм}^2$ .

Расчет заземления будет вестись по методике, представленной в [2].

Основные параметры рассчитываемой системы заземления:

- горизонтальная полоса  $5 \times 40 \text{ мм}^2$ , глубина прокладки 0,7 м от уровня земли;

- вертикальные стержни из круглых стальных прутков диаметром  $d_{\text{стржн}}$  20 мм и длиной  $l_{\text{стржн}}$  5м;

- тип грунта глина (слой 7-10 см) с удельным сопротивлением  $\rho = 70$  Ом·м.

Необходимое сопротивление грунта для вертикальных и горизонтальных заземлителей считаем с учетом повышающего коэффициента, учитывающего колебания грунта по сезонам года: высыхание и промерзание (лето и зима соответственно) рассчитывается по следующей формуле:

$$\rho_{\text{расчет.гор}} = \rho_{\text{удлн}} \cdot K_{\text{п.гор}} \quad (104)$$

$$\rho_{\text{расчет.вер}} = \rho_{\text{удлн}} \cdot K_{\text{п.вер}} \quad (105)$$

где  $K_{\text{п.гор}}$ ,  $K_{\text{п.вер}}$  - коэффициенты сезонности, определяемые по [2].

$$\rho_{\text{расчет.гор}} = 70 \cdot 3,6 = 252 \text{ Ом}\cdot\text{м};$$

$$\rho_{\text{расчет.вер}} = 70 \cdot 1,25 = 87,5 \text{ Ом}\cdot\text{м}.$$

Вертикальный электрод имеет определенное сопротивление растеканию, которое рассчитывается по следующей формуле:

$$R_{\text{вер.эл}} = \frac{\rho_{\text{расч.вер}}}{2 \cdot \pi \cdot l_{\text{стржн}}} \left( \ln \frac{2l_{\text{стржн}}}{d_{\text{стржн}}} + 0,5 \cdot \ln \frac{4H + l_{\text{стржн}}}{4H - l_{\text{стржн}}} \right) \quad (106)$$

где  $H$  – расстояние от верхнего конца заглубленного электрода до поверхности грунта ( $0,7 + 5 \cdot 0,5 = 3,2$  м).

$$R_{\text{вер.эл}} = \frac{87,5}{2 \cdot 3,14 \cdot 5} \left( \ln \frac{2 \cdot 5}{0,02} + 0,5 \cdot \ln \frac{4 \cdot 3,2 + 5}{4 \cdot 3,2 - 5} \right) = 18,467 \text{ Ом}$$



Вертикальные заземлители (ориентировочное количество) с учетом коэффициента использования  $K_{\text{исп.вер}}$ , определяемого по [2], рассчитываются по следующей формуле:

$$N = \frac{R_{\text{вер.эл}}}{K_{\text{исп.вер}} \cdot R_{\text{иск}}} \quad (107)$$

где  $R_{\text{иск}} = \frac{R_3 R_e}{R_e - R_3} = \frac{0,5 \cdot 2}{2 - 0,5} = 0,66$  Ом – количественное выражение сопротивления растеканию искусственного заземлителя;

$K_{\text{исп.вер}} = 0,46$  (кол-во вертикальных заземлителей определяется по соотношению  $R_{\text{вер.эл}} / R_{\text{иск}}$  по [2]).

$$N = \frac{18,467}{0,46 \cdot 0,66} \approx 61 \text{ шт.}$$

Сопротивление растеканию горизонтальных заземлителей определяется расчетом при помощи следующей формулы:

$$R_{\text{гор.заз}} = \frac{\rho_{\text{расч.гор}}}{2 \cdot \pi \cdot l_{\text{пол}} \cdot K_{\text{исп.гор}}} \cdot \ln \frac{2l_{\text{пол}}^2}{b \cdot H} \quad (108)$$

где  $b$  – высота полосы (5x40);

$H$  – глубина заложения горизонтального заземлителя.

$$R_{\text{гор.эл}} = \frac{252}{2 \cdot \pi \cdot 1200 \cdot 0,27} \cdot \ln \frac{2 \cdot 1200^2}{0,005 \cdot 0,7} = 0,886 \text{ Ом}$$

Сопротивление вертикальных электродов необходимо уточнить с добавлением проводимости горизонтальных электродов:

$$R_{\text{вер.эл.утчн}} = \frac{R_{\text{гор.заз}} R_{\text{иск}}}{R_{\text{гор.заз}} - R_{\text{иск}}} \quad (109)$$

$$R_{\text{вер.эл.утчн}} = \frac{0,886 \cdot 0,66}{0,886 - 0,66} = 2,587 \text{ Ом}$$

Определим число вертикальных электродов с учетом уточненного коэффициента использования по формуле:

$$N = \frac{R_{\text{вер.эл}}}{K_{\text{исп.вер.утчн}} \cdot R_{\text{вер.эл.утчн}}} \quad (110)$$

$$N = \frac{18,467}{0,6 \cdot 2,587} = 11,897 \text{ шт.}$$

Исходя из условий размещения и необходимости снижения сопротивления растекания, принимаем количество электродов равное 35 шт.

Уточним расчетное сопротивление горизонтальных электродов исходя из окончательного числа вертикальных электродов по формуле (9.5):

$$R_{\text{гор.эл.утчн}} = \frac{252}{2 \cdot \pi \cdot 1200 \cdot 0,45} \cdot \ln \frac{2 \cdot 1200^2}{0,005 \cdot 0,7} = 0,532 \text{ Ом}$$

Определим расчетное сопротивление вертикальных электродов исходя из их окончательного принятого числа и условия размещения по формуле (10.4), сделав небольшие преобразования формуле:

$$R_{\text{вер.эл.утчн}} = \frac{18,467}{0,77 \cdot 35} = 0,879$$

Определим окончательное сопротивление заземляющего устройства с учетом окончательного числа вертикальных электродов по следующей формуле:

$$R_{\text{заз.окнчл}} = \frac{R_{\text{вер.эл.утчн}} \cdot R_{\text{гор.эл.утчн}}}{R_{\text{вер.эл.утчн}} + R_{\text{гор.эл.утчн}}} \quad (111)$$

$$R_{\text{з.э}} = \frac{0,767 \cdot 0,532}{0,767 + 0,532} = 0,331 \text{ Ом}$$

Сопротивление заземления получилось меньше максимально допустимого 0,5 Ом.

## 10 Молниезащита на подстанции ГПП-1 110/10 кВ

Защита изоляции существующего и вновь устанавливаемого оборудования на территории открытого распределительного устройства подстанции от прямых ударов молнии осуществляется при помощи стержневых отдельностоящих молниеотводов, порталных молниеотводов и молниеотводов на прожекторных мачтах.

Оборудование должно защищаться от импульсных перенапряжений, возникающих при ударах молнии в молниеотводы или находящиеся в непосредственной близости от подстанции сооружения на подстанционном щите собственных нужд также должны защищаться молниеотводами.

В данном случае молниеотводы на порталах выступают как отдельно стоящие молниеотводы и, рассчитав один, можно применить те же цифры к другим молниеотводам.

Стандартной зоной защиты одиночного стержневого молниеотвода высотой  $h$  является круговой конус высотой  $h_0 < h$ , вершина которого совпадает с вертикальной осью молниеотвода.

Высота молниеотводов равна  $h = 25$  м.

Радиус горизонтального сечения  $r_{гор}$  м, для зоны защиты на высоте  $h_x$  определяется по формуле:

$$r_{гор} = \frac{r_0(h_0 - h_x)}{h_0} \quad (10.1)$$

где  $h_0 = 0,85h = 0,85 \cdot 25 = 21,3$  м – высота конуса зоны защиты молниеотвода;

$r_0 = 1,2h = 1,2 \cdot 25 = 30$  м – радиус конуса защиты молниеотвода.

Высоты защищаемых объектов  $h_{x1} = 8,5$  м и  $h_{x2} = 11,75$  м. Подставим численные значения в формулу (10.1) и получим следующее:

$$r_{горx1} = \frac{30(21,3 - 8,5)}{21,3} = 18 \text{ м};$$

$$r_{горx2} = \frac{30(21,3 - 11,75)}{21,3} = 13,4 \text{ м}.$$

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе было проведено полное техническое перевооружение (реконструкция) электрической части ГПП-1.

На стороне 110 кВ приняты к установке элегазовые выключатели фирмы АВВ LTB 145D1/B, разъединители марки РГ-110/1250-УХЛ1 производства ЗАО "ЗЭТО".

К установке принят трансформатор типа ТДН – 25 МВА.

На стороне 10 кВ принято к установке комплектное распределительное устройство типа КРУ-СЭЩ-63 с выключателями марки LF-2 производства Merlin Gerin (Шнейдер Электрик).

Выполнен расчёт ошиновки 110 и 10 кВ, и выбор кабельных линий ГПП, РУ и ТП.

Выполнен расчет уставок релейной защиты линии от ГПП-1 до цеховой ТП-7.

Также было рассчитано заземляющее устройство ГПП-1. Расчет показал, что сопротивление контура заземления в любое время года будет составлять менее 0,5 Ом.

Молниезащита подстанции защищает оборудование и здания подстанцию от прямых ударов молнии на всей территории подстанции.

Основные решения по оборудованию – увеличение нагрузочной способности, уменьшение габаритов, повышение надёжности схемы электроснабжения предприятия по производству конструктивных элементов воздушных линий.

## Список используемых 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-2-11012\\_50\\_UHL11375079935.php](http://grantek-svet.ru/catalog/Razediniteli_vysokovoltnye/RGP/Razedinitel_RGPZ_SESH-2-11012_50_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-П-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-elegazovyyu-bakovyyu-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, 2015. – 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, 2015. – 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, 2013. – 15 p.